



UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS
VERITATE SOLA NOBIS IMPONETUR VIRILISTOGA. 1948

*Facultad de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Electroenergética*

Trabajo de Diploma

*Título: Calidad de energía en sistemas eléctricos de potencia con
generación eólica.*

Autor: José Antonio Pérez de Morales Artiles

Tutor: Dr. Ignacio Pérez Abril

Santa Clara

2008

"Año 50 de la Revolución"

CON SU ENTENDIMIENTO Y TRANSPARENCIA



Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética.



TRABAJO DE DIPLOMA

**Calidad de energía en sistemas eléctricos de
potencia con generación eólica.**

Autor: José Antonio Pérez de Morales Artiles.

Tutor: Dr. Ignacio Pérez Abril.

Consultante: Dr. Leonardo Casas

Santa Clara

2008

"Año 50 de la Revolución"



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería en Automática, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma del Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

Firma del Tutor

Firma del Jefe de Departamento
donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-Técnica

PENSAMIENTO

*Todo lo que realice será insignificante
pero será necesario que lo haga.*

Mahatma Gandhi

TAREA TÉCNICA

En el trabajo se realizará el estudio de los problemas que traerá para los sistemas eléctricos, en término de calidad de energía, la conexión de los parques eólicos. Realizar un estudio profundo de estos aspectos que conlleven a la mala calidad del suministro eléctrico, en términos de amplitud, frecuencia y simetría de la onda transportada.

Firma del Autor

Firma del Tutor

RESUMEN

En el siguiente trabajo se realizará un estudio de los problemas de la conexión de un parque eólico a las redes de distribución, y cómo podrían controlarse cada uno de esos problemas para la posible inclusión de estos al Sistema Electroenergético Nacional.

Primero se verán todos los aspectos en que afectará la calidad de la energía eléctrica por la conexión de dichos parque a las redes de suministro y se ejemplificará cada uno, con el fin de puntualizar los puntos principales que conllevan a la deficiencia del suministro de la energía eléctrica y lo que esto podría causar no solo a las industrias sino también a los clientes mas disímiles como pueden ser los residenciales.

Después de la ejemplificación de estos puntos negativos de la conexión a las redes eléctricas de los parques eólicos, veremos los métodos de control para cada uno de ellos.

TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO.....	1
DEDICATORIA.....	2
AGRADECIMIENTOS.....	3
TAREA TÉCNICA.....	4
RESUMEN.....	5
INTRODUCCIÓN.....	9
Organización del informe.....	11
CAPÍTULO 1 Revisión crítica de la bibliografía.....	12
1.1 Aspectos generales de la calidad de energía.....	12
1.2 Aspectos generales de los aerogeneradores.....	15
1.2.1 Generadores asíncronos.....	16
1.2.1.1 Generador asíncrono jaula de ardilla.....	16
1.2.1.2 Generador asíncrono doblemente alimentado.....	16
1.2.2 Generadores sincrónicos.....	17
1.2.2.1 Generador sincrónico excitación clásica.....	17
1.2.2.2 Generador sincrónico de imanes permanentes.....	18
1.2.3 Potencia extraída por los aerogeneradores.....	18
1.2.3.1 Variación de la velocidad del viento con la altura.....	18
1.2.3.2 Potencia extraída.....	19
1.3 Aspectos generales de parques eólicos.....	20

1.3.1 Problemas de la conexión de los parque eólicos a las redes de energía eléctrica.....	21
1.3.2 Algunas implicaciones de la mala calidad del suministro eléctrico.....	21
CAPITULO 2 Perturbaciones en la onda del voltaje.....	23
2.1 Factor de cambio del voltaje.....	24
2.2 Fluctuaciones rápidas del voltaje.....	24
2.2.1 Coeficiente del flicker.....	25
2.2.2 Factor de paso del flicker.....	26
2.2.3 Aparición y procedimiento para evaluar la emisión del flicker.....	26
2.2.3.1Cambio de operación.....	28
2.2.3.2Funcionamiento continuo.....	29
2.2.3.2.1 Flicker por efecto sombra.....	31
2.3 Variaciones lentas del voltaje.....	31
2.3.1 Sobrevoltaje.....	32
2.3.2 Colapso del voltaje.....	32
2.3.3 Efecto del número de turbinas.....	33
2.3.4 Efecto del arranque de las turbinas.....	34
2.3.5 Variaciones lentas demostradas atreves de un estudio.....	35
2.4 Control del voltaje.....	38
2.4.1 Control del arranque en las turbinas.....	38
2.4.2 Control del voltaje por los tap del transformador.....	40
2.4.3 Control de voltaje mediante SVC.....	41
CAPÍTULO 3 Variaciones de la frecuencia.....	43
3.1 Sistemas de potencia para la reposición d la frecuencia.....	46
3.1.1 Modelo del sistema para la reposición de la frecuencia.....	47

3.1.2	Función transferencial.....	48
3.2	Atenuación de las fluctuaciones de la potencia.....	50
3.2.1	Sistema de almacenamiento de energía.....	50
3.2.2	Algoritmo para mejorar el tamaño del ESS.....	51
3.2.3	Análisis paramétrico.....	53
3.3	Sistema de modelación y simulación.....	54
3.3.1	Sistema de modelación.....	54
3.3.2	Resultados de la simulación.....	56
CAPÍTULO 4 Deformación de la forma de onda.....		58
4.1	Aspectos que conllevan a la aparición de armónicos.....	59
4.1.1	Armónicos por el uso de convertidores e inversores.....	60
4.1.2	Saturación de transformadores.....	61
4.2	Resonancia por armónicos y bancos de capacitores.....	64
4.2.1	Compensación por bancos de capacidad fija.....	64
4.2.2	Compensación por bancos de capacidad variable.....	65
4.3	Filtros de armónicos utilizados en los parques eólicos.....	69
4.3.1	Filtros pasivos.....	69
4.3.2	Filtros activos.....	71
4.3.3	Filtros híbridos.....	72
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		73
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		77

INTRODUCCIÓN

El mundo de hoy en día, es un mundo dependiente de la energía eléctrica y el gran aumento del consumo de dicha energía ha provocado un grave problema, ya que la materia prima necesaria para su obtención se está extinguiendo, el petróleo, por lo que las empresas destinadas a su generación y distribución se han visto obligadas a buscar alternativas de obtención de la energía eléctrica, o sea que la materia prima para la obtención de esta fuese inagotable. Por lo que se ha empezado a desarrollar métodos de producción de energía eléctrica con fuentes renovables o inagotables como son la energía eólica, la energía solar, las hidroeléctricas, etc.

El siguiente trabajo se dedicará al estudio de la energía eólica, la cual es aquella que aprovecha la potencia del viento para convertirla en energía eléctrica, pero para llegar a los aerogeneradores actuales ha sido un camino largo y escabroso. No es posible indicar en qué parte del mundo se construyeron los primeros molinos de viento. Existen múltiples versiones de diferentes autores sobre el principio de la evolución de estos aparatos.

Fue en el año 1802 cuando se pensó, por primera vez, en la transformación de la energía eólica en energía eléctrica. Lord Kelvin trató de asociar un generador eléctrico a un aeromotor, pero hubo que esperar hasta 1850 al acontecimiento del dinamo, para que existiese lo que hoy conocemos como "aerogenerador", en la producción de energía eléctrica.

El faro de Hebe fue la primera instalación de balizamiento marítimo equipada con una fuente de energía eléctrica autónoma mediante un aerogenerador.

Esta nueva aplicación de la energía eólica tuvo cierto éxito, de forma que en el año 1920 existían unos trescientos constructores de estos aparatos.

El estudio en los campos de la aerodinámica permitió alcanzar grandes progresos en los aeromotores, muchos de estos conllevaron incluso a la realización de grandes máquinas, cuya potencia está comprendida entre 100 y 1 000 kW, lo cual demuestra que la producción de energía eléctrica a partir de la del viento es factible, ello ocurrió hasta el año 1961. Desgraciadamente en ese año el precio del petróleo bajó, poniendo al kilowatt "eólico" a precios inaccesibles. Todas las máquinas fueron desmontadas y vendidas a precio de chatarra.

Desde el año 1973, poco a poco, ocurre el proceso inverso, impulsando programas de estudio y realización de aerogeneradores. No obstante, en 1978 eran pocas las instalaciones eólicas. La demanda de aerogeneradores de potencia pequeña y mediana en países industrializados permanece limitada a aplicaciones muy concretas. No obstante su demanda en países tercermundistas aumentó, esto se debe al bajo costo de producción e instalación de estos equipos en comparación con las ganancias retribuidas.

A partir de las diversas experiencias internacionales de operación de grandes conjuntos de aerogeneradores modernos, constituyendo centrales eólicas, de 1980 a 1995 se evolucionó de la máquina de 50 kW a la de 500 kW, estando para el 1998 en proceso de introducción las unidades de 750 y 1000 kW, las que se consideraban el tope para este tipo de arquitectura y tecnologías actuales de grandes aerogeneradores.

Para fines del año 2000 se han instalado en el mundo, más de 14,000 MW. En Europa, Alemania, Dinamarca, el Reino Unido, España y Grecia tienen los programas más ambiciosos.

Para el año 2020, la Asociación Europea de Energía Eólica, estima tener más de 20,000 MW instalados de potencia eólica para generación de electricidad. En América Latina, Costa Rica y Argentina llevan la delantera, con 20 y 9 MW respectivamente. En el Caribe, la empresa eléctrica de Curazao opera desde marzo de 1994 una centralita de 4 MW que fue la primera central eólica en América Latina y el Caribe. En Cuba se ha implementado este método de obtención de energía eléctrica, con la instalación de un parque en la provincia de Holguín, en nuestra provincia de Villa Clara existe un proyecto para la implementación de un parque eólico en el municipio de Corralillo.

La implementación de la energía eólica en nuestro país ha impulsado a estudios sobre esta. El siguiente proyecto tendrá como objetivo el estudio del efecto que puede traer en la redes de distribución del Sistema Energético Nacional (SEN), en términos de calidad de la energía, los dichos parques. Se estudiaran estos aspectos, porque hablar hoy en día de calidad de energía, es hacerlo de uno de los problemas que enfrenta toda empresa dedicada a la generación y distribución de la energía eléctrica en el mundo. Este concepto de calidad de energía es importante porque la sociedad y la industria actual poseen una penetración de altísima en equipamiento electrónico de diversas generaciones, vinculados al control de procesos, accionamiento, procesamiento de datos, comunicaciones y transmisión de información, dispositivos domésticos, comerciales, etc. En nuestro país se esta llevando a cabo una política para mejorar el nivel de vida del pueblo cubano, la

Revolución Energética, esta hace que la población cubana también tenga una fuerte penetración de esta energía, por lo que se hace de gran importancia el estudio de la calidad de uno de los productos más utilizados en el país. Los fabricantes de los equipos eléctricos, en un mercado competitivo, diseñan sus equipos en el nivel de los normados por el sistema, de manera que las desviaciones dentro de esos límites no afectan el funcionamiento pero si la calidad de la energía es de mala puede afectar su funcionamiento. Por todo esto se verán métodos para el control de los parámetros que influyan negativamente en el término de calidad de energía.

Organización del informe

En el trabajo se estudiara primeramente los aspectos generales de la calidad de la energía, de los aerogeneradores y las dificultades de la conexión de los parques eólicos a redes de distribución, como suelen ser, las fluctuaciones de voltaje, variaciones de la frecuencia y la aparición y emisión de armónicos desde los parques a la red. Seguidamente explicaremos más detalladamente cada uno de estos aspectos y la forma de controlarlos. Las fluctuaciones del voltaje se dividirán en dos formas de aparición como se vera, variaciones lentas de voltaje y el flicker (variaciones rápidas sostenidas), se estudiará las causas de sus apariciones y su control, para la posible conexión del parque. El estudio de las variaciones de la frecuencia se estudiara por la importancia de esta en un sistema eléctrico, ya que es el termino que representa la estabilidad de los estos sistemas. La aparición y emisión de armónicos es un tema muy difundido en el mundo de los sistemas eléctricos por los nefastos efectos que presenta, por lo que debemos estudiar sus orígenes y la forma de controlarlos, con la implementación de los filtros de armónicos.

CAPÍTULO 1. Revisión crítica de la bibliografía.

1.1 Aspectos generales de la calidad de energía

En el Complejo Energía-Combustible la forma de energía más versátil es, indudablemente, la energía eléctrica, lo que está dado por la facilidad de su uso en cualquier proporción, su accesibilidad y posibilidad de conversión, de manera relativamente sencilla, a otros tipos de energía. A ello es preciso agregar la facilidad de su transportación económica a grandes distancias y en grandes bloques, todo lo que le ha dado, desde la época de su primera implementación práctica, una preferencia indiscutible y un lugar sin competencia en la vida que llamamos moderna. Por esta razón el término de calidad de esta energía tan cotizada y necesaria, se hace importante para todas las empresas que la generan y distribuyen. Existen parámetros para medir la calidad de la energía como son la frecuencia, voltaje y amplitud de la onda del voltaje que se transportan por las redes de distribución. La afectación de estos parámetros está dado por:

- o Fluctuaciones en la amplitud del voltaje.
- o Desviaciones de la frecuencia.
- o Apariciones de armónicos e interarmónicos.

Las fluctuaciones de voltajes en los sistemas eléctricos están normadas, dependiendo de variables que la caracterizan, como son, el tiempo de duración y la profundidad.

Las fluctuaciones del voltaje se clasifican dependiendo del tiempo de duración como: [1]

- $\Delta t < T/2$ transitorias
- $T/2 < \Delta t < 30T$ instantáneas
- $30T < \Delta t < 3 \text{ s}$ momentáneas
- $3 \text{ s} < \Delta t < 1 \text{ min}$ temporales
- $\Delta t > 1 \text{ min}$ sostenida

Las desviaciones en la frecuencia se pueden agrupar en tres grandes grupos:

- 1) Oscilaciones de baja frecuencia (< 5 kHz)
- 2) Oscilaciones de frecuencia media (5 – 500 kHz)
- 3) Oscilaciones de alta frecuencia (> 500 kHz)

La distorsión de la forma de onda se define como la desviación en estado estable de la forma de onda de la corriente o la tensión con respecto a una onda sinusoidal ideal.

Se clasifican cinco tipos primarios de distorsión:

- 1) Corriente directa
- 2) Armónicos
- 3) Interarmónicos
- 4) Notching
- 5) Ruido

La presencia de los parques eólicos en redes de distribución generara armónicos e interarmónicos. Los armónicos son tensiones o corrientes sinusoidales de frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia nominal del sistema y cuya suma reproduce la onda distorsionada. Los armónicos de bajo orden se muestran en la figura 1.1, como son 3^{ro} y 5^{to}, y se observa la distorsión que causan en la onda de frecuencia fundamental.

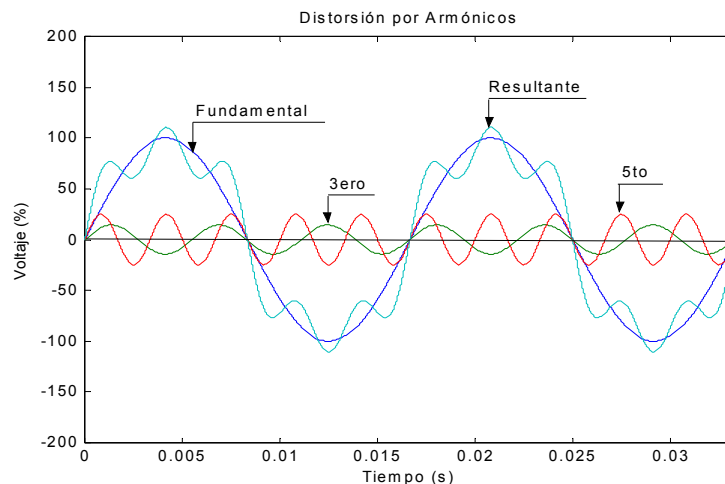


Figura 1.1 Armónicos de bajo orden.

La distorsión armónica se origina por la presencia de cargas no lineales en el sistema como son: los convertidores estáticos, equipos electrónicos, hornos de arco, lámparas de descarga, etc.

Los niveles de distorsión armónica se describen por el espectro completo de armónicos con las magnitudes y ángulos de fase de todos los armónicos individuales, pero comúnmente se utilizan como medida de la distorsión los términos Total Harmonic Distortion (THD) o Total Demand Distortion (TDD).

Los interarmónicos son voltajes o corrientes sinusoidales de frecuencias que no son múltiplos enteros de la frecuencia nominal del sistema. Pueden aparecer como frecuencias discretas o como un espectro de banda ancha. En la figura 1.2 se muestran los interarmónicos.

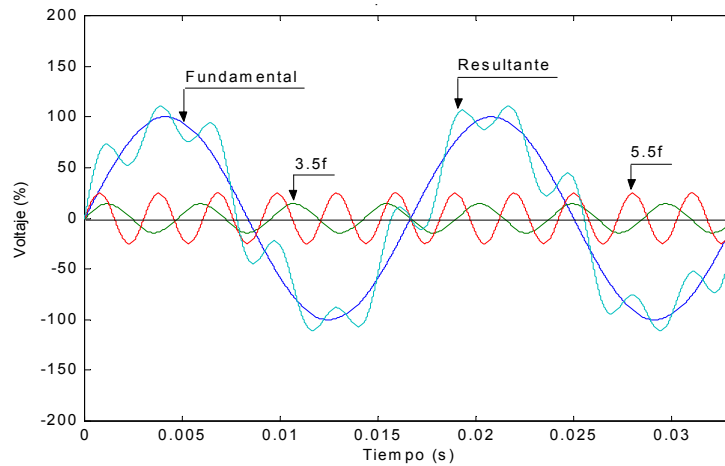


Figura 1.2 Interarmónicos.

En los parques eólicos cuando dos convertidores operan en frecuencias diferentes aparecen los interarmónicos. Los efectos de los interarmónicos no han sido estudiados con la profundidad dedicada al caso de los armónicos.

Distorsión armónica

La relación de cada armónico con respecto al fundamental se conoce como distorsión armónica individual IHD.

$$\%IHD_n = \frac{V_n}{V_1} 100 \quad (1.1)$$

Mientras que la distorsión armónica total o THD es una medida del grado de distorsión armónica total de una onda. Se define como el por ciento que representa el valor efectivo de los armónicos superiores al fundamental con respecto a este.

$$\%THD = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_\infty^2}}{V_1} 100 \quad (1.2)$$

1.2 Generalidades de los aerogeneradores.

Un aerogenerador es un dispositivo mecánico que convierte la energía del viento en energía eléctrica. Las turbinas eólicas están diseñadas para convertir la energía del movimiento del viento (energía cinética) en energía mecánica, movimiento de un eje. Luego en los generadores de la turbina, ésta energía mecánica se convierte en electricidad.

Los elementos principales de cualquier turbina del viento son: el rotor, una caja de engranajes, un generador, equipo del control y la torre.

El generador es un elemento esencial ya que es quien genera la electricidad cuando hay suficiente viento como para rotar las paletas. La electricidad se transfiere a la siguiente etapa usando el cableado (para el almacenaje, envió a la red o para el uso directo). Las turbinas de gran escala generalmente contienen generadores con capacidades entre 600 kW y 2 MW, aunque en la actualidad existen turbinas de 5 MW.

Actualmente se encuentran en los parques eólicos las siguientes tecnologías de generadores:

Generadores asincrónicos.

1. Rotor jaula de ardilla
2. Doblemente alimentado

Generadores sincrónicos.

3. Síncronos
4. Síncronos, excitación con imanes permanentes (flujo radial).

1.2.1 Generadores asincrónicos.

Los generadores asincrónicos son aquellos que la velocidad de giro del rotor es diferente a la velocidad sincrónica.

$$\omega_s = \frac{120 f}{P} \quad (1.3)$$

1.2.1.1 Generador asincrónico de rotor jaula de ardilla.

Las características de este tipo de generador son: velocidad de giro (ω) constante, pala fija y regulación por stall (pérdidas). En los modelos de mayor potencia (hasta 2 MW) se han incorporado un activestall, en el que la pala puede girar sólo unos grados (10°) para ajustar mejor el perfil de stall en la zona de altos vientos (18-25 m/s). Conectado directamente a red a través de una caja multiplicadora entre rotor y generador.

Como absorbe energía reactiva de la red para la excitación (magnetización del rotor) va equipado con un banco de capacitores que pueden regularse con el fin de obtener un $\cos\phi=1$. Para evitar las altas corrientes de arranque se usa un soft-starter. Algunos modelos están equipados con dos generadores, uno de la potencia nominal y el otro con la mitad de la capacidad del anterior, para funcionar a bajas velocidades de viento (cuyo objetivo es aprovechar la inversión realizada y conseguir una tasa de disponibilidad de funcionamiento elevada), por lo que se puede reducir bruscamente la potencia de salida.

1.2.1.2 Generador asincrónico doblemente alimentado.

Estos generadores presentan características tales como: velocidad variable (ω), con un control de paso de pala (margen 40%), un rotor que en el devanado tiene un convertidor electrónico entre el rotor y la red. El estator está directamente acoplado a red a través de un transformador.

El rango de variación de la velocidad del generador depende de su número de polos, ejemplo, uno de 4 será desde 1.400 rpm a 1.750 rpm.

La potencia del convertidor, formado por dos unidades back-to-back de tiristores IGBT unidos por una conexión en C.C con un capacitor de alisamiento, es del orden del 25 al 30% de la potencia nominal de la turbina. Tiene, asimismo, una caja multiplicadora entre rotor y generador de tres etapas y una relación que varía entre 1:50 y 1:60.

Con este diseño se pueden controlar las corrientes de las dos partes del convertidor, el lado del rotor (rectificador) y el de la red (inversor). Al controlar con los IGBT la corriente

de la parte del suministro, se obtiene el control de la potencia reactiva por medio de la corriente directa del estator, I_d , ligada al flujo de estator (esta regulación es parcial, dentro de unos límites).

Igualmente, al controlar la corriente de la parte del rotor se controla la intensidad en cuadratura, I_q , ligada al par y por consiguiente la potencia activa. Se trata pues, de un ingenioso diseño que intenta acercar el generador asíncrono a su homólogo sincrónico, permitiendo un importante control de potencia reactiva, aunque no alcanza el control desarrollado por el sincrónico.

Una desventaja de este tipo de generador son las pérdidas asociadas al sistema de control antes mencionado, que se diseña para un 30% de la potencia nominal de la máquina, obteniendo por tanto peores rendimientos, aproximadamente un 95%.

1.2.2 Generador sincrónico.

Son aquellos generadores que como su nombre lo indican su rotor gira a la velocidad sincrónica.

1.2.2.1 Generador sincrónico de extinción clásica.

Generador más caro. Tiene una electrónica del modelo muy cara, más que el del anterior.

Turbinas de velocidad variable con control de paso y generador síncrono, acoplado bien:

- Directamente al eje de la turbina.

- A través de una caja multiplicadora.

Se requiere así un generador de menos polos y por lo tanto de más revoluciones y menores dimensiones, por lo tanto de un costo más bajo, aún sumando la caja multiplicadora.

A la salida del generador sincrónico, se suministra una frecuencia alterna variable que sigue las variaciones de velocidad del viento, además se acopla un convertidor electrónico formado por un rectificador y un inversor unidos por un enlace en CC. La salida del inversor se hace a la frecuencia de la red. Toda la potencia captada por la turbina pasa por el convertidor que tiene que estar diseñado para soportar la potencia nominal de la misma, por esta razón, esta electrónica de potencia es más cara que la del 2º modelo, con el consiguiente problema de pérdidas adicionales.

1.2.2.2 Generador sincrónico de imanes permanentes.

Las características son análogas al modelo anterior, por el hecho que no se puede controlar la energía reactiva por medio de la excitación, ya que esta es fija y corresponde con la imantación de las piezas del rotor. Se ahorran las pérdidas en la excitación en este modelo. [2]

1.2.3 Potencia extraída por aerogeneradores.

Como se ha dicho los aerogeneradores transforman la energía del viento en energía eléctrica, esta energía de salida de cada aerogenerador no solo va a depender del tipo de generador sino de factores como son, la altura y velocidad del viento.

1.2.3.1 Variación de la velocidad del viento con la altura.

La altura estandarizada para la evaluación de los vientos es 10 metros sobre el suelo. Sin embargo, la velocidad del viento varía de acuerdo a la altura sobre el suelo en forma exponencial, para fines prácticos, la ecuación que se utiliza es la siguiente:

$$\frac{V}{V_o} = \left(\frac{H}{H_o} \right)^n \quad (1.4)$$

Donde:

Ho: altura a la que se midió la velocidad.

Vo: velocidad del viento a la altura Ho.

V: velocidad del viento a la altura H.

H: altura para la cual se desea calcular la velocidad.

El valor de "n" varía dependiendo de la topografía, de la velocidad del viento y de otras variables. Algunas bibliografías consideran a $n=1/2$ para velocidades de viento menores de 8 km/h, $n=1/5$ para velocidades entre 8 - 56 km/h y $n=1/7$ para velocidades superiores a los 56 km/h.

Como se puede observar, en un mismo lugar la potencia o la energía posible de obtener con una máquina eólica depende de la altura a la cual esta el rotor o turbina eólica. En otras palabras, mientras más alta es la torre más energía se obtiene. Pero esto demanda también mayor costo, de modo que en la práctica hay que balancear la ganancia de energía con el costo extra que resulta por incrementar el tamaño de la torre.

1.2.3.2 Potencia extraída.

La energía del viento no es más que su energía cinética y se determina por la ecuación:

$$E = \frac{1}{2}mV^2 \quad (1.5)$$

Donde:

m= masa del aire (kg)

V= velocidad del viento (m/s)

E= energía (Joule)

Uno de los parámetros más importantes en el tratamiento de cualquier fuente energética es la potencia. En este caso, cuando se instala una turbina eólica, lo que se hace es interceptar una cierta cantidad de aire en una área del tamaño “A” que viene a ser el área de la turbina eólica, también se llama el área barrida por la máquina eólica o por sus palas. En dicha área se produce la transformación de la energía cinética del viento, o quizás deberíamos decir la potencia cinética del viento en mecánica, que es entregada a través del eje o rotor a la turbina. La ecuación que la determina es la siguiente:

$$P = \frac{1}{2}\rho AV^3 \quad (1.6)$$

Donde:

P = Potencia (W),

ρ = densidad del aire (kg./m³)

A = área barrida por el rotor (m²)

V = velocidad del viento (m/s).

Como es de esperarse, en toda conversión energética existen pérdidas y las turbinas eólicas no podrían ser la excepción. Para considerar las pérdidas de transformación de la máquina, se introduce el llamado coeficiente de potencia (Cp), que no es más que la eficiencia de conversión de las turbinas eólicas, obteniéndose la ecuación de comportamiento de las turbinas eólicas de la forma que sigue:

$$P = \frac{1}{2}\rho AV^3 C_p \quad (1.7)$$

Por lo que se observa, la energía eléctrica de salida esta afectada por el valor del coeficiente de potencia. Este coeficiente fue estudiado por un investigador, Betz, que demostró que el máximo valor posible a obtener para el "Cp" es de 16/27. En la práctica, este valor es inalcanzable; los valores que se llegan a obtener están entre 0.4 y 0.5 para generación de electricidad y entre 0.3 y 0.4 para el bombeo de agua usando las tecnologías modernas. Para el caso de las máquinas artesanales, los coeficientes de potencia oscilan entre 0.15 y 0.20 dependiendo de los materiales y los modelos utilizados. [3]

1.3 Generalidades de los parques eólicos.

Los parques eólicos son las instalaciones conjuntas de un número determinado de aerogeneradores que generan electricidad conectados a la red de suministro.

Aunque ellos resuelven la potencia relativamente pequeña de los aerogeneradores en solitario, representan un pequeño porcentaje de la generación convencional en cualquier país.

La producción eléctrica de un parque es mucho más alisada que la de una turbina individual. El grado de alisado dependerá de la extensión geográfica que alcance el parque eólico, 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 este parque.

La razón fundamental para que se produzca este alisado, es que la estructura del soplido del viento, tanto espacial como temporal, se encuentra menos correlacionada a medida que las distancias entre turbinas se hace mayor.

Si se tienen diversos parques instalados, el mismo principio de alisado puede aplicarse a la potencia generada por todas las plantas eólicas (falta de correlación entre las fluctuaciones de los vientos incidentes en los diversos parques).

La calidad de la energía 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 voltaje y frecuencia.

1.3.1 Problemas de integración de las turbinas eólicas a la red.

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

Armónicos: Resulta importante pues los mismos pueden dañar 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 armónicos, lo que da por resultado que ellos sean de bajo orden. Hoy en día los convertidores producen una salida con muy bajo contenido de armónicos por debajo de lo recomendado por la IEEE.

Alimentación de Potencia Reactiva: Los primeros generadores asincrónicos fueron instalados con un hardware inadecuado para compensar la potencia reactiva, lo que provocó un difícil control del voltaje. Hoy en día el uso de electrónica de potencia en las turbinas eólicas 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 estáticos de potencia reactiva 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. [6]

1.3.2 Algunas implicaciones de la mala calidad del suministro eléctrico

- Con parámetros de tensión diferentes a los nominales o de trabajo ocurre la aceleración de envejecimiento del aislamiento de los equipos eléctricos, como consecuencia de un calentamiento más intensivo y, en una serie de casos como resultado del reforzamiento de procesos de ionización. De aquí se deriva una intensificación de las tasas de averías.
- Las desviaciones de tensión conllevan a un aumento del calentamiento de motores eléctricos con momentos constantes de carga (carga tipo transportador, elevador etc.), acelerando el envejecimiento del aislamiento.

- La elevación de la tensión por encima de la nominal conlleva a la disminución del tiempo de vida útil de lámparas.
- La asimetría en la tensión también conlleva al calentamiento adicional del equipamiento de fuerza y disminuye su vida útil. Este defecto también influye negativamente en el funcionamiento de algunos esquemas de protecciones por relees, provocando operaciones erráticas y sacando del funcionamiento a los equipos.
- En el caso de los motores las variaciones de tensión conducen al calentamiento adicional y a la variación del momento al eje. Los bajones de tensión para los motores asíncronos tienden a frenarlos y a procesos de re arranques, pudiendo llegar a situaciones de disparo de protecciones, sobretodo, cuando trabajan simultáneamente grupos de motores.
- La presencia de armónicos superiores conducen a la aceleración de envejecimiento del aislamiento, al calentamiento adicional de las partes conductoras de los equipos e instalaciones, al incremento de las pérdidas de energía en las redes, a la operación errática de los esquemas de protecciones eléctricas, al envejecimiento acelerado de las baterías de condensadores provocando su fallo, etc.
- La presencia de armónicos superiores también implican el aumento de las pérdidas parásitas e histéresis en los núcleos de motores y transformadores, tanto del sistema eléctrico como de los propios consumidores. De igual manera crean interferencias en los servicios de comunicaciones y transmisión de datos.
- La reducción de la frecuencia conduce a una disminución de la productividad de los accionamientos eléctricos, al trabajo inestable de equipos electrónicos, de mediciones y de sistemas de protecciones. Las centrales termoeléctricas tienen también influencia en las vibraciones de las turbinas, las que poseen bandas estrictas de variaciones admisibles de este parámetro.[1]

CAPÍTULO 2. Perturbaciones en la amplitud de la onda del voltaje.

Las perturbaciones en la amplitud de la onda del voltaje son un aspecto que debe ser estudiado para la conexión de los parques eólicos a las redes de suministros de energía eléctrica. Dichas perturbaciones pueden ocurrir tanto cuando las turbinas eólicas trabajan en régimen continuo, como cuando ocurren cambios de operaciones.

Existen diversos cambios de operaciones en el funcionamiento de los dichos parques eólicos o simplemente de cada una de las turbinas eólicas que lo confeccionan, entre ellas se encuentran:

- 1-Arranque del parque o de las turbinas eólicas.
- 2-Conmutación en las turbinas, estas se hacen presentes en turbinas con más de un aerogenerador o que el generador sea de devanados múltiples.

Las perturbaciones en la amplitud de la onda del voltaje en el régimen de funcionamiento continuo se deberán a:

- 1-Variaciones del viento.
- 2-Efecto sombra.
- 3-Diferencia del par entre la punta y la base de las aspas de las turbinas eólicas.
- 4-Perturbaciones mecánicas.
- 5-Corrientes armónicas producidas por la utilización de la electrónica de potencia.

Estas perturbaciones se clasificaran en dos grupos mediante las variables de tiempo de permanencia de dicha perturbación y su profundidad. A la luz de estas variables se podrán definir en:

- 1-Fluctuaciones del voltaje (Flicker).
- 2-Variaciones rápidas del voltaje.

2.1 Factor de cambio del voltaje.

Como ha quedado planteado anteriormente los cambios de operación son causa de perturbaciones en la amplitud de la onda del voltaje. Al ocurrir un simple cambio de operación en una turbina eólica aparece un factor que responde a la variación que experimenta el voltaje:

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_n} \frac{S_k}{S_n}, \quad (2.1)$$

Donde

$U_{\min}$ y $U_{\max}$: son los mínimos y máximos de tensión [valores RMS de fase-a-neutro] debido a la conmutación;

U_n : valor de la tensión nominal de fase a fase;

S_n : es la potencia aparente nominal de la turbina eólica;

S_k : es la potencia aparente de corto circuito de la red.

Este factor de cambio del voltaje esta dado para valores específicos del ángulo de la impedancia del sistema (30° , 50° , 70° y 85°), o sea, que es función del ángulo de la impedancia.

En aerogeneradores de velocidad variable se espera que el rendimiento sea bastante bajo en los factores del cambio del voltaje, mientras que los valores de los aerogeneradores de velocidad fija pueden ir desde un valores medios a altos. [4]

2.2 Fluctuaciones del voltaje (Flicker).

Las fluctuaciones de tensión son variaciones sistemáticas de la tensión, o una serie de cambios aleatorios cuya magnitud se encuentra normalmente entre $\pm 10\%$ de la tensión nominal.

Las cargas que exhiben variaciones rápidas y continuas de la corriente pueden causar fluctuaciones de la tensión, y a menudo se refieren como flicker. Este término se define como el impacto de las fluctuaciones de la tensión en las lámparas, o sea, lo que se percibe por el ojo humano como parpadeo de la iluminación.

Este puede medirse mediante la utilización de un flickermeter como se describe en el IEC 61000-4-15 (IEC, 1997). El flickermeter toma como entrada el voltaje y da a la salida el nivel de parpadeo. Como puede observarse en la figura 2.1, incluso una pequeña

fluctuación de voltaje puede ser molesto para los clientes si persiste en determinadas frecuencias. [4]

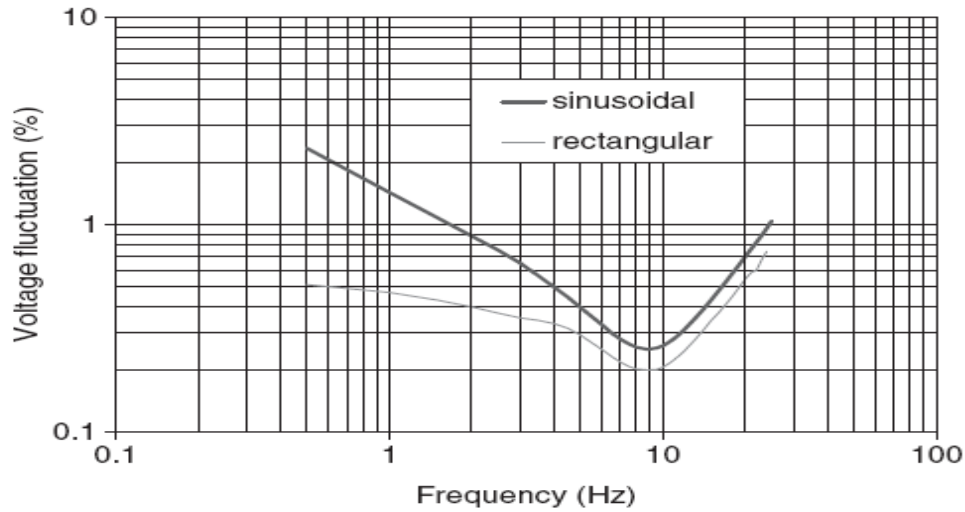


Figura 2.1: Medición de pequeñas y rápidas fluctuaciones de voltaje por un flickermeter.

2.2.1 Coeficiente del Flicker.

El parpadeo es un coeficiente normalizado para un aerogenerador en régimen de funcionamiento continuo:

$$c(\psi_k, v_a) = P_{st} \frac{S_k}{S_n}, \quad (2.2)$$

Donde:

P_{st} : es la emisión de parpadeo de la turbina eólica,

S_n : es la potencia aparente nominal de la turbina eólica,

S_k : es la potencia aparente de corto circuito de la red.

En turbinas de velocidad variable se espera rendimientos relativamente bajos del coeficiente de parpadeo, mientras que los valores de los aerogeneradores de velocidad fija pueden ir desde valores medios a altos, y esto se debe a la mayor fluctuación de la potencia de salida de las turbinas de velocidad fija, como puede observar en la siguiente Figura 2.2. [4]

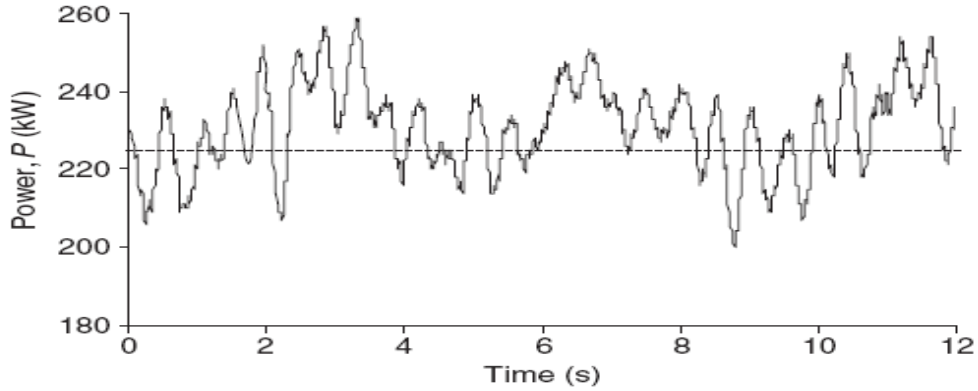


Figura 2.2: Potencia de salida de una turbina de velocidad fija en el dominio del tiempo.

2.2.2 Factor de paso del Flicker.

El paso del parpadeo es un factor normalizado de emisión medida del parpadeo debido a un único cambio de operación de una turbina eólica:

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \frac{S_k}{S_n} P_{st} T_p^{0.31}, \quad (2.3)$$

Donde:

S_n : es la potencia aparente nominal de la turbina eólica;

S_k : es la potencia de corto circuito aparente de la red.

P_{st} : emisión de flicker desde la turbina eólica.

T_p : duración de la variación de voltaje.

Este factor es específico para valores del ángulo de impedancia de la red (30° , 50° , 70° y 85°), o sea, al igual que el valor del factor de cambio del voltaje es función del ángulo de la impedancia.

El valor del factor de paso del flicker en turbinas de velocidad variable es más pequeño que el factor de paso de turbinas de velocidad fija. [4]

2.2.3 Aparición y procedimiento para evaluar la emisión del flicker.

La operación de conexión y desconexión en un parque eólico puede generar variaciones de voltaje con una frecuencia cerca del rango de frecuencia de flicker. El nivel de flicker

medido en el punto de conexión del parque es la suma de la emisión del propio parque y el nivel intrínseco de flicker de la propia red.

Todos los fenómenos que causan variaciones de la potencia activa generada por el parque, provocan variaciones de tensión en el rango de frecuencias donde aparece el flicker.

La emisión del flicker depende también de factores externos como la potencia de cortocircuito y el ángulo de fase de la impedancia, como se ha dicho con anterioridad.

Otro factor que influye en la emisión de flicker es la tecnología de las turbinas, la distribución de las mismas y la cantidad de turbinas instaladas.

Cuando existe un gran número de turbinas instaladas en el parque la curva de la potencia de salida del parque experimenta un alisamiento o lo que es lo mismo no experimenta grandes fluctuaciones, y esto trae consigo una menor emisión de flicker del parque.

De acuerdo con la norma EN 50160, un cambio rápido de voltaje, debe ser inferior al 5% del U_n (Voltaje nominal), aunque un cambio de hasta el 10% del voltaje nominal pueden ocurrir varias veces al día por determinadas circunstancias.

Un parpadeo de gravedad puede darse en un corto plazo, P_{ST} , o sea, que esté medido durante un período de 10 minutos (N_{10}), o como un valor a largo plazo, P_{LT} , correspondiente a un período de 2 horas (N_{120}), y pueden ser calculados a partir de una secuencia de valores de la emisión del flicker desde una única turbina eólica (P_{ST}):

$$P_{lt} = \left[\sum_{i=1}^{12} \left(\frac{P_{st,i}^3}{12} \right) \right]^{1/3} . \quad (2.4)$$

De acuerdo con la norma EN 50160, el parpadeo de gravedad tiene que ser inferior o igual a 1 durante el 95% de una semana. Cabe señalar que en reacción al término de emisión de parpadeo debemos tomarlo como algo subjetivo, porque en algunos casos la gente puede ser molestada por $P_{LT} = 1$, por ejemplo, mientras que en otros casos los valores más altos puede ser aceptado.

Para garantizar $P_{LT} \leq 1$ en el cliente, las entradas de aire de cada una de las fuentes de parpadeo, las turbinas eólicas, conectado a la red solo puede admitirse una contribución limitada, por ejemplo, en una red que tenga $E_{Pst}=0.7$ y $E_{Plt}=0.5$ en el PCC del parque

eólico, sería el límite de emisión de flicker para nuestro estudio, donde E_{PST} y E_{PLT} son las respectivas emisiones de parpadeo a corto plazo y a largo plazo. En otras redes, se pueden encontrar valores diferentes mediante el uso de IEC 61000-3-7 (IEC, 1996b) como una guía. Las turbinas eólicas emiten parpadeo como resultado de las operaciones de conmutación, y como resultado de las rápidas fluctuaciones en la potencia de salida en régimen de funcionamiento continuo.

Siguiendo las recomendaciones de IEC 61400-21, la emisión de parpadeo de una única turbina eólica o de un parque eólico puede ser evaluado. Los procedimientos que se dan para evaluar la emisión de parpadeo debido a las operaciones de conmutación y debido a un funcionamiento continuo serán los siguientes:

2.2.3.1 Operaciones de conmutación.

El procedimiento para evaluar la emisión de parpadeo debido a las operaciones de cambio en la base de cada turbina eólica, se caracteriza por el factor de paso del parpadeo, $K_F(k)$, que es una medida normalizada de la emisión de parpadeo debido al peor de los casos de conmutación en la operación de una turbina eólica. Los peores casos de conmutación en la operación son comúnmente en el inicio (arranque), y también en las operaciones de conmutación entre los generadores (por ejemplo, para obtener dos velocidades en la operación, si se aplica un aerogenerador con estas condiciones). Además, el procedimiento da por sentado que, para cada turbina, se da la información sobre el número máximo de arranques, N_{10} y N_{120} , que se puede esperar dentro de 10 minutos y 2 horas, respectivamente. Sobre la base de estas características, la emisión de parpadeo, en el peor de los casos de conmutación de las turbinas eólicas se puede calcular.

$$P_{st} = \frac{18}{S_k} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{10} [k_{f,i}(\psi_k) S_{n,i}]^{3.2} \right\}^{0.31},$$

$$P_{lt} = \frac{8}{S_k} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120} [k_{f,i}(\psi_k) S_{n,i}]^{3.2} \right\}^{0.31},$$

(2.5) y (2.6)

Donde N_{WT} : es el número total de turbinas.

Para el ejemplo del parque que se mostrará en la sección 2.3.5, $P_{ST} = 0.71$ y $P_{LT} = 0.68$ (es decir, superior a los límites tomados por la guía de IEC 61000-3-7 (IEC, 1996b)) puesto que se ha visto el peor de los casos.

Por lo tanto, la emisión de parpadeo debido a operaciones de conmutación puede ser una limitación para el funcionamiento del parque eólico en ejemplo, para el caso más grave. Esta limitación no obstante, se podrá superar con bastante facilidad mediante el uso de otro tipo de aerogenerador con un menor factor de paso del flicker, K_F . Otra alternativa es garantizar que sólo un número reducido de turbinas eólicas están autorizados a iniciar dentro del mismo período de 10 minutos y 2 horas. Esto implica alterar el sistema de control de la configuración de la turbina eólica a un valor menor para N_{120} y la introducción de un sistema de control para el parque eólico que permite que sólo un número reducido de turbinas eólicas pueda iniciar dentro del mismo período de tiempo de 10 minutos de duración. [4]

2.2.3.2 Funcionamiento continuo.

El procedimiento para evaluar la emisión de parpadeo debido al funcionamiento en régimen continuo en la base de que cada turbina eólica, se caracteriza por el coeficiente de parpadeo, $c(\Psi_k, V_a)$, que es una medida normalizada de la máxima emisión del parpadeo prevista durante el funcionamiento continuo de una turbina eólica. Para llegar a la emisión de parpadeo de una sola turbina, el coeficiente de parpadeo $c(\Psi_k, V_a)$ y es simplemente multiplicado por S_n / S_k , mientras que la emisión de un parque eólico se puede encontrar en la siguiente ecuación:

$$P_{st} = P_{lt} = \frac{1}{S_k} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{wt}} [c_i(\psi_k, v_a) S_{n,i}]^2 \right\}^{0.5}. \quad (2.7)$$

$P_{ST} = P_{LT}$ en la ecuación anterior, porque es probable que las condiciones a corto plazo persistan a largo plazo. Además, en la ecuación (2.7) se asume que los niveles de potencia máxima entre los aerogeneradores no se correlacionan. En condiciones especiales, sin embargo, las turbinas de un parque eólico pueden "sincronizar", causando fluctuaciones de potencia, pero esto ocurrirá muy poco. Por lo que entonces la ecuación (2.7) puede estimar la emisión de parpadeo (véase también la Figura 2.3).

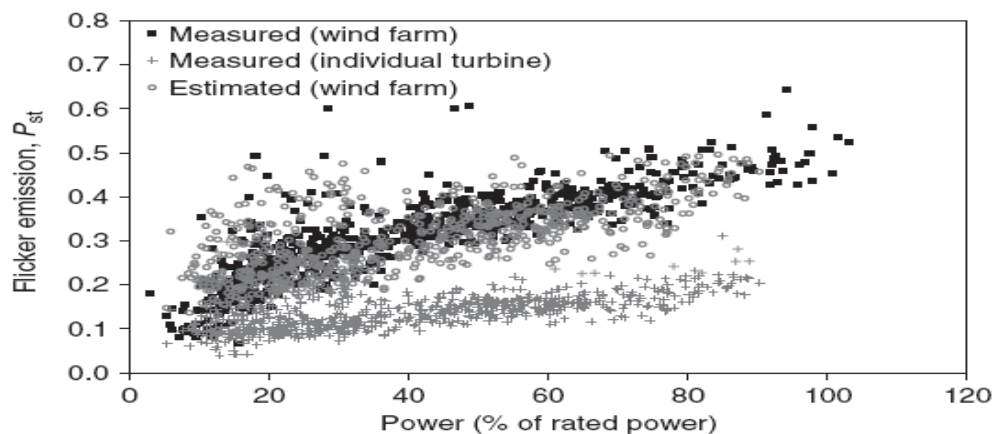


Figura 2.3: Emisión de flicker de una turbina, del parque y la estimada por los cálculos de un parque eólico de 5 turbinas de 750 kW.

Para este ejemplo, $P_{ST} = P_{LT} = 0.49$, que se encuentra justo en el límite supuesto del ejemplo de $E_{Plt} = 0.5$. Si el parque eólico se amplía con más aerogeneradores del mismo tipo, la emisión de parpadeo tiende aún más a aumentar por encima del límite aceptable. Por lo tanto, para el sistema de ejemplo, la emisión de parpadeo debido a la continua operación puede ser un obstáculo para una mayor expansión del parque eólico en cuestión. Para superar esta limitación, el planteamiento es sencillo, es seleccionar un determinado tipo de aerogeneradores que tenga un menor valor de c . Sin duda, un generador de velocidad variable daría un valor mucho más bajo de c . [4]

2.2.3.2.1 Flicker por efecto sombra.

Las fluctuaciones de potencia de los aerogeneradores en funcionamiento continuo pueden ser causados por el efecto sombra de la torre, por errores de orientación, por variaciones del viento, turbulencias del viento o por las fluctuaciones en el sistema de control. La razón principal de parpadeo en turbinas de velocidad fija es el efecto sombra de la torre. Cada vez que una pala pasa la torre, la potencia de la turbina se ha reducido. Este efecto provoca fluctuaciones periódicas de energía con una frecuencia de alrededor de 1 Hz. la Figura 2.4 da un ejemplo de esas fluctuaciones de potencia en turbinas de velocidad fija.

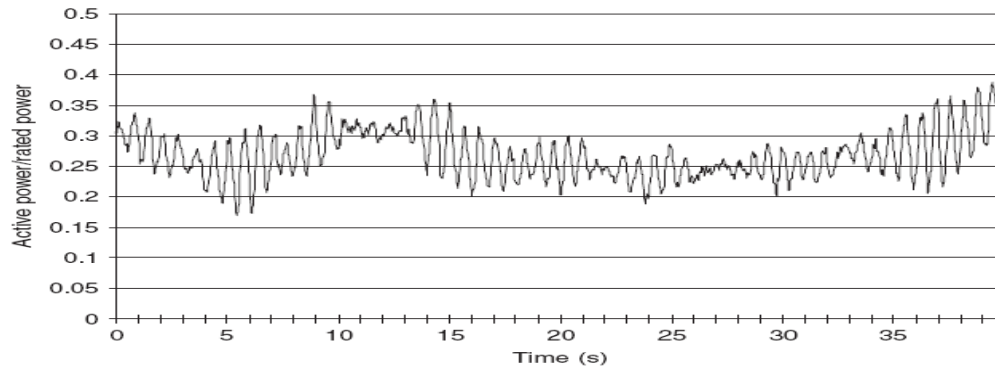


Figura 2.4: Potencia de salida de una turbina con generador de velocidad fija; y las fluctuaciones dadas por el efecto sombra de la torre.

Para las turbinas de velocidad variable, las fluctuaciones rápidas de energía se suavizan y el efecto sombra de la torre no afecta la potencia. Por lo tanto, el parpadeo de las turbinas de velocidad variable es en general más bajo que el parpadeo de las turbinas de velocidad fija.

En parques eólicos con la utilización de estas turbinas, las fluctuaciones de energía son suavizadas por el hecho de que las fluctuaciones de la potencia de los aerogeneradores no están correlacionadas. El parpadeo de un parque eólico es la suma geométrica del parpadeo de todas las turbinas. Esto significa que para un parque eólico compuesto de n turbinas del mismo tipo, el parpadeo de la granja es $\sqrt{n}$ veces el parpadeo de un solo aerogenerador. [4]

2.3 Variaciones rápidas del voltaje.

Las variaciones rápidas de voltaje se define en la norma EN 50160 como un aumento o reducción del voltaje en un valor entre 1% y el 90% de U_n , seguida por una recuperación después de un corto período de tiempo, convencionalmente entre 1 ms a un 1 min. Se prevé que el número de variaciones rápidas de voltaje durante un año pueden variar desde unas pocas decenas a miles de estas. De acuerdo con la norma EN 50160, las variaciones que tienen profundidades entre 10% y el 15% del U_n son comunmente causadas debido a la conmutación de cargas, mientras que las más profundas pueden ser causadas por fallas.

Existen dos casos interrelacionados cuando existen los parques eólicos en la producción de energía eléctrica, como son: rápidas sobretensiones por un aislamiento en forma de

isla y un bajón repentino del voltaje (colapso del voltaje) por la acumulación de potencia reactiva.

2.3.1 Sobrevoltaje.

Cuando los parques eólicos quedan súbitamente trabajando en forma de isla o sea de forma aislada del sistema, las turbinas eólicas suelen seguir entregando potencia activa llegando a proporcionar valores inaceptables tanto de voltaje como de frecuencia. En estos casos las turbinas suelen tener un frenado automático, sin embargo, este no suele ocurrir instantáneamente, por lo que hasta que el disparo se realice hay probabilidades de que ocurra un sobrevoltaje.

Inmediatamente después de la aparición de la condición de aislamiento, el voltaje del sistema tiende a incrementar con el fin de crear un equilibrio entre la producción de potencia activa y el consumo de energía reactiva de las turbinas de viento. El tiempo que tarda en llegar a ese equilibrio depende de las constantes de tiempo eléctricas del generador, es decir, unos pocos ciclos.

El peor caso posible es cuando hay una combinación de máxima producción de energía eólica y un mínimo de carga, o sea, hay un gran consumo de potencia reactiva en relación con la potencia de salida del parque.

Para evitar sobretensiones inaceptables, es esencial que toda la producción de energía reactiva sea rápidamente absorbida o interrumpida. Esto sólo puede lograrse por medio de compensación dinámica, es decir, la utilización de SVC (Compensación estática de la potencia reactiva). [5]

2.3.2 Colapso del voltaje.

El colapso del voltaje ocurre si existe algún fallo en el circuito del parque, lo que hace que el deslizamiento de los generadores se incremente, y como se observa en la siguiente ecuación con el aumento del deslizamiento existe un incremento del momento y por ende un mayor consumo de potencia reactiva y así sucesivamente:

$$M_{e1} = kRU^2 \sin(\delta) / (R^2 + X^2 \sin^2 \delta) \quad (2.8)$$

Esta acumulación de déficit de potencia reactiva en la red causa un bajón voltaje, si el voltaje en el sistema cae a tal punto que el par correspondiente de los generadores está por debajo de la alimentación mecánica del par, la turbina eólica comienza a acelerar,

hasta que se dispara. El colapso del voltaje puede ocurrir debido a un consumo excesivo de potencia reactiva.

Para evitar que se produzca el colapso del voltaje, debe existir un rápido apoyo de la potencia reactiva de forma obligatoria. Esto puede ser fácilmente logrado por medio de un SVC. Este SVC puede calificarse de ventajoso para un alto rendimiento dinámico durante un corto período de tiempo y un menor rendimiento de funcionamiento de estado continuo, un concepto que va a resultar muy rentable. [5]

2.3.3 Efecto del número de turbinas en las variaciones del voltaje.

Haremos una comparación del efecto en el punto de conexión de un parque (PCC) tomando una sola turbina eólica (WF1G) y tomando un grupo de 16 turbinas (WF16G) en las variaciones tanto de la potencia como del voltaje. Las turbinas tienen un generador de inducción de 225 kW y la compensación de potencia reactiva se hará con capacitores de 99 kVAr, la velocidad promedio del viento será 18.7 m/s, en el punto de conexión la energía que entrega el parque será de 212 MW, por la contribución de todas las turbinas que forman dicho parque.

En la figura 2.7 mostraremos el circuito de conexión del parque, dividido en 3 grandes grupos (3P), a la red, representada por un bus infinito. La distancia entre los grupos de turbinas será d_1 y d_2 respectivamente.

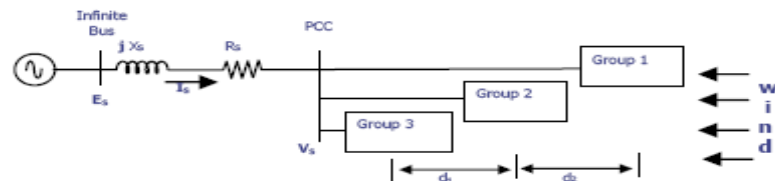


Figura 2.7 Circuito de conexión del parque.

Mostramos en las siguientes figuras (2.8, 2.9 y 2.10) una comparación de la potencia de salida, potencia reactiva y de las variaciones del voltaje del parque tomándolo como una única turbina (WF1G) o un grupo de 16 turbinas (WF16G).

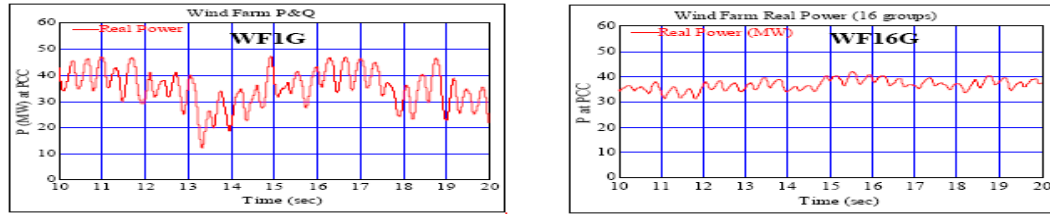


Figura 2.8: Potencia de salida a) para una única turbina b) un grupo de 16 turbinas.

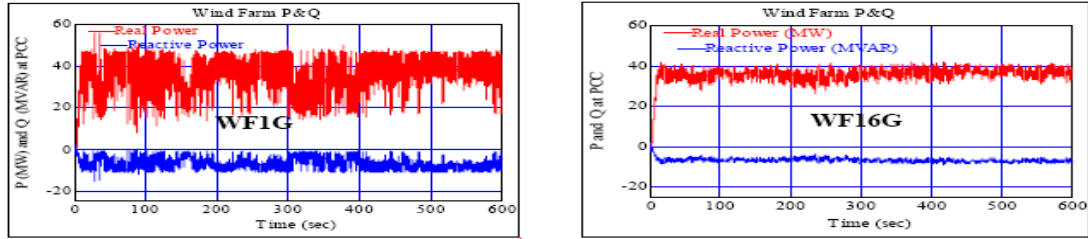


Figura 2.9: Potencia Activa y Reactiva para WF1G y WF16G.

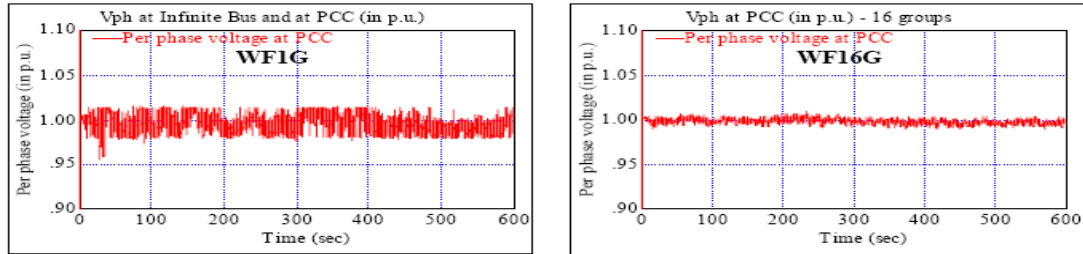


Figura 2.10: Variaciones del voltaje para WF1G y WF16G.

Como se observa en las figuras podemos ver el efecto de alisado de la potencia de salida y que las fluctuaciones de voltaje son menores para WF16G, y estas ultimas están en un rango menor del $\pm 5\%$ del U_n , un efecto permitido en la industria. Como también se observa en la figura 2.11 como cuando mayor es el número de turbinas o grupo de ellas, las caídas en el voltaje serán más pequeñas. [6]

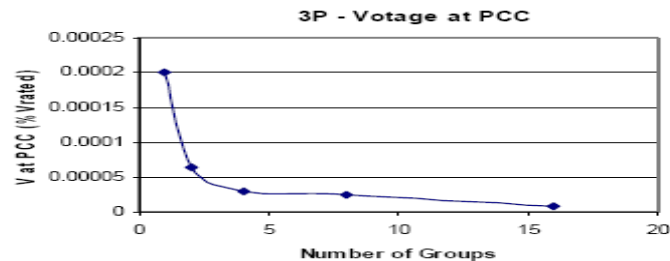


Figura 2.11: La componente del voltaje de salida del parque con los 3 grupos en el PCC.

2.3.4 Variaciones debido al arranque de las turbinas.

Una de las causas de las variaciones del voltaje es la puesta en marcha de las turbinas, las cuales suelen causar una súbita reducción del voltaje, seguida por una recuperación después de unos segundos. Como se puso de manifiesto, cada turbina eólica se caracteriza por un factor de cambio de voltaje, k_u (k), la reducción repentina de voltaje debido al arranque puede ser evaluado por:

$$d = 100 k_u(\psi_k) \frac{S_n}{S_k}. \quad (2.9)$$

Como es poco probable que varios aerogeneradores en un parque eólico arranquen al mismo tiempo, la ecuación (2.9) no es una función del número de aerogeneradores como son las ecuaciones (2.5) y (2.6). Para un parque eólico que la reducción repentina por causa del arranque sea de $d = 3,0\%$ (como el del caso del 2.3.5) será un valor aceptable en la mayoría de los casos, sobre todo teniendo en cuenta que esto implicaría una reducción en el voltaje de 0,90 pu y sólo para el caso en que coincida con una elevada carga en la red sería un problema. Además, como la ecuación (2.9) no es una función del número de aerogeneradores del parque, se puede concluir que, por ejemplo en cualquier sistema, las variaciones de voltaje debido al arranque de las turbinas no son un obstáculo para una mayor expansión del parque eólico. [4]

2.3.5 Variaciones rápidas demostradas atreves de un Estudio específico.

La red que se estudiara es representada en la Figura 2.12, este parque es de 5 generadores de 750kW cada uno. Los aerogeneradores son de un diseño convencional, operando a velocidad fija y el uso de stand para la limitación de potencia a altas velocidades del viento. Cada aerogenerador está equipado con la electrónica de potencia que limita la marcha para velocidades de vientos demasiados fuertes, limita la corriente en el arranque del generador de inducción y tiene bancos de capacitores, para la compensación de potencia reactiva, de capacidad variable para mantener el factor de potencia cercano a la unidad durante la operación de dichas turbinas. Para ver más detallada las características de calidad de potencia de cada aerogenerador, según se especifica en IEC 61400-21, se muestra la Tabla 2.1, aunque, por simplicidad, sólo se enumeran los datos de la red en cuestión.

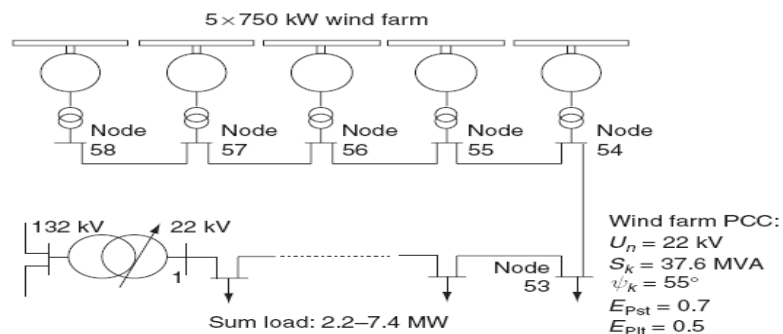


Figura 2.12: Representacion del circuito que sera estudiado.

Tabal 2.1: Características del aerogenerador usado en el ejemplo.

Características	Valor
Potencia activa nominal (P_n)	750 kW
Potencia reactiva nominal (Q_n)	0kVAr
Voltaje de fase a fase	0.69 kV
Máxima potencia permitida	1.2(P_n)
Coeficiente del flicker c ($\Psi_k=55^\circ$, $V_a=8.2$ m/s)	10.9
Máximo número de cambios de operaciones, N_{10}	1
Máximo numero de cambios de operaciones, N_{120}	12
Factor de paso del flicker	1.2
Factor de cambio del voltaje	1.5

Nota: Ψ_k es el ángulo de la impedancia de fase, V_a es velocidad promedio del viento anual.

El parque eólico está conectado a una línea de distribución de 22 kV de alimentación, a una potencia aparente de corto circuito en el punto de acoplamiento común (PCC) unas 10 veces la capacidad de la potencia eólica instalada. Por lo tanto, la red parece relativamente débil y el funcionamiento del parque eólico, cabe esperar que tendrá efectos significativos sobre a la calidad de voltaje en los clientes conectados a los 22 kV de alimentación. Los 22 kV de alimentación está conectado a través de un transformador que

por el lado de alta esta conectado a una línea de transmisión de 132 kV. Dada la fortaleza de los 132 kV del punto de conexión, se supone que el parque eólico no afectara significativamente a este nivel de voltaje.

El análisis por el lado del transformador de 22kV pueden llevarse a cabo para evaluar las variaciones de voltaje (es decir, las variaciones en la amplitud del voltaje, expresada N_{10} , valores medios).

Por la sencillez del sistema y que los aerogeneradores son operados en un factor de potencia cercano a la unidad, es suficiente para considerar los dos casos de carga que se especifican a continuación que darán un mínimo y un máximo de variaciones de voltaje respectivamente:

- . máximo consumo de las cargas conectadas al alimentador y cero la producción de energía eólica.
- . mínimo consumo de las cargas del alimentador y máxima producción de energía eólica continúa.

La Figura 2.13 muestra los resultados para los dos casos de carga. En el nodo 1 se denota el voltaje medio (MV) y en el nodo de alta tensión del transformador se denota (HV). Los aerogeneradores del parque eólico están conectados a nodos de 54-58 (ver Figura 2.12), mientras que los otros nodos están conectados los consumidores.

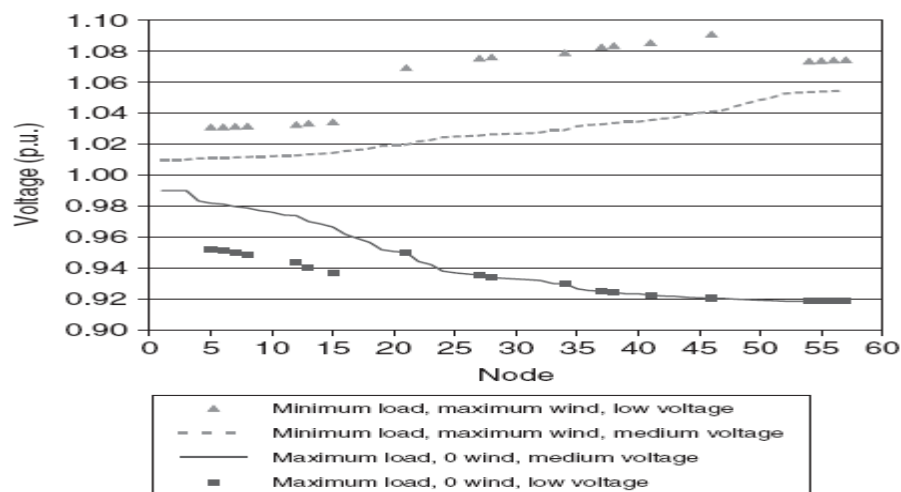


Figura 2.13: Resultados para los casos de mínima y máxima carga.

El voltaje que se estudiara es el del lado de baja tensión de transformador, ya que es por donde el parque eólico tendrá mayores influencias. La diferencia entre el valor en por

unidad del voltajes en media y baja tensión son el resultado de la caída de voltaje en las líneas de baja tensión y además se estima que el tap de los transformadores esta por baja tensión.

De acuerdo con la norma EN 50160, las entradas de aire que proporcionara las variaciones de voltaje medido por el lado de baja como promedio de 10 minutos deberían estar dentro de los límites de $\pm 10\%$ durante el 95% de una semana. Además, sólo para el lado de baja tensión, las variaciones del voltaje siempre deben estar dentro del rango de -15% y $+10\%$ del U_n . Por lo tanto, nuestro ejemplo el sistema se encuentra dentro de estos límites (ver figura 2.13). Sin embargo, las variaciones de voltaje puede ser un obstáculo a la ampliación del parque eólico porque una ampliación provocaría un aumento en la máxima tensión. Sin embargo, esta limitación puede fácilmente ser superada por la adaptación del factor de potencia de las turbinas. Una modesta reducción del factor de potencia de la unidad a 0,98 (inductivo) disminuye la tensión máxima en un 1,5% y deja espacio para la ampliación del parque eólico en cuestión. En realidad, el parque eólico podrá ampliar a un total de ocho aerogeneradores de 750kW operado en un factor de potencia de 0,98 inductivo antes de las variaciones de tensión volverá a ser un obstáculo para una mayor expansión.

Sin duda, las posibles incertidumbres en las estimaciones de mínimos y máximos niveles de carga podrán exigir márgenes de seguridad. Ello no obstante, cambiaria la sugerencia de que una posible pequeña variación de voltaje sea una limitación que puede ser contrarrestado por la adaptación de factor de potencia de los aerogeneradores. Se puede argumentar que una reducción del factor de potencia aumenta pérdidas de la red. Esto implica que una variación del factor de potencia debe utilizarse con cuidado, y que las opciones alternativas deben ser evaluadas.

Es pertinente considerar la posibilidad de que la tensión depende del control del factor de potencia que probablemente podría producir el aumento de pérdidas de la red. Para evaluar este problema, es necesario un análisis de flujo de carga para llevarlo a cabo. [4]

2.4 Control del voltaje.

2.4.1 Control del arranque en las turbinas eólicas.

Como se ha dicho el arranque de las turbinas va a ser causa de fluctuaciones del voltaje, por lo que debería ser un aspecto a controlar cuando el parque sea interconectado a la red de suministro. Estas fluctuaciones vienen dadas por los picos de corrientes que

existen en el arranque de estas turbinas y pueden llegar a ser hasta 300 veces el valor nominal y además por los cambios repentinos tanto de potencia activa como reactiva de los aerogeneradores.

Para las turbinas de velocidad fija, un soft-starter limita los picos de corriente de los generadores de inducción. El arranque suave se basa generalmente en una tecnología de tiristores y los límites en los valores serán de dos veces la corriente nominal del generador. Figura 2.14 (a) da un ejemplo de la curva de una turbina de velocidad fija.

Una vez que el generador llegue a la velocidad síncrona, el generador será conectado a la red. El arranque suave está en operación durante aproximadamente 1 ó 2 segundos y para limitar los picos. Durante este período, el generador necesita la potencia reactiva para establecer un flujo magnetizante que arranque el generador. Unos segundos después que el generador esté conectado, los condensadores serán conmutados a reducir al mínimo la demanda de energía reactiva. Los cambios rápidos de potencia durante la operación de conmutación causan parpadeo (flicker). Los grandes cambios de potencia activa y reactiva causa las fluctuaciones de voltaje.

En general, las turbinas de velocidad variable no muestran tal pico de corriente. La Figura 2.14 (b) da un ejemplo del arranque de una turbina de velocidad variable. Antes que la turbina genere potencia, la velocidad de rotación del rotor aumenta, impulsada por el viento. Si la velocidad de rotación es lo suficientemente alta como la producción de energía se inicia sin un pico de corriente. La producción de energía va aumentando hasta el nivel de potencia que viene determinada por la velocidad real del viento. En el ejemplo de la Figura 2.14 (b) la potencia llega a su valor no nominal, como consecuencia de la velocidad del viento real, que es superior a la velocidad del viento nominal. El comportamiento del suavizado de la turbina de velocidad variable durante las operaciones de cambio generalmente conduce a un bajón de voltaje pequeño y cambios de impresión de bajo parpadeo.

En parques eólicos, normalmente solo hay una o varias turbinas eólicas que inician o se detienen al mismo tiempo. En muy raras ocasiones, todos los aerogeneradores en un parque eólico se detienen en el mismo tiempo. Para el cálculo de variaciones de tensión debido a las operaciones de cambio es suficiente tomar una turbina o un pequeño número de turbinas.[4]

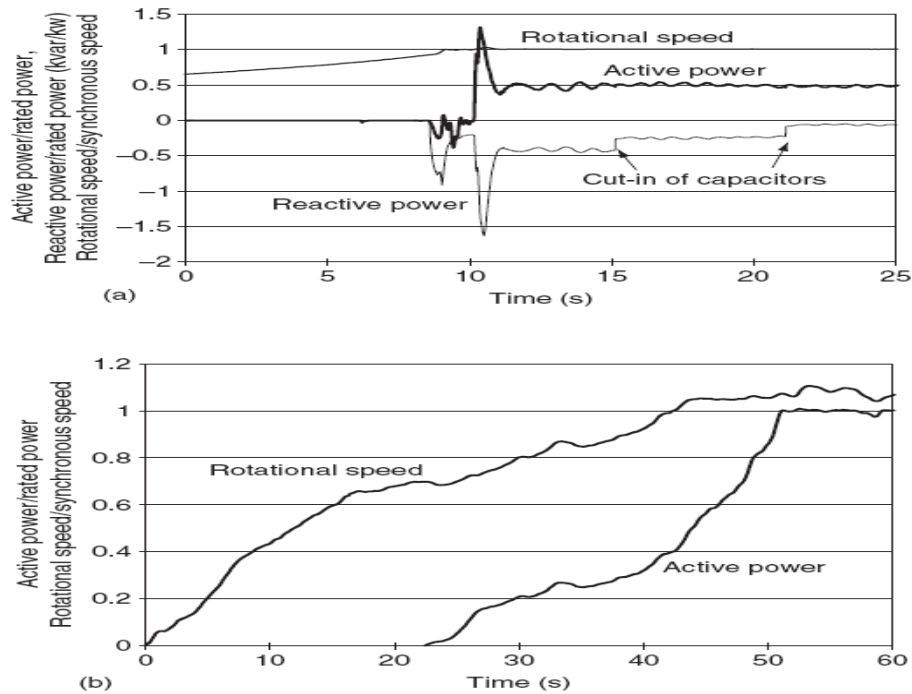


Figura 2.14: Arranque en las turbinas a) De velocidad fija b) De velocidad variable.

2.4.2 Control de voltaje por los tap de transformador.

El tap de los transformadores se utiliza para mantener los niveles de voltaje predeterminado. Esto se logra alternando el bobinado del transformador, o sea, la relación de transformación. Las regulaciones de E. ON y Scottish Power Scottish Hydro Electric incluyen requisitos especiales en relación con el tap en los transformadores.

El reglamento de E. ON recomienda el equipamiento de los transformadores de los parques eólicos con un cambia tap en estos, con el fin de poder variar la relación de transformación del transformador.

Scottish Power y Scottish Hydro Electric afirma que los parques eólicos de 100MW y más potencia tienen que tener control manual del tap que cambia la relación de transformación de los transformadores para permitir el control del voltaje deseado en la red y del envío deseado de potencia reactiva a la salida. Los parques eólicos entre 5MW y 100MW pueden utilizar este método si tienen su propio transformador, o recurrir a otros métodos de control de potencia reactiva de acuerdo con Scottish Power, en fase de la solicitud. ESBNG requiere que cada parque eólico, que está conectado a la red, tiene que tener un cambia tap por el lado de baja tensión. El tap del transformador por baja no debe afectar las vueltas de la bobina de alto voltaje más que:

- . 2,5% en un sistema de 110 kV.
- . 1,6% a 220 kV a 400 kV. [4]

2.4.3 Control del voltaje mediante SVC

El control del voltaje mediante la compensación estática de potencia reactiva (SVC), se basa en tiristores de conmutación (TSC) y tiristores controlados (TCR), como se muestra en la siguiente figura 2.15:

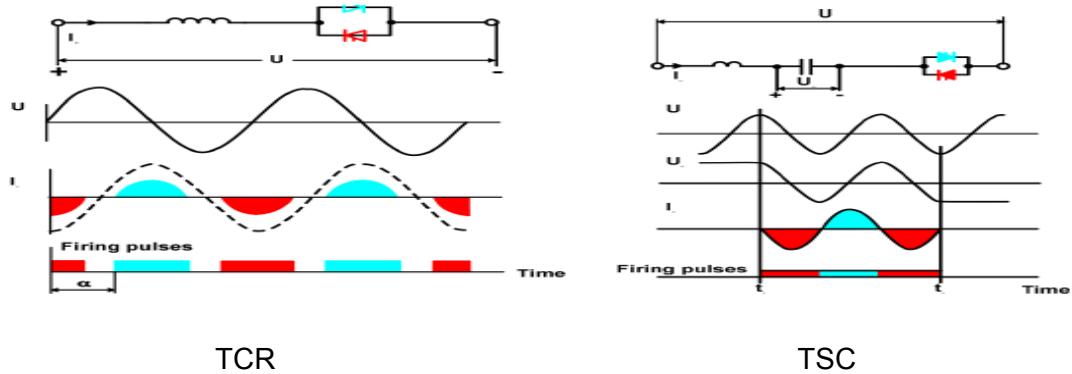


Figura 2.15: Control del voltaje mediante SVC.

Un completo análisis de SVC sobre la base de TCR y TSC puede ser concebido de diferentes maneras, para el cumplimiento de una serie de criterios y requisitos en el funcionamiento en la red. Dos tipos comunes de diseño, se muestra en la figura 2.16.

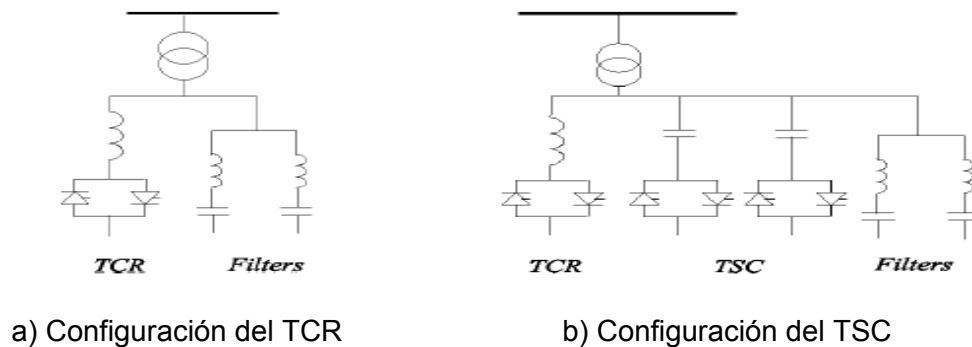


Figura 2.16: Diferentes configuraciones de SVC.

El objetivo principal del sistema de control SVC es determinar la susceptancia necesaria en el punto de conexión con la red eléctrica, con el fin de mantener el sistema de voltaje cerca de los valores deseados:

$$V_T = V_{ref} + X_{SL} I_{SVC} \quad (2.10)$$

Siendo:

V_{ref} Voltaje de referencia.

I_{SVC} : Corriente que circula por el SVC

X_{SL} : Pendiente de reactancia que responde a el cambio del voltaje.

El voltaje en el que SVC, ni genera, ni absorbe energía reactiva es el voltaje de referencia V_{ref} . Esta función se realiza por un sistema de medición de voltaje y se comparará con el valor de referencia.

En caso de discrepancia entre los dos valores, el controlador de órdenes de cambios en la susceptancia hasta se alcance el equilibrio. El controlador de operación da lugar a una nueva susceptancia a fin de regular el voltaje, que se convierte en órdenes de disparar cada tiristor. La nueva susceptancia del SVC viene dada por la suma de susceptancias de los filtros de armónicos, y el control continuo del TCR, y la conmutación de los TSC. El sistema de control también incluye la supervisión de las corrientes y voltajes en diferentes ramas. [5]

Conclusiones.

Por lo que concluimos que es de gran importancia el estudio de las fluctuaciones de voltaje en las redes eléctricas que presentan parques eólicos en su configuración. El control de dichas fluctuaciones se podría realizar por diferentes métodos, unos más eficaces que otros, como es, la Compensación estática de energía reactiva (SVC), cuyo control es verdaderamente efectivo en parques.

CAPÍTULO 3. Variaciones de la frecuencia.

La potencia de salida de las turbinas eólicas depende del cubo de la velocidad del viento y de su dirección, y como este es muy difícil controlar, la potencia de salida será muy variable en el dominio del tiempo lo cual traerá problemas para la interconexión de los parques eólicos a la red puesto que las fluctuaciones de la potencia de salida del parque traerá consigo diferentes dificultades como pueden ser las fluctuaciones de la frecuencia, este es un término que está dado por el equilibrio entre el consumo y la producción de la energía eléctrica y al esta última ser muy variable este equilibrio se vería afectado. Por lo cual debemos estudiar las formas de controlar la producción de energía de un parque con el fin de estabilizar las fluctuaciones en la frecuencia.

Se implementará un sistema de filtrado de la potencia de salida de las turbinas eólicas, utilizando una función transferencial para la atenuación de las fluctuaciones de la frecuencia en las zonas donde mayor afectación halla (zonas de bajas y medias frecuencias) y un sistema de almacenamiento de energía (ESS) para responder a estas fluctuaciones.

Filtrado de potencia de parques eólicos.

Como se ha dicho las fluctuaciones en la potencias de salida de los parques eólicos proporcionan variaciones de frecuencia, para la integración de estos a la red de suministro se debe implementar un método que controle estas variaciones. Por lo que se implementará un sistema de filtrado de la potencia de la energía eólica para evitar estas fluctuaciones en la frecuencia. Los sistemas de energía son más sensibles a las fluctuaciones de energía en la región de frecuencias medias (entre 0,01 y 1 Hz), mientras que la mayoría de las fluctuaciones de la energía eólica se encuentran en esa región y por debajo. En sistemas débiles una variación moderada del viento puede ocasionar grandes fluctuaciones de la frecuencia. Para disminuir este efecto se ha hecho un algoritmo de

filtrado de la potencia entregada por un parque eólico destinado a limitar estas fluctuaciones de frecuencia en las regiones medias.

En la figura 3.1 se muestra el perfil de la velocidad del viento en una zona donde existe un parque eólico.

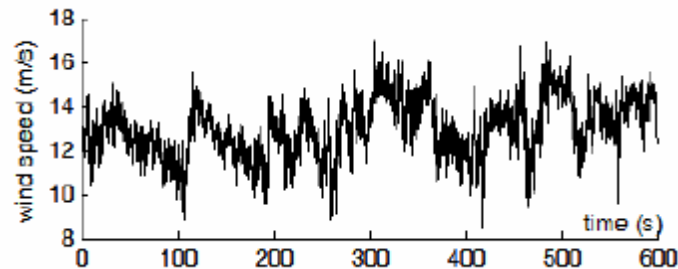


Figura 3.1: Forma del viento en el parque.

Con el conocimiento de la característica del viento, se puede lograr la simulación de la potencia de salida del parque mostrado en la Figura 3.2 (a).

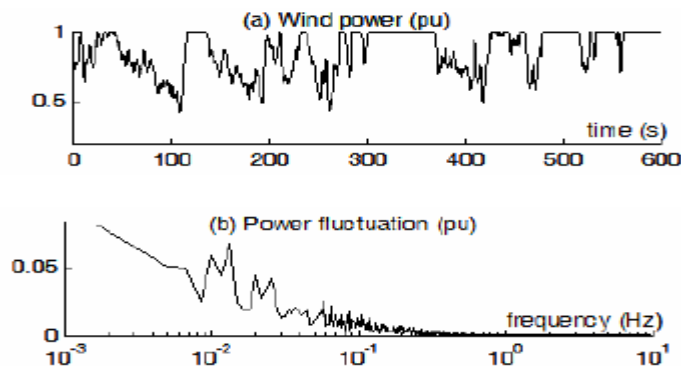


Figura 3.2: a) Potencia de salida del parque eólico. b) Fluctuaciones de la potencia de salida del parque eólico.

La transformada de Fourier (FFT) da la fluctuación del espectro en el dominio de la frecuencia, como se muestra en la Figura 3.2 (b), donde la componente de DC, o la potencia media, se deduce.

De la Figura 3.2 (b), se observa que la mayoría de las fluctuaciones de la energía eólica se encuentran en las zonas bajas de la frecuencia (por debajo de 0,01 Hz) y las zonas de frecuencias medias (entre 0,01 y 1 Hz). Las fluctuaciones de la frecuencia (por encima de 1 Hz) son insignificantes, porque la mayoría de ellas son absorbidas por la inercia del generador de la turbina.

Para poder cuantificar las fluctuaciones en particular en las zonas de frecuencias medias y el contenido armónico de las fluctuaciones (FHC) en el dominio de la frecuencia, se introduce la ecuación siguiente:

$$FHC(F) = \frac{\sqrt{\sum_{f \in (F)} (P(f)/\sqrt{2})^2}}{P_0}, \quad (3.1)$$

Aquí F es la región de la frecuencia, y P_0 es la componente de DC, o la potencia media. Cuando F está en la zona del espectro de las frecuencias, el total de FHC tiene una semejanza con la ecuación de THD (distorsión armónica total), y su valor es igual a la desviación estándar normalizada (NSD) de la potencia medida en el dominio del tiempo. Una mayor FHC implica mayor fluctuación de la potencia en la región de la frecuencia media. La Tabla 3.1 presenta los valores de FHC de una única unidad de producción eólica en diferentes regiones de frecuencias.

Tabla 3.1 FHC de una turbina con WTG para las diferentes regiones de la frecuencia.

	Frec. Bajas	Frec. Medias	Frec. Altas	Frec. Muy altas
Una turbina	11.7%	13.4%	0.4%	17.8%

La potencia total de salida de un parque eólico es la suma de las potencias de cada una de las turbinas que componen el parque eólico. Por lo tanto, cada generador contribuye a las variaciones de la potencia neta de salida. La distribución espacial de los generadores en el parque puede ayudar a suavizar las variaciones de la potencia neta de salida.

Los resultados de un parque eólico con 10 unidades idénticas, en 2 filas y 5 turbinas en cada una de ellas, se ilustran en la Figura 3.3, donde se puede ver la suavización de la potencia de salida con las diferentes direcciones del viento. Los correspondientes valores de FHC se tabulan en la Tabla 3.2. Para una comparación clara.

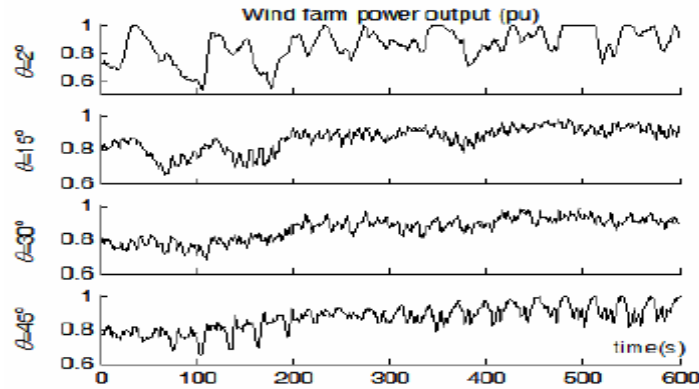


Figura 3.3: Potencia de salida del parque eólico para diferentes direcciones del viento.

Tabla 3.2: FHC de la potencia del parque eólico para diferentes direcciones del viento (θ).

<i>FHC</i>	Low frq. region	Med. frq. region	High frq. region	Full frq. region	Ratio of NSD
one unit	11.7%	13.4%	0.4%	17.8%	-
$\theta=2^\circ$	8.1%	9.8%	0.2%	12.7%	0.71
$\theta=15^\circ$	7.4%	3.8%	0.2%	8.3%	0.47
$\theta=30^\circ$	6.9%	3.5%	0.2%	7.7%	0.44
$\theta=45^\circ$	6.6%	4.9%	0.3%	8.2%	0.46

De la tabla 3.2, se deduce que las fluctuaciones de cada turbina se correlacionaron positivamente. Para todas las direcciones del viento, en la tabla 3.2, los valores FHC agregados de la energía eólica son inferiores a los de una sola unidad, lo que implica el efecto de suavizado de la distribución espacial de las turbinas. Sin embargo, este efecto de suavizado varía cuando las condiciones del viento varían, y en algunas situaciones este efecto es modesto, como en el caso de $\theta=2^\circ$. [7]

3.1 Sistema de potencia para la reposición de la frecuencia.

Como se ha planteado las variaciones de la frecuencia están dadas por las fluctuaciones de la potencia de salida de los parques eólicos o simplemente de cada turbina eólica. Para su control debemos buscar la forma de hacer que esta potencia sea lo más estable posible, por lo que debemos eliminar las causas que la provocan. De la ecuación 1.6 podemos ver que la potencia va a depender un término que varía en función del tiempo, la velocidad del viento, que es la causa de las fluctuaciones de la potencia, pero el mismo es muy difícil de controlar por lo que el control de la potencia se debe hacer a la salida de las turbinas o de los parques.

3.1.1 Modelo del sistema para la reposición de la frecuencia.

La frecuencia en los sistemas depende del equilibrio de la potencia activa. La ecuación 3.2 nos da los términos de perturbación de las potencias:

$$\Delta P_e - \Delta P_w = \Delta P_L + D \Delta \omega_r \quad (3.2)$$

Donde ΔP_e , ΔP_w , ΔP_L , $D \Delta \omega_r$ son los cambios de generador de potencia del sistema de generación eólica, que no tienen en cuenta la frecuencia de la carga, D tiene valores constantes, típicos de 1 o 2%.

La potencia mecánica se puede expresar como:

$$\Delta P_w - \Delta P_e = 2Hs\Delta\omega_r \quad (3.3)$$

Donde:

H : es la inercia de la turbina-generator

$\Delta\omega_r$: es la desviación de la velocidad

S : es el operador de Laplace

El control de la frecuencia en 10 minutos puede clasificarse como primario y complementario, dependiendo de la velocidad del gobernador y del control automático de la generación (AGC). El gobernador se encarga de hacer rápidas mediciones y eso nos da la característica que se traduce en la desviación de la frecuencia y la AGC es la que recupera la frecuencia nominal del sistema, pero es más lento en el tiempo de respuesta.

El diagrama esquemático del sistema de respuesta de frecuencia es ilustrado en la Figura 3.4.

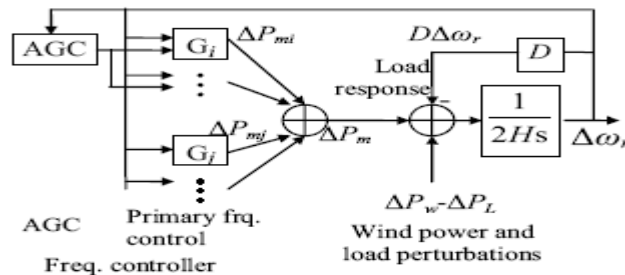


Figura 3.4: Modelo del diagrama de respuesta de la frecuencia.

Para simplificar el análisis de la respuesta dinámica en los sistemas de la frecuencia o de la perturbación de la carga, solo un generador se asume que está dando potencia, para facilitar el estudio y simplificar el sistema de control de la frecuencia.

Solo la energía eólica se considera perturbación y $\Delta P_L = 0$. El AGC se introduce en el sistema a $t = 10s$, y la respuesta de la frecuencia de los sistemas se ilustran en la Figura 3.5.

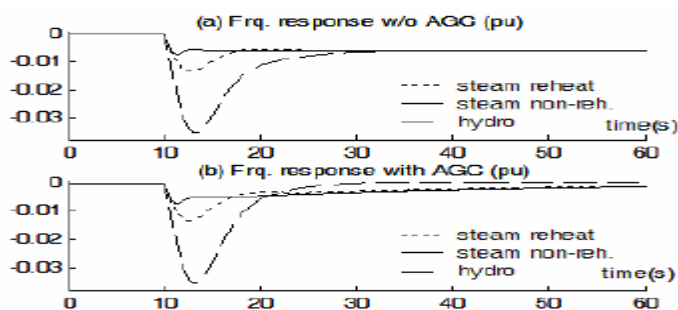


Figura 3.5: Reposición de la frecuencia a 0.1 pu de la potencia eólica. a) Sin AGC b) Con AGC.

Lo que se puede observar que:

- (1) Después de un cambio, la desviación de la frecuencia pronto alcanza un valor pico transitorio que es considerablemente más grande que su valor en estado estacionario.
- (2) Sin AGC, las desviaciones en la frecuencia, en el estado de equilibrio es distinto de cero, y viene determinado por que la turbina vea el valor del droop.
- (3) El AGC en última instancia, restablece la frecuencia nominal. Sin embargo, es lento y apenas afecta a la punta transitoria del valor de la desviación de frecuencia. [7]

3.1.2 Función transferencial.

Para poder evaluar cómo afecta las fluctuaciones de potencia al sistema en el dominio de la frecuencia, se introduce la función de transferencia $G(s)$, como se muestra en la ecuación (3.4). Si $G(s)$ tiene un alto valor para una determinada frecuencia, significa que hay una importante desviación de frecuencia en el sistema.

$$G(s) = \frac{\Delta \omega_r(s)}{\Delta P_w(s)}, \quad (3.4)$$

La curva $G(s)$ de un sistema con una única turbina, de un tipo particular de generador, se consigue por conectar este al correspondiente control de la frecuencia en el modelo del

sistema en la Figura 3.4. La curva resultante de $G(s)$ se ilustra en la Figura 3.6. Para un tipo de turbina, la curva de $G(s)$ sin AGC, se asemeja a la que tiene participación el AGC en las regiones de alta y media frecuencia, pero es plana en la región de baja frecuencia con el valor igual a su droop, como se muestra en la Figura 3.6(a).

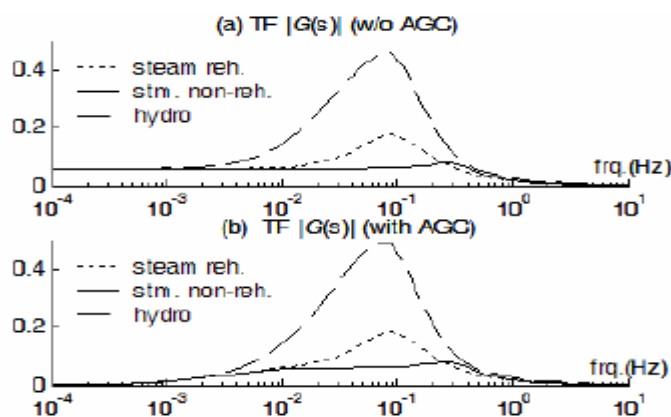


Figura 3.6: Sistema de transferencia de $G(s)$ a) Sin AGC b) Con AGC

Las fluctuaciones en las regiones de alta frecuencia de energía son absorbidas por la inercia del generador y las de baja frecuencia son amortiguadas por el AGC, como se ilustra en la Figura 3.6 (b).

Sin embargo, para todos los tipos de turbinas, la función $G(s)$ son curvas considerablemente más grandes en la región de frecuencias medias. Por ejemplo, la $G(s)$ para recalentar la unidad de vapor tiene un pico de 0,015 a 0,1 Hz, lo que significa una fluctuación de la potencia de 0.1pu dará en la frecuencia otra fluctuación de 0.015pu, que es lo suficientemente elevado como para la protección del sistema.

Para el caso general de un sistema con más de un generador que se le controle la frecuencia, la curva del sistema de $G(s)$ tiene una forma similar a las de la figura 6, pero es más reducida debido a que las fluctuaciones de la energía son absorbidas por otros generadores. Para los grandes sistemas, la $G(s)$ puede ser solo de baja frecuencia y la desviación no es una preocupación. No obstante, para los pequeños sistemas que están aislados, que ocasionalmente trabajan aislados y también que las líneas de empate a la red sean desconectadas de manera seguida, la curva de $G(s)$ es de gran escala en la zona de las frecuencias medias, lo que implica que las fluctuaciones de potencia en esa región puede causar una significativa desviación de la frecuencia.

Los vientos fuertes en muchos casos están integrados en estas últimas y tienen considerable energía para que los generadores den una gran potencia, lo cual, puede dar

grandes fluctuaciones de frecuencia en su zona media. Los efectos sobre la frecuencia de los vientos fuertes en los sistemas tienen que ser investigados y disminuidos en cierto grado. [7]

3.2 Atenuación de las fluctuaciones de la potencia eólica.

Con el AGC se controla ligeramente la potencia de salida de las turbinas eólicas, y la función transferencial da la magnitud de desviación de la frecuencia. Por todo ello debemos implementar un método más eficiente, intentando atenuar la potencia de forma de alisar su característica de salida en función del tiempo, por lo que se ejecutará un método de almacenamiento de energía, y cuando esta baje a un determinado valor, la energía almacenada será liberada intentando evitar grandes fluctuaciones.

3.2.1 Sistema de almacenamiento de energía.

Para la atenuación de la potencia de salida del parque, a este se le integrará un Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS) que tendrá como función alisar la curva de potencia de salida de la energía eólica en un parque eólico. La potencia absorbida por la ESS, está regulada por:

$$P_{ESS} = \frac{\tau s}{1 + \tau s} P_w, \quad (3.5)$$

Donde P_w es la potencia pre filtrada, y $\frac{\tau s}{1 + \tau s}$ es un filtro paso altos. Siendo:

$$\tau s = \frac{1}{2\pi f_c} \quad (3.6)$$

Donde f_c es la frecuencia de corte. Sustituyendo en (3.5) esta ecuación y la ecuación de conservación de las pérdidas de potencia, nos da el rendimiento después de filtrada la energía eólica (P_{w_fil}), que se muestra en la ecuación (3.6).

$$P_{w_fil} = \frac{1}{1 + \tau s} P_w, \quad (3.7)$$

Obviamente, el factor $1/(1+Ts)$ es un filtro de paso bajo, lo que implica que las fluctuaciones de potencia en la zona de las frecuencias más altas que la frecuencia de corte son absorbidos esencialmente por el ESS.

La energía absorbida por ESS, w_{ESS} , está dada por:

$$W_{ESS}(s) = \frac{\tau}{1 + \tau s} P_w(s), \quad (3.8)$$

Esta en el dominio del tiempo, se podría escribir como:

$$W_{ESS}(t) = e^{-\frac{t}{\tau}} * P_w(t) = \int_0^t e^{-\frac{t-u}{\tau}} P_w(t-u) du, \quad (3.9)$$

Para cuando la potencia del generador está entre cero y la potencia máxima ($0 \leq P_w \leq P_{wmax}$) está definida por:

$$0 \leq W_{ESS}(t) \leq \int_0^t e^{-\frac{t-u}{\tau}} P_{wmax} du \leq \tau P_{wmax} \quad (3.10)$$

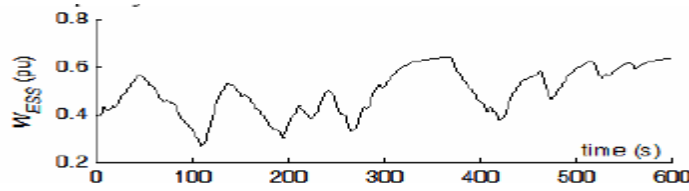
La máxima energía necesaria de la capacidad efectiva del ESS, que está dada por:

$$C_{ESSfull} = \tau P_{wmax} \quad (3.11)$$

3.2.2 Algoritmo para mejorar el tamaño del ESS

En un determinado valor de T , de la ecuación anterior, da la máxima capacidad del ESS, pero no garantiza el pre-filtrado de la energía eólica cuando ocurran los cambios abruptamente desde cero hasta su plena capacidad, o viceversa. Sin embargo las situaciones extremas pasan raramente y la energía eólica fluctúa en un rango de menos de 1 pu en las operaciones normales. Para el pre-filtrado de la potencia como en la Figura 3.2 (a), la figura 3.8 da las curvas de W_{ESS} de ESS, para $T = 20$ el ESS alcanza la capacidad de la fórmula anterior. Los valores máximos y mínimos de w_{ESS} son 0,645 y 0,270, respectivamente, y la diferencia es 0,375, lo que implica que más de la mitad de la capacidad del ESS está inutilizada. Para reducir la capacidad del ESS, se introduce un coeficiente de capacidad de ESS (c_0), entre 0 y 1, y la reducción de la capacidad del ESS se define como:

$$C_{ESS} = c_0 C_{ESSfull} = c_0 \tau P_{wmax} \quad (3.12)$$

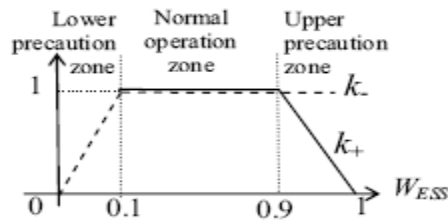
Figura 3.8: W_{ESS} de ESS en por unidad.

Como c_0 es inferior a 1, se reduce la capacidad del ESS, por lo que ya no puede garantizar que la W_{ESS} del ESS no permanezca dentro de sus límites, en los casos extremos el pre-filtrado de las variaciones en la energía eólica no se filtrará. Para proteger el ESS de los casos extremos, por la reducción que se ha efectuado, se modifica la potencia absorbida por el ESS, (3.5), y estaría dada por:

$$P_{ESS} = k \frac{P_w}{1 + P_w}, \quad (3.13)$$

k : en un coeficiente que corresponde con k_+ y k_- respectivamente y se indican en la figura 3.9.

$$k = \begin{cases} k_+ & P_w > 0 \\ k_- & P_w \leq 0 \end{cases}, \quad (3.14)$$

Figura 3.9: Curvas de k_+ y k_- .

De la Figura 3.9 se observa que cuando en condiciones normales de funcionamiento la zona de W_{ESS} está entre $0.1 < W_{ESS} < 0.9$, k_+ y k_- son iguales a 1, y (3.12) reduce a (3.5). Por lo que el ESS funciona normalmente, tal como se describe anteriormente (sin reducción). Cuando en la zona superior de mayor precaución que es cuando $W_{ESS} > 0.9$, $k_+ = 1$, y cuando $W_{ESS} = 1$ y k_+ se hace cero, lo que implica que el ESS disminuye su ingesta de energía. En la menor zona de precaución que es $W_{ESS} < 0.1$, la situación es del mismo modo. [7]

3.2.3 Análisis paramétrico.

De (3.11), la capacidad del ESS está determinada por la potencia máxima del aerogenerador, así como las constantes T y c_0 . La constante de tiempo T define la frecuencia de corte y afecta el ESS. Sabido que existen diferentes T , WTG como en la Figura 3.2 (a) está determinada por la potencia del ESS y por consiguiente los valores de FHC, del post-filtrado que se indican en la figura 3.12.

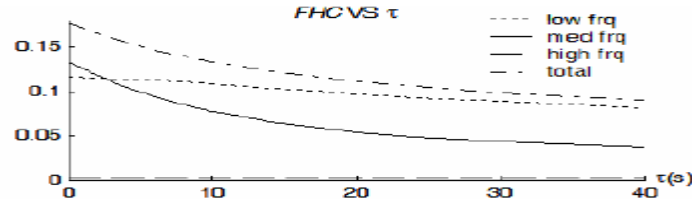


Figura 3.12: valores de FHC del post-filtrado

El FHC que toma valores de $T = 0$, representan los valores del pre-filtrado. La figura 3.12 muestra que las fluctuaciones de energía en la región de frecuencias medias son significativamente atenuadas en comparación con los de las demás regiones, y la potencia del ESS nivela o mejora la capacidad aumentando T .

Cuando $T = 20$, el FHC medio de las fluctuaciones de frecuencia de energía disminuyen al 40% de las del pre-filtrado, y el FHC a largo de todo la región de frecuencia (o el NSD de la potencia en el dominio del tiempo) disminuye a 63%. Cuando c_0 disminuye de 1 a cierto nivel, el ESS sigue operando en la zona de funcionamiento normal en la mayor parte del tiempo. El ESS en estas condiciones no sacrifica mucho su rendimiento, pero si disminuye su capacidad.

La figura 3.13 ofrece el FHC para diferentes valores de c_0 del ESS aplica en el pre-filtrado como en la Figura 4 (a). Una vez más, los valores a $c_0 = 0$ representan los del pre-filtrado. En este caso, el ESS tiene un rendimiento satisfactorio cuando $c_0 = 0,3$.

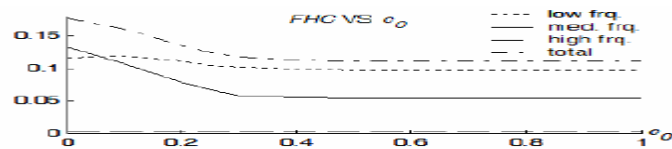


Figura 3.13: valores de FHC del pos filtrado para diferentes c_0 .

Por lo tanto, el aumento de T o c_0 reducirá el FHC y mejorar el rendimiento del ESS, pero a un costo de una mayor capacidad del ESS como en (3.11). [7]

3.3 Sistema de modelado y simulación.

Lo expuesto anteriormente se ha implementado en un sistema de producción de energía eléctrico híbrido, tratando de que este sea lo más disímil posible, y ver los resultados de los métodos para el control de potencia que se explicó con anterioridad y ver si es satisfactoria su implementación.

3.3.1 Sistema de modelado

Para investigar la eficacia de la propuesta del algoritmo de filtrado de potencia, el sistema y el parque eólico se basan, se simulan en EMTP-RV, en un programa transitorio electromagnético.

a) El sistema de potencia.

Tres pequeños sistemas de energía, respectivamente, con (a) dos turbinas generadoras de vapor para recalentar, (b) una unidad de vapor, que su función será recalentar una unidad hidroeléctrica, y (c) dos unidades hidroeléctricas, se estudiarán. Se analizarán estos sistemas, porque los pequeños sistemas de energía son más vulnerables a las fluctuaciones de la energía eólica, tal como se describe anteriormente. El modelo del sistema de energía se da en la Figura 4, donde las turbinas eólicas se utilizarán para cada turbina de vapor o generador de energía hidroeléctrica que tienen una unidad de potencia de 125MW, y cada sistema de energía es de 250MW de capacidad de generación convencional. La inercia de las constantes de vapor y energía hidroeléctrica son 5 y 3 respectivamente. En los tres sistemas, AGC participa en el control de frecuencia.

b) Simplificación de WTG

El gran número de WTG trae consigo que la velocidad de simulación del cálculo se haga lento porque los cálculos para las turbinas eólicas, generadores, y la electrónica de potencia del convertidor se basan en detalles. En este trabajo se utiliza un sistema simplificado de WTG con turbina de velocidad variable, que pueda acelerar la simulación y la representación será un sistema de dos generadores de inducción (DFIG) doblemente alimentados y un generador sincrónico conectado al sistema. En ambos sistemas, a la salida del generador está controlado para que existan sus valores nominales, y estarán determinados por la turbina eólica (curva de C_p). En este documento, el generador se supone igual a su valor de referencia (valor nominal), y los sistemas de control de la electrónica de potencia serán de respuesta rápida y prometen que la discrepancia sea

pequeña. El diagrama esquemático de la variable de los WTG es del modelo que se da en la figura 3.14.

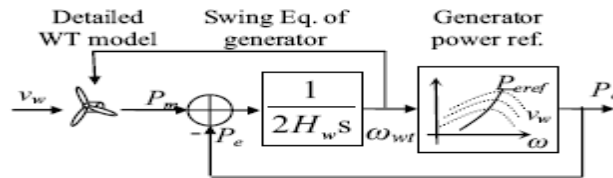


Figura 3.14: Diagrama simplificado del modelo de WTG para una turbina de velocidad fija.

Las simulaciones de WTG o de este modelo simplificado son bastante completas y detalladas y no sacrifican la precisión.

c) Parques Eólicos.

La agregación de la energía eólica en un parque eólico se ilustra en la Figura 3.15. El sistema tiene un parque eólico con 10 MW, 2 generadores de turbinas eólicas idénticas y su diseño se introduce en el apartado anterior. La penetración del viento es de $20 / (20 + 250) = 7,4\%$.

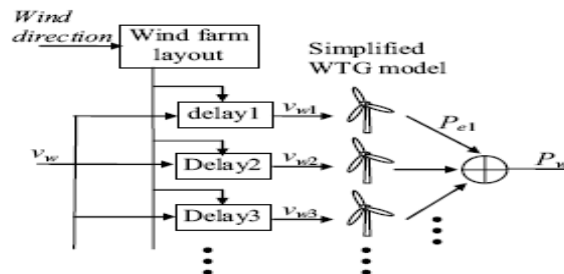


Figura3.15: Agregación de la potencia eólica en un parque eólico.

d) Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS).

Para el ESS, c_0 y T (12) tener el valor de 0,3 y 20 s respectivamente. Por lo tanto, el total de energía eficaz en la capacidad del ESS es 33.3kWh para el parque eólico de 20MW. El ESS puede ser instalado en una base, de manera que pueda servir para cada generador, o cada grupo de ellos, o todo el parque eólico con el mismo viento. Para los primeros casos, la capacidad de almacenamiento de energía para cada generador es 3.3kWh y no es obligatoria la coordinación entre ellos. Desde un moderno módulo de almacenamiento de energía, podrían llegar incluso a ser reducidos a 25kWh de capacidad de almacenamiento de energía, el ESS puede aplicarse prácticamente. [7]

3.3.2 Los resultados de la simulación

La potencia del ESS se alisa por la influencia de la potencia del parque eólico en su totalidad y la dirección del viento como en la figura 3.2. El pre y post filtrado y todas las potencias se enumeran en la Figura 3.16.

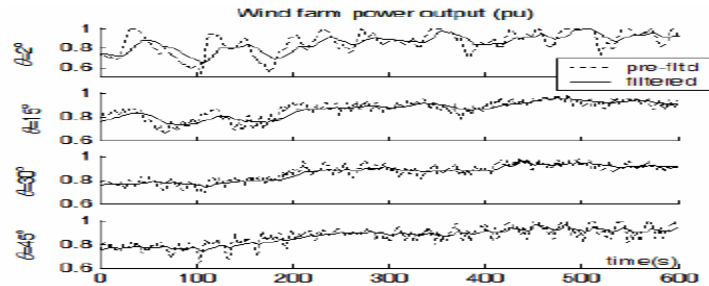


Figura 3.16: Pre y post filtrado de un parque eólico para diferentes distribuciones del viento.

El parque eólico con filtrado de potencia tiene menos fluctuación en comparación con su pre filtrado, lo que es cuantitativamente verificado por el FHC, por sus valores enumerados en la Figura 3.17. Para todas las direcciones del viento, las fluctuaciones de frecuencias medias son de aproximadamente la mitad en los valores de FHC del ESS.

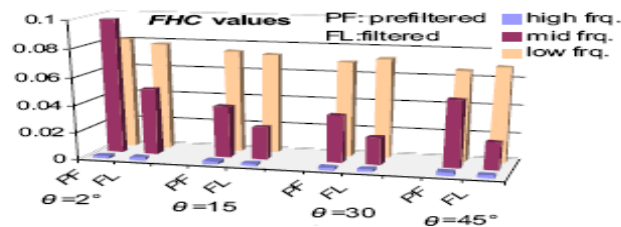


Figura 3.17: Comparación del pre filtrado y el post filtrado de el parque para las diferentes distribuciones de las turbinas.

El antes y después de filtrada la potencia del parque eólico se inyectan en los tres sistemas de energía que se han descrito anteriormente. Las curvas de desviación de frecuencia para el caso de $\theta = 2^\circ$ se ilustra en la figura 3.18, y los datos de los resultados para todos los casos, incluido el máximo de los cambios de frecuencia tanto positivo como negativo, la frecuencia máxima de desviación, y la relación de desviación, figuran en la tabla 3.3. La máxima desviación de frecuencia del post filtrado es más pequeña en lo absoluto que la de máxima desviación positiva y negativa de los cambios de frecuencia sin la utilización del método descrito, por lo que se puede efectuar la comparación con el

pre-filtrado de la potencia que da la razón de la desviación, lo que indica la eficacia del rendimiento del ESS.

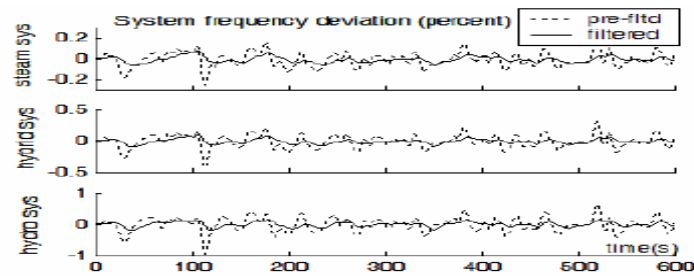


Figura 3.18: Respuesta del sistema de frecuencia de a) Unidad de vapor b) Híbrido c) Sistema de potencia con unidad hidroeléctrica y perturbación de la potencia eólica.

Tabla 3.3: Tabla resumen para todos los sistemas de frecuencia.

System	θ (°)	Frq. dev. by Pre-filtered power			Frq. dev. by Post-filtered power			$r = \frac{\Delta f_{fil}}{\Delta f_{pre}}$
		Δf_{max}	Δf_{min}	Δf_{pre}	Δf_{max}	Δf_{min}	Δf_{fil}	
Steam	2	0.19	-0.26	0.26	0.08	-0.07	0.08	30.7%
	15	0.09	-0.11	0.11	0.03	-0.04	0.04	40.4%
	30	0.07	-0.10	0.10	0.02	-0.04	0.04	43.5%
	45	0.14	-0.15	0.15	0.02	-0.05	0.05	30.7%
Hybrid	2	0.30	-0.42	0.42	0.10	-0.10	0.10	23.4%
	15	0.15	-0.16	0.16	0.05	-0.05	0.05	33.3%
	30	0.11	-0.14	0.14	0.02	-0.06	0.06	41.6%
	45	0.22	-0.23	0.23	0.03	-0.06	0.06	27.4%
Hydro	2	0.65	-0.94	0.94	0.15	-0.19	0.19	20.5%
	15	0.30	-0.30	0.30	0.09	-0.09	0.09	29.5%
	30	0.23	-0.29	0.29	0.05	-0.09	0.09	31.2%
	45	0.47	-0.48	0.48	0.07	-0.13	0.13	26.0%

Conclusiones.

Por lo que se podrá concluir que para cada sistema de energía, el sistema de desviación de frecuencia cambia como las condiciones del viento y su variación de velocidad. Para investigar el impacto de energía eólica, debe tomarse la peor situación que pueda detectarse para asegurar el funcionamiento del sistema en condiciones extremas. Dado que la potencia del parque eólico es ajustada por el ESS, el sistema de desviación máxima de la frecuencia disminuye a un nivel aceptable en todos los casos, aproximadamente el 20 ~ 40% por la utilización de ESS. Eso significa que el proyecto del algoritmo de filtrado es una solución satisfactoria, que efectivamente atenúa las fluctuaciones de la energía eólica y disminuye la desviación de la frecuencia de los sistemas. [7]

Capitulo 4. Deformación en la forma de onda.

Capitulo 4 " Variaciones en la amplitud de la onda"

Los modernos aerogeneradores se pueden considerar que tienen un impacto importante en cuestiones de calidad de energía debido a su tamaño y potencia. Aunque no existe una definición clara de los disturbios en la calidad de potencia algunas de las alteraciones más comunes, pueden ser temporales o periódicas.

Una de estas alteraciones es la aparición de armónicos, interarmónicos y sub-armónicos y estos se definen como:

- **armónicos**: son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental (50 o 60 Hz).
- **interarmónicos**: son tensiones o corrientes sinusoidales de frecuencias que no son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental del sistema. Pueden aparecer como frecuencias discretas o como un espectro de banda ancha.
- **sub-armónicos**: se llaman sub-armónicos, si la frecuencia es menor que la frecuencia fundamental.

Las variaciones del viento y la utilización de turbinas de velocidad variable, son dos componentes de cualquier convertidor de energía eólica, estos afectan a la calidad de potencia a través de diferentes mecanismos, tales como, los cambios de carga, los choques de carga, cambio de operaciones, resonancias, etc. que puedan afectar la característica de par del motor. La utilización de la electrónica de potencia producen armónicos. Por lo cual será necesaria la utilización de elementos como por ejemplo, filtros, para determinar el comportamiento de los niveles de distorsión en la onda o emisión de armónicos al sistema y minimizarlos.

4.1 Aspectos que conllevan a la aparición de armónicos.

Las turbinas eólicas de velocidad variable hoy en día tienen en común la utilización de los convertidores electrónicos de potencia para poder variar la velocidad y para mantener el factor de potencia dentro de los límites deseados. Esto se hace con un control por conmutación que aplica una modulación por ancho de pulso (PWM) para el control de la velocidad y el factor de potencia, como se había mencionado.

Estas tecnologías causan armónicos e interarmónicos debido a que son cargas que la dependencia entre el voltaje y la corriente no es lineal, por ende, afecta calidad de la onda, y puede afectar negativamente a otros consumidores conectados a la red. Las Figuras 4.1a y 4.1b muestran resultados a partir de las mediciones en dos diferentes turbinas con generadores de inducción doblemente alimentados. Los parámetros de interés serán la distorsión armónica de la corriente (THD_I) y del voltaje (THD_U) y la distorsión armónica total con interarmónicos (THD_{Iz}).

Es visible en la figura 4.1 que la distorsión armónica disminuye con el aumento de la potencia.

Las fuentes de armónicos podrían identificarse como:

- Desequilibrio en la impedancia del sistema.
- Saturación en transformador y / o máquinas.
- Utilización de convertidores e inversores de potencia.

Las causas de la aparición de interarmónicos será cuando dos convertidores operan en distintas frecuencias. En el caso que operen a la misma frecuencia causará armónicos. [8]

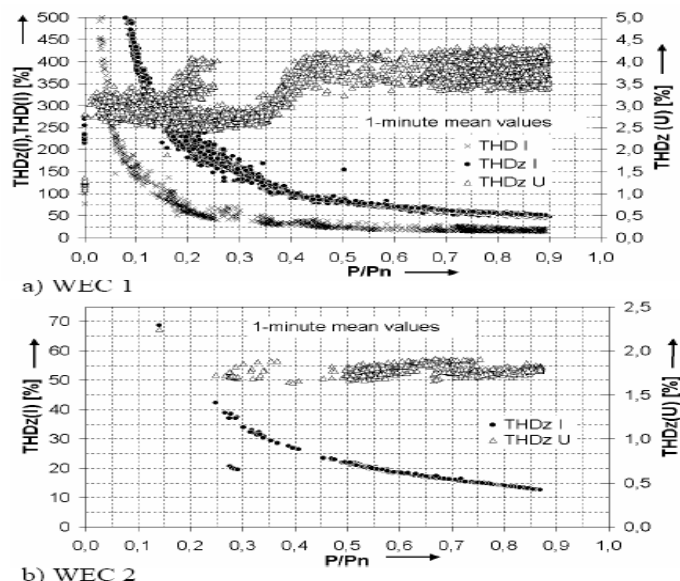


Figura 4.1: Armonicos en voltajes y corrientes en relacion con la potencia de salida de las turbinas con genreadores doblemente alimentados.

4.1.1 Uso de convertidores e inversores.

La distorsión armónica depende principalmente del tipo de inversor o convertidor y su control. Estos utilizan los tiristores IGBT (Transistores bipolares aislados de compuertas) como se muestra en la figura 4.2a y con un sistema de tres etapas de corriente de salida, a un pulso de frecuencia de 1,5 kHz. La frecuencia de conmutación en estos inversores se limita a la gama de 2 kHz a 3 kHz. Con las nuevas turbinas que hoy en día llegan hasta 5 MW de potencia nominal, los convertidores que se usan son de media tensión, con un pulso de frecuencias de sólo 150 Hz a 250 Hz. La disminución del pulso de la frecuencia, traerá consigo que la distorsión de la onda sea mayor, o como es lo mismo, la emisión de corrientes armónicas al sistema sea mayor. En la figura 4.2b se puede observar como, afecta la utilización de los IGBT en la amplitud de la onda.

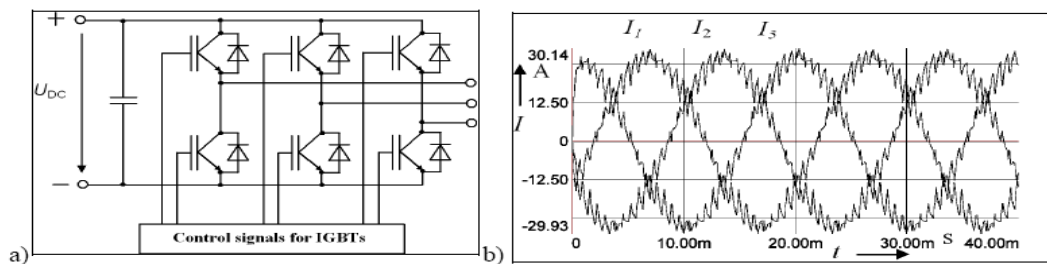


Figura 4.2: a) Estructura del inversor IGBT b) Característica de la corriente de salida para un pulso de 1,5 kHz.

En los parques eólicos se utilizan diversos convertidores e inversores para el control de la velocidad y del factor de potencia de las turbinas eólicas de velocidad variable. Los convertidores más utilizados son los multinivel de 6 y 12 pulsos.

Estos convertidores como se dijo están equipados con IGBT y los cambiadores de frecuencia de estos pueden ser bastante altos (5-10 kHz). El cambiador de frecuencia de los IGBT suelen ser muchas veces variables, lo cual deben ser controlados por PWM.

La siguiente figura 4.3 se muestra el contenido de armónicos del convertidor de 12 pulsos. Este cambiador de frecuencia va a generar una amplia gama de armónicos entre 20 y 30, además de armónicos del orden 5^{to} y 7^{mo}, como se puede ver en la figura 4.3. El contenido de armónico mostrado en la figura 4.3 fue tomado en un pequeño instante de tiempo. Los armónicos de orden bajo como 3^{ro}, 5^{to} y 7^{mo} son generados por dos fuentes diferentes. El simple control por inversores genera corrientes armónicas que tiene una dependencia no-lineal con el voltaje.

Por lo que podemos observar, la utilización de convertidores de 12 pulsos va a generar armónicos de 3^{er}, 5^{to}, 7^{mo}, 9^{no}, 11^{vo}, etc. Los armónicos de tercer orden pueden ser eliminados con un cambio de conexión. [8]

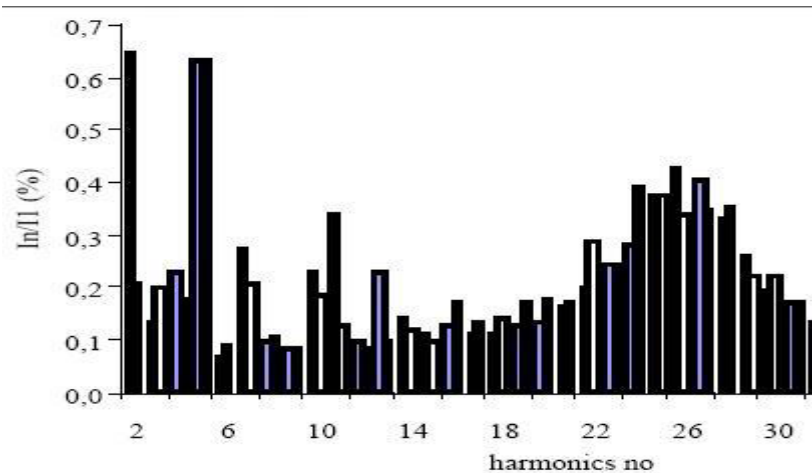


Figura 4.3 Espectro de armónicos de un convertidor de 12 pulsos.

4.1.2 Saturación en transformadores.

En esta sección, vamos a mostrar que la naturaleza de los transformadores puede conducir a la producción de armónicos de un circuito. La característica del circuito magnético en el transformador cuando está saturado es no-lineal. Dado un circuito equivalente de un transformador por fases, las pérdidas de hierro en el núcleo de un

transformador son normalmente representadas por la resistencia, R'_c , comúnmente encontrada en el circuito equivalente por fase. En este estudio, las pérdidas en el núcleo se desprecian, y la resistencia equivalente, R'_c , se elimina del circuito equivalente. El flujo magnético es un vínculo proporcional a la relación entre la tensión y la frecuencia.

$$\lambda_M \approx \frac{|E_M|}{\omega_B} \quad (4.1)$$

Donde:

E_M : voltaje de magnetización.

λ_M : flujo magnético.

ω_B : frecuencia angular base.

La figura 4.4 muestra la relación entre el voltaje y la corriente cuando el transformador funciona en la región de saturación. La relación entre el flujo y la inductancia de magnetización (L'_H), no es lineal en la región de saturación. Cuando la carga es baja, la característica del flujo varía linealmente, pero con el tiempo la saturación se alcanza, y la característica no-lineal comienza. En la región de saturación, la onda de corriente de la carga no será sinusoidal debido a la no linealidad de la inductancia de magnetización, o sea, la relación entre el voltaje y la corriente no es lineal. La figura 4.4 muestra el resultado de lo expuesto anteriormente. Este efecto, que aparece en el osciloscopio, puede medirse mediante el uso de un metro para medir el contenido de armónicos de la corriente.

Hay dos tipos de operaciones que pueden afectar la no linealidad del flujo o aparición de corrientes armónicas por dicho efecto. La primera se produce cuando el transformador opera en un nivel de voltaje mayor que su voltaje nominal. Esto puede suceder cuando el voltaje a través de la rama de magnetización (E'_M) es alta. Un ejemplo de esta operación es cuando el transformador está ligeramente cargado, por lo tanto, la caída de voltaje a través de la línea de alimentación principal y la disolución de la impedancia es pequeña. Por lo tanto, la rama de magnetización está expuesta a un alto nivel de voltaje (E'_M) que puede producir una gran magnetización en dicha rama. Otro ejemplo de operación, que puede dar lugar a la alta saturación, es cuando el transformador se opera con un factor de potencia inductivo. La tensión, en toda la rama de magnetización, se puede expresar como:

$$E'_M = V_S - I_1 (Z_{LINE} + Z_1) \quad (4.2)$$

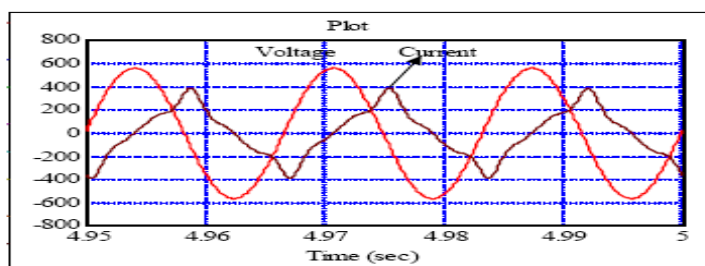


Fig.12. The voltage and current of a transformer under light load condition.

Figura 4.4: Voltaje y corriente cuando el transformador trabaja en la zona de saturación.

Cuando la corriente I_1 es pequeña, los valores correspondientes de E'_M serán más estrechos o pequeños que V_S por lo que actúa en la zona lineal y, si V_S es alto, el transformador actuará en una región de saturación. En condiciones normales de operación, el I_1 es la corriente nominal, por lo tanto, hay una caída de tensión suficiente a través de Z_1 y Z_{LINE} , y la tensión se E'_M será su valor nominal (región lineal). El resultado, cuando un transformador trabaja en la región de saturación, es la aparición de corrientes armónicas y por ende la distorsión de la forma de onda se muestra en la figura 4.5. El contenido armónico de la corriente puede observarse en el espectro de frecuencias se muestra en la figura 4.5.

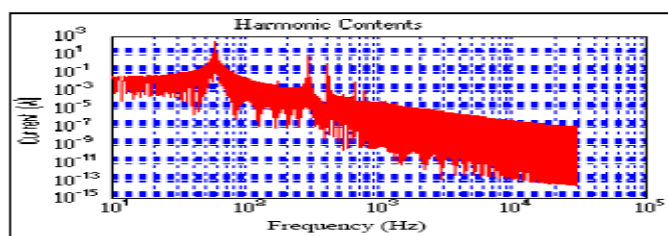


Figura 4.5: Espectro de frecuencia de armónicos producidos por la saturación en los transformadores.

Como se puede esperar, en un sistema trifásico balanceado el tercer armónico no circulará y por tanto tampoco lo harán sus múltiplos.

Otro factor que puede afectar a la saturación del transformador es el cambia tap. El propósito del cambia tap es el control de la tensión en el lado de los clientes, de forma que sea lo más constante posible. Con un aumento del número de vueltas del transformador, la inductancia de magnetización (L_H) aumentará (proporcional al cuadrado

del número de vueltas). Esto significa que para el mismo voltaje E_m , habrá menos corriente de excitación (I_M).

Con una menor excitación (I_M), operamos el transformador en una zona de menor saturación (más cerca de la región lineal). En esencia, podemos evitar la región de saturación o la zona no-lineal de la característica completamente. [6]

4.2 Resonancia por la aparición de los armónicos y bancos de capacitores.

En los parques eólicos los generadores más comunes son los asincrónicos porque son los más sencillos y de bajo costo, pero necesitan de potencia reactiva para la obtención de un factor de potencia óptimo o cerca de la unidad, la potencia reactiva necesaria es dada por bancos de capacitores, ya sea de capacidad fija o variable. La utilización de estos bancos, junto con la característica inductiva de los generadores y transformadores puede conllevar a problemas de resonancia.

4.2.1 Compensación con condensadores de capacidad fija.

Como se ha dicho, al compensar con la energía reactiva en los aerogeneradores suelen producirse problemas de resonancias a frecuencias de algún armónico y estos son especialmente acusados si por alguna circunstancia se produce sobre compensación, situación más que probable cuando se compensa con bancos de capacitores de capacidad fija, es decir, sin conectarlos ni desconectarlos parcialmente de acuerdo a las necesidades.

La resonancia viene dada por el comportamiento muy inductivo del generador en condiciones de baja carga, unido a la propia reactancia magnetizante del transformador. Estos dos elementos de carácter inductivo forman un circuito paralelo L-C con el condensador de compensación de reactiva.

Lo cual se muestra en la figura 4.6.

- Para una situación donde la potencia generada es superior al 40% de la nominal se observa bajo contenido de armónicos y rara vez se pueden apreciar condiciones de resonancia.
- La figura 4.6 corresponde a una situación de baja potencia activa generada. En tal caso se observan contenidos de armónicos en corriente del orden de 10% a 40%. Esta

situación es la que hemos indicado que se debe a problemas de resonancia entre el circuito del generador, altamente inductivo, que es el consumidor de potencia reactiva, y los condensadores de compensación del factor de potencia.

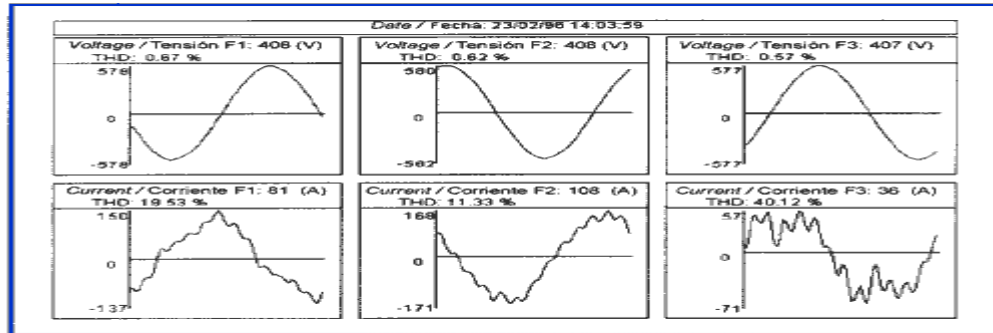


Figura 4.6.- Armónicos en condiciones de baja carga

El problema de resonancia queda localizado por tanto en baja producción de energía.

4.2.2 Demostración de la distorsión de armónicos con compensación por bancos de capacitores de capacidad variable.

Hemos sustituido la red de energía que se muestra en la figura 4.7 por un equivalente por fase del circuito, que se muestra en la Figura 4.8, para representar las componentes de los armónicos del circuito. En este circuito de representación, los armónicos se denotan con h , para indicar los armónicos superiores múltiplos de 60 Hz. Así $h = 5$ indica el quinto armónicos (300 Hz).

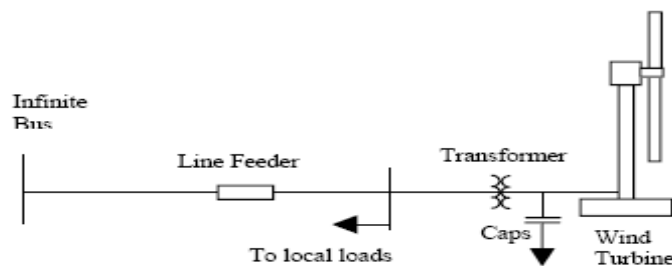


Figura 4.7: Diagrama físico del sistema investigado.

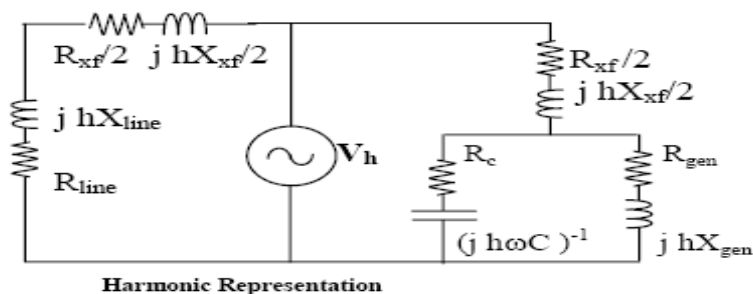


Figura 4.8: Circuito equivalente a una fase para simplificar el análisis de armónicos.

En una turbina eólica, el generador de inducción, el transformador y los bancos de capacitores están conectados en las tres fases y en delta (Δ). De este modo, el tercer armónico, y sus múltiplos no existen (sólo existen $h = 5^{\text{to}}, 7^{\text{mo}}, 11^{\text{vo}} \dots$ etc.).

1) Bus Infinito y la línea del alimentador.

El bus infinito y la línea de enlace que conecta la turbina eólica a la subestación están representados por un simple Thevenin, representación de la mayor red de sistemas de potencia. Por lo tanto, consideramos la representación de una simple línea como R_L .

2) Transformador.

Se consideraron como norma de impedancia de las tres fases del transformador de 6%. Suponiendo que la eficiencia del transformador es alrededor del 98% a plena carga, y que las pérdidas de cobre son igual a las pérdidas en el núcleo, por lo que podemos aproximar el valor de la resistencia, que es generalmente muy pequeña para un transformador de gran potencia y eficiente.

3) Los bancos de capacitores.

Los bancos de capacitores que representa la compensación de los aerogeneradores, son de capacidad variable. A pesar de que el equipado del fabricante de turbinas eólicas, son de sólo 400 kvar de compensación de potencia reactiva, para esta turbina eólica hemos considerado que está equipada con un adicional de 1,5 MVAR de compensación de potencia reactiva. El aerogenerador es compensado en los diferentes niveles de generación.

El banco de capacitores es representado por la capacitancia C . En serie con capacitancia, es la resistencia parasitaria (R_c), lo que representa las pérdidas en el banco. Esta resistencia es generalmente muy pequeña para un banco con capacitores de buena calidad.

4) Generador de Inducción.

El generador de inducción (1,5 MW, 480V, 60 Hz) utilizado para esta turbina eólica está representado como el circuito equivalente de una fase. La figura 4.8 muestra el circuito equivalente del generador de inducción. El funcionamiento del deslizamiento del generador a la frecuencia fundamental (60 Hz) se sitúa en torno al 1%. El deslizamiento del generador de inducción en frecuencia armónica puede ser calculado como:

$$S_h = \frac{h\omega_s - \omega_r}{h\omega_s} \quad (4.3)$$

Donde:

S_h = deslizamiento del armónico h .

h = orden del armónicos.

ω_s = velocidad síncrona del generador.

ω_r = velocidad del rotor del generador.

De este modo, para armónicos superiores (5 y superior) es cerca de uno ($S_h = 1$) y, a efectos prácticos se supone que uno. Desde el diagrama del circuito podemos calcular la impedancia vista por la fuente armónica como:

$$Z(C, h) = (Z_{\text{line}} + 0.5 Z_{\text{x\hat{m}r}}) // (0.5 Z_{\text{x\hat{m}r}} + Z_C // Z_{\text{gen}}) \quad (4.4)$$

La admitancia se puede encontrar a partir de la impedancia.

$$Y(C, h) = \frac{1}{Z(C, h)} \quad (4.5)$$

La admitancia corresponde un determinado voltaje de excitación armónica. En esta sección, vamos a analizar el sistema de admitancias de la mayoría de armónicos de frecuencia (hasta al 23 armónicos, con exclusión del tercer armónico y sus múltiplos) y variando el tamaño del banco de capacitores. Debido a que los datos en el campo sólo consisten en la distorsión armónica total, y no proporcionan información sobre los distintos armónicos, sólo podemos comparar la evolución mostrada por la admitancia.

En la Figura 4.9 (a) se muestra que el ingreso total calculado para todos los armónicos de mayor interés hasta el armónico 23th (impares y sin el tercero y sus múltiplos) se representará gráficamente en función del total de potencia reactiva (por unidad). Para una

comparación, los datos medidos de la distorsión armónica total como función del total de potencia reactiva (por unidad) se indica en la figura 4.9 (b).

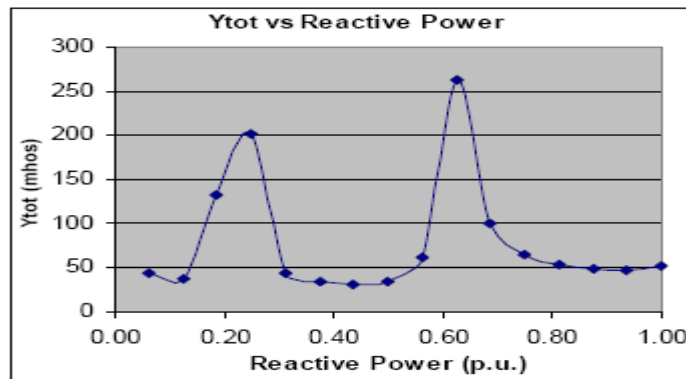


Figura 4.9a: Admitancia total para armónicos de gran orden en función de la potencia reactiva.

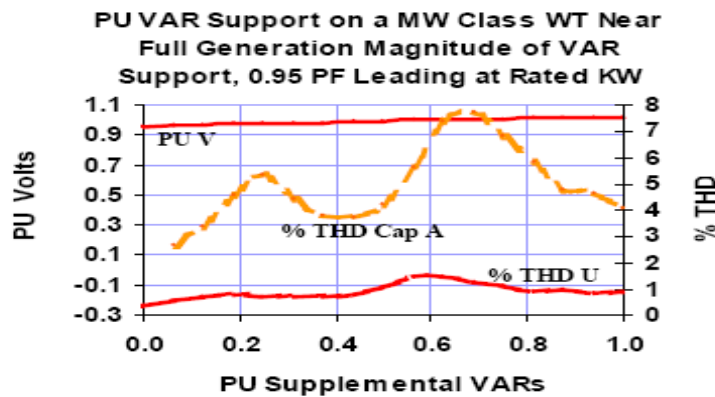


Figura 4.9b: Distorsión total de las corrientes armónicas en función de la potencia reactiva en p.u.

Ambas figuras 4.9(a) y 4.9 (b) muestran que cuando el tamaño del banco de capacitores de compensación es aumentado, la admitancia del circuito (en la figura 4.9(a) o el distorsión armónica total (en la figura 4.9b)) muestra resonancia a diferentes armónicos superiores. Los dos gráficos muestran la misma tendencia. Hay dos valores de capacitancias que amplifican la distorsión armónica total, lo que queda demostrado el efecto de los bancos desde el punto de vista del cálculo y del campo de medición. Aunque las magnitudes no coinciden por completo, el tamaño de potencia reactiva en la que los dos las frecuencias de resonancia ocurren muestra una buena correlación entre el campo de medición y los valores del cálculo.

De la figura 4.9, podemos decir que el circuito resuena en diferentes armónicos más altos que cuando presenta algún armónico en particular o se excita el circuito. La fuente de armónicos puede darse a partir del nivel de saturación de la rama de magnetización del transformador, la creación de una inductancia de magnetización no lineal y esto da una distorsionada línea actual. La figura 4.6 muestra la distorsión armónica como resultado de que el transformador opera en una condición de saturación. Tenga en cuenta que la desviación de la línea actual de la forma de onda sinusoidal esta dada por excitar los armónicos del circuito creado por la combinación de las inductancias de las línea y la capacitancia de los capacitores. [6]

4.3 Filtros de armónicos utilizados en parques eólicos.

La situación se vuelve más grave con el desarrollo de la generación distribuida (DG), donde los convertidores electrónicos de potencia se utilizan a menudo para la interfaz de unidades de generación, como los aerogeneradores. La electrónica de potencia utilizada puede generar armónicos y requieren energía reactiva. Asimismo, los tipos y niveles de las distorsiones de la onda que puede variar en función de la condiciones de funcionamiento de las unidades de generación y las cargas, por lo que es necesario un eficaz sistema de compensación, para mantener la calidad de potencia en límites aceptables. Para ello se estudiarán los filtros de armónicos, que serán los dispositivos que tendrán que controlar la emisión de armónicos a la red proveniente del parque eólico. Existen diferentes tipos de filtros los cuales se abordarán a continuación:

4.3.1 Filtros pasivos.

Los filtros pasivos tienen las características de bajo costo y buen rendimiento y han sido ampliamente utilizados para absorber corrientes armónicas de cargas no lineales. También pueden proporcionar energía reactiva para mejorar el factor de potencia. Sin embargo, los filtros pasivos sufren algunos inconvenientes, como la fuerte dependencia de la impedancia del sistema, susceptibles a la fuente y la carga de resonancia y la característica de variación debido al envejecimiento. También los filtros pasivos son a menudo diseñados con parámetros fijos, que no puede ser fácilmente adaptado para distintas condiciones de operación y son difíciles de corregir para un desequilibrio en el sistema.

Los filtros pasivos a menudo, ofrecen una limpieza de armónico, para determinadas frecuencias. Para una estancia de seis pulsos de un convertidor con tiristores, el filtro pasivo puede ser diseñado con ramas sintonizadas en las frecuencias armónicas del 5º y

7 °. Este filtro de derivación, incluye el filtrado de 5 ° y 7 ° armónicos y un filtro de amortiguamiento para armónicos de orden superior, que se muestra en la figura 4.10.

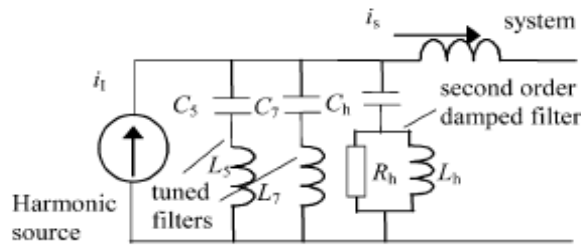


Figura 4.10: Filtros pasivos en paralelo.

La figura 4.11 muestra la frecuencia de impedancia característica del filtro, donde los parámetros se basan en el sistema. El sistema de suministro de corriente alterna se supone que tiene un carácter inductivo como observamos en la línea discontinua de la figura 4.11, mientras que los filtros pasivos sintonizados a 5ª, 7ª y los armónicos superior presentes se encuentran en la característica con una línea.

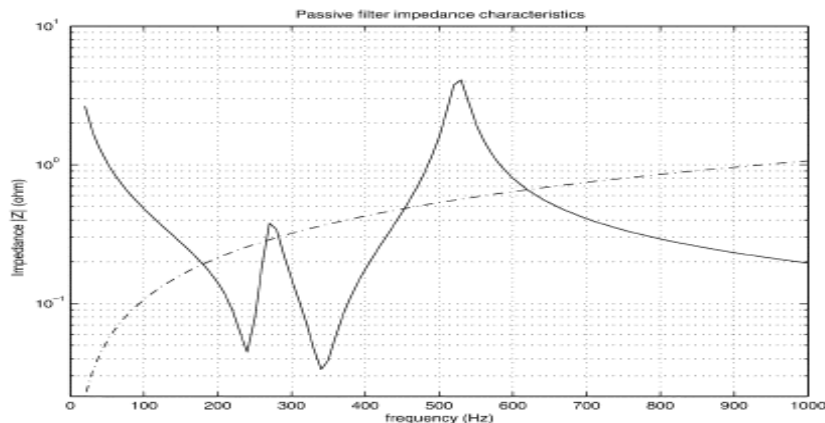


Figura 4.11: Característica de los filtros pasivos.

Puede verse claramente que el circuito del filtro pasivo tiene menor impedancia que la impedancia del sistema a la frecuencia (5° y 7° armónicos). Cuanto más baja es la impedancia armónica de los filtros pasivos en comparación con el sistema de impedancia, mejor será el filtrado de armónicos. Es evidente que debido a la presencia del voltaje de referencia proveniente de la red, el banco del filtro pasivo va a generar la potencia reactiva a la frecuencia fundamental.

Cada grupo de filtros pasivos podrán ser diseñados en función de las características de la carga / unidad de generación distribuida a que el filtro está conectado. De acuerdo con la

distribución armónica y la gama posible de la potencia reactiva de la carga / unidad de generación distribuida, los filtros pasivos se diseñará para proporcionar un camino de baja impedancia para los principales armónicos y también para compensar la potencia reactiva.[9]

4.3.2 Filtros activos.

Los filtros activos pueden ser en serie y paralelos, estos se han desarrollado para compensar las desventajas de los filtros pasivos. Los filtros activos son flexibles y pueden proporcionar una excelente compensación por la distorsión de onda del voltaje y la corriente, pero no son una solución rentable aún debido a la gran construcción, por los gastos de operaciones.

Los compensadores de potencia activa o filtros activos son modernas aplicaciones de los convertidores electrónicos de potencia. Estos convertidores pueden ser controlados y cancelar los armónicos que van a generar corrientes armónicas. Existen básicamente dos tipos de configuraciones de filtro, paralelo y serie. En un sistema de compensación paralelo, el compensador está normalmente conectado al circuito en paralelo y se inyecta una compensación en el punto de conexión (PCC). Por otra parte, el filtro activo serie está conectado con el circuito en serie, generalmente a través de un transformador, para insertar la compensación del voltaje en el circuito. Normalmente, el convertidor por tiristores examinado en el documento se considera como una fuente de corriente armónica, y naturalmente, el sistema de compensación paralela es el ideal para la eliminación de los armónicos producidos por estos convertidores. Un filtro activo conectado al sistema en paralelo se muestra en la figura 4.12.

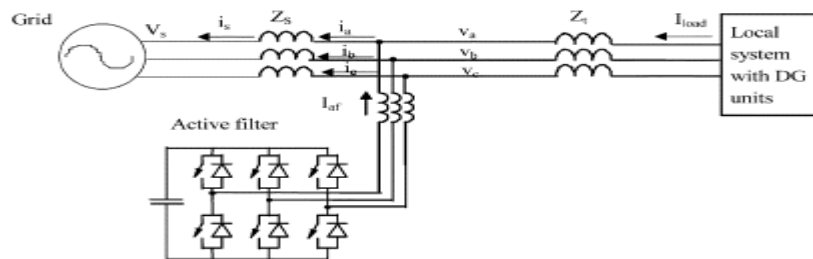


Figura 4.12: Filtro activo.

El filtro activo es el responsable de corregir el desequilibrio del sistema y de disminuir los armónicos. En caso de necesidad, el filtro activo también puede proporcionar la compensación de potencia reactiva al sistema de abastecimiento si es necesario y

diseñado para hacerlo. El principio del filtro activo será controlado para seguir el funcionamiento de dicho sistema y ofrecer una compensación flexible. [9]

4.3.3 Filtros híbridos.

Si bien el bajo costo de filtros pasivos, estos son difíciles de satisfacer la exigencia de una compensación de potencia reactiva variable y un control satisfactorio de la distorsión armónica, los filtros activos proporcionan un filtrado flexible de compensación con los resultados, pero puede que no haya una solución rentable debido a su gran construcción y gastos de operaciones. En consecuencia, el filtro híbrido, es la combinación de filtros activos y pasivos. En este trabajo, un sistema de compensación híbrido es la combinación del filtro pasivo convencional con un filtro activo, tal y como se muestra en la figura 4.13. El pasivo ofrece un filtro fijo de potencia reactiva y compensación de armónicos, mientras que el filtro activo tiene la función de la variación de potencia reactiva y filtrado de armónicos. [9]

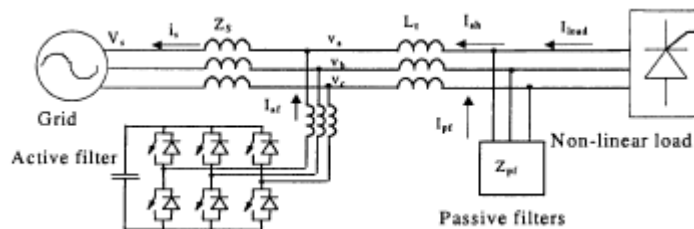


Figura 4.13: Filtro híbrido.

Conclusiones.

Las deformaciones de ondas causada por los armónicos, es un aspecto que se está estudiando desde hace años, por los efectos que traen consigo. La aparición de los armónicos por la conexión de los parques eólicos, se debe a la utilización de turbinas de velocidad variable, y para lograrlo se utiliza la electrónica de potencia, como, los convertidores e inversores, siendo estos generadores de armónicos. Otras fuentes de generación de armónicos es cuando los transformadores instalados en los parques trabajan en la zona de saturación, los cambios de impedancia del sistema, etc.

Por lo que se hace necesario la compensación de los armónicos, para ello se estudiarán los filtros, que serán los encargados de minimizar la emisión de armónicos a la red.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el estudio realizado se ha visto la importancia del término de calidad de la energía, por las implicaciones que esta acarreará. La conexión de los parques eólicos a la red del Sistema Electrenergético Nacional debe ser estudiada con profundidad por el efecto que estos tendrán sobre la calidad de la energía. Los aspectos que determinan la mala calidad del suministro eléctrico son la amplitud, frecuencia y simetría, cualquier variación de estos aspectos con respecto al nominal o de referencia deberá ser estudiado.

Conclusiones 1: La variación en la amplitud de la onda del voltaje, es un aspecto que se debe estudiar para la conexión de un parque eólico a la red eléctrica de cualquier país. Las instalaciones eólicas generan estas variaciones en la amplitud y la podemos clasificar en:

1. Variaciones rápidas y sostenidas (Flicker).
2. Variaciones lentas de rápida reposición.

Estas perturbaciones vienen dadas por diferentes factores:

- Arranque del parque o de las turbinas eólicas.
- Operaciones de conmutación en las turbinas, cuales ocurren en las turbinas diseñadas para operar a varias velocidades.
- Variaciones del viento.
- Efecto sombra.
- Diferencia del par entre la punta y la base de las aspas de las turbinas eólicas.

- Perturbaciones mecánicas.
- Corrientes armónicas producidas por la utilización de la electrónica de potencia.

Las perturbaciones en la amplitud de la onda del voltaje, tienen un efecto no deseado en los sistemas de energía eléctrica. Las variaciones rápidas del voltaje, provocan efectos visibles en la luminosidad de las lámparas de los clientes conectados a las redes que contengan dichos parques. Las fluctuaciones lentas suelen tener mayor profundidad que las anteriores, por lo que los efectos pueden traer nefastos resultados, como, mayores pérdidas en las líneas eléctricas, ruptura de equipos, que están diseñados para trabajar en una pequeña gama de voltajes, etc.

Conclusiones 2: Por lo que se hace necesario el control de este aspecto. En la actualidad, existen diferentes métodos de control de estas perturbaciones, unos más eficientes que otros. Se han estudiado métodos que suelen ser bastante eficientes como la utilización de un soft- starter, elemento que controlara el arranque de las turbinas de manera que en esta operación no exista grandes transientes de corriente que puede llegar hasta 300 veces la corriente nominal. Este método se basa en una tecnología de tiristores y los límites en los valores de corriente serán de dos veces la corriente nominal del generador.

Otro método será la utilización un sistema de compensación estática de energía reactiva, su funcionamiento se basa en tiristores de conmutación y controlados. El objetivo de este método es determinar la susceptancia necesaria para mantener el voltaje nominal en el PCC, cuando este sistema, ni genera, ni consume, en el PCC existe el voltaje nominal.

El método más común, es el control por los tap de los transformadores, pero tiene un rango de control muy pequeño.

Conclusiones 3: Uno de los aspectos más importantes en los sistemas eléctricos, es la frecuencia, aspecto que da el equilibrio entre la generación y el consumo de energía eléctrica. Los parques eólicos utilizan la energía del viento como materia prima para la obtención de la energía eléctrica, o sea, transforman la energía del viento en eléctrica. La velocidad del viento es un término muy variable e incontrolable, lo cual que la potencia generada por los aerogeneradores, que depende del cubo de esta, sea variable y el equilibrio entre la producción y consumo se vea afectado y traiga consigo las variaciones en la frecuencia.

Un desequilibrio en la frecuencia en un sistema podría conllevar efectos demasiados peligrosos para este. Por lo que su control es de vital y gran importancia. Por lo que se debe implementar un método que controle la potencia que genera el parque y es inyectada a la red eléctrica. Un método es el control automático de la generación (AGC), el cual recupera la frecuencia después de una variación, pero demora un tiempo demasiado largo en hacerlo, lo cual es indeseado, porque un aspecto esencial en el control de la frecuencia es la rapidez de respuesta a la variación.

Otro método, mucho más efectivo es la integración de un Sistema de almacenamiento de energía (ESS), que tendrá como objetivo alisar la característica de la potencia de salida del parque eólico. Este sistema almacena una cierta cantidad de la energía generada por el parque, con el fin de liberarla en régimen de baja potencia y así evitar grandes fluctuaciones.

Como es lógico, debemos intentar disminuir al máximo la capacidad de almacenaje de este sistema, con el fin de generar la mayor cantidad posible de potencia eléctrica, pero también tener en cuenta que debe ser bien estudiado, para que la filtración de potencia sea satisfactoria.

Conclusiones 3: La existencia de los generadores de velocidad variable aparecen con el fin de aprovechar al máximo la potencia del viento, pero estos para cumplir su objetivo utilizan la electrónica de potencia (convertidores e inversores). La utilización de aparatos como convertidores e inversores, conllevarán a la aparición de armónicos, y estos a su vez a la deformación de la forma de onda. La aparición de estos indeseados armónicos no solo es por causa de la electrónica de potencia, sino también por la saturación de transformadores y/o generadores, desequilibrio de la impedancia del sistema, etc.

La deformación de la onda tiene efectos dañinos tanto para los clientes conectados a las redes donde halla existencia de parques, como, a la empresa destinada a su generación y distribución. Las líneas eléctricas que presente dicho fenómeno, existirán mayores pérdidas, que se transformara en mayor consumo de petróleo, aumento de las pérdidas en motores y transformadores, interferencia en los sistemas de comunicación, envejecimiento del aislamiento de los conductores, etc.

Conclusiones 4: El control de este fenómeno es un tema muy estudiado desde hace unos años atrás, y la aparición de diferentes filtros de armónicos han aparecido en el mercado mundial. Se han agrupados en tres tipos diferentes, pasivos, activos e híbridos.

Los filtros pasivos son de bajo costo, buen rendimiento y pueden suministrar energía reactiva. Estos son muy sensibles a los cambios de impedancia del sistema, y en la mayoría de los casos se diseñan para parámetros fijos, lo cual, es un inconveniente.

Los filtros activos fueron contruidos con el fin de mejorar los aspectos negativos de los filtros pasivos, por lo que presentan gran flexibilidad y una excelente compensación de armónicos, pero no son una solución rentable por los gastos de operación.

Los filtros híbridos son una combinación de los dos anteriores. El pasivo ofrece un filtro fijo de potencia reactiva y una pequeña compensación de armónicos, mientras el activo tiene la función de variar la potencia reactiva, evitando la resonancia, y la compensación de los armónicos.

Recomendaciones.

Por lo antes expuesto se recomienda que:

- A. Un estudio minucioso de los aspectos que puede llevar a la mala calidad de la energía, antes de la conexión de los parques eólicos a las redes eléctricas (SEN).
- B. La utilización de los aparatos de control de las variables que afectan la calidad de la energía, como los SVR, ESS y filtros de armónicos.
- C. Un estudio de la factibilidad económica de la utilización de turbinas de velocidad variable para una mayor producción de energía eléctrica.
- D. Un estudio más profundo de las variables que influyen en la potencia de salida de las turbina eólicas, para una mayor producción, como son, altura de la torre, velocidad del viento, generadores de un coeficiente de potencia alto, etc.
- E. Un estudio de la posibilidad del funcionamiento de los parques eólicos aislados del SEN; ver si hay posibilidades de su implementación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Cobas Pereira, M.F (2006) La Calidad del suministro de la energía eléctrica. VI Jornada CEC, La Habana.
- [2] Ortiz Casas, A. (2005) Generadores de excitación superconductoras para aerogeneradores. Tesis de fin de carrera, Universidad de Pontificia Comillas.
- [3] Sánchez Campos, T. (1997) Algunos elementos sobre energía eólica. II Seminario Internacional sobre Energías Renovables, Santa Cruz, Bolivia,
- [4] Ackermann, T. (2005) Wind power in power system. England: John Whitley and Sons.
- [5] Grünbaum, R. (2005) Voltage and power quality control in wind power applications by means of dynamic compensation. Disponible en:
<http://ieeexplore.ieee.org/Xplore/login.jsp?url=/iel5/7123/19200/00888958.pdf?arnumber=888958> [consultado 20/04/2008]
- [6] Muljadi, E; Butterfield, C.P.; Chacon, J; Romanowitz H. (2006) Power quality aspects in a wind power plant. Disponible en:
http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=1709244 [consultado 20/04/2008]
- [7] Li, W; Loos,G;Abbey, C. (2006) Wind Power Impact on System Frequency Deviation and an ESS based Power Filtering Algorithm Solution. Disponible en:
http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=4076057 [consultado 20/04/2008]
- [8] Saniter, Ch; Schulz, D; Hanitsch, R (2005) Causes of Harmonics and Interharmonics in Wind Energy Converters. World Climate & Energy Event, Rio e Janeiro, Brazil, Febrero 15-17.

- [9] Chen, Z; Blaabjerg, F; Pedersen, J.K. (2005) Hybrid Compensation Arrangement in Dispersed Generation Systems, **IEEE Transaction on power delivery** 20, 2, pp. 1719-1721
- [10] Moratilla Soria, B. Y (2006) La energía eólica. Disponible en: <http://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=1448348&orden=62870&info=link> [consultado 20/04/2008]
- [11] Vargas, L.S; Rahmann, C; Palma-Behnke, R. (2006) Análisis Dinámico de la Operación de Parques Eólicos Interconectados al SIC.
- [12] Tejero Rioseras, I; Pisano Alonso, J.A. (2001) Estudio comparativo de la generación distribución frente a la generación concentrada, en términos del comportamiento dinámico de la Red Eléctrica. Diponible en: http://www.eis.uva.es/energias-renovables/trabajos_05/TejeroRioseras.pdf [consultado 24/03/2008]
- [13] Espejo Martin, C () La energía eólica en España. Disponible en: http://dialnet.unirioja.es/servlet/fichero_articulo?articulo=1065440&orden=56711 [consultado 27/03/2008]
- [14] Camilo Gonzalez, C.J. (2001) Análisis y simulación de Sistemas eólicos aislados. Tesis para optar por el titulo de Ing. Electricista, Universidad de Vigo.
- [15] Santamaría, A. (2007) Integración de energía eólica en los sistemas eléctricos. Jornada de energías renovables GENERA 07, España,
- [16] Heinemann, L; Mauthe,G; Maillet, J; Hellum, M. (2000) Calidad de la energía, nuevo paradigma para la distribución de energía de media tensión. Disponible en: [http://1.1.1.1/457605212/458289160T080131200101.txt.binXMysM0dapplication/pdfXsysM0dhttp://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/6FFB1A7F224617CEC1256DDD00346E8D/\\$File/49-56%20M626%20-%20SPA.pdf](http://1.1.1.1/457605212/458289160T080131200101.txt.binXMysM0dapplication/pdfXsysM0dhttp://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/6FFB1A7F224617CEC1256DDD00346E8D/$File/49-56%20M626%20-%20SPA.pdf) [consultado 30/05/2008]
- [17] Lorén, Ch. J; Barea, A.M. (2000) Parques eólicos en la comarca del Jiloca. Disponible en: <http://www.xiloca.com/data/Bases%20datos/Xiloca/878.pdf> [consultado 25/03/2008]
- [18] Cervo, A.. (2004) La situación del sistema energético. Disponible en: <http://www2.uca.edu.ar/esp/sec-pigpp/esp/docs-estudios/revista/tp6/sector-energetico.pdf> [consultado 03/05/2008]
- [19] Lilja, M. (2005) Tecnología de energía eólica confiable para Centroamérica. Diponible en:

[http://www.ccad.ws/documentos/actividades_varias/Vlforo_energiageotermica/presentaciones/061005/Tarde/WinWind\(Matti%20Lilja\).pdf](http://www.ccad.ws/documentos/actividades_varias/Vlforo_energiageotermica/presentaciones/061005/Tarde/WinWind(Matti%20Lilja).pdf) [consultado 30/04/2008]

[20] Muños, N. (2002) Promueven energía eólica en América Central. Disponible en: <http://www.tierramerica.net/2002/1124/acentos2.shtml> [consultado 25/05/2007]

[21] Prátula, H.R. (2000) Análisis conexión eléctrica parque eólico a red con baja potencia cortocircuito. Disponible en:

<http://1.1.1.1/370706908/370708072T080318080708.txt.binXMysM0dapplication/pdfXsysM0dhttp://www.frbb.utn.edu.ar/gese/exposicion/exposicion.pdf> [consultado 24/03/2008]

[22] Jones, T; Petrie, E. (2000) Expansion de la red, generacion distribuida y compañía eléctrica virtual. Disponible en:

[http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/0E473BCC5CA72E3AC1256DDD00346C90/\\$File/13-21%20M625%20-%20SPA.pdf](http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/0E473BCC5CA72E3AC1256DDD00346C90/$File/13-21%20M625%20-%20SPA.pdf) [consultado 25/03/2008]

[23] Ruiz Alzola, J. (2007) Energía Eólica. 1^{ER} Encuentro Energía, Municipio y Calentamiento Global, Madrid, Febrero 7