



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

*Facultad de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Electroenergética*

Trabajo de Diploma

*Estudio de la Interconexión del
Parque Eólico Gibara 2 al Sistema
Eléctrico*

Autor: Yoel Ríos Pérez

Tutor: Dra. Marta Bravo de las Casas

Santa Clara

2011

Año 53 de la Revolución.



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

*Facultad de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Electroenergética*

Trabajo de Diploma

*Estudio de la Interconexión del
Parque Eólico Gibara 2 al Sistema
Eléctrico*

Autor: Yoel Ríos Pérez

E-mail: yoelr@uclv.edu.cu

Tutor: Dra. Marta Bravo de las Casas

E-mail: mbravo@uclv.edu.cu

Santa Clara

2011

Año 53 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 Eléctrica, 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 publicado 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 Autor

Firma del Jefe de Departamento
donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-Técnica

Pensamiento

El problema del cambio climático no es un asunto político sino moral. Tenemos todo lo que necesitamos para empezar, con la posible excepción de la voluntad para actuar, y eso es un recurso renovable

Al Gore.

Dedicatoria

Es un honor para mí el poder dedicar el fruto de este trabajo que es la culminación de mi propósito como estudiante.

- *A mis padres*
- *A mi esposa*
- *A mi tutora*
- *A mis compañeros de estudio*
- *A todos aquellos, presentes o no entre nosotros, que de cierta forma dieron su grano de arena para que llegase hasta aquí.*

Agradecimientos

Quiero agradecer de forma especial:

- *Ante todo a Dios todopoderoso, por haberme dado la sabiduría y fortaleza para la culminación de mi formación como ingeniero.*
- *A mis padres, por su cariño y dedicación, lo cual me ha servido de guía para lograr alcanzar esta importante meta en mi vida.*
- *A mi tutora: Dra. Marta Bravo de las Casas, por su colaboración, experiencia y paciencia en la realización de este trabajo.*
- *A mi esposa Maribi, por su ayuda, paciencia y dedicación durante todo este tiempo.*
- *A mi familia, por haber confiado en mí a lo largo de la carrera.*
- *A todos mis compañeros y amigos.*
- *En general, agradezco a todas las personas que de una forma u otra me han brindado su apoyo.*

Sinceramente, muchas gracias a todos.

Tarea técnica

1. Revisión Bibliográfica
2. Actualización de la Red Eléctrica de Gibara
3. Simulaciones en Matlab- Simulink
4. Confección del Informe

Firma del Autor

Firma del Tutor

Resumen

La composición de amplios bloques de generación eólica en los sistemas eléctricos de potencia ha sido motivo de investigación en las últimas décadas, debido a la peculiaridad de este tipo de generación y a su impacto sobre la operación de la red. De acuerdo a resultados obtenidos durante proyectos anteriores en nuestro país, esta investigación hace un estudio del comportamiento de estos, valorando principalmente la estabilidad del mismo en régimen permanente y ante perturbaciones.

Como objeto de estudio se presenta la ampliación del parque eólico Gibara en la provincia de Holguín, que consistía en seis aerogeneradores de 850 kW, tecnología DFIG proveniente de Gamesa Eólica, brindando en total 5.1 MW al sistema, ahora aumentó su capacidad en 4.5 MW ya que dicho parque se incrementó con seis aerogeneradores de 750 kW, tecnología SCIG procedentes de Goldwind, brindando al sistema eléctrico un total de 9.6 MW. Se establecieron criterios de aceptabilidad para las pruebas y se ejecutaron simulaciones ante diferentes circunstancias usando Matlab-Simulink R2009a. El mecanismo de control que posee la tecnología obtenida para la ampliación de dicho parque es *control stall* pero como esta tecnología es atrasada y el software utilizado no posee este tipo de control, se asumió el mecanismo de control *control pitch*.

Índice

PENSAMIENTO	I
DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTOS	III
TAREA TÉCNICA	IV
RESUMEN	V
ÍNDICE	VI
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN AL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA	5
1.1 DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA EÓLICA	5
1.1.1 Estado de utilización de la Energía Eólica en el Mundo y Cuba	7
1.2 SISTEMAS DE CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA	8
1.2.1 Clasificación de aerogeneradores	8
1.2.2 Tecnología de la turbina eólica	11
1.3 SISTEMAS AERODINÁMICOS DE CONTROL	16
1.3.1 Sistemas Pasivos de limitación de potencia (stall pasive).....	17
1.3.2 Sistemas Activos de Control de Potencia	18
1.4 EFECTO DE LA GENERACIÓN EÓLICA SOBRE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA.....	22
1.4.1 Efecto de los aerogeneradores de velocidad fija.....	22
1.4.2 Efecto de los aerogeneradores de velocidad variable.....	24
1.5 SISTEMAS EÓLICOS AISLADOS.....	24
CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DEL PARQUE EÓLICO Y SUS MODELOS	28
2.1 DESCRIPCIÓN Y MODELACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA INTERCONECTADA, GIBARA	28
2.2 EQUIVALENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE 110 kV Y DE LA GD-DIESEL.....	28
2.3 SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO DEL PARQUE EÓLICO EN SIMULINK.....	30
2.4 EL PARQUE EÓLICO GIBARA.....	31
2.4.1 Gibara 1.....	32
2.4.2 Gibara 2.....	32
2.5 TURBINA GAMESA G52-850kW ITEM N° FT000101.R06 Y TURBINA GOLDWIND S50/750 kW Q/JF 2CP50/750.2-2007	33
2.5.1 El generador y sistema de control de G52-850kW Item N° FT000101.R06	34
2.5.2 El generador y sistema de control de Goldwind S50/750 kW Q/JF 2CP50/750.2-2007.....	35
2.6 MODELOS DEL SIMULINK.....	37
2.6.1 Modelo Fasorial	37
2.6.2 Modelo promedio (Average Model).....	42
2.6.3 Descripción del modelo detallado para aerogeneradores DFIG	43
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE RESULTADOS	45
3.1 OPERACIÓN DE GOLDWIND S50/750 kW EN EL PARQUE EÓLICO GIBARA 2.....	45
3.1.1 Modo normal. Estado marcha acoplada	45
3.2 ANTE FLUCTUACIONES EN EL VIENTO	47
3.2.1 Respuesta de los aerogeneradores	48
3.2.2 Respuesta del parque y el sistema eléctrico interconectado.....	49

3.3	HUECO DE TENSIÓN EN CARIDAD 110 KV	50
3.3.1	<i>Respuesta en el Statcom</i>	54
3.3.2	<i>Respuesta de los aerogeneradores</i>	54
3.4	OPERACIÓN EN ISLA	56
3.4.1	<i>Parque Gibara con carga 5 + j2 MVA</i>	57
3.4.2	<i>Sistema Híbrido: Wind-Diesel</i>	58
	CONCLUSIONES	60
	RECOMENDACIONES	61
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	62
	ANEXO I. DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO ESTABLECIDO POR GOLDWIND	65
	ANEXO II. ESQUEMA ELÉCTRICO DEL SISTEMA DE BAJA TENSIÓN DE UN AEROGENERADOR TÍPICO	66
	ANEXO III. PARÁMETROS DE LA LÍNEA DE INTERCONEXIÓN Y LOS MODELOS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DEL PARQUE EÓLICO	67
	ANEXO IV. LÍMITES OPERACIONALES DEL G52-850KW EN FUNCIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO	69
	ANEXO V. LÍMITES OPERACIONALES DEL S50-750KW EN FUNCIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO	70
	ANEXO VI: MODELO TRANSITORIO DINÁMICO DE 3^{ER} ORDEN, EL MODELO TRANSITORIO DEL 6^{TO} ORDEN DEL G52-850KW, ECUACIÓN DE LA POTENCIA REACTIVA GENERADA Y EL ESQUEMA DEL PARQUE EÓLICO EN SIMULINK	71
	ANEXO VII: COMPORTAMIENTO DEL ÁNGULO DE POTENCIA ANTE FLUCTUACIONES EN EL VIENTO CON EL GD DESCONECTADO	72

Introducción

A lo largo de la última década, tanto en nuestro país como en el resto del mundo, temas como la conservación de los recursos naturales y la protección al medio ambiente, han alcanzado gran importancia, así como el interés en la instalación de sistemas de generación distribuida basados en energías renovables. Este interés queda justificado principalmente por los beneficios medioambientales derivados de la implantación de estos sistemas y la independencia energética respecto a los combustibles fósiles que se consigue.

Una de las áreas de grandes problemas medioambientales es la generación de energía y son muchos los esfuerzos que hay que promover a fin de articular un porvenir más esperanzador para las generaciones futuras, y en este sentido, uno de los logros más significativos es, sin duda, el desarrollo de nuevas actitudes respecto al uso racional de energía y políticas que fomentan al máximo el uso de energías renovables, también llamadas “energías verdes o limpias”, tales como la eólica, solar, hidráulica y biomasa, que reducen las emisiones de gases que producen el calentamiento del planeta. Una de estas políticas es el Protocolo de Kyoto, el cual tiene como objetivo reducir sustancialmente las emisiones de dióxido de carbono (CO₂).

En la Revolución Energética que se desarrolla en nuestro país, el uso de las energías renovables ocupa un lugar preponderante, destacándose entre ellas la energía eólica.

En nuestros días la energía eólica se puede considerar como una tecnología madura en la generación de electricidad, la cual progresa en todos los continentes de manera vertiginosa. La misma difiere de las formas convencionales, estando entre las diferencias fundamentales las medidas de las unidades individuales, la naturaleza variable del viento y el tipo de generador eléctrico.

El potencial eólico introducido en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) ha aumentado durante las últimas décadas, lo que ha incitado a que los operadores del sistema se tropiecen con el difícil problema de ajustar este nuevo tipo de generación de energía eléctrica, también nombrada generación distribuida, que tiene sus propias particularidades, para lograr que el sistema sea seguro y fiable. Para ello han confeccionado instrucciones de operación que muestren las condiciones que han de desempeñar estos nuevos generadores para que su incorporación no cree problemas a la operación del sistema ni viceversa. Cuestiones tales como la influencia de los parques eólicos en la regulación de frecuencia y tensión, fluctuaciones del viento, huecos de voltaje, etc., están siendo estudiados en el marco de este nuevo contexto.

Como parte de la Revolución Energética en Cuba, y como resultado de la voluntad política del Estado de impulsar el uso de la energía eólica, en abril de 2005 se emprendió un programa con la creación del Grupo de Trabajo para el Impulso de la Energía Eólica y como resultado de este trabajo en octubre del 2010 comenzó a generar el parque eólico más grande con que cuenta

actualmente Cuba, Gibara , en la provincia de Holguín, compuesto por Gibara 1, entregando una capacidad de 5.1 MW a partir de febrero del 2008 y Gibara 2, comenzando su explotación en octubre del 2010, generando 4.5 MW, entregando un total de 9.6 MW al sistema. La tecnología usada en Gibara 1 consiste en seis aerogeneradores, G52-850kW de Gamesa Eólica (francesa) y la usada en Gibara 2, seis aerogeneradores Goldwind S50-750kW de procedencia China, cada uno elevando a 11.73 MW la potencia eólica total instalada en el país, al sumársele los 0.45 MW y 1.65 MW de los parques de Turiguanó y la Isla de la Juventud respectivamente. Además de los cerca de 30 kW instalados en pequeños aerogeneradores aislados del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Los aerogeneradores G52-850kW son generadores de inducción doblemente alimentados (**DFIG-Dobly Fed Inducion Generators**). La razón principal para la popularidad de este tipo de generadores es debido a su capacidad de suministrar potencia a tensión y frecuencia constante, mientras que se varía la velocidad del rotor. Las turbinas eólicas con DFIG utilizan una máquina de inducción de rotor bobinado mientras que el devanado del rotor es alimentado desde un convertidor de frecuencia, proporcionando control de velocidad junto con el voltaje terminal y factor de potencia de todo el sistema.

Los aerogeneradores Goldwind S50750kW, se destacan por tener principio de paso fijo en el funcionamiento de las aspas, los aerogeneradores son soportados por torres tubulares metálicas en tres tramos, altura de eje 50 m, sistemas de control aerodinámico pasivo. El generador eléctrico de Goldwind S50/750 kW, es altamente eficiente, de 4 polos, asincrónico jaula de ardilla (**SCIG-Single Induction Generator**) de un solo enrollado, alternativa más simple para los aerogeneradores de velocidad constante. Y aunque se suelen denominar de velocidad constante, admiten variaciones inferiores al 2% con respecto a su velocidad nominal o sincrónica.

Este tipo de generador ha sido muy utilizado en parques eólicos en el mundo, por ser muy sencillos, y baratos. Las **SCIG** están típicamente equipadas con un mecanismo de par de arranque suave y luego compensación de potencia reactiva local, ya que consumen potencia reactiva para su operación. Durante la operación normal y conexión a una red rígida, es muy robusta y estable.

En esta tesis se elabora un estudio del impacto que tendrán los generadores eólicos tipo SCIG sobre algunos aspectos esenciales en la operación de los SEP: cuando se interconectan a las redes eléctricas, en cuanto a su conducta ante fallos de diferentes tipos y duración, y fluctuaciones de viento.

Los parques eólicos pueden influir en la estabilidad de la red y calidad de la energía, por ello, los sistemas eléctricos deben aumentar su capacidad de control, con el aumento de la magnitud de generación.

Al presentarse perturbaciones en un sistema de generación eólica en dependencia de la tecnología del sistema de generación, el nivel de penetración al sistema de potencia y la rigidez del punto de conexión común ^[1] pueden proporcionarse hacia la red eléctrica externa disturbios.

La principal interferencia de los parques eólicos en la red es causada por la distorsión de tensión, bien por fluctuaciones de la velocidad del viento o por huecos de voltaje asociados a cortocircuitos en alguna parte de la red. La frecuencia de sistemas de potencias grandes normalmente es muy estable, y por consiguiente los parques eólicos típicamente no influyen, pero en el caso de las redes aisladas sí puede haber variaciones de frecuencia. Para la interconexión de parques eólicos es un requisito emprender estudios preliminares antes de la conexión a la red simulando la interacción entre el parque eólico dado y el sistema de potencia al que se conectará.

Por otra parte, las contingencias que aparecen en todo sistema de potencia y que resultan inevitables hacen necesario observar si el sistema eólico responde favorablemente durante estos disturbios. Lo anterior plantea la necesidad de un estudio detallado de la interconexión de los parques eólicos y la red eléctrica ^{[2], [3], [4], [5]}

Problema científico

¿Cómo está conformado el parque eólico Gibara, de la provincia de Holguín? ¿Cómo se comporta el parque eólico ante fluctuaciones del viento y las averías en el sistema eléctrico?

Objeto de estudio

Interconexión del parque eólico Gibara 2 a la red eléctrica.

Objetivo general

Investigar el impacto que tendrán los generadores eólicos tipo SCIG sobre algunos aspectos fundamentales en la operación de los SEP cuando se interconectan a las redes eléctricas

Objetivos específicos

1. Realizar un estudio bibliográfico de este nuevo sistema de generación, su interacción con el sistema eléctrico y esquema eléctrico típico de un parque eólico y también las protecciones con que cuenta un parque eólico típico.
2. Describir las tecnologías usadas en Gibara, así como una descripción de los diferentes modelos que brinda Matlab/Simulink 7.8
3. Analizar el comportamiento del parque eólico y su interacción con el sistema eléctrico de potencia ante fluctuaciones del viento y disturbios en el sistema eléctrico de potencia a través de simulaciones en Matlab/Simulink 7.8
4. Confección del informe.

Organización del informe

Los aspectos citados en este informe fundamentan las necesidades de efectuar una obra en la que se presenta el sistema eólico típico y el de Gibara desde un punto de vista eléctrico. El informe está dividido en tres capítulos, donde cada uno trata aspectos diferentes del parque eólico. Por lo tanto estos son:

- Capítulo 1

Es un capítulo introductorio, en el que se realiza un estudio del estado del desarrollo de la generación eólica en el mundo y la situación nacional en el momento actual. Se mencionan los

diferentes conceptos involucrados en la conversión de la energía eólica a energía eléctrica y los métodos de control aerodinámico de la potencia mecánica entregada por las turbinas eólicas al generador, destacando las ventajas y desventajas de cada uno. En adición se trata acerca de los efectos de la generación eólica sobre la estabilidad del sistema, dentro de ello el efecto de los aerogeneradores de velocidad fija y el efecto de los aerogeneradores de velocidad variable. Finalmente, se muestra el sistema eléctrico de un parque eólico típico con los elementos de protecciones eléctricas de acuerdo a las normas españolas de la UNE, España, dependiendo del tipo de sistema de aterramiento del parque eólico.

- Capítulo 2

En este capítulo se describe el sistema eléctrico de interconexión del parque eólico Gibara y del parque eólico con sus seis aerogeneradores DFIG y sus otros seis aerogeneradores SCIG. En adición, se justifica la implementación de los diferentes modelos del DFIG y SCIG y los métodos de simulaciones empleados en el Matlab/Simulink 7.8.

- Capítulo 3

Los aspectos más importantes de este capítulo están en la observación del comportamiento de la interconexión del parque eólico Gibara 2 ante fluctuaciones en la velocidad del viento y para los aerogeneradores ante averías en el sistema de potencia. Además, se analiza el comportamiento del parque eólico ante dos condiciones de islas que pueda existir en la red de distribución, tratando de concluir las posibilidades de estos regímenes de operación.

Se brindan un grupo de conclusiones y recomendaciones necesarias para los estudios futuros de los parques eólicos.

Capítulo 1: Introducción al Sistema de Generación Eólica

En este primer capítulo se elabora una síntesis del impulso que ha tenido la tecnología eólica a nivel internacional y nacional, tratando de absorber todos los aspectos más sobresalientes durante su desarrollo y las tendencias futuras de esta tecnología a ambos niveles.

Es importante conocer el concepto de los sistemas de conversión de la energía eólica, así como las diferentes clasificaciones de aerogeneradores, incluyendo los distintos sistemas aerodinámicos de control y las tecnologías de la turbina implicadas en la calidad del abastecimiento de energía eléctrica y en la operación estable del SEP.

Después de un disturbio o una falla las protecciones en los aerogeneradores realizan un papel definitivo, y por tanto deben ser consideradas en los estudios de estabilidad transitoria, de ahí la importancia de un buen ajuste de los mismos para que puedan cumplir con las reglas operacionales instituidas por los operadores de los sistemas eléctricos en la interconexión adecuada de los parques eólicos con el sistema eléctrico de potencia (SEP).

Los operadores del sistema eléctrico han desarrollado algunas condiciones que deben cumplir los parques eólicos y los aerogeneradores antes de ser interconectados al sistema producto del avance tecnológico que ha adquirido la generación eólica en los últimos tiempos y su penetración en el SEP. Es preciso tomar en consideración los elementos que intervienen en la selección de las protecciones y el diseño del sistema eléctrico del parque eólico para satisfacer las condiciones mencionadas anteriormente. En el mundo actual hay una tendencia hacia el incremento de los parques eólicos como mecanismo de sostén al sistema en condiciones de fallas y como fuente alternativa de energía activa por lo que además de la selección de las protecciones necesarias para el sistema eléctrico de un parque eólico y la interconexión, es necesario definir los criterios de ajustes de estas protecciones para obedecer con aquellos requerimientos.

1.1 Desarrollo de la Tecnología Eólica

El viento es un fenómeno presente en todos los lugares del planeta, con mayor o menor intensidad. La energía cinética asociada a estas masas de aire en movimiento es lo que se conoce como energía eólica y es, quizás, la fuente de energía que primero llamó la atención de nuestros ancestros, tras el descubrimiento del fuego.

Durante milenios se han empleado los molinos para transformar esta energía en trabajo mecánico, con configuraciones que han ido variando a lo largo de la historia. Las turbinas eólicas con ejes horizontales eran populares en las partes del sur de Europa, a las que llegaron durante las cruzadas (1096-1191), y su etapa más fructífera abarcó desde los siglos XIV al XIX. En Holanda, durante el siglo XIV, los molinos de viento se empleaban para el bombeo del agua de sus campos. Las

aplicaciones de estos molinos se fueron extendiendo por el resto de Europa, a la vez que se diversificaron sus aplicaciones (aserraderos, riego, molinos de grano).

En el siglo XIX el desarrollo de los molinos se detiene con la llegada de las máquinas de vapor, y esto trae consigo que el desarrollo eólico se traslade a los EEUU, producido por el movimiento de los colonos hacia las Grandes Llanuras donde la principal dificultad era el abastecimiento de agua para sus grandes explotaciones ganaderas. A finales del siglo XIX, en el año 1888, se fabricó el primer molino por Charles Brush en Cleveland, Ohio, para la generación eléctrica dando paso a los aerogeneradores. La máquina era de eje horizontal, de 17 m de diámetro y con ella se podían producir hasta 12 kW en corriente continua. Este ingenio estuvo en operación durante 20 años.

Luego en 1891, el danés Poul La Cour construyó una turbina eólica que generaba electricidad a una eficiencia respetable con respecto a aquella época, el cual fue además, el primero en aplicar principios aerodinámicos en el diseño de las turbinas. Construyó su primer aerogenerador en 1891, antes de la I Guerra Mundial. En Dinamarca se había generalizado el uso de estas máquinas (25 kW).

Al inicio de la industrialización moderna, el uso de la energía oscilatoria del viento como recurso de energía, fue sustituida por las máquinas de combustión interna, las cuales proporcionaban una potencia más consistente. L. Smith construyó en 1941-1942 turbinas que se consideran como una de las bases de las turbinas para los aerogeneradores modernos. Estas turbinas fueron las primeras en usar los planos aerodinámicos, basándose en los conocimientos avanzados de la aerodinámica de esta época. Más tarde en 1951 se implementó la máquina de inducción como aerogenerador.

En Europa habría que esperar hasta el final de la II Guerra Mundial, cuando el desabastecimiento de combustibles fósiles disparó el costo de la energía e hizo que se retomase el interés por la energía eólica. Un hecho importante de este período, fue la construcción por J. Juul, durante 1956-57, del aerogenerador danés Gedser con una potencia de 200 kW, el cual funcionó satisfactoriamente durante 11 años. Otro referente tecnológico era Alemania, en donde se desarrollaron máquinas de eje horizontal eficientes y ligeras, de paso variable y con palas de fibra de vidrio o plástico.

El desarrollo eólico se detuvo momentáneamente a principios de los 60, cuando los precios del petróleo comenzaron a bajar y la energía eólica dejó de ser competitiva. En 1973, tuvo lugar la “crisis del petróleo”, y los gobiernos volvieron la mirada hacia las energías renovables.

Esta necesidad se manifestó en EEUU donde se obtuvieron resultados como fue el aerogenerador MOD 0, de eje horizontal, con un diámetro de pala de 38 m, turbina bipala y una potencia de 100 kW. Esta tecnología se fue perfeccionando hasta llegar a la Boeing MOD 2 en 1981, una máquina bipala de 91 m de diámetro y una potencia de 2.5MW. Durante los años 80 se prosiguió con el desarrollo de estas máquinas bipala de MW en otros países, como Suecia, con el modelo WTS3 de 3MW (1982), Reino Unido con una máquina de 3MW, Alemania con el aerogenerador GROWIAN de 3MW, Dinamarca con la TVIND de 2MW.

A partir de 1990 se abrieron nuevos mercados como los de Alemania, India, Reino Unido, Holanda, España y Suecia, en donde el desarrollo de la energía eólica se trata desde un punto de vista medio-ambiental. En China, se han instalado alrededor de 140 000 de estos equipos en los últimos 20 años, de cuya energía se abastece un tercio de la población de la Mongolia interior que no dispone de conexión a la red eléctrica.

Actualmente existen programas de ayuda para la electrificación en países tan diversos como Brasil, México, Indonesia, Filipinas y Sudáfrica. El impulso eólico está garantizado por las propias resoluciones de la UE que fijó como objetivo alcanzar para el año 2010 un 12% de la generación mediante energías renovables.

En el mercado actual España ocupa el segundo lugar en el mundo, en cuanto a nuevas instalaciones (775 MW) y el tercero en cuanto a potencia instalada (2.250 MW) por debajo de Alemania (6.110 MW) y EEUU (2.550 MW).

1.1.1 Estado de utilización de la Energía Eólica en el Mundo y Cuba

El mercado actual de aerogeneradores está dominado por las turbinas de eje horizontal de 3 palas, las cuales transfieren su energía mecánica a un generador eléctrico, por lo general, asíncrono con una potencia por debajo del megavatio. A pesar de ser ésta la más abundante, existen aerogeneradores de eje vertical, con distintos números de pala. Las líneas de investigación actuales se dirigen especialmente hacia los grandes aerogeneradores, aunque cada vez se presta más atención al mercado de los de baja potencia, con un gran mercado potencial en países en vías de desarrollo (China, India, España).

La energía eólica para la generación eléctrica es la energía renovable sobre la que se realizan los mayores esfuerzos de implantación y desarrollo en el ámbito institucional. Sin embargo, este crecimiento no está distribuido uniformemente en el mundo. A finales del 2008, alrededor del 64% de la energía eólica mundial estaba instalada en Europa, con un 22% en Norte América y el 14% en Asia y el Pacífico.

Al principio de la década del 90 se iniciaron los estudios sobre los posibles espacios viables eólicos en Cuba, donde se proyectaron los primeros cinco sitios como: Santa Cruz del Norte, Loma Colorada, Sabinal, Tumbadero y Maisí. En Abril de 1999 comenzó a funcionar el primer parque eólico demostrativo en Cuba, con una potencia de 0.45 MW, en la de Isla Turiguanó, Ciego de Ávila y también se realizó la primera interconexión al sistema electroenergético nacional.

En Febrero del 2008 comenzó a captar los vientos que circundaban la costa norte de la provincia de Holguín un tercer parque, Gibara 1, con sus seis aerogeneradores de 850 kW de potencia cada uno, y en el 2010 se incrementó la generación eólica con la ampliación de dicho parque, Gibara 2 con otros seis aerogeneradores de 750 kW de potencia cada uno, incrementándose el potencial eólico a 11.73MW a nivel nacional, si se le suma los 0.45 MW del parque de Turiguanó, los 1.65 MW del

parque de la Isla de la Juventud, y además de los cerca de 30 kW instalados en pequeños aerogeneradores aislados del SEN. ^{[6],[7]} **Sistemas de Conversión de la Energía Eólica**

Un parque eólico es una instalación que tiene como objetivo generar energía eléctrica a través de la energía del viento; también nombrada energía eólica. La extracción y conversión de energía eólica a energía eléctrica se realiza de manera independiente en cada aerogenerador. El hecho de que se trate de una energía renovable supone una gran ventaja, pero tiene el inconveniente de la gran variabilidad del viento. Dicha variabilidad influye negativamente, ya que no se puede contar siempre con esta fuente de energía ni tampoco se pueden hacer predicciones precisas.

Un parque eólico está formado por aerogeneradores que funcionan independientemente. Generalmente se encuentran conectados en cascada y repartidos en varias líneas. Debido a que los aerogeneradores suelen generar electricidad a baja tensión, tienen en su base un transformador para elevar la tensión y minimizar pérdidas hasta la subestación del parque. En la subestación del parque convergen todas las líneas de los aerogeneradores e inyectan la potencia a la red eléctrica a través de un único punto (PCC) mediante un transformador; así se eleva aún más la tensión para adecuarla con la red de transmisión.

En cada aerogenerador se pueden distinguir principalmente dos tipos de mecanismos o elementos: los puramente mecánicos y los eléctricos. La energía mecánica del viento se transmite gracias a la turbina eólica y a su eje hasta la caja de cambios. La caja de cambios transmite esta energía, adecuando la velocidad rotacional al eje del generador eléctrico, que puede ser de tipo asíncrona o síncrona. Éste transforma la energía mecánica en energía eléctrica. El convertidor permite controlar el generador eléctrico y se usa o no en función del tipo de máquina del que se disponga. El transformador eleva la tensión para inyectar la energía en la red eléctrica, Fig. 1.1.

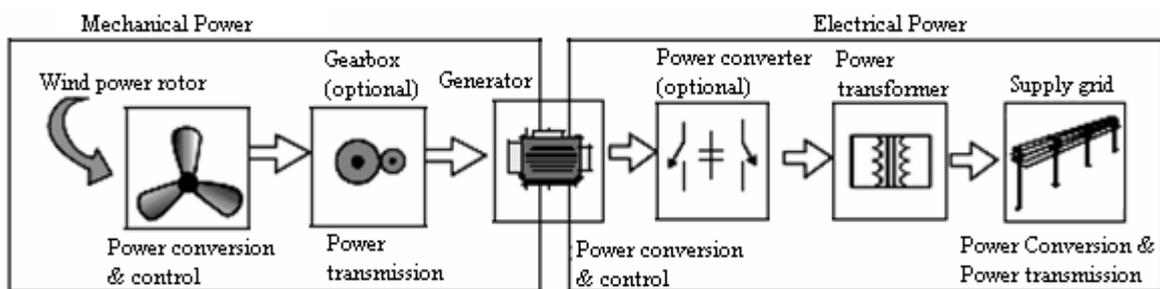


Fig. 1.1 Componentes principales de un sistema de generación con turbina eólica.

1.2.1 Clasificación de aerogeneradores

Los aerogeneradores, se pueden clasificar desde varios puntos de vista. Una primera aproximación al problema se puede hacer desde el punto de vista de la potencia eléctrica que pueden generar, según lo cual se clasifican en:

- **Aerogeneradores Pequeños:** Son constituidos por una potencia inferior a los 30 kW. Los principales fabricantes de estos equipos están en EEUU (Bergey, Atlantic Orient) y ocupan

en el mercado mundial aproximadamente el 30% (Datos de la Asociación Americana de Energía Eólica).

- **Aerogeneradores de Tamaño Medio.** Es el sector más avanzado y amplio, en donde se involucran la mayor parte de las instalaciones conectadas a red. Su potencia está entre 30 y 600 kW. En este tipo de máquinas son los fabricantes europeos los que dominan el mercado (NEG MICON, VESTAS, ENERCON, GAMESA, MADE)
- **Aerogeneradores Grandes.** Su potencia está por encima del MW, representan lo último en tecnología. Los principales fabricantes de aerogeneradores disponen en el mercado máquinas de este tipo: (ver Tabla 1-1)

<i>Fabricante</i>	Modelo	Potencia MW	H*/D** m	Tecnología*** V/C/A/G	Observaciones
<i>Nordex</i>	N80	2.5	80/80	VV/CP/V/DA	
<i>Nordex</i>	N60	1.3	69/60	2V/PA/F/MA	
<i>Bonus</i>	1.3MW	1.3	68/62	2V/PA/V/MA	CombiStall
<i>Tacke/Enron</i>	TW 2.0	2.0	77/70.5	VV/CP/V/DA	
<i>Vestas</i>	V80	2.0	100/80	VV/CP/V/DA	OptiTip/OptiSpeed
<i>Vestas</i>	V66	1.65	78/66	2V/CP/V/DA	OptiTip/OptiSlip
<i>Enron</i>	1.5MW	1.5	85/77	VV/CP/V/DA	
<i>Enercon</i>	E66	1.5	98/66	VV/CP/V/SM	
<i>Made/Endesa</i>	AE-61	1.3	58.5/61	2V/PA/F/MA	
<i>Nordic</i>	1000	1.0	60/54	1V/PA/F/MA	2 Palas/Desliz. Variable
<i>Mitsubishi</i>	MWT-1000	1.0	60/56	2V/CP/V/MA	

Tabla 1-1: Listado de Máquinas de MW.

* H=Altura, se ha escogido la máxima del fabricante.

**D= Diámetro del rotor de la turbina

**En el apartado de tecnología se dan cuatro características: velocidad, que puede ser de velocidad fija (1V), dos velocidades (2) o velocidad variable (VV).

C: Control de potencia, puede ser por pérdida aerodinámica (PA) o por control de paso de pala (CP)

A: El paso de pala, que puede ser fijo (F) o variable (V.)

G: Es el tipo de generador. Puede ser asíncrono (MA), doblemente alimentado (DA) o generador síncrono multipolo de transmisión directa (SM).

Desde el punto de vista del diseño, los aerogeneradores se pueden clasificar según los criterios:

- **Eje Horizontal o Eje Vertical.** El eje sobre el que van las palas, Horizontal Axis Wind Turbine (HAWT) o Vertical Axis Wind Turbine (VAWT). Las máquinas de eje horizontal son las más extendidas, mientras que las de eje vertical quedan reducidas a prototipos (Darrieus) o a máquinas pequeñas (ver Fig. 1.2).

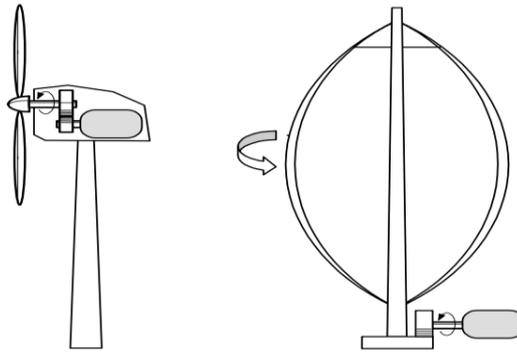


Fig. 1.2: Máquinas de Eje Horizontal (HAWT) frente a Máquinas de Eje Vertical (VAWT - Darrieus).

Las ventajas de las VAWT son que la torre no tiene que aguantar el peso del generador y caja multiplicadora, y que no es necesario un sistema de orientación. A medida que se aumenta su tamaño los esfuerzos adicionales que deben soportar las VAWT son sólo debidos al peso de las palas y, por lo tanto unidireccionales, lo que facilita el diseño. No ocurre así en las HAWT, donde el peso de las palas crea diferentes instantes de torsión que hacen más complicado el diseño de la estructura. Las ventajas iniciales de las VAWT quedan compensadas por la enorme complejidad que supone tener que desmantelar la turbina para reparar los cojinetes de las mismas, sometidos a un gran desgaste debido a que todo el peso de la turbina está sobre ellos. Además la geometría de las palas en las VAWT es más compleja cuando se quiere introducir un control de potencia a elevadas velocidades de viento.

- **A Sotavento o a Barlovento.** El conjunto formado por la góndola y la turbina puede estar a favor del viento (sotavento), que es su posición natural, o en contra (barlovento) siendo esta última opción la de empleo más generalizado (ver Fig. 1.3). La máquina a sotavento tiene como ventaja la de no necesitar un mecanismo de orientación, ya que tanto el rotor como la góndola, tienen un diseño que permite seguir la dirección del viento, aunque, por otra parte, su comportamiento se ve afectado por las turbulencias que crea la torre. A este tipo de máquinas pertenece el prototipo MOD-0A.

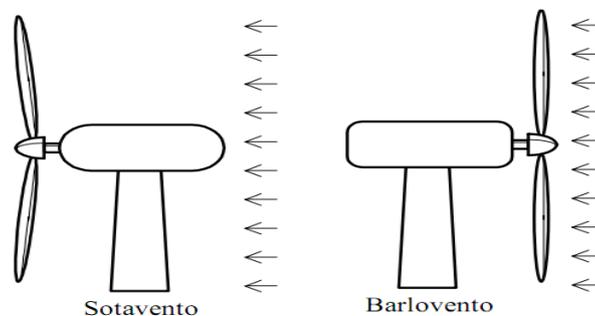


Fig. 1.3: Máquinas a Sotavento y a Barlovento.

- **Nº de Palas.** En los aerogeneradores de media y gran potencia es casi un estándar la utilización de turbinas tripala, a pesar que los primeros modelos de las máquinas grandes eran

bipala e incluso monopala (ver Fig. 1.4). Los rotores con una o dos palas giran a mayor velocidad que los tripala y tienen a su favor un ahorro en el coste de la turbina, así como en la instalación. En su contra tienen una mayor complejidad en el diseño, ya que su rotor ha de ser basculante para evitar las oscilaciones producidas por el paso de las palas por delante de la torre.

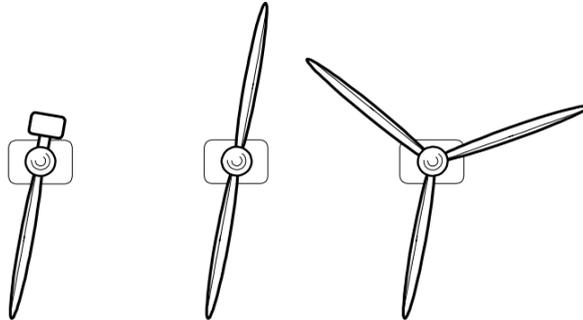


Fig. 1.4: Turbinas de 1, 2 y 3 Palas.

En los aerogeneradores pequeños, aunque el número de modelos tripala supera ampliamente al resto, es habitual encontrar diseños con 2, 4, 5 y 6 palas, e incluso más, como ocurre con el molino de viento americano. En la Fig. 1.5 se muestra en un gráfico la eficiencia de varias de las turbinas anteriormente mencionadas.

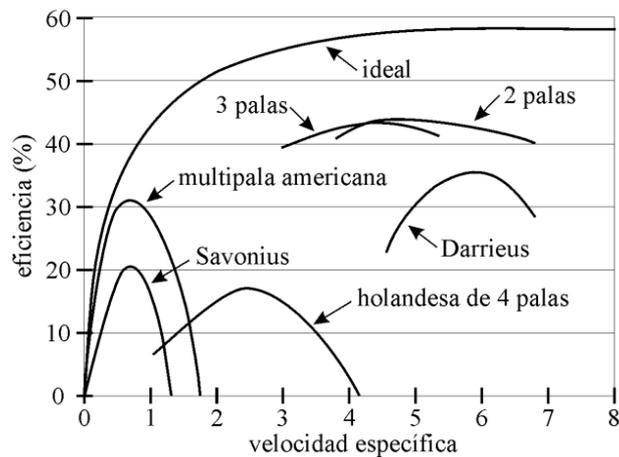


Fig. 1.5: Eficiencia de algunos tipos de turbina.

1.2.2 Tecnología de la turbina eólica

En el mercado existen tres tipos de tecnologías predominantes para implementar una turbina eólica. Se diferencian unas de otras en el modo en que generan electricidad (tipos de generador) y en el manejo del beneficio del rotor de la turbina cuando está sumiso a altas velocidades del viento. A continuación se clasificarán los tres tipos de turbinas como tipo A, B y C:

1.2.2.1 Tipo A: turbina eólica a velocidad constante basada en un generador asíncrono

Esta turbina es el llamado “concepto danés”, y consiste en un generador asíncrono, tipo jaula de ardilla, conectado directamente a la red. El rotor de la turbina eólica se conecta al generador a

través de una caja multiplicadora (ver Fig. 1.6). El generador consume potencia reactiva, la cual es una característica indeseable en el caso de turbinas de mayor capacidad y cuando están conectados a redes débiles.

Las turbinas eólicas basadas en SCIG están típicamente equipadas con un mecanismo para el arranque suave y luego compensación de potencia reactiva local, ya que las SCIG consumen potencia reactiva para su operación. Es por esta razón, que se conecta a los terminales del generador un banco de capacitores con el fin de obtener un factor de potencia cercano a la unidad.

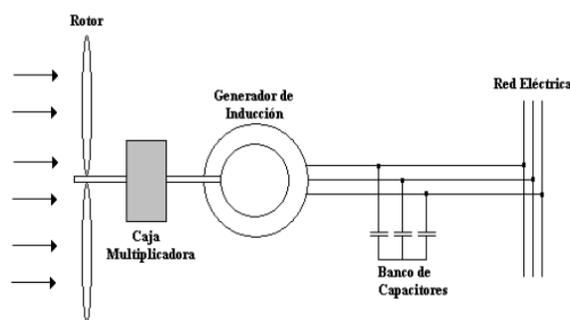


Fig. 1.6 Turbina eólica a velocidad constante basada en un generador asíncrono

En este tipo de sistema de generación eólica la velocidad del rotor de la turbina se determina por la frecuencia de la red, pues permanece prácticamente constante durante todo el tiempo de operación. En condiciones de alta velocidad del viento el aerogenerador puede producir más potencia activa mientras que haya disponible potencia reactiva suficiente. Para este tipo de sistema, el consumo de potencia reactiva es incontrolable ya que varía en función de la velocidad del viento. Al no tener un suministro local de potencia reactiva resultan pérdidas adicionales en el sistema de transmisión y en ciertas situaciones la red eléctrica puede ser inestable.

En caso de una falla, las SCIG sin compensación local de potencia reactiva pueden proporcionar condiciones de inestabilidad de la tensión en la red eléctrica. También puede ocurrir que la velocidad del rotor puede incrementar debido al desequilibrio entre los momentos eléctrico y mecánico desarrollados. Después de limpiar la falla, las SCIG consumen potencia reactiva notable de la red eléctrica que resulta una disminución grande de la tensión; denominada huecos de voltaje (voltage dips) en el punto de interconexión.

Una de las ventajas que tiene la tecnología tipo "A" es el bajo costo del generador asíncrono tipo jaula de ardilla. Sin embargo, como la velocidad del rotor no puede ser variada, este tipo de tecnología debe ser mecánicamente robusta para poder soportar las fluctuaciones de la velocidad del viento que son trasladados directamente al sistema mecánico de transmisión de la turbina, produciendo de esta manera oscilaciones en la potencia eléctrica del generador y un incremento del ruido acústico cuando la velocidad del viento es menor que la velocidad nominal de la turbina. Además, la captura de la energía por parte de esta tecnología no es la más eficiente, no se pueden seguir los cambios óptimos en la potencia impuesta por las variaciones en la velocidad del viento.

[8]

Comportamiento respecto a la red.- Estas aeroturbinas transmiten las variaciones de potencia del viento a la red sin amortiguarla, por lo que la potencia de salida a la red es muy variable, con fuertes picos en caso de ráfagas de viento. También transmiten el efecto de interferencia que hacen las palas al pasar delante de la torre, en el rango de 3-8 Hz, lo que es una causa de flicker, (parpadeo).

La regulación de la frecuencia de la velocidad de giro es sólo posible si se puede cambiar el número de polos de la máquina o se tienen dos generadores (uno para vientos medios y altos, y otro para vientos bajos). Lo mismo sucede con la regulación de tensión, ya que siempre está consumiendo reactivo, pudiéndose regular sólo un pequeño margen con la batería de condensadores y obtener un factor de potencia próximo a la unidad.

Ante los huecos de voltaje reacciona aumentando la velocidad de giro de las palas ya que el par eléctrico resistente se reduce con el cuadrado de la tensión, al disminuir éste por el hueco. Para evitar el embalamiento de la máquina, ésta se desconecta para protegerla.

Sin embargo, si la duración del hueco es pequeña, por despejarse rápidamente la falta que lo ha producido, se aplica de nuevo el par resistente eléctrico, frenándose la máquina. La inestabilidad de la máquina depende del tiempo que se tarde en eliminar la falta, por lo que se puede establecer un tiempo mínimo para evitar que se disparen las protecciones de sobrevelocidad de la máquina.

El tipo de falta, es decir su severidad y grado de generación eólica (magnitud del viento) en el momento de producirse el hueco, influyen en la aceleración que adquiere el aerogenerador, por ser diferentes los pares eléctrico y mecánico producidos.

1.2.2.2 Tipo B. Turbina eólica a velocidad variable basada en el generador asíncrono doblemente alimentado.

Este tipo de tecnología es llamado así porque opera a velocidad variable. La velocidad mecánica del rotor y la frecuencia eléctrica de la red deben ser desacopladas, para ello se utilizan convertidores electrónicos ^[9]. Los convertidores electrónicos utilizados en el doblemente alimentado son las fuentes trifásicas de tensiones “back to back” que alimentan los devanados del rotor ^[10]. De esta forma se consigue que la frecuencia mecánica y eléctrica del rotor estén desacopladas.

La frecuencia del estator y del rotor pueden ser sincronizadas independientemente de la velocidad mecánica de la turbina. De nuevo se debe conectar el rotor de la turbina eólica a través de una caja multiplicadora en el eje de la turbina (ver Fig. 1.7). Por otra parte, se puede obtener un control independiente tanto del par del generador como de la corriente de excitación del rotor a través de control implementado en los convertidores.

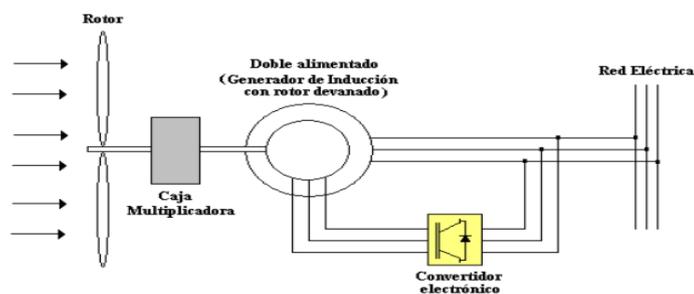


Fig. 1.7 Turbina eólica a velocidad variable basada en el generador asíncrono doblemente alimentado

Comportamiento respecto a la red.- Las turbinas de velocidad variable y generador doblemente alimentado (DFIG) tienen posibilidades de control mayores:

La regulación de tensión se puede hacer actuando sobre la parte del convertidor conectado a la red controlando su corriente I_d . Se puede absorber o producir potencia reactiva aunque su rango de variación depende de las dimensiones del convertidor.

La regulación de la frecuencia es posible actuando sobre la parte del convertidor del lado del rotor, que hace variar el par y, por consiguiente, la potencia entregada; sin embargo, su capacidad para poder soportar huecos de tensión es limitada; ante huecos importantes se deberá desconectar de la red. Existen soluciones para evitar esta desconexión en base al uso de IGBT sobredimensionados y a separar transitoriamente el estator de la red mediante un dispositivo electrónico, lo que evita que se reflejen las corrientes estáticas elevadas en el rotor por efecto transformador.

Se puede cortocircuitar el rotor por medio de un dispositivo llamado active crowbar con dos disposiciones de diodos o tiristores situados entre el rotor y la parte del convertidor conectada a él, con lo que se evita que las corrientes elevadas del rotor entren en el convertidor y, posteriormente, una vez que se detecta que se han alcanzado valores normales, volver a conectar el convertidor.

1.2.2.3 Tipo C: turbina eólica a velocidad variable con accionamiento directo basada en un generador sincrónico de múltiples polos.

Esta turbina no necesita ningún tipo de caja multiplicadora en el eje. El estator está acoplado a la red a través de un convertidor electrónico, éste puede consistir en un convertidor de fuente de tensión “back to back” (ver Fig. 1.8). El convertidor hace posible que la turbina eólica opere a velocidad variable ^[11].

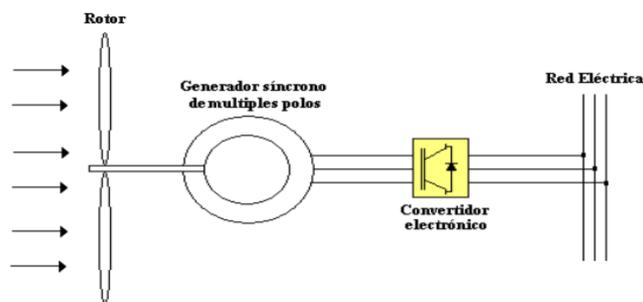


Fig. 1.8 Turbina eólica a velocidad variable con accionamiento directo basado en un generador síncrono de múltiples polos

Comportamiento respecto a la red:- El generador puede ser síncrono o asíncrono. Estas máquinas pueden regular la frecuencia con menos problemas, actuando sobre la parte del convertidor del lado de la turbina. Sin embargo, para aumentar la frecuencia, el generador tiene que estar funcionando a una potencia inferior a la nominal o tener un parque con una potencia instalada superior a la nominal; en ambas situaciones el parque no produce a la máxima potencia ^[12].

La regulación de tensión es posible actuando sobre la parte del inversor; si se necesita un amplio campo de regulación de tensión, se debe sobredimensionar el inversor. Respecto a la regulación de potencia y tensión (control de reactiva), el generador síncrono con convertidor al 100% de la potencia nominal, ofrece un mejor comportamiento frente a transitorios y una mayor flexibilidad que los dos grupos anteriores I a V.

En cuanto a la posibilidad de soportar huecos producidos por faltas, el generador síncrono los soporta actuando sobre los IGBT de la parte de red, reduciendo el incremento de corriente que se produce tras el hueco. El suministro de corriente de alimentación cuando la falta está todavía sin despejar es muy problemático dado que toda la corriente debe pasar a través del convertidor por lo que éste se puede sobredimensionar o también desconectar para volverlo a reconectar una vez despejada la falta.

La principal ventaja de las tecnologías tipo “B” y “C” es la mayor producción de energía eléctrica para una velocidad del viento específica. Sin embargo, las pérdidas del generador aumentan un poco por los convertidores electrónicos. A pesar de esto, la eficiencia aerodinámica de la turbina es bastante elevada debido a la operación de velocidad variable que permite esta tecnología. Es decir, la máxima obtención de potencia ante cambios en la velocidad del viento. El ruido acústico se reduce debido a que la turbina puede operar a baja velocidad para bajas condiciones de potencia. Otra ventaja que ofrece esta tecnología, especialmente la tipo “B”, es la reducción de los esfuerzos en el sistema mecánico de transmisión de la turbina. Las ráfagas del viento pueden ser absorbidas por la turbina, es decir, la energía es almacenada en la inercia, produciendo una “elasticidad” en el sistema que reduce las pulsaciones del par. Esta ventaja mejora la calidad de la energía. ^[13]

Las desventajas que presentan las tecnologías tipo “B” y “C” tienen que ver con el costo y las pérdidas por parte de los convertidores electrónicos. Sin embargo, en las tecnologías tipo “B” se

puede apreciar una reducción en el costo de los convertidores (inversores) debido a que el rango de estos inversores es típicamente el 25% de la potencia nominal de la máquina ^[13], a diferencia de los convertidores en la tecnología tipo “C” donde los inversores deben manejar la misma potencia nominal de la máquina.

1.3 Sistemas aerodinámicos de control

La distribución de fuerzas aerodinámicas a lo largo de la envergadura de una pala depende del módulo y dirección de la velocidad del viento resultante en cada perfil. Esta velocidad relativa es función, a su vez, de la velocidad de giro de la máquina y de la geometría de la pala. La contribución de todas estas fuerzas produce un par mecánico y una fuerza de empuje sobre el rotor eólico cuya dependencia es cuadrática con la velocidad del viento incidente a la altura del buje de la máquina. Tanto el par como la fuerza de empuje dependen también de la densidad del aire, del área barrida por las palas y del coeficiente de par C_q , y de empuje, C_t , respectivamente. Ambos coeficientes, son función del ángulo de paso de pala, β , y del coeficiente de velocidad específica, λ . Si no se toma medida alguna, puede suceder que para velocidades del viento elevadas el par y el empuje tomen valores que superen la potencia eléctrica asignada al generador eléctrico o las cargas admisibles sobre los elementos mecánicos del aerogenerador.

Por otra parte, si durante una pérdida de red no se limita la potencia mecánica desarrollada por la turbina puede ocurrir que la velocidad de giro del rotor eólico alcance valores inadmisibles provocando una avería irreversible en la máquina. Por todas estas razones, es necesario limitar y controlar las fuerzas aerodinámicas.

Básicamente, las fuerzas aerodinámicas se pueden reducir disminuyendo el ángulo de ataque de la velocidad del viento sobre el perfil, o haciendo que se produzca un desprendimiento de las líneas de corriente aumentando el ángulo de ataque por encima de un valor determinado (fenómeno de entrada en pérdida). Ya que la velocidad del viento resultante sobre el perfil depende de la composición de la velocidad del viento incidente y la velocidad debida al giro de la pala, es posible gobernar la potencia modificando el régimen de giro de la turbina, sin embargo, este método no es demasiado efectivo, ya que el margen de variación de la velocidad de giro no es muy amplio y la respuesta dinámica es necesariamente lenta debido a la gran inercia del rotor eólico.

Desde un punto de vista de control de potencia es mucho más efectivo modificar el ángulo de ataque de la velocidad del viento sobre los perfiles. Este efecto se puede conseguir de forma pasiva, es decir, por diseño aerodinámico es posible que a partir de una determinada velocidad del viento se produzca la pérdida aerodinámica y la potencia desarrollada por la turbina se produzca considerablemente. El control de potencia se puede realizar también de forma activa; si se gira la pala en la dirección del viento incidente se reduce el ángulo de ataque y de igual manera las fuerzas de sustentación. Si el giro se produce en sentido contrario, en dirección opuesta a la velocidad del

viento incidente, se consigue la entrada en pérdida aerodinámica, pero en este caso de una forma controlada (fenómeno de pérdida aerodinámica activa).

1.3.1 Sistemas Pasivos de limitación de potencia (stall pasive)

Los sistemas pasivos de limitación de potencia (o sistemas de entrada en pérdida aerodinámica) utilizan turbinas eólicas de paso de pala fijo, esto es, las palas están rígidamente unidas al buje y su ángulo de caldo no se puede modificar. Este tipo de sistemas se diseñan en máquinas de velocidad fija, de tal forma que cuando la velocidad del viento supera un determinado valor, habitualmente la velocidad nominal (12 a 14 m/s), el ángulo de ataque de los perfiles supera el valor crítico (~ 15 grados) y el flujo en el borde de salida de los perfiles se desprende dando lugar a un régimen turbulento, Fig. 1.9. En estas condiciones las fuerzas de sustentación se reducen rápidamente y las de arrastre aumentan, lo que se produce una disminución de la potencia desarrollada por la turbina.

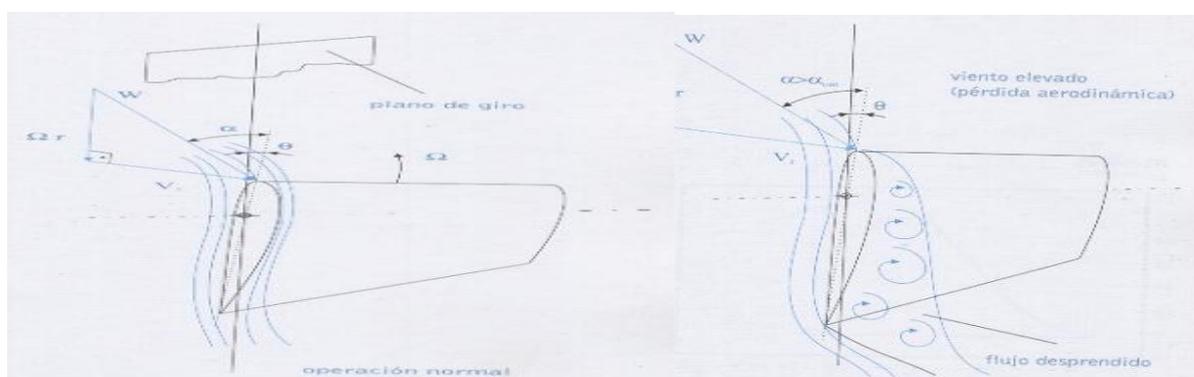


Fig.1.9 Entrada en pérdida de un perfil cuando aumenta la velocidad del viento incidente manteniendo constante el ángulo de paso y la velocidad de giro de la pala.

Como se aprecia en la Fig. 1.9, otra forma de producir la pérdida aerodinámica es reduciendo la velocidad de giro de la turbina. Esta técnica de combinar el sistema de velocidad de giro variable con control aerodinámico pasivo no se ha utilizado de forma extensiva en sistemas comerciales, la razón de ello es que la reducción de velocidad de giro anteriormente mencionada, debe realizarse cuando la potencia desarrollada por la turbina alcanza un valor cercano al nominal. En estas condiciones el par dinámico que debe oponer el generador eléctrico es excesivamente elevado, lo que produce sobrecargas y obliga a utilizar un generador eléctrico de mayor potencia.

Es práctica habitual de los fabricantes que emplean sistemas de control aerodinámicos pasivos mantener constante la velocidad de giro de la turbina. El diseño de estos rotores eólicos se caracteriza porque la velocidad de giro es menor que la correspondiente al diseño óptimo, con el fin de garantizar la limitación de potencia a partir de una determinada velocidad del viento. Fig. 1.10

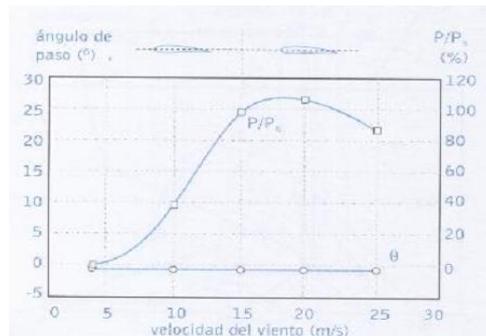


Fig. 1.10 Curva de potencia y ángulo de paso de pala de un aerogenerador con sistema aerodinámico de limitación de potencia pasivo.

De igual forma el generador eléctrico debe ser capaz de soportar sobrecargas significativas. La imposibilidad de modificar el ángulo de paso de las palas hace que no se pueda optimizar el par durante el arranque, esto hace que se empleen solo turbinas de tres palas que presentan mejor par de arranque que las bipala o monopala.

La operación de turbinas de paso fijo está restringida prácticamente a sistemas conectados a la red, ya que la incapacidad de controlar de forma activa la potencia desarrollada por la turbina hace muy complicado el uso de turbinas de paso fijo en sistemas aislados. No obstante, esta tecnología se ha utilizado en combinación con sistemas de almacenamiento de energía como volantes de inercia [14]. Dado que en este tipo de turbinas no se dispone de la posibilidad de variar el ángulo de calado del perfil, en el extremo de la pala se dispone de unos aerofrenos, que permiten parar la turbina en caso de un fallo en el sistema o ante una orden de desconexión, cuya actuación ha de ser automática.

1.3.2 Sistemas Activos de Control de Potencia

El objetivo de los sistemas de cambio de paso no solo es la limitación de potencia, sino el control de la velocidad y aceleración de giro durante los procesos de arranque y en algunos casos la optimización de la potencia desarrollada por la turbina durante el modo de funcionamiento a carga parcial.

Las turbinas eólicas de paso de pala variable utilizan un sistema activo de giro de las palas para controlar las actuaciones de la máquina de la siguiente forma: durante el funcionamiento a carga parcial, se mantiene el ángulo de calado del perfil en un valor que hace máxima la potencia desarrollada por la turbina, $\beta \sim 0$. Para velocidades del viento elevadas, el sistema de control del ángulo de paso de pala aumenta el ángulo de calado (esto es, disminuye el ángulo de ataque) para mantener la potencia constante y reducir las fuerzas de empuje sobre el rotor eólico.

Los aerogeneradores con regulación de paso de pala deben tener la posibilidad de acelerar el eje en caso de ráfagas, ya que en caso contrario el sistema de regulación estaría muy solicitado y el giro continuado de la pala daría lugar a problemas estructurales sobre este elemento. En aerogeneradores de velocidad de giro fija, prácticamente apenas se utilizan turbinas con control de paso de pala; sin embargo, en los de velocidad variable es muy frecuente utilizarlas para disminuir

los esfuerzos sobre el rotor eólico, la torre y todos los elementos del sistema mecánico de la transmisión.

El control de paso puede girar la totalidad o una parte de la pala. Los sistemas con control de paso en la totalidad de la pala tienen la ventaja, con respecto a los que solo permiten girar parte de ella, de ser aerodinámicamente más eficientes, ya que ante una misma variación del ángulo girado las reducciones de la potencia son mayores. Debido a ello, los sistemas de control de paso en parte de la pala necesitan incrementar en mayor medida el ángulo de paso para obtener las mismas prestaciones, esto hace que sea más probable que aparezcan sobre el rotor eólico regímenes de pérdida aerodinámicas o que se presenten problemas de inestabilidades.

El sistema de control de paso de pala también se utiliza durante el arranque y la parada del sistema. Cuando el aerogenerador arranca la actuación sobre el paso de pala permite conseguir una determinada aceleración durante el proceso de arranque. El proceso de conexión a la red de una máquina de paso variable es mucho más suave que en el caso de máquinas de paso fijo, ya que actuando sobre el ángulo de calado de pala es posible hacer que el grado de carga de la máquina aumente de forma progresiva, aunque la conexión se realice con velocidades de viento elevadas.

En caso de que la velocidad del viento sea demasiado elevada (habitualmente por encima de 25 m/s) es posible utilizar la pala como freno aerodinámico para conseguir que el aerogenerador se pare; para ello basta con actuar sobre el ángulo de calado de pala de modo que disminuya el par desarrollado por la turbina. En algunos sistemas en lugar de parar la máquina, el generador continúa conectado a la red y el sistema de control de paso actúa reduciendo la potencia de tal forma que las cargas se mantengan dentro de valores admisibles. La ventaja de este modo de funcionamiento es que si el viento amaina el sistema comienza a generar energía inmediatamente en vez de tener que arrancar y conectar de nuevo.

El principal inconveniente de este tipo de sistemas es el costo del mecanismo de variación del ángulo de calado y la mayor complejidad del sistema, lo que redundaría en una menor fiabilidad. Por el contrario, su principal ventaja frente a los sistemas de paso fijo es que permiten una mayor captura energética, ya que por encima de la velocidad del viento nominal la potencia se mantiene constante, incluso en el caso de que en las palas aparezcan agentes externos como hielo o suciedad. El control de potencia se lleva a cabo modificando el ángulo de giro de la pala, bien en la dirección de la velocidad del viento incidente (control por cambio de paso Blade pitching) o girando la pala en sentido contrario, provocando así el fenómeno de pérdida aerodinámica activa (active stall). A continuación se desarrollan cada uno de estos dos sistemas de control.

1.3.2.1 Sistemas de cambio de paso (pitch active)

En la Fig. 1.11 se observa que girando la pala en la dirección de la velocidad del viento incidente se reduce el ángulo de ataque de la velocidad resultante sobre el perfil y por lo tanto se controlan las

fuerzas de sustentación. Despreciando la fuerza de arrastre, la componente normal al plano de giro del rotor de la fuerza de sustentación provoca cargas de empuje y su componente longitudinal par mecánico. Si el sistema de cambio de paso acota el valor de la fuerza de sustentación se limita la potencia desarrollada por la máquina y se reducen los esfuerzos sobre los elementos mecánicos.

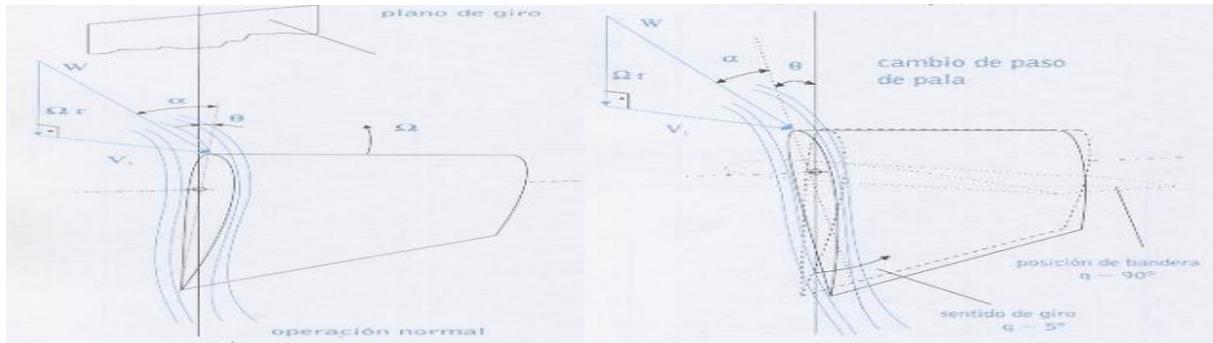


Fig. 1.11 Control del ángulo de ataque de un perfil aerodinámico modificando el ángulo de paso

Durante el proceso de arranque o durante la limitación de potencia a vientos elevados (funcionamiento a plena carga), el ajuste del ángulo de paso se realiza de forma continua. Típicamente el ángulo de paso de pala, en estos modos de funcionamiento, puede variar entre -1 y 30 grados. Durante los procesos de parada (puesta en bandera de la pala) el ángulo de paso de pala puede alcanzar valores cercanos a los 90 grados. En la fig. 1.12 se muestra la variación del ángulo de paso de pala en función de la velocidad del viento para mantener constante la potencia eléctrica de salida.

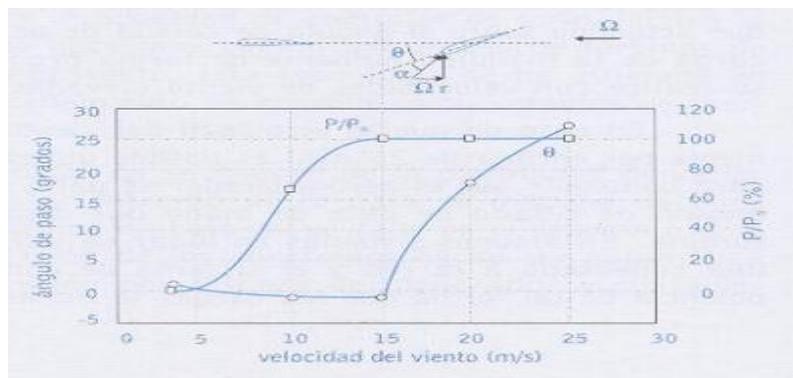


Fig. 1.12 Potencia eléctrica y ángulo de paso de pala en función de la velocidad del viento para una aeroturbina con control de paso de pala.

1.3.2.2 Sistema de pérdida aerodinámica (stall active)

Los sistemas de pérdida aerodinámica activa son una combinación de los sistemas por entrada en pérdidas tradicionales y los sistemas de cambio de paso. Las palas utilizadas en este sistema permiten el giro alrededor de su eje longitudinal, pero la regulación de potencia se realiza mediante pérdida aerodinámica. A velocidades del viento reducidas, el ángulo de paso se modifica levemente para optimizar la producción de energía a cualquier velocidad del viento. Cuando se alcanza la velocidad nominal del viento, el ángulo de paso se ajusta a un valor negativo, es decir las palas se

giran en el sentido opuesto al utilizado en el sistema de cambio de paso produciendo el desprendimiento del flujo en los perfiles exactamente a la potencia previamente programada por el sistema de control.

En la Fig. 1.13 se observa el triángulo de velocidades que se produce en un perfil aerodinámico cuando para una determinada velocidad de giro se reduce el ángulo de paso a valores negativos, es decir, cuando el perfil se gira en contra de la dirección del viento incidente.

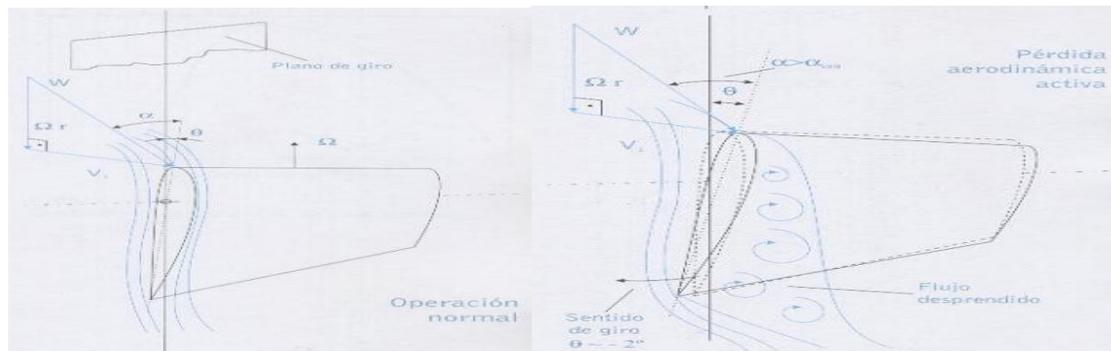


Fig. 1.13 Pérdida aerodinámica activa modificando el ángulo de paso.

La potencia eléctrica y la variación del ángulo de paso de pala en un sistema con pérdida aerodinámica activa se muestran en la Fig. 1.14, en ella se observa que para velocidades del viento superiores a la nominal la potencia eléctrica de salida se mantiene constante, el ángulo de paso se sigue ajustando, pero las variaciones son muy pequeñas si se comparan con los sistemas de cambio de paso tradicionales.

En comparación con los sistemas de entrada en pérdida convencionales, la pérdida aerodinámica activa tiene la ventaja de limitar potencia a un valor determinado, independientemente de agentes externos como variaciones de la densidad del aire, polvo, insectos o hielo, que pueden modificar la rugosidad de la pala. Esta menor sensibilidad ante agentes externos permite, incluso, que el sistema de control sea en lazo abierto.

Los sistemas de pérdida aerodinámica activa frente a los sistemas de cambio de paso tradicionales presentan la ventaja de ser más sensible en cuanto a la regulación se refiere, un pequeño cambio del ángulo de paso en la dirección opuesta a la velocidad del viento produce reducciones significativas de potencia, esto hace que la pala gire menos veces y ángulos más pequeños, lo cual aumenta significativamente la vida útil del mecanismo de paso. Dada la elevada sensibilidad del control de potencia, este tipo de sistema se puede utilizar con generadores de velocidad fija.

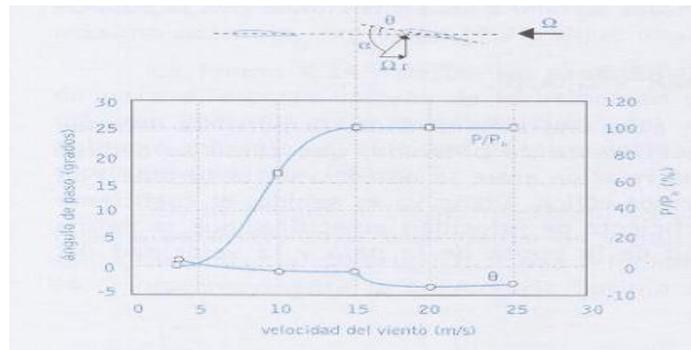


Fig. 1.14. Potencia eléctrica y ángulo de paso de pala en función de la velocidad del viento para una aeroturbina con control por pérdida aerodinámica.

1.4 Efecto de la generación eólica sobre la estabilidad del sistema

La influencia de la generación eólica sobre el comportamiento transitorio del sistema eléctrico está provocando un interés creciente sobre la influencia de los aerogeneradores sobre la dinámica del sistema. En este sentido existen diferencias notables entre los sistemas de velocidad fija y los de velocidad variable, tanto en lo que se refiere al comportamiento frente a fallos en la red como a las posibilidades de mejora de este comportamiento.

1.4.1 Efecto de los aerogeneradores de velocidad fija

Los generadores asincrónicos repercuten de manera significativa sobre la evolución de la tensión después de una perturbación. La pérdida de flujo magnético durante un cortocircuito provoca un elevado consumo de potencia reactiva, por parte de los parques eólicos una vez que el fallo es despejado, con el consiguiente descenso de la tensión en los nudos de conexión correspondientes. Este fenómeno queda reflejado en la Fig. 1.15, la cual muestra la evolución de la tensión en un nudo después de sufrir un cortocircuito.

Cada una de las dos trayectorias corresponde a la conexión en las proximidades del nudo de un generador síncrono y un generador de inducción, respectivamente. La potencia nominal y la constante de inercia son las mismas en ambos casos, y los parámetros eléctricos son valores típicos de este tipo de máquinas. Como puede observarse, la recuperación de la tensión en el caso del generador de inducción es considerablemente más lenta que en el caso del generador síncrono.

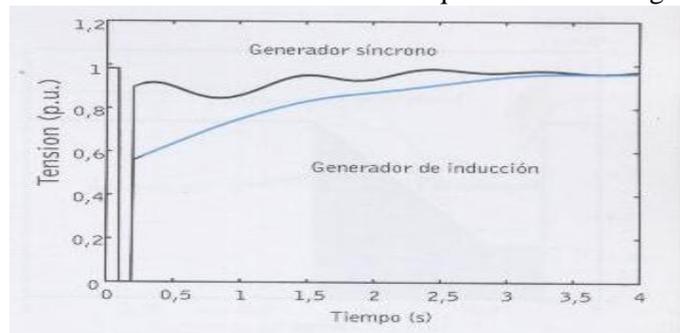


Fig. 1.15 Evolución de la tensión después de un cortocircuito

Por otra parte el consumo de potencia reactiva generada por los condensadores es proporcional al cuadrado del voltaje, por lo que la situación se agrava después de un fallo. Por un lado los generadores asincrónicos consumen más potencia reactiva, y por otro los condensadores generan menos.

En el caso de que no actúe la protección de mínima tensión, la consecuencia puede ser una inestabilidad de tensión que provoque la desconexión de algunos parques. Cada vez que un parque es desconectado por este motivo, cesa su consumo de potencia reactiva lo que provoca un ascenso inmediato de la tensión en los nudos vecinos. Por tanto, la desconexión de parques tiene un efecto beneficioso sobre la estabilidad de tensión del sistema.

La estabilidad del sistema puede mejorar gracias a la conexión en las proximidades de los parques de equipos de compensación estáticos (SVC) o estabilizadores dinámicos. En cualquier caso, para el estudio apropiado de la evolución de la tensión es necesario representar los sistemas de excitación y regulación (AVR) de las máquinas sincrónicas, el comportamiento dinámico de las cargas en función de la tensión presentes en el sistema [15]. Además, dado que la inestabilidad de tensión puede aparecer después de varios segundos de funcionamiento aparentemente estable, es necesario prolongar el tiempo de estudio más allá de la primera oscilación.

En el caso de que los parques eólicos estén equipados con protecciones de mínima tensión instantáneas, la propagación por la red de transporte de un hueco de tensión debido a un cortocircuito puede provocar la desconexión de un gran número de parques eólicos, algunos incluso muy alejados del fallo. En este caso, queda resuelto el problema de la inestabilidad de la tensión. Sin embargo, la desconexión de los parques puede suponer la pérdida de una cantidad elevada de potencia activa. Para afrontar esta situación es necesario proveer al sistema de la energía de reserva suficiente para sustituir la energía eólica desconectada, con el consiguiente costo económico.

Una alternativa a la protección de mínima tensión instantánea es la protección de mínima tensión con retardo. La Fig. 1.16 muestra un ejemplo de este tipo de protección. La tensión en el nudo de conexión del parque es comparado con un umbral que crece linealmente. Cuando la tensión desciende por debajo de dicho umbral, como ocurre en la trayectoria 2, el parque es desconectado. El objetivo es desconectar aquellos parques eólicos más afectados por el fallo y mantener aquellos que no comprometan la estabilidad del sistema.

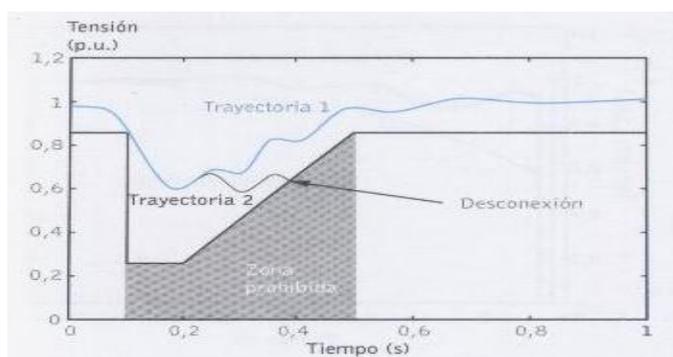


Fig. 1.16 Ejemplo de protección de mínima tensión con retardo

Cada vez que un parque es desconectado sube la tensión en los nudos vecinos, lo cual ayuda a la recuperación del flujo en los generadores de los parques restantes.

1.4.2 Efecto de los aerogeneradores de velocidad variable

Como se indicó anteriormente, algunos convertidores electrónicos asociados a los sistemas de velocidad variable, no son capaces de funcionar a voltajes ligeramente inferiores al nominal. Como consecuencia, los aerogeneradores correspondientes son automáticamente desconectados ante una caída de tensión provocada por un fallo en la red transporte. A partir del momento de la desconexión existen dos posibilidades: que los aerogeneradores permanezcan desconectados o que sean conectados de nuevo de manera automática.

En el caso de que los aerogeneradores sean desconectados definitivamente, los parques eólicos no contribuyen a la inercia del sistema. Esta circunstancia, unida a la pérdida neta de generación, perjudica a la estabilidad de ángulo de los generadores sincrónicos. Incluso suponiendo que se alcance una situación de equilibrio aceptable después del fallo, el sistema debe estar preparado para asumir la pérdida de generación eólica, con el consiguiente gasto en energía de reserva.

En el caso de que los aerogeneradores sean conectados automáticamente después del fallo, el sistema debe asumir únicamente una pérdida momentánea de los parques eólicos afectados. El tiempo de desconexión debe ser lo suficientemente largo para permitir el despeje de la falta y la sincronización de los convertidores electrónicos, típicamente unos 2 s. Mientras la turbina permanece desconectada desaparece el par electromagnético, por lo que el control de paso de pala es el único sistema capaz de evitar que se embale el rotor eólico, con la consiguiente actuación de la protección de velocidad. Por otro lado, el momento de la reconexión supone un incremento de la potencia activa vertida a la red. En el caso de que la potencia generada por los parques afectados suponga un porcentaje significativo de la generación total, la reconexión provoca un aumento de la frecuencia del sistema que debe ser asumido por los reguladores de velocidad de las centrales convencionales.

1.5 Sistemas Eólicos Aislados

Los sistemas eólicos, apoyados ya sea por grupos diesel y/o energía fotovoltaica, son la principal opción a la hora de suministrar energía a localizaciones remotas ^[16,17]. La aplicación eólica más simple es aquella constituida por un aerogenerador que alimenta a una carga sin ningún tipo de almacenamiento energético, como la empleada en el sistema de desalación PRODESAL (Fig. 1.17) ^[18]. Su utilidad queda restringida a aquellas aplicaciones en las que la mantenibilidad energética no es un factor determinante.

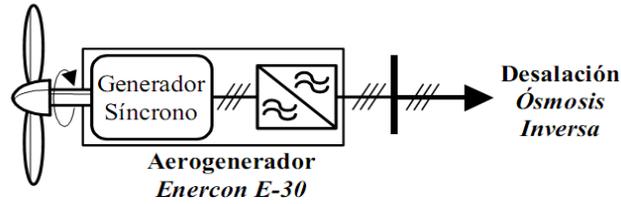


Fig. 1.17. Esquema del sistema eólico de desalación PRODESAL.

Al utilizar un recurso como el viento, suele ser necesaria la inclusión de algún sistema de almacenamiento, por ejemplo un volante de inercia o una batería, que permita suavizar la curva de consumo, así como mejorar el mantenimiento del abastecimiento [17]. Esta es la configuración empleada en la instalación de desalación del proyecto SDAWES (ver Fig. 1.18) [19, 20, 21]. Es también una opción habitual la alimentación de granjas [17].

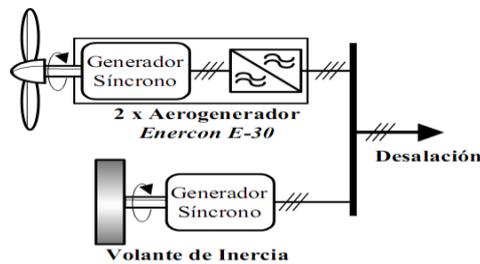


Fig. 1.18. Esquema del sistema eólico de desalación SDAWES.

El aprovechamiento del recurso se puede mejorar si se combinan varias energías renovables. La configuración más común es aquella que incluye sistemas eólicos y fotovoltaicos con almacenamiento en baterías, pudiendo ser la unión entre los distintos elementos en alterna o continua (Figura 1.19).

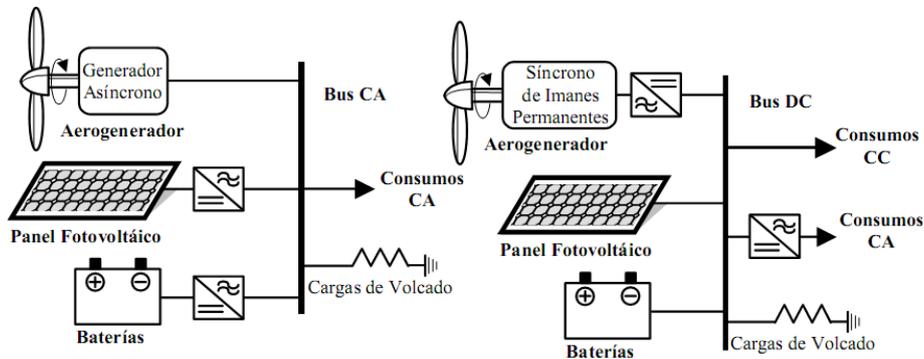


Fig. 1.19. Sistemas Eólico-Solar con almacenamiento en baterías.

Una configuración muy extendida es la que integra un grupo diesel con un aerogenerador eólico asíncrono con almacenamiento por baterías o volante de inercia, donde los distintos elementos se unen en un bus de alterna (ver Fig. 1.20), siendo habitual encontrar cargas de volcado [22, 23,16]. También es posible encontrar instalaciones que emplean un bus en CC, aunque generalmente quedan restringidas a aplicaciones de poca potencia (Fig. 1.21) [24, 16, 25,26].

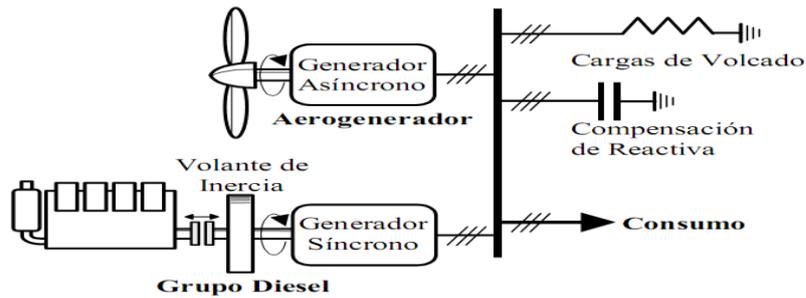


Fig. 1.20. Sistema Eólico-diesel con almacenamiento en volante y bus AC.

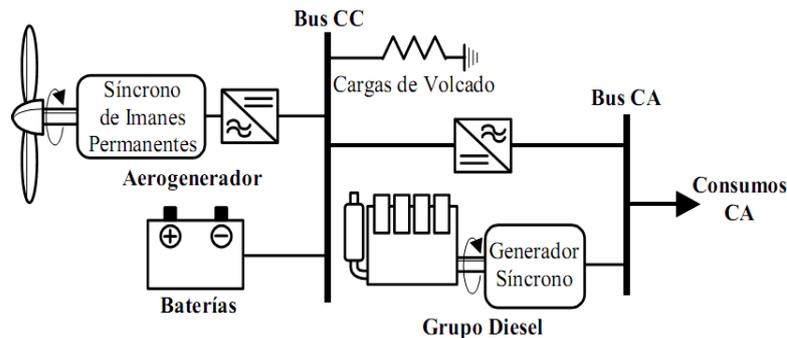


Fig. 1.21. Sistema Eólico-Diesel con almacenamiento en baterías y bus CC.

En los sistemas eólico-diesel, cuando hay viento se reduce el consumo de diesel, hasta el punto que, si el aerogenerador tiene el suficiente tamaño, el grupo diesel puede llegar a desconectarse. El resultado es una disminución de combustible consumido por la instalación, aunque quizás no tanto como el que cabría esperar, ya que es necesario tener en cuenta factores como el nivel de carga del grupo diesel, el tiempo en que está funcionando, el número de arranques y paradas que experimenta, etc. Se debe evitar que el grupo diesel trabaje por períodos prolongados de tiempo con cargas inferiores al 40% de la nominal (este valor tiene una gran dependencia con la edad del grupo y el tipo), ya que en estas condiciones su eficiencia, desde el punto de vista del consumo, es muy baja. Así mismo, un número de paradas y arranques excesivo someten al grupo a una fatiga que irremediablemente acorta su vida útil y aumenta el número de averías ^[16].

Una mejora en el comportamiento del sistema aislado se puede conseguir mediante el empleo de aerogeneradores con habilidad para controlar la potencia. Ciertas máquinas actuales, como por ejemplo las Enercon E-40, provistas, en este caso, de un generador síncrono multipolo, hacen gala de un control de potencia que les permite entregar un valor prácticamente constante de la misma, a pesar de las fluctuaciones en la velocidad del viento. Siendo además, capaces de cambiar la referencia de potencia al valor requerido por la instalación. Esta habilidad se consigue a costa de una mayor complejidad técnica y un coste del equipo más elevado. Los beneficios del empleo de tecnologías avanzadas en sistemas aislados (remotos) no son evidentes sino que puede ser preferible una tecnología más robusta y sencilla ^[27].

Cuando la velocidad del viento hace que la potencia entregada por el aerogenerador sea superior a la consumida es necesario algún método para restablecer el equilibrio antes de que las protecciones

de la instalación impongan la desconexión del mismo. En estas circunstancias se suelen emplear las cargas de volcado, en las que se disipa el exceso de energía. La actuación de éstas generalmente está determinada por la detección de algún parámetro que ponga en evidencia la situación de inestabilidad, como puede ser un valor muy alto en la frecuencia de las tensiones generadas. Pueden emplearse como cargas de volcado ciertos consumos accesorios a la instalación, como calefacción, desalación de aguas, pre-tratamiento de aguas salobres. Su funcionamiento ha de ser suficientemente rápido como para que se tenga tiempo para actuar una vez detectada la situación a corregir, y su control suficientemente fino como para no provocar situaciones oscilatorias. Como posibles cargas se pueden emplear bancos de resistencias controladas por interruptores estáticos.

Aunque no se ha mencionado, un elemento muy habitual de estas instalaciones es el equipo de compensación de reactiva, que puede ser desde una simple batería de condensadores o estar integrado en la propia electrónica de potencia del aerogenerador. Sea como fuere, su comportamiento puede ser determinante para la atenuación de las fluctuaciones de tensión.

La diversificación de las fuentes de energía garantiza la continuidad del suministro, minimizando el consumo del grupo diesel, así, es habitual encontrar instalaciones que combinan varias fuentes de energías renovables [28]. La más abundante de estas soluciones es la eólico/solar/diesel, aunque se pueden encontrar combinaciones con mini-hidráulicas, biomasa, etc.

Una alternativa con perspectivas muy prometedoras es la utilización de sistemas eólicos para la producción de hidrógeno mediante electrólisis (ver Fig. 1.22). El hidrógeno producido se almacena en tanques a alta presión empleándose posteriormente en instalaciones para combustión directa o para la producción de electricidad mediante celdas de combustible [29].

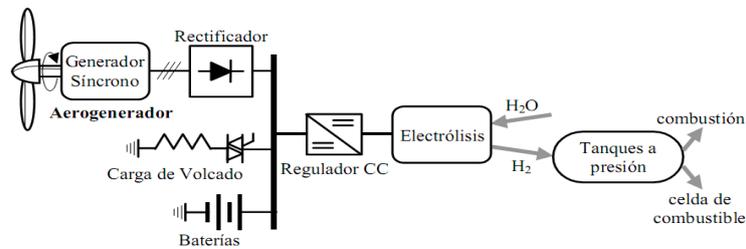


Fig. 1.22: Esquema de sistema híbrido para la producción de hidrógeno.

Capítulo 2: Descripción del Parque Eólico y sus Modelos

En este capítulo se presenta una descripción de los modelos del generador asincrónico jaula de ardilla SCIG y del generador asincrónico doblemente alimentado DFIG, tecnologías usadas en Gibara 2 y Gibara 1 respectivamente.

También se hace una descripción de las diferentes turbinas eólicas según el tipo de rotor y la disposición del eje de rotación, además de las tecnologías de los generadores y su sistema de control.

A través del Matlab 2009a, en Simulink se muestra un equivalente del Sistema Eléctrico de 110 kV y del GD-Diesel interconectado con el sistema eléctrico del parque eólico Gibara. Posteriormente, se estudian los métodos y los modelos de simulaciones utilizados en el Simulink, el fasorial, el promedio y el detallado, haciendo énfasis en el fasorial, para el estudio de la interacción del parque eólico con el sistema eléctrico externo.

2.1 Descripción y modelación del sistema de generación eólica interconectada, Gibara

El sistema de generación eólica de Gibara, Holguín consiste en dos parque eólicos, el Gibara 1 donde hay instalados seis aerogeneradores de tecnología DFIG (Doubly-Fed Induction Generator) es decir, generadores de inducción doblemente alimentados y el Gibara 2 con seis aerogeneradores de tecnología SCIG (Squirrel-Cage Induction Generator), generadores de inducción jaula de ardilla. El análisis del comportamiento de los sistemas de generación eólica de Gibara 1 y 2 interconectados con el SEN se ejecuta utilizando el Matlab 7.8/Simulink 2009a como herramienta software principal. En adición se utiliza el Power System eXplorer v2.87 (PSX) como software auxiliar para el estudio de cortocircuito en las barras correspondientes para la confección de equivalentes del SEN y del sistema de generación distribuida Diesel.

2.2 Equivalente del sistema eléctrico de 110 kV y de la GD-Diesel

La Fig. 2.1 muestra el diagrama monolineal del parque eólico Gibara 1 y Gibara 2 interconectado con el sistema eléctrico de sub-transmisión (34.5 kV) en la barra 6880ALT de la subestación Caridad, Holguín, a través de una línea de 30 km aproximadamente. A lo largo de esta línea y la otra que sale de la subestación se tienen cargas conectadas en varios puntos, sin embargo se forma un equivalente a través de un modelo donde esas se representan como una carga estática de:

Carga equivalente 1 = $5+j2$ MVA

Carga equivalente 2 = $7+j3$ MVA

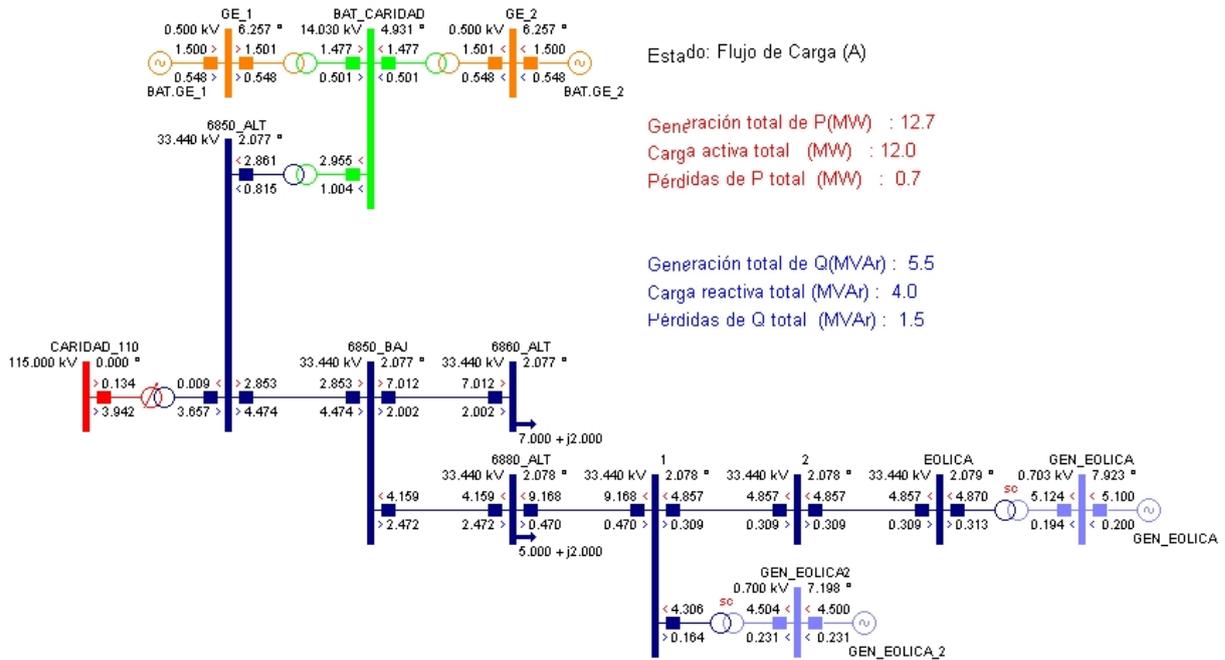


Fig. 2.1. Interconexión del parque eólico Gibara 1 y Gibara 2 con la red de 34.5 kV

En la barra 6850ALT se tiene el sistema de generación distribuida diesel, que consiste de ocho generadores sincrónicos de 2,36 MVA a 480 V, y un transformador de subida de 2,5 MVA de 480V /13,8 kV (delta – estrella aterrada), cada uno los cuales están interconectados con el sistema de distribución a 34.5 kV a través de un transformador de 20 MVA de 34.5/13.8 kV, delta-estrella aterrada, con devanado terciario. Luego, estos dos sistemas de GD se interconectan con el SEN de 110 kV a través de la subestación Caridad, por un transformador de 25 MVA, conexión estrella-estrella aterrada con devanado terciario.

Se modela el SEN en la barra CARIDAD 110 kV y el grupo de Generación Distribuida Diesel en la barra a través de dos fuentes equivalentes. El SEN se modela como una fuente trifásica programable con fuente de corriente de secuencia cero. Este modelo facilita el estudio mediante sus propiedades de simular huecos de tensión, variaciones en la frecuencia y fase en tiempos programables. A esta fuente es necesario añadir un bloque de inductancia mutua trifásica a través del cual se consideran las impedancias de secuencia positiva y de secuencia cero del sistema.

Para el sistema de generación distribuida se utiliza una fuente trifásica donde no se considera variación en sus parámetros. Por lo tanto, se realiza el estudio de cortocircuito trifásico en las barras CARIDAD 110kV y BATCARIDA separadamente, mediante el uso del PSX, configurando la red de manera tal que no existen contribuciones de corrientes de cortocircuito a estas barras.

Como el SEN se modela a través de una fuente programable y un bloque de impedancia mutua trifásica, se necesita como dato la tensión (110kV) y la frecuencia operacional (60Hz) y los valores de las reactancias y resistencias de secuencia positiva y de secuencia cero respectivamente. Para el modelo equivalente del sistema de GD se necesita el nivel de cortocircuito trifásico y el voltaje (13.8 kV) y frecuencia operacional.

2.3 Sistema eléctrico interconectado del parque eólico en Simulink

Efectuando los datos anteriores en Simulink, se elabora el sistema eléctrico que interconecta el parque eólico Gibara 1 y Gibara 2 con el SEN como se muestra en la Fig. 2.2. Se modela la línea de interconexión a través de un modelo π normal cuyos parámetros de diseño tienen valores como se especifica en la tabla IV.1 del anexo IV.

El SEN se modela a través de una fuente trifásica de voltaje programable (110kV) y a una frecuencia de 60 Hz, junto al bloque de impedancia mutua y a través del transformador de 110/34.5 kV se conecta a la barra eólica 6850 ALT(Caridad) donde junto a ella se acopla el GD- Diesel. A lo largo de la línea de interconexión, aproximadamente de 30 km, vemos que son conectadas dos cargas equivalentes, la primera de $5 + j2$ MVA y la segunda carga de $7 + j3$ MVA. Al final de esta línea se conecta el parque eólico Gibara 2 a través de un equivalente de 6 máquinas de inducción jaula de ardilla manteniendo el viento constante a 14 metros por segundos, el control aerodinámico de Gibara 2 es stall, o sea, las palas están fijas en 0 grados. Hay que mencionar que este tipo de control ya no se usa en el mercado actual y en los modelos que ofrece el Matlab no aparece este tipo de control, sino que solo aparece control pitch, por lo tanto se simula el parque tratando de mantener el ángulo de las palas en 0 grados. Al final de la línea de interconexión de aproximadamente 30 km continúa otra línea de 5 km hasta llegar a Gibara 1, equivalente de 6 máquinas de inducción doblemente alimentadas. Esta tecnología sí posee control pitch, o sea, capacidad de las aspas de aprovechar con mayor o menor interés el viento.

También se modela en el Simulink el parque eólico Gibara 2, sin conectar Gibara 1, utilizando la misma línea modelo π de interconexión, ya que este trabajo trata describir el comportamiento de la tecnología SCIG ante determinadas condiciones de operación. Ver Fig. III.2 del anexo III.

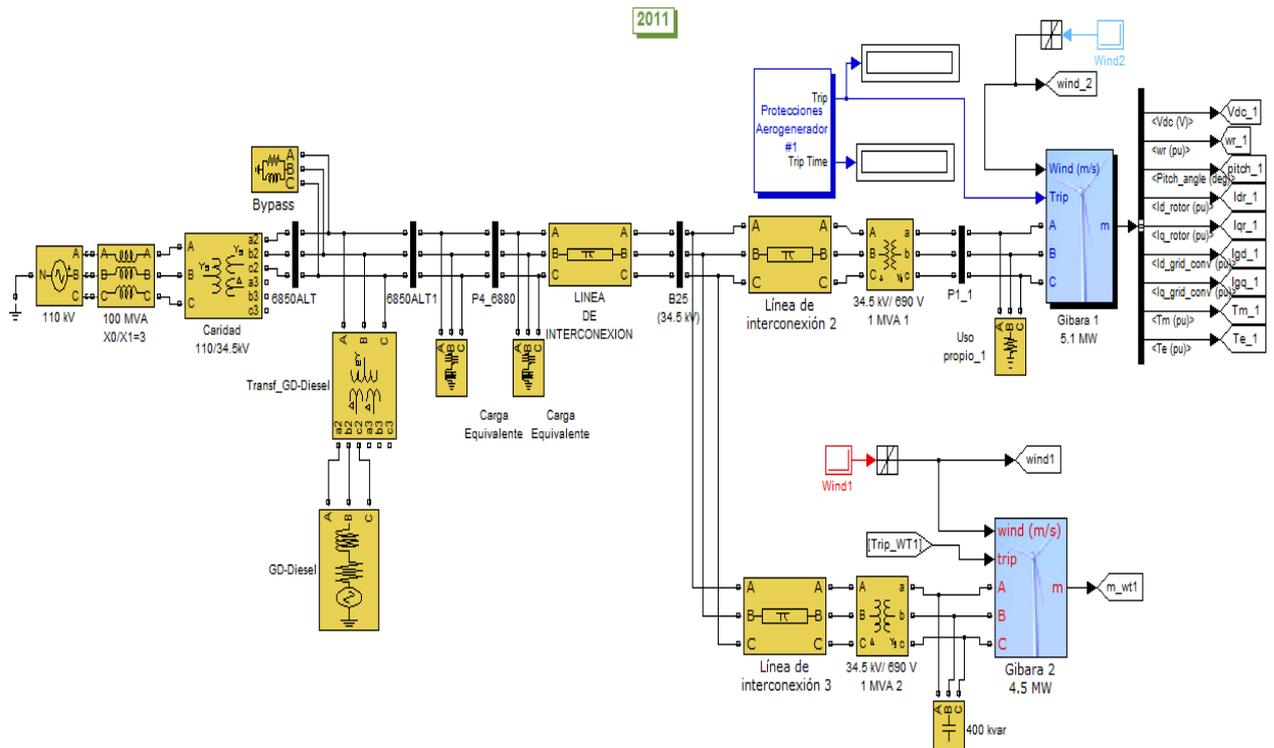


Fig. 2.2. Equivalentes Del SEN, GD y los parques Gibara 1 y 2 modelados en el Simulink

2.4 El Parque Eólico Gibara

Se trata de los parques eólicos Gibara 1 y Gibara 2, los más recientes construidos en Cuba y que sobresalen por ser los de mayor capacidad de generación y los únicos conectados a la red nacional de distribución de energía eléctrica, pues los otros dos existentes están situados en Cayo Coco y en la Isla de la Juventud. Mediciones preliminares posibilitaron determinar que en esta zona del litoral norte la velocidad promedio de los vientos es de 6.8 metros por segundo y los aerogeneradores solo requieren 4 metros por segundo para empezar a funcionar.

A lo largo del 2007 comenzó la construcción del parque Gibara 1, incluyendo cientos de metros cúbicos de hormigón para resistir 75 toneladas de peso, caseta de control automático, línea eléctrica de 6 km y el montaje de las torres de 55 m en cuya cima van los aerogeneradores de 24 toneladas y las aspas de 26,5 m. A mediados del 2009 comienza la construcción de Gibara 2, el cual fue terminado en el 2010 Para prevenir posibles afectaciones por penetración del mar, los equipos de control automatizados se ubicaron en una segunda planta y las bases de las torres se elevaron, de modo que las puertas de acceso quedan a una altura de 2 m.

Ambas instalaciones poseen un alto grado de automatización y mediante programas computarizados pueden ser dirigidas por un solo técnico desde un puesto de mando único, lo cual les confiere mucha confiabilidad operacional.

2.4.1 Gibara 1

El parque eólico Gibara 1, tiene instalado seis aerogeneradores, G52–850kW de Gamesa Eólica, para una potencia total de 5.1MW cuyo esquema eléctrico se presenta en la Fig. 2.3 y el correspondiente en simulink en la Fig. III.3 del anexo III, dicho parque se considera como un parque eólico pequeño con método de conexión al sistema tipo E. [30]

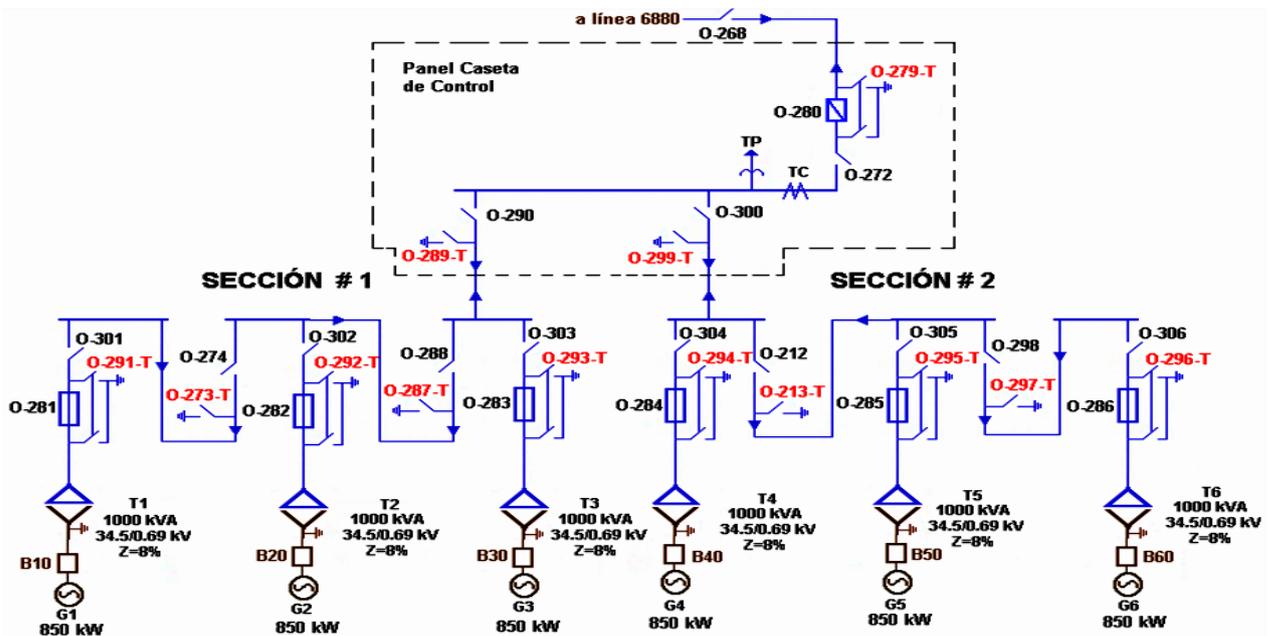


Fig. 2.3. Monolateral del parque eólico Gibara I

Estos aerogeneradores son resistidos por torres tubulares metálicas en tres tramos, altura de eje 55m, paso variable y sistema de orientación activo, con generador asíncrono doblemente alimentado que entrega 850kW a 690V, 60Hz con salida a la red de 34.5kV. Los aerogeneradores están situados en una fila, perpendicularmente a la dirección predominante del viento con distancia entre cada uno de tres diámetros de rotor (156m). El parque tiene disponible un centro de control a través del cual se forma el enlace de los aerogeneradores con el SEN, regulando y controlando la operación del parque.

2.4.2 Gibara 2

El parque eólico Gibara 2, cuyo esquema eléctrico se muestra en la Fig. 2.4 y el correspondiente en Simulink en la Fig. III.4 del anexo III, donde se tienen instalado seis aerogeneradores, Goldwind S50/750 kW, para una potencia total de 4.5MW, también se considera como un parque eólico pequeño. [30]

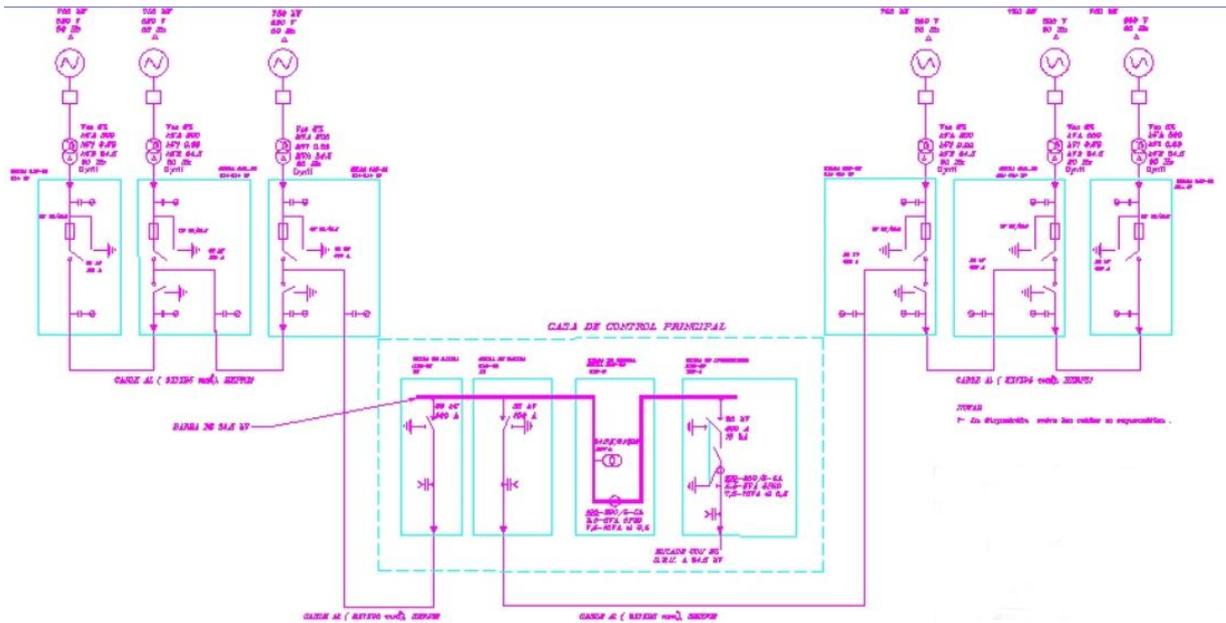


Fig. 2.4. Monolineal del Parque Eólico Gibara 2

Entre los aspectos técnicos que lo diferencian del colindante Gibara 1 se destaca el principio de paso fijo en el funcionamiento de las aspas, así como la distribución espacial de las torres, de forma lineal, pero arqueada, estos aerogeneradores son soportados por torres tubulares metálicas en tres tramos, altura de eje 50 m, sistemas de control aerodinámico pasivo, con generador asincrónico o de inducción jaula de ardilla que entrega una potencia de 750kW a 690V, 60Hz con salida a la red de 34.5kV. El parque tiene disponible un centro de control al igual que el anterior a través del cual se forma el enlace de los aerogeneradores con el SEN, regulando y controlando la operación del parque.

2.5 Turbina Gamesa G52-850kW Item N° FT000101.R06 y Turbina Goldwind S50/750 kW Q/JF 2CP50/750.2-2007

El aerogenerador G52–850 kW de Gamesa Eólica utilizado en Gibara 1, es un aerogenerador de rotor tripala a barlovento, regulado por sistema de cambio de paso y con sistema de orientación activo. Tiene un rotor de 52 m de diámetro y utiliza el sistema de control Ingecon-W capaz de adaptar el aerogenerador para operar en grandes intervalos de velocidad de rotor. La potencia mecánica nominal de la turbina, 878.5kW, corresponde a velocidad de viento de 14m/s a la altura de la torre (55m) para aire con densidad de 1.270 kg/m³ y que luego corresponde a velocidad de rotación de su eje referido al lado del generador de 1.08pu (1944 rpm). El sistema de cambio de paso del rotor se equipa con un sistema especial que proporciona en todo momento un ajuste muy fino del ángulo de operación de la pala con respecto a la producción de potencia y emisión de ruido. Para ambos modelos del DFIG se utiliza un bloque temporizador para representar el comportamiento del viento a la altura del buje.

El aerogenerador Goldwind S50/750 kW usado en Gibara 2 es una máquina de rotor tripala, a barlovento (viento arriba) y orientación activa, de eje horizontal, con un rotor de 50 m de diámetro. Se encuentra regulado por un sistema de orientación de paso fijo, o sea, las palas están rígidamente unidas al buje y su ángulo de calado no se puede modificar. Posee un sistema de control aerodinámico pasivo, stall control o control por pérdida aerodinámica. El tipo de generador es asíncrono o de inducción, jaula de ardilla de un solo enrollado conectado a la red a través de un transformador. Dentro de las características eléctricas vemos que entrega una potencia de 750 kW a factor de potencia 0.90, generando un voltaje de 690V y a una frecuencia de 60Hz, la velocidad nominal de rotación es de 1822 r/min. El tipo de torre es de acero tubular Cónica.

2.5.1 El generador y sistema de control de G52-850kW Item N° FT000101.R06

El generador eléctrico del G52-850kW, Fig. 2.5, es altamente eficiente, de 4 polos, doblemente alimentado con rotor devanado y anillos deslizantes. La potencia nominal de este DFIG es 850 kW a factor de potencia 0.95 (capacitivo o inductivo), contando con 800 kW del estator (conexión delta) y 60 kW del rotor (conexión estrella) con 10 kW de pérdidas totales. En la Fig. 2.4, la alimentación del rotor del generador se realiza a través de un autotransformador independiente de 690 V / 480 V, con neutro aislado cuya potencia nominal es 63 kVA para evacuar la potencia nominal del rotor. Adecuado al trabajo del aerogenerador, el rotor puede soportar sobrecargas puntuales de corriente superior, por lo que el autotransformador ha sido confeccionado de forma que su comportamiento sea lineal. Todas las funciones del aerogenerador son supervisadas y controladas por varias unidades de control basadas en microprocesadores.

El sistema de control en el lazo del rotor tiene disponible dos modos de operación.

- Regulación de Voltaje (Voltage Regulation) – Aquí el voltaje en los terminales del aerogenerador será vigilado a un valor impuesto por la referencia de voltaje ($V_{ref}=1$) y el voltaje droop ($X_s=0.02pu$). El control del voltaje se logra mediante el control de la potencia reactiva del DFIG.
- Regulación de Var (Var Regulation) – donde se especifica a un valor de potencia reactiva como valor de referencia que debe mantener el DFIG.

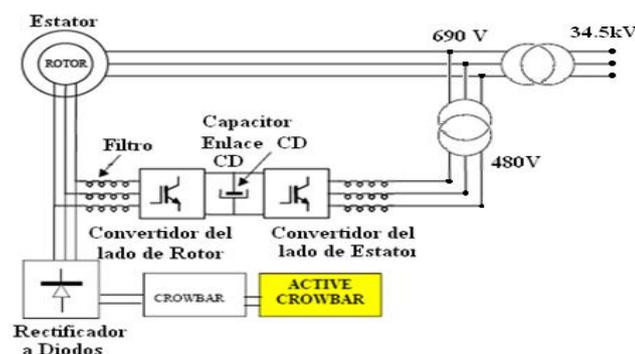


Fig. 2.5. Diagrama esquemático del aerogenerador G52-850kW

El crowbar activo (CA) está compuesto de un rectificador que alimenta a un dispositivo de electrónica de potencia de resistencia variable. Se activa en caso de sobrecorrientes en el estator, originadas por la existencia de huecos de tensión en la red. La forma de activación del CA es la intensidad del estator. Tras la conexión del crowbar, el rotor queda cortocircuitado a través de una resistencia controlada que permite limitar el valor de las corrientes en el rotor. En esta situación, el generador doblemente alimentado, se convierte parcialmente en un generador con resistencias rotóricas hasta que la intensidad del rotor y la tensión de la barra de voltaje directo se reducen a valores aceptables. En ese momento el crowbar activo se desconecta y el control de potencia queda de nuevo a cargo del convertidor del rotor.

2.5.2 El generador y sistema de control de Goldwind S50/750 kW Q/JF 2CP50/750.2-2007

El generador eléctrico de Goldwind S50/750 kW, Fig. 2.6, es altamente eficiente, de 4 polos, asíncrono jaula de ardilla de un solo enrollado, alternativa más simple para los aerogeneradores de velocidad constante. Y aunque se suelen denominar de velocidad constante, admiten variaciones inferiores al 2% con respecto a su velocidad nominal o síncrona ^[31]. En los aerogeneradores se suelen emplear motores asíncronos con deslizamientos elevados para disminuir la rigidez entre el acoplamiento de la turbina y la red.

Los generadores empleados tienen un número de polos que típicamente está entre 4 y 8, que equivale a velocidades de giro nominales entre 1500 y 750 rpm. Esto hace necesario una caja multiplicadora para adaptar las velocidades del generador a las de la turbina (típicamente entre 10 y 35 rpm). La conexión del generador a la red se realiza a través de un arrancador electrónico, a cuya salida está la batería de condensadores necesaria para la compensación de reactivo (ver Fig. 2-4).

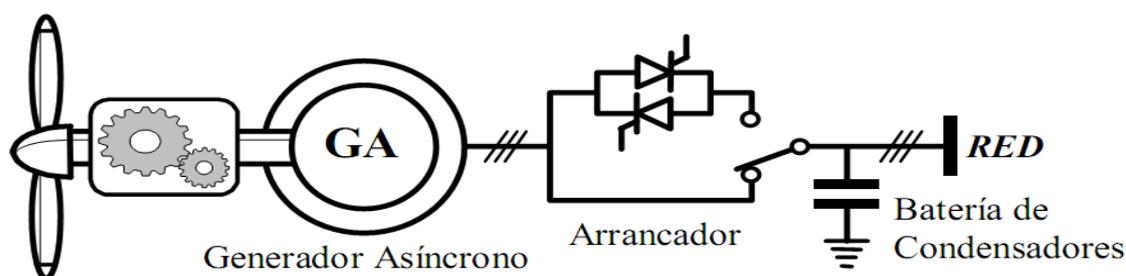


Fig. 2.6: Elementos de un aerogenerador de velocidad constante.

Al permitirse pequeñas variaciones de velocidad aparece un modo vibracional de torsión en el que la turbina oscila en contra del eje del generador, ya que al ser este de velocidad prácticamente constante, su acoplamiento con la red es mayor que con el de la turbina ^[32, 33,34]. La frecuencia natural de estas oscilaciones depende casi por completo de la inercia de la turbina y de la rigidez del acoplamiento mecánico entre ella y el generador, incluyendo la caja multiplicadora. Su valor típicamente está entre 0,1 Hz y 1 Hz y se pueden excitar por variaciones bruscas de la velocidad de viento, o turbulencias, transmitiéndose a la red eléctrica en forma de oscilaciones de potencia ^[34,35].

La función principal del devanado trifásico del estator es magnetizar la máquina y suministrar la corriente generada. Por los devanados del rotor (o barras de cobre o de aluminio en el caso del rotor jaula de ardilla, conectadas eléctricamente por anillos de aluminio finales), sólo circula la corriente inducida; cuando la excitación externa está presente, el campo magnético del estator gira a la velocidad síncrona, impuesta por la pulsación de las corrientes de excitación provenientes de la red, que atraviesan el devanado del estator.

Si se hace girar el rotor de forma manual a la velocidad síncrona del generador, no sucede nada, dado que el campo magnético gira exactamente a la misma velocidad que el rotor, los devanados del estator no perciben variación del flujo magnético y, en consecuencia, tampoco habrá corrientes inducidas en el estator; por lo que no se produce ningún fenómeno de inducción en el rotor, y no interaccionará con el estator, sin embargo si se aumenta la velocidad por encima de la velocidad síncrona., el rotor se mueve más rápido que el campo magnético giratorio del estator, lo que significa que el estator inducirá una gran corriente en el rotor. Cuanto más rápidamente gire el rotor, mayor será la potencia transferida al estator en forma de fuerza electromagnética, y posteriormente convertida en electricidad suministrada a la red eléctrica.

A medida que aumenta la diferencia de velocidad de giro entre el rotor y el campo producido por el estator, se induce una tensión mayor en el rotor y, en consecuencia, crece la corriente que circula por él; a mayor corriente, el campo magnético debido al rotor crece, y el flujo de potencia activa hacia la red es mayor, como también lo es el consumo de potencia reactiva por la magnetización de la máquina (el factor de potencia del generador de inducción varía con la carga).

Esta tendencia se mantiene hasta llegar al par resistente máximo del generador. Dentro de un rango limitado la potencia y el par son proporcionales al deslizamiento; la potencia reactiva consumida en este tramo es capaz de mantener el flujo magnético necesario para que el generador presente un par resistente creciente, pero a partir de un determinado deslizamiento (entre 5-10% según la máquina) el incremento de la corriente en el rotor hace que por las pérdidas por efecto Joule, disminuya el par resistente y, por lo tanto, se pueda producir el embalamiento de la máquina.

Son pocos los casos en los que una excesiva velocidad del viento hace que el par de la turbina pueda exceder al par máximo del generador; no obstante, el control estará programado para desconectarse de la red si la potencia máxima se supera durante cierto tiempo. También se deberá desconectar con velocidades de viento bajas, si la velocidad de la turbina lleva a funcionar al generador a velocidades por debajo de la de sincronismo, invirtiendo el par generador y poniéndose a funcionar como motor.

La ventaja principal del funcionamiento asíncrono es su flexibilidad ante fluctuaciones en la velocidad del viento. El inconveniente principal es la necesidad de una corriente de excitación para la magnetización, que se traduce en un consumo de potencia reactiva de la red.

El generador de inducción en operación normal y directamente conectado a la red es robusto y estable. El deslizamiento se incrementa cuando aumenta la carga. El mayor problema es que

durante el consumo de la corriente que magnetizará los devanados del estator, el factor de potencia es relativamente bajo, por lo que se deben conectar bancos de condensadores en paralelo con el generador. Operando de este modo, el generador de inducción no es controlable y cualquier fluctuación se transmite a la red modificada sólo por la impedancia interna del generador. Los convertidores electrónicos de potencia mejoran esta situación, controlando la corriente del rotor (para generadores asíncronos de rotor bobinado, como los de Gibara 1) con la finalidad de controlar la potencia reactiva y el deslizamiento, para variar el punto operativo.

2.6 Modelos del Simulink

En el SimPowerSystems™ 5.1 se tiene disponible un modelo que representa el SCIG y tres modelos que representa el DFIG. El modelo seleccionado depende del intervalo de frecuencia a representar. Estos consisten en el modelo fasorial, el promedio y el detallado. En este trabajo, se emplea el modelo fasorial en los generadores SCIG para realizar el estudio de la interacción del parque eólico con el sistema eléctrico de potencia durante régimen de operación normal y anormal con objetivos diferentes, ya que es adaptado mejor a la simulación de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia, por encima de grandes periodos de tiempo, o sea, entre 10 s y varios minutos. En el método de simulación fasorial las corrientes y los voltajes se representan por cantidades fasoriales (COMPLEX) a la frecuencia nominal del sistema. Es la misma técnica utilizada en los software de estabilidad transitoria. En este trabajo, se emplea este modelo para realizar el estudio de la interacción del parque eólico con el sistema eléctrico de potencia durante régimen de operación normal y anormal con objetivos diferentes.

2.6.1 Modelo Fasorial

El modelo fasorial maneja el procedimiento de simulación dinámica de sistemas de potencia (PSDS-Power System Dynamic Simulation) para ver el comportamiento dinámico y la estabilidad de pequeña señal en la interacción entre el parque eólico Gibara 1 y 2 y el sistema eléctrico de potencia. Este sistema eléctrico posee 152 variables de estado en general que son relacionados con los ramales, los generadores y sus controladores, transformadores y cargas. Adecuado al comportamiento del sistema de potencia y a la presencia de constantes de tiempo grandes y que es distinguido por oscilaciones de baja frecuencias, se solicita un tiempo largo de simulación como 50s.

Tal tiempo de simulación, requiere un tiempo de computación sustancial al considerar todos los fenómenos rápidos de alta frecuencia en el modelo. Además, como el sistema eólico es bastante grande, será difícil, absorbiendo mucho tiempo en consumir el estudio de otros escenarios.

Este problema se soluciona al considerar solo la frecuencia fundamental de los componentes de voltaje y corriente al estudiar los fenómenos de baja frecuencia. A este método se le nombra

simulación dinámica del sistema de potencia (PSDS). También, se conoce como simulación a frecuencia fundamental y de transitorio electromecánico. En este procedimiento de simulación, los voltajes y corrientes sinusoidales son suplantados por fasores a la frecuencia nominal del sistema (60Hz).

El método tiene las ventajas de hacer posible simular la red por impedancia constante o matriz de admitancia próxima a la que se utiliza en el cálculo de flujos de carga. Se disminuye el tiempo de computación mediante la anulación de un número de ecuaciones diferenciales pues ninguna de ellas son asociadas a la red y solo una es asociada con el sistema de generación, lo que posibilita el uso de tiempo de paso largo para la simulación e implementar los fasores para operar los diferentes módulos de protecciones eléctricas existentes.

En la Fig. VI.1 del anexo VI, se muestra el diagrama de bloque del modelo transitorio dinámico de 3er orden del G52-850kW. El régimen PSDS sujeta los algoritmos básicos que son tradicionalmente asentados en la suposición de que todos los procesos transitorios electromagnéticos han sido extinguidos y solo existen en la red los transitorios electromecánicos y los del sistema de control.

Al no considerar los transitorios electromagnéticos se están negando los desplazamientos (off-sets) de CD en la corriente del estator de la máquina. Esto implica que las derivadas en tiempo de los flujos magnético en los devanados del estator no existen y que los flujos del estator son eliminados como variables de estado y por lo tanto son calculados como variables algebraicas. Sin embargo, es posible incorporar un modelo transitorio en una simulación dinámica usando métodos apropiados para superar estas limitaciones.

2.6.1.1 Descripción del modelo fasorial para aerogeneradores DFIG

En la figura 2.7 se describe un modelo fasorial, de un parque eólico con tecnología DFIG. Este modelo viene presentado en los DEMOS del Simulink. El modelo de las turbinas de viento es un modelo fasorial que permite los estudios del tipo de estabilidad transitorios con los tiempos de simulación largos. En esta demostración, el sistema se observa durante 50 s

La granja de viento de 9 MW consiste en seis turbinas de viento de 1.5MW conectadas a un sistema de distribución de 25 kV que transmite una potencia a una red de 120 kV a través de un alimentador de 30 km, de 25 kV. A 2300V, 2 MVA la planta que consiste en una carga de motor (motor de inducción de 1.68 MW a 0.93 factor de potencia) y de una carga resistiva de 200 kW se conecta en el mismo alimentador a la barra B25. La turbina de viento y la carga del motor tienen un sistema de protección que supervisa tensión, corriente y velocidad de la máquina. El voltaje DC del DFIG también se supervisa.

Las turbinas de viento usan generador de inducción doblemente-alimentado (DFIG) con un convertidor IGBT de AC/DC/AC. El enrollado del estator se conecta directamente a la red de

60Hz mientras el rotor se alimenta a la frecuencia inconstante a través del convertidor de AC/DC/AC. La tecnología de DFIG permite extraer la energía máxima del viento para bajas velocidades del viento, perfeccionando la velocidad de la turbina, mientras minimiza las tensiones mecánicas en la turbina durante las ráfagas de viento.

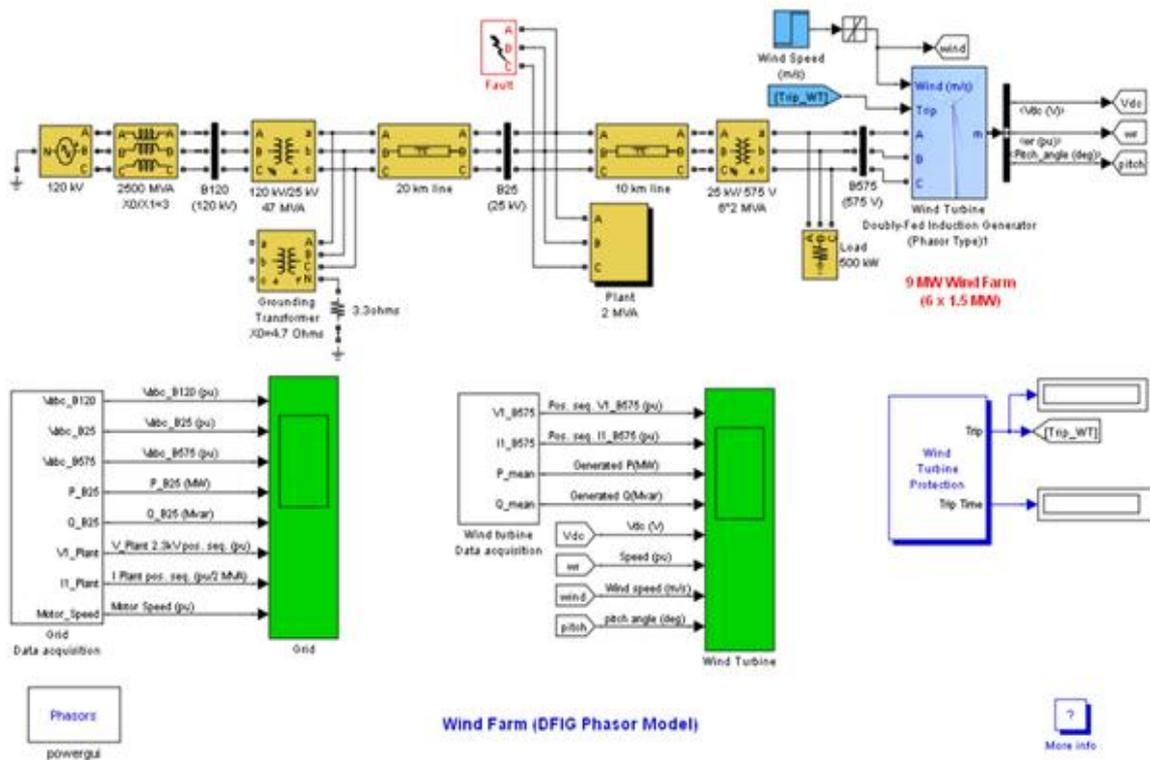


Fig. 2.7: Modelación fasorial de un parque eólico con aerogeneradores DFIG

La velocidad óptima de la turbina produce un máximo de la energía mecánica, para una velocidad del viento dada, esta es proporcional a la velocidad del viento. En la figura 2.8 vemos que para velocidades del viento por debajo de 10 m/s el rotor está funcionando a la velocidad del subsincronismo. A velocidades del viento elevadas el rotor está corriendo a la velocidad del supersincronismo. Otra ventaja de la tecnología de DFIG es la habilidad de los convertidores electrónicos para generar o absorber potencia reactiva, mientras va eliminando la necesidad así por instalar los bancos del condensador como en el caso de generadores de inducción jaula de ardilla.

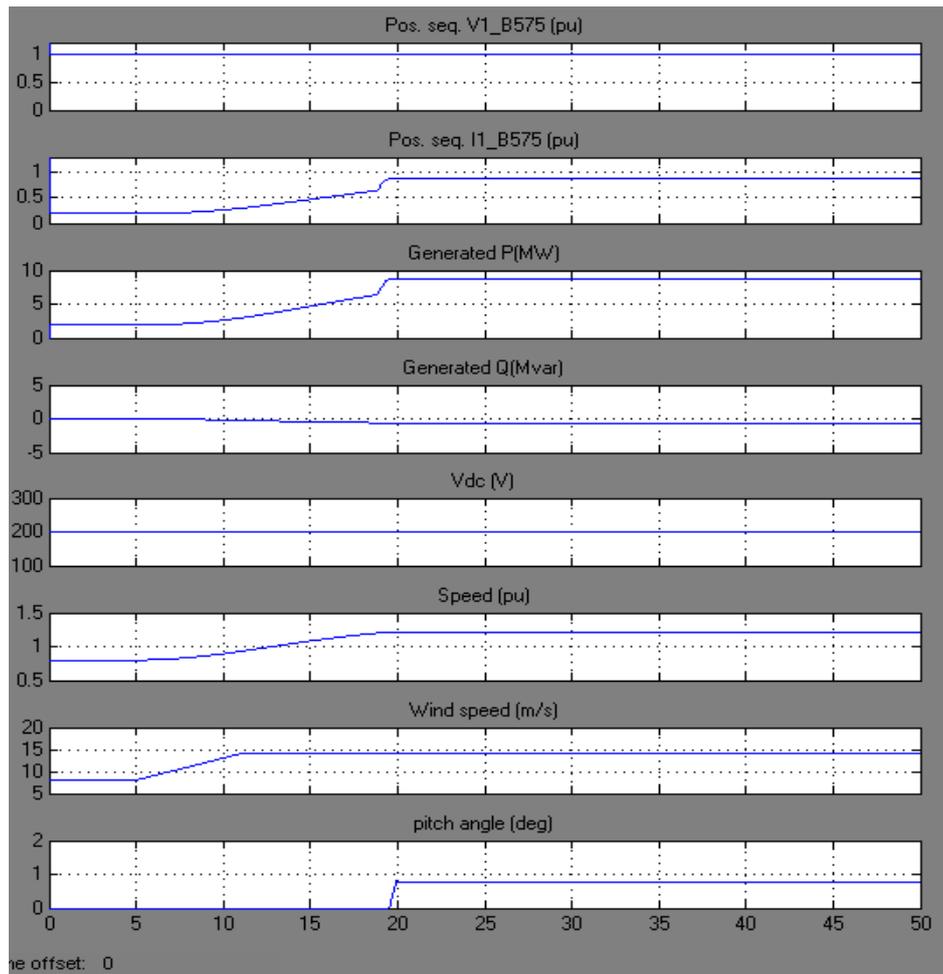


Fig. 2.8: Lectura de la granja de viento con aerogeneradores DFIG

2.6.1.2 Descripción del modelo fasorial para aerogeneradores SCIG

A continuación en la figura 2.9 se ilustra una simulación de un modelo fasorial de un parque eólico de 9 MW que usa generadores de inducción SCIG manejado por turbinas con control. El modelo de las turbinas de viento (de la biblioteca de DR) y los Statcom, son modelos fasoriales que permiten los estudios de tipo de estabilidad transitorios en tiempos de simulación largos. En esta demostración, el sistema se observa durante 20 s.

La granja de viento de 9 MW consiste en seis turbinas de viento de 1.5MW conectadas a un sistema de la distribución de 25 kV que transmite una potencia a una red de 120 kV a través de un alimentador de 30 km, de 25 kV. La granja de viento de 9 MW es simulada por tres pares de turbinas de viento de 1.5 MW. Las turbinas de viento usan generadores de inducción jaula de ardilla (IG).

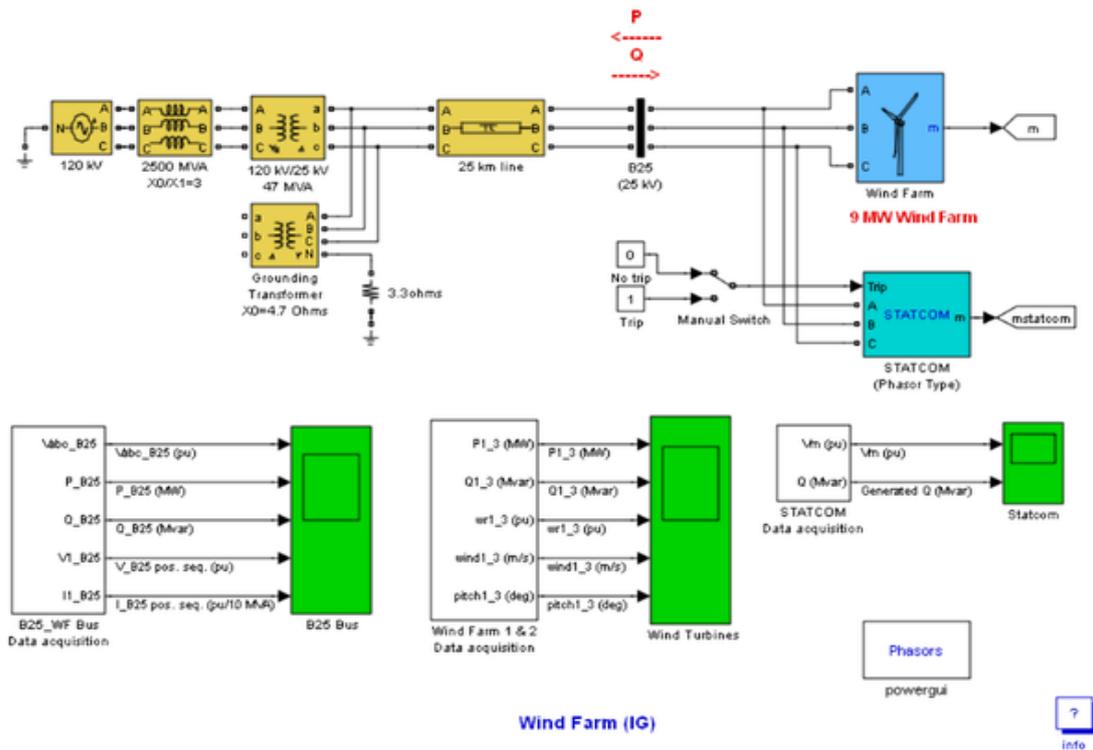


Fig. 2.9 Modelo fasorial para aerogeneradores tipo SCIG

El enrollado del estator se conecta directamente a la red de 60 Hz y el rotor se maneja por una turbina de viento de control pitch. El ángulo pitch se controla para limitar el poder de rendimiento del generador a su valor nominal por vientos que exceden la velocidad nominal (9 m/s). Para generar potencia la velocidad de IG debe ser ligeramente anterior a la velocidad síncrona. La velocidad varía aproximadamente entre 1 pu a ninguna carga y 1.005 pu a la carga llena. Cada turbina de viento tiene el sistema de una protección que supervisa tensión, corriente y velocidad de la máquina.

La potencia reactiva absorbida por los IG es compensado en parte por bancos de capacitores conectados a través de una barra de bajo voltaje para cada turbina de viento (400 kvar por cada par de turbina de 1.5 MW). El resto de potencia reactiva exigida para mantener la tensión de 1 pu en la barra B25 de 25 kV se proporciona por un STATCOM de 3 Mvar. (Ver figura 2.10)

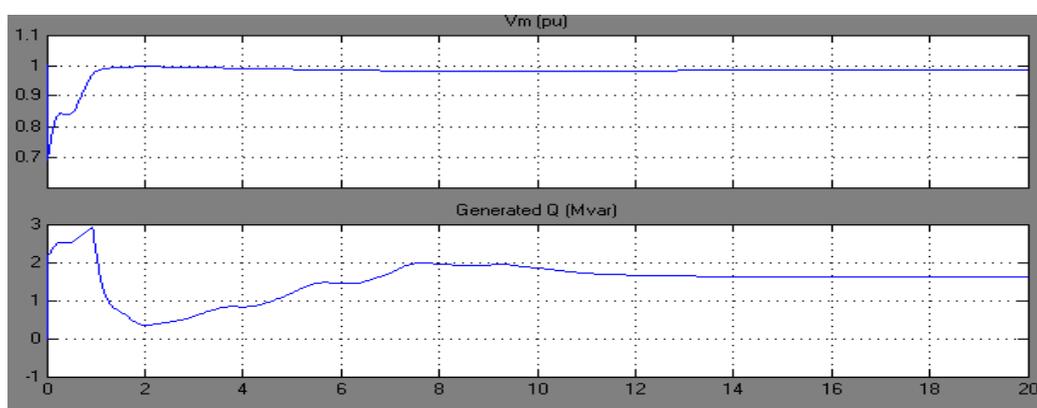


Fig. 2.10. Lectura del STATCOM

La respuesta de la turbina a un cambio en la velocidad del viento es la siguiente: Comienza la simulación y se observan las señales en el osciloscopio de las "Turbinas de Viento, (ver Fig. 2.11) vemos que supervisa potencia activa y reactiva, velocidad de generación, velocidad del viento y el ángulo del diapasón por cada turbina.

Para cada par de turbina las salidas de potencia activas generadas aumentan fácilmente (junto con la velocidad del viento) para alcanzar su valor tasado de 3 MW en aproximadamente 8 s. Encima de ese horario la velocidad de la turbina habrá aumentado de 1.0028 pu a 1.0047 pu. Inicialmente, el ángulo del diapasón de las hojas de la turbina es cero grado.

Cuando el poder del rendimiento excede 3 MW, el ángulo del diapasón se aumenta de 0 deg a 8 deg para traer el poder del rendimiento a su valor nominal. Se puede observar que el reactivo aumenta al igual que aumenta la potencia activa generadas. A potencia nominal, el par de la turbina del viento absorbe 1.47 Mvar. Para una velocidad del viento de 11m/s, el total exportó potencia medida a la barra B25 9 MW y el Statcom mantiene el voltaje a 0.984 pu generando 1.62 Mvar (Fig 2.10).

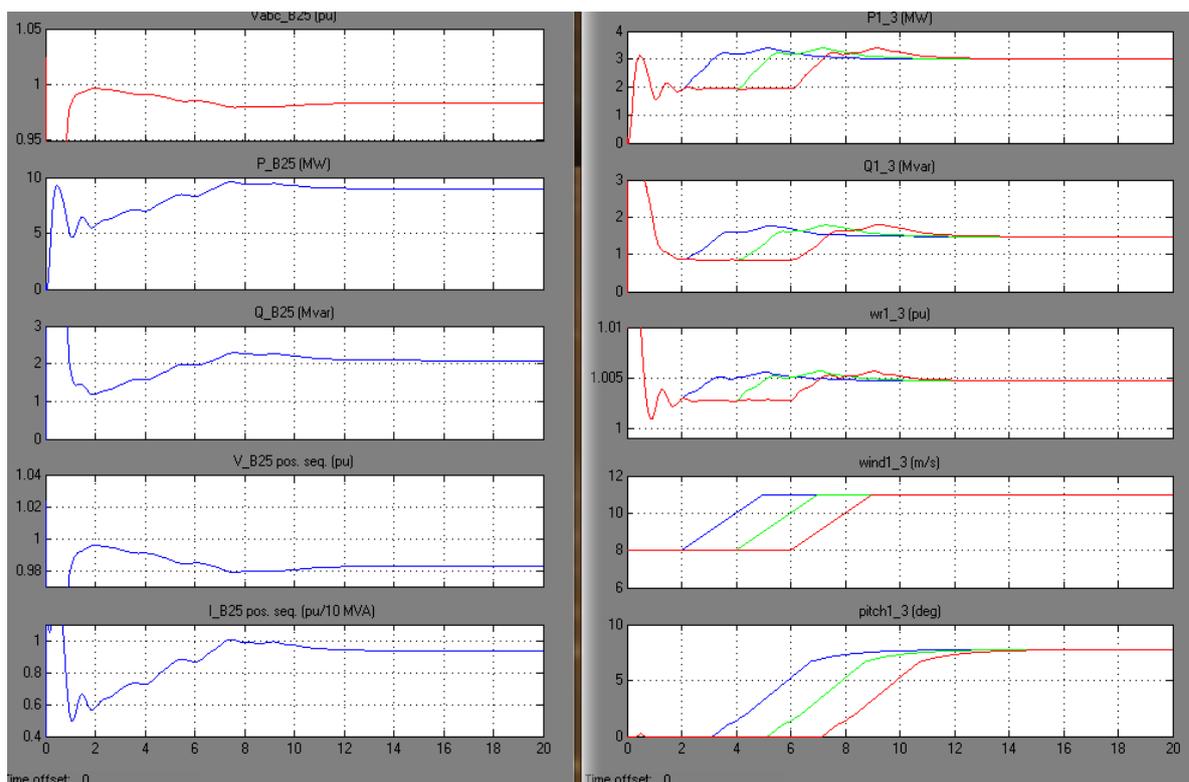


Fig 2.11 Señales en el osciloscopio del B25 y en las "Turbinas de Viento

2.6.2 Modelo promedio (Average Model)

El modelo promedio del DFIG no tiene implementado los armónicos en el entrehierro, pero los dinámicos resultados entre la interacción del sistema de control y el sistema potencia es preservado para un tiempo de simulación de 5 s a través del método de simulación de valores instantáneos (IVS-Instantaneous Value Simulation). Esto corresponde a un modelo del 6to orden donde se

consideran las variables de estado inicial ($\Psi_{rd}^s, \Psi_{rq}^s, \Psi_{rd}^r, \Psi_{rq}^r, \omega_g$ y θ_g) y los procesos transitorios electromagnéticos, Fig. VI.2 del anexo VI.

En este modelo se considera que la frecuencia de conmutación del convertidor en el circuito del rotor es infinita. A pesar de esta simplificación se toman en cuenta las limitaciones en la generación del voltaje impuesto por el convertidor debido al enlace a corriente directa entre los dos convertidores del rotor. Estas limitaciones serán implementadas como limitaciones al voltaje y a los controladores de momento o torque. Además de no considerar los armónicos, no se considera la saturación magnética ni el efecto pelicular en el rotor.

Las ventajas de este modelo es que permite observar el comportamiento de la frecuencia, las distorsiones en las ondas sinusoidales y los procesos transitorios de alta frecuencia, sin embargo, el tiempo de paso correspondiente a este es mucho más pequeño que en el anterior que resulta difícil de simular y obtener resultados de precisión para sistemas grandes, por lo tanto, para este modelo se representa el parque eólico de Gibara 1 mediante un equivalente.

2.6.3 Descripción del modelo detallado para aerogeneradores DFIG

El modelo detallado incluye una representación detallada de los convertidores IGBT electrónicos de potencia. Para lograr una exactitud aceptable durante variaciones de la frecuencia, el modelo debe estar programado en un paso de tiempo relativamente pequeño ($5 \mu s$). Este modelo está bien preparado para observar armónicos y el sistema de control dinámico debe operar por encima de períodos relativamente cortos de tiempos (típicamente de varios *ms* a un *s*). En la figura 2.12 se presenta el modelo detallado que ofrece el Simulink para aerogeneradores tipo DFIG.

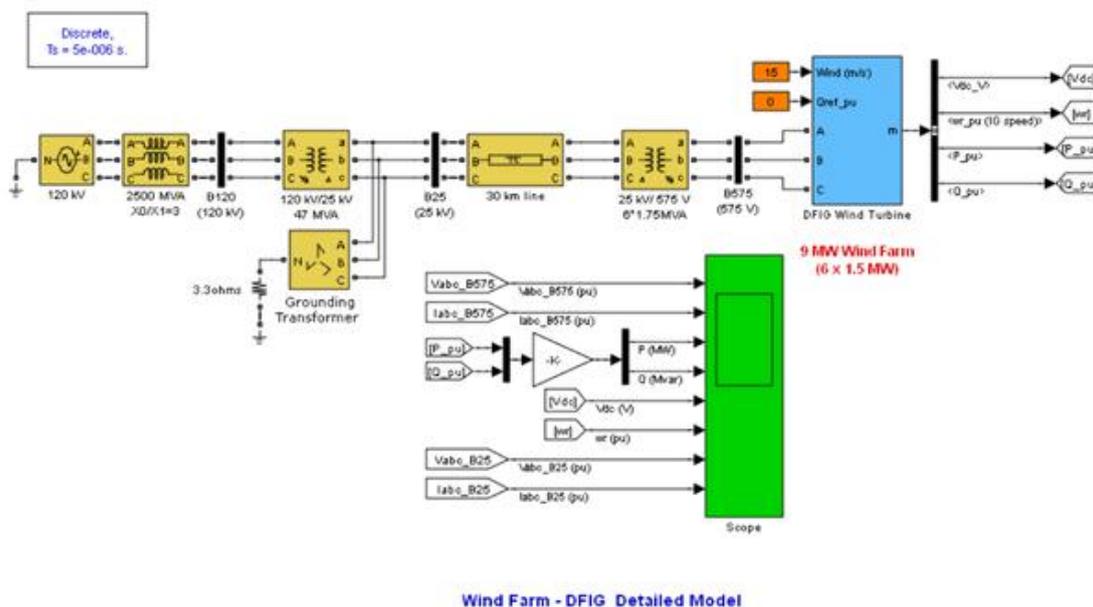


Fig. 2.12 Modelo detallado para aerogeneradores DFIG

La granja de viento de 9 MW consiste en seis turbinas de viento de 1.5 MW conectadas a un sistema de distribución de 25 kV que transmite potencia a una reja de 120 kV a través de un alimentador de 30 km, y 25 kV.

Las turbinas de viento usan generador de inducción doblemente-alimentado (DFIG) con un convertidor IGBT de AC/DC/AC. El enrollado del estator se conecta directamente a la red de 60Hz mientras el rotor se alimenta a la frecuencia inconstante a través del convertidor de AC/DC/AC. La tecnología de DFIG permite extraer la energía máxima del viento para las velocidades del viento bajas, perfeccionando la velocidad de la turbina, mientras minimiza las tensiones mecánicas en la turbina durante las ráfagas de viento.

En esta demostración (ver figura 2.13) la velocidad del viento se mantiene constante a 15 m/s. El sistema de control usa un controlador del torque para mantener la velocidad a 1.2 pu. Se regula la potencia reactiva producida por la turbina del viento a 0 Mvar.

Inicialmente las turbinas de viento DFIG producen 9 MW. La velocidad de la turbina correspondiente es 1.2 pu de la velocidad síncrona del generador. La tensión de DC se regula a 1150 V y se mantiene la potencia reactiva en 0 Mvar. A un $t=0.03$ s el voltaje de secuencia positiva cae a 0.5 pu causando una oscilación en el voltaje DC de la barra y en el rendimiento de la potencia del DFIG. Durante la caída de voltaje el sistema de control intenta regular el voltaje de DC y la potencia reactiva a sus puntos fijos (1150 V, 0 Mvar). El sistema se recupera en aproximadamente 4 ciclos.

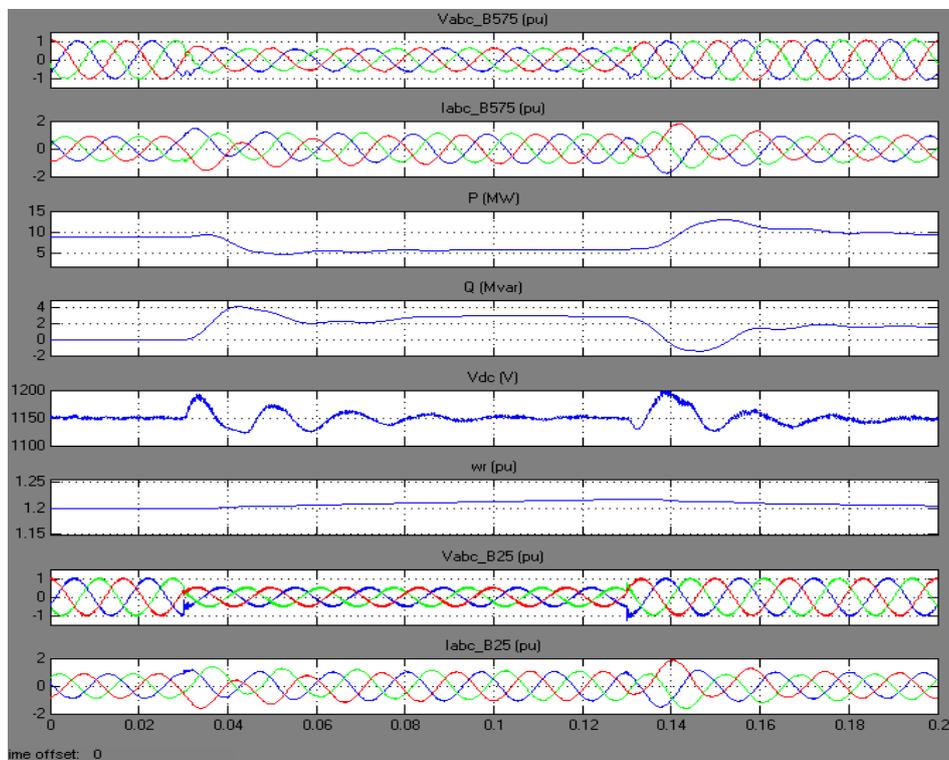


Fig.2.13 Lectura del osciloscopio del modelo detallado

Capítulo 3: Análisis de resultados

Con la ayuda del Matlab 2009a se simula el parque eólico Gibara 2 en condiciones normales de operación donde se observa los estados de los parámetros operacionales del sistema de generación eólico y los correspondientes al sistema eléctrico externo. Luego se analiza el nivel de disturbios proporcionado por el parque eólico al sistema de distribución ante fluctuaciones en la velocidad del viento.

Se analiza el comportamiento del parque eólico Gibara 2 ante un hueco de tensión en el sistema de 110kV en la barra de Caridad 110, producido por varios cortocircuitos en diferentes instantes de tiempo. El hueco de tensión aplicado en este estudio es el normalizado por los operadores del sistema eléctrico de España, REE, para los parques eólicos ya que estos aerogeneradores son de diseños españoles.

De acuerdo a la estructura de la red de distribución a que está conectado el parque eólico, existe la formación de dos posibles islas, por lo tanto, se realiza un estudio de este parque eólico ante operación en estas islas, tratado de comprobar las posibilidades de dejar el parque funcionando en estos dos regímenes de operaciones.

3.1 Operación de Goldwind S50/750 kW en el parque eólico Gibara 2

El aerogenerador Goldwind S50/750 kW al igual que el aerogenerador Gamesa G52-850kW comparten sus diferentes modos de funcionamiento: funcionamiento en modo normal, en modo de servicio y menú de prueba. Entre los dos primeros modos de operación, el funcionamiento de la máquina se clasifica en estados y en cada uno de ellos están predefinidas las funciones de la máquina que están activas, para así saber en cada momento qué sistemas de la máquina se encuentran activos o no. Tanto en menú normal como en menú de servicio, la máquina se encuentra en uno de los siguientes estados:

1. Emergencia.
2. Stop.
3. Pausa.
4. Marcha.
5. Marcha acoplada.

El estado más limitado es emergencia y el más activo es marcha acoplada, cumpliéndose así la condición de sincronismo.

3.1.1 Modo normal. Estado marcha acoplada

En este estado de operación se considera que todos los aerogeneradores se encuentran funcionando con todos sus parámetros en estado nominal. Dependiendo de la simulación a velocidad del viento nominal este ofrece una velocidad de rotación del eje del SCIG a 1.039 pu que corresponde a

1893.05 rpm, como se muestra en la figura. 3.1. Por ejemplo, en estado estable el aerogenerador 1 entrega su potencia nominal de 750 kW a una corriente de 0.975 pu que corresponde a 672.75 A y también entrega 525 kvar de potencia reactiva, pues cada aerogenerador entrega igual cantidad de potencia reactiva para mantener el voltaje en sus terminales lo más cercano posible a 1 pu. También, en la figura se observa que el voltaje en el lazo a corriente directa a través de los terminales del capacitor a CD está controlado mediante el controlador SSC, manteniendo su valor nominal de 0V de DC.

Durante los primeros segundos de arranque, con el SCIG en régimen generador, a medida que se incrementa la velocidad del generador hasta 1.039 pu podemos ver que el ángulo de paso de las palas de la turbina se mantiene en 0°. Esta condición es deseable, ya que el tipo de control usado en Gibara 2, es *stall control*, y como en los modelos del Simulink solo existen modelos con control pitch se modela el mismo tratando de mantener el ángulo de paso en 0°, para así poder limitar la potencia captada del viento, asegurando que la turbina no exceda su límite de diseño mecánico.

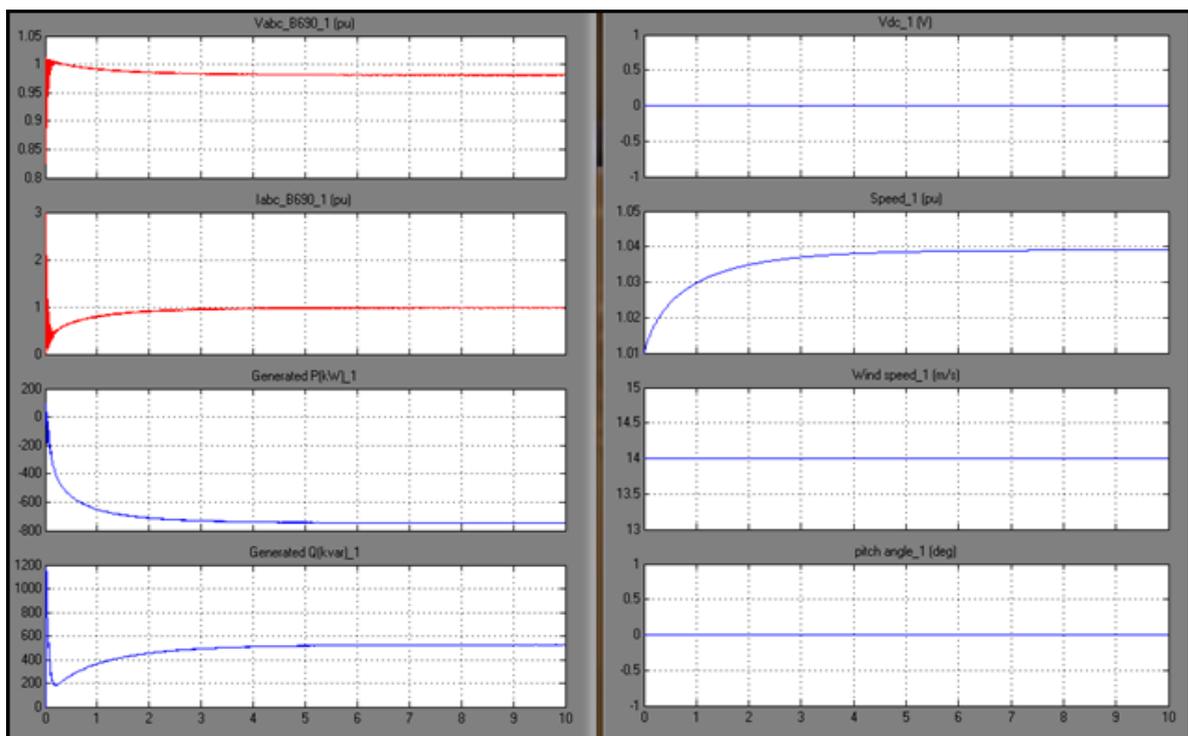


Figura 3.1. Parámetros operacionales del aerogenerador 1 en régimen de operación normal.

En la barra Eólica, del parque Gibara 2 se observa que los seis aerogeneradores del parque entregan una potencia activa total de 4.5 MW al sistema y consumen 400 kvar de reactiva, manteniendo el voltaje de este nodo a 0.966 pu (33.327 kV), figura. 23. La demanda máxima actual en el SEN es de 2600 MVA, por lo tanto, el parque eólico Gibara 2 en condiciones de operación normal representa 0.17 % de nivel de penetración al sistema.

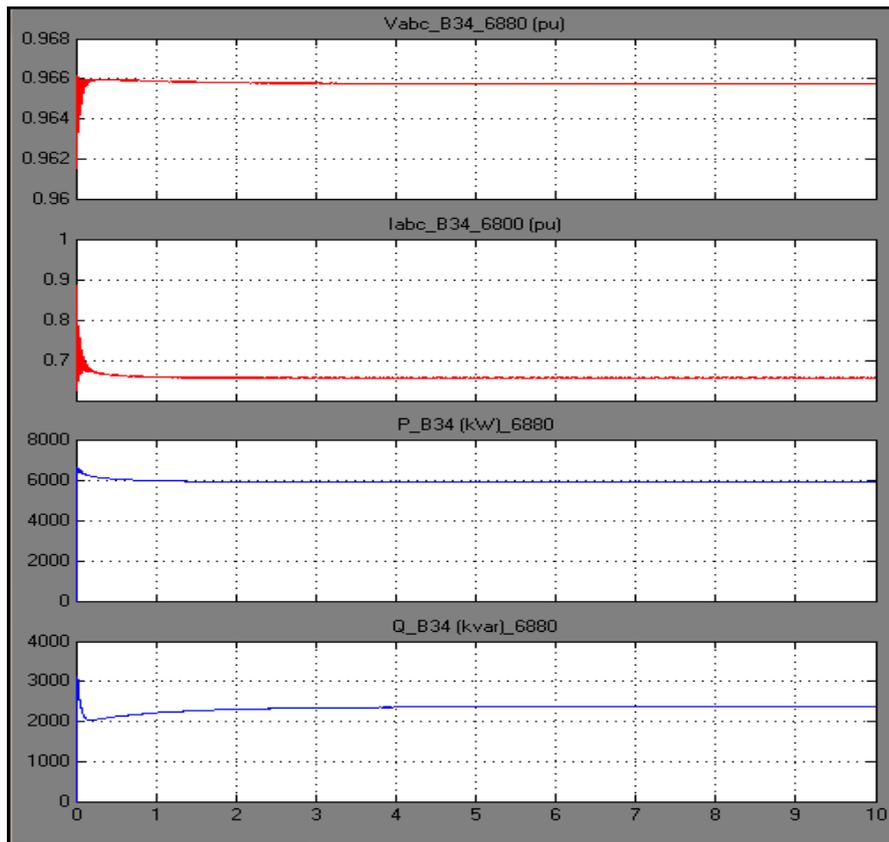


Figura. 3.2: Parámetros operacionales del parque eólico Gibara 1 en régimen de operación normal

3.2 Ante fluctuaciones en el viento

En el sistema de generación eólica, al tener presentes perturbaciones, en dependencia de la tecnología del sistema de generación, el nivel de penetración al sistema de potencia y la rigidez del punto de conexión común, estas pueden proporcionarse hacia la red eléctrica externa, causando mayores disturbios todavía. Por lo tanto es preciso estudiar la interacción de este sistema con la red externa ante perturbaciones. También, el nivel de disturbio que la perturbación provee al sistema externo es de gran importancia, especialmente como el sistema de potencia está experimentando incrementos en el nivel de penetración de generación eólica.

En este caso se insertan perturbaciones en el sistema de generación eólica de Gibara 2 mediante la implementación de una serie de fluctuaciones en el viento que tienen las siguientes características. Inicialmente el sistema de generación eólica para el aerogenerador 1 se encuentra con una velocidad de viento nominal (14 m/s), cuando en $t = 2$ s para el mismo la velocidad del viento disminuye a 12 m/s, luego en $t = 4$ s la velocidad del viento se incrementa 13.5 m/s y finalmente en un $t = 6$ s vuelve a la nominal (14 m/s) como se muestra en la figura 3.3

Se puede observar que cuando ocurren fluctuaciones del viento como la velocidad de generación cambia directamente proporcional con la velocidad del viento, si el viento disminuye, la velocidad de generación disminuye también, si el viento se restablece a 14 m/s vemos que la velocidad de generación se recupera a su valor nominal (1.039 pu). También ocurre parecido con el voltaje, la

corriente, la potencia activa y la reactiva, cuando varía el viento estos también varían y logran recuperarse a sus estados nominales cuando el viento se recupera a 14 m/s.

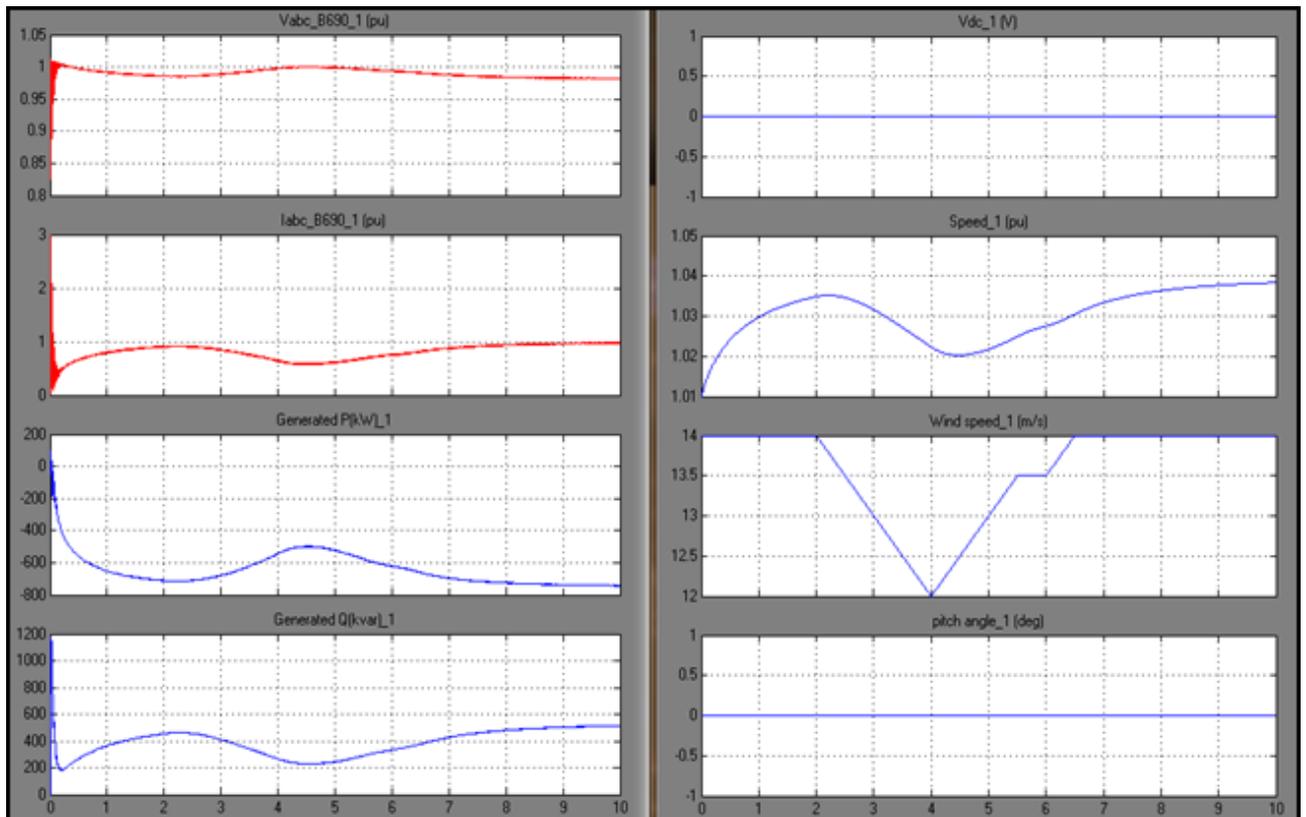


Figura. 3.3. Respuesta del aerogenerador 1 ante fluctuaciones en el viento.

3.2.1 Respuesta de los aerogeneradores

Después de 0.5 s del inicio de la turbulencia en el viento, la velocidad del generador empieza a disminuir de 1.035 pu (1885.7 rpm) a 1.02 pu (1858.4 rpm). Sin embargo en esta figura se puede observar que la potencia que el aerogenerador 1 entrega al sistema empieza a disminuir en $t = 2$ s, llegando a su valor mínimo de 500 kW en $t = 4.5$ s. La disminución en el tiempo de respuesta del aerogenerador se debe a la presencia de pérdidas por fricción y batimiento de aire en el sistema mecánico rotatorio.

A medida que la velocidad de viento baja, la potencia que la turbina puede entregar al generador disminuye, por lo tanto en esta figura se observa que mientras menor sea la velocidad del viento, se mantiene constante el ángulo del pitch de las palas de la turbina. Como el método de control aerodinámico de la potencia de la turbina es stall, las palas se mantienen en cero grado, tratando de maximizar la potencia capturada del viento de baja velocidad (viento < 14 m/s). De ahí, se observan disminuciones en la corriente del generador hasta un 40.51% en $t = 4.5$ s con incremento en el voltaje terminal hasta un 1.83%.

A medida que la velocidad del viento incrementa hacia la nominal, en $t = 6.5$ s, en el sistema de control pitch se mantiene constante el ángulo pitch de las palas, limitando la potencia entregada al generador con todos los parámetros operacionales en estado nominal una vez más.

3.2.2 Respuesta del parque y el sistema eléctrico interconectado

En la barra Eólica de Gibara, durante las fluctuaciones en el viento, se observan incrementos en el voltaje hasta un 3.79% con decrecimiento de un 46.59% en la corriente de línea, figura 3.4a. Luego en la barra 6880ALT eso se observa un incremento de 0.2% en el voltaje con decrecimiento de 12.9% en la corriente de línea, figura 3.4b.

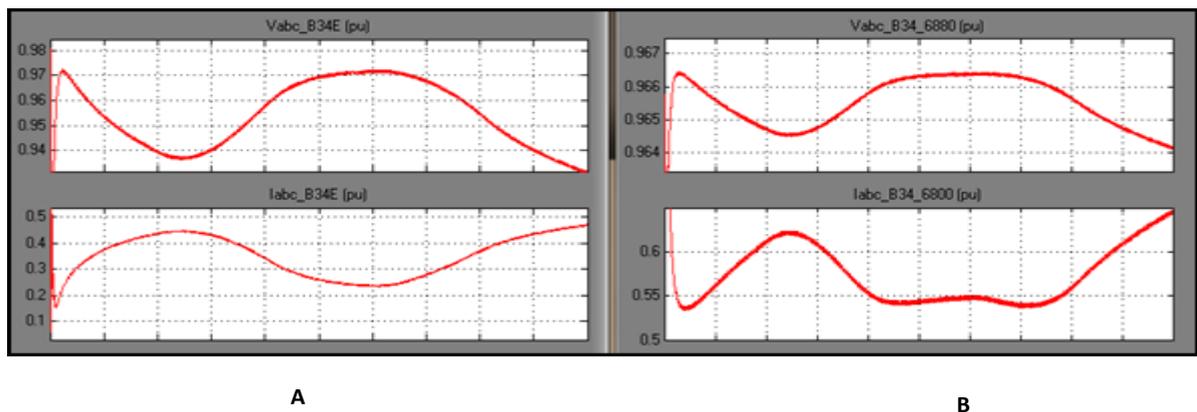


Figura. 3.4. Variaciones del voltaje y corriente en la barra Eólica y 6880ALT

Estas variaciones son debidas a las fluctuaciones de la potencia reactiva inyectada a la red por los aerogeneradores, sin embargo, el nivel de variación depende la rigidez del punto bajo consideración de la red. El porciento de incrementos en el voltaje en cualquier punto de la red se expresa a través de la ecuación:

$$\% \Delta V = \frac{\Delta Mvar}{MVA_{cc-3F}} 100 \quad (3.1)$$

Si el nivel de cortocircuito trifásico en la barra 6880ALT es mayor que en la barra Eólica, así como la variación de la potencia reactiva es mayor en la barra Eólica que en la barra 6880ALT, pues a través de la ecuación 3.1 se justifica el mayor incremento porcentual de voltaje en la barra Eólica. En adición, estas variaciones en el voltaje y la corriente en los diferentes puntos del sistema no provocan acción ninguna de las protecciones considerando los ajustes actuales.

Además de variaciones en la magnitud del voltaje y la corriente del sistema, se observan variaciones en el ángulo de potencia (δ) durante la turbulencia en el viento, figura. 3.5. El ángulo de potencia se explica como la diferencia entre el ángulo de voltaje, así que se valora el nivel de fluctuación en la potencia activa que el parque suministra al sistema mediante el estudio del comportamiento del ángulo de voltaje en los dos extremos de la línea de interconexión.

En condición de operación normal con la GD conectada, el ángulo de potencia tiene valor 6.83° , sin embargo durante la turbulencia en el viento este decrece hasta un valor mínimo 4.97° demostrando la reducción de la potencia activa suministrada por el parque al sistema. Esto lleva a una variación

modular máxima de este ángulo de 1.86° , no obstante, al ser aislada la GD la diferencia en la variación modular del ángulo de potencia es un 0.06° , figura. VII.1 y VII. 2 del anexo VII. Así que durante la turbulencia la variación del ángulo de potencia no está influida por la conexión del GD.

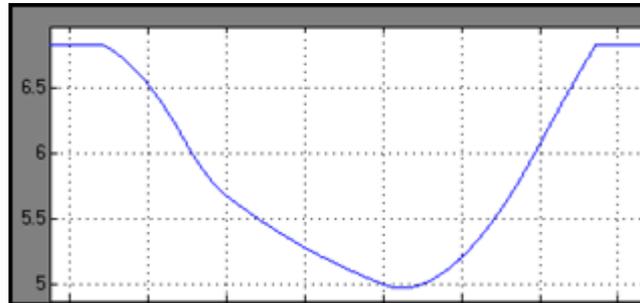


Figura. 3.5. Comportamiento del ángulo de potencia en la línea de interconexión durante la turbulencia

En el SEN el ángulo del voltaje no cambia tanto como en las barras anteriormente citadas, figura. 3.6, en esta la variación modular es a 0.12° , así que fluctuaciones en la potencia activa proveída por el parque debido a turbulencias en el viento no perturba la estabilidad de operación del SEN.

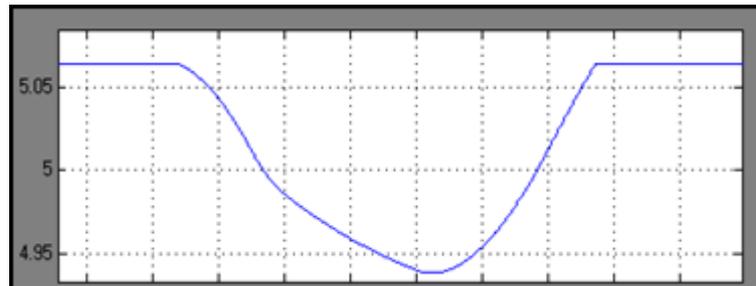


Figura. 3.6. Comportamiento del ángulo de potencia del SEN

3.3 Hueco de Tensión en Caridad 110 kV

En los últimos años se ha mostrado un incremento enorme de la potencia eólica instalada. Debido a que el viento como fuente de energía primaria no se puede controlar, el aumento de su penetración introduce mayor inestabilidad a la red, por ello se deben tomar medidas que garanticen la continuidad de suministro frente a huecos de tensión.

En un sistema eléctrico se efectúan maniobras de arranque de grandes motores, acoplamiento de transformadores a la red e inserción de condensadores. En cada una de estas maniobras se produce una alteración de la tensión. De esta manera, el sistema recibe impactos de rayos, se producen fallas entre fases o a tierra. En todos estos casos, la tensión sufre una brusca variación, que se transmite, atenuándose a todo el sistema.

El hueco de tensión es la reducción brusca de la tensión en una fase y posterior recuperación de la misma en milisegundos. Normalmente, para simplificar, se asimila a una onda cuadrada con una tensión remanente UR, en un tanto por ciento de la nominal, y un tiempo que oscila entre 100 y 600 milisegundos, y se recupera entre 1 y 3 segundos después, ver figura 3.7

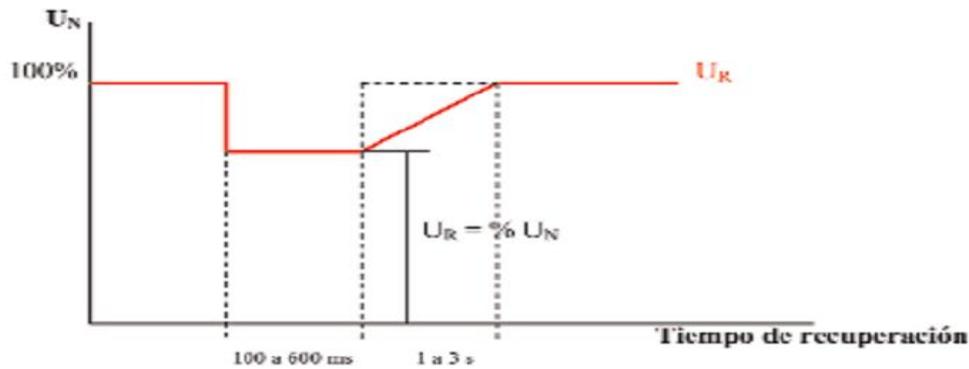


Figura 3.7 Curva tensión UR vs tiempo

El hueco de tensión afecta fundamentalmente a la electrónica de los consumidores, en los ordenadores, procesos de control, etc. Pero también afecta a los parques eólicos que emplean generadores asíncronos, aunque si el hueco tiene una duración grande, superior a los 600 milisegundos, también afecta a los generadores síncronos.

La red a la que están conectados los parques eólicos tolera cortocircuitos con relativa frecuencia. La aparición de un cortocircuito provoca huecos de tensión más o menos severos en los nudos de interconexión de los parques de la red. Dado que los parques tienen sistemas de protección que se pueden activar cuando se producen los huecos y pueden dejar de operar en condiciones aceptables para el operador de red, se ofrece un procedimiento de operación ante huecos de tensión que deben cumplir todas las instalaciones eólicas que deseen conectarse a la red.

Desde el punto de vista de la continuidad de suministro, la configuración menos recomendable es la de velocidad fija (ver tabla 1(a)), tecnología usada en Gibara 2, ya que la velocidad de giro de las palas de la turbina aumenta y pueden disparar las protecciones de sobrevelocidad. La configuración de aerogeneradores doblemente alimentados (DFIG, Doubly fed induction generator), utilizada en Gibara 1, soporta parcialmente los huecos de tensión, mientras que las configuraciones con convertidor para la potencia nominal son las que mejor los soportan, debido a esto su implantación se ha visto favorecida.

Los modernos aerogeneradores con convertidores para potencia nominal del aerogenerador son los que mayores posibilidades de control ofrecen, aunque con el inconveniente de un elevado costo. Esta tecnología permite un desacoplo de la red frente a fallas, lo que les garantiza permanecer conectados aun en presencia de huecos de tensión.

Los operadores del sistema europeo (TSO) han elaborado normas de huecos de tensión máximos que deben cumplir los parques eólicos y sus generadores en particular. No hay unanimidad al respecto, y cada uno de ellos ha elaborado un Código de Red (Grid Code) que recoge tanto los huecos de tensión, como el resto de los requisitos de red.

En los dos Códigos de Red más importantes ya en vigor, correspondientes a ELTRAELKRAFT de Dinamarca y E.ON de Alemania, se especifican unos huecos de tensión de $U_R = 0\% U_N$; $t = 100$ ms, en el caso de la primera, y $U_R = 15\% U_N$; $t = 540$ ms, en el de la segunda.

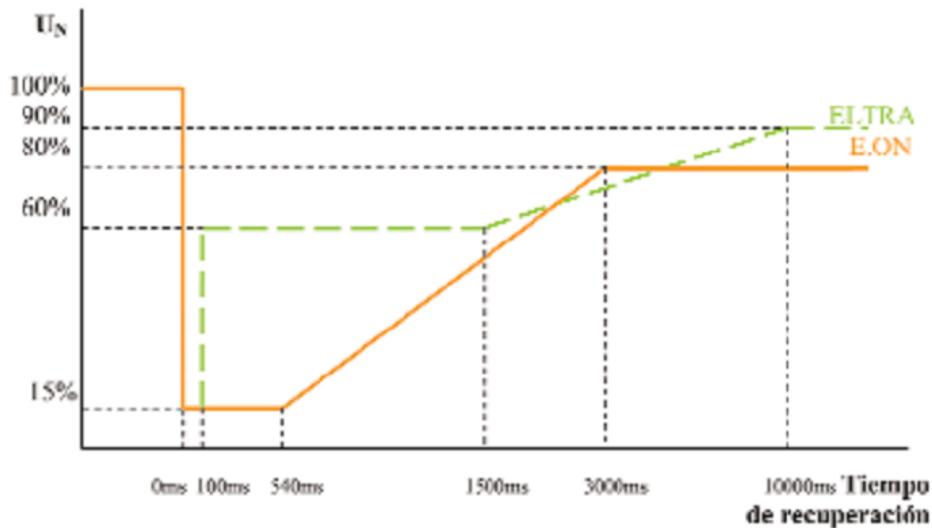


Figura 3.8 Curva tensión vs tiempo norma Alemana y Dinamarca

En el caso del operador español REE, el hueco máximo que ha sido propuesto al Ministerio de Industria en el borrador P.O.12.3 es el siguiente:

En los tres casos se trata de fallas equilibradas trifásicas, considerando la tensión en cada fase. En el caso de fallas monofásicas y bifásicas a tierra, la tensión no es la misma en las tres fases. En estos casos, la fase de menor tensión debe cumplir el hueco máximo indicado. En el caso de fallas bifásicas sin tierra, se admite que el límite inferior de la tensión (UR) sea igual al 60% de UN, siendo los tiempos iguales a los del hueco definido anteriormente.

Para una producción de origen eólico inferior al 5% de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión a red, el parque debe permanecer conectado siempre que se produzcan regímenes transitorios de las tensiones fase-tierra dentro de la zona sombreada de la figura 1.

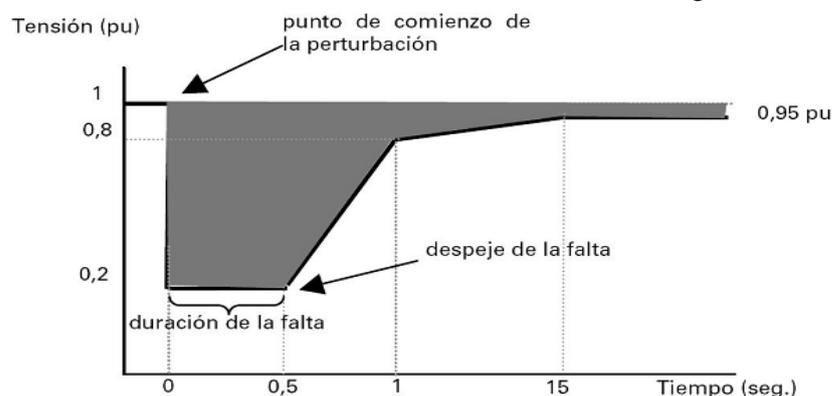


Figura 3.9: Curva tensión-tiempo del área de los transitorios de hueco de tensión que debe soportar la instalación en el punto de conexión a red. Tensión fase-tierra correspondiente a las fases en falla.

Si la falla que provoca el hueco es un cortocircuito bifásico aislado de tierra, el límite inferior de tensión durante la falla es de 0,6pu en vez de 0,2pu.

Los aerogeneradores Goldwind S50/750 kW son fabricados bajo las normas UNE de España, por lo tanto, los operadores Españoles REE han elaborado normas de huecos de tensión máximos (figura.

3.9), que deben cumplir los parques eólicos y sus generadores en particular. A continuación en la figura 3.10 se muestran tres cortocircuitos ubicados en la entrada de cada aerogenerador del parque eólico Gibara 2.

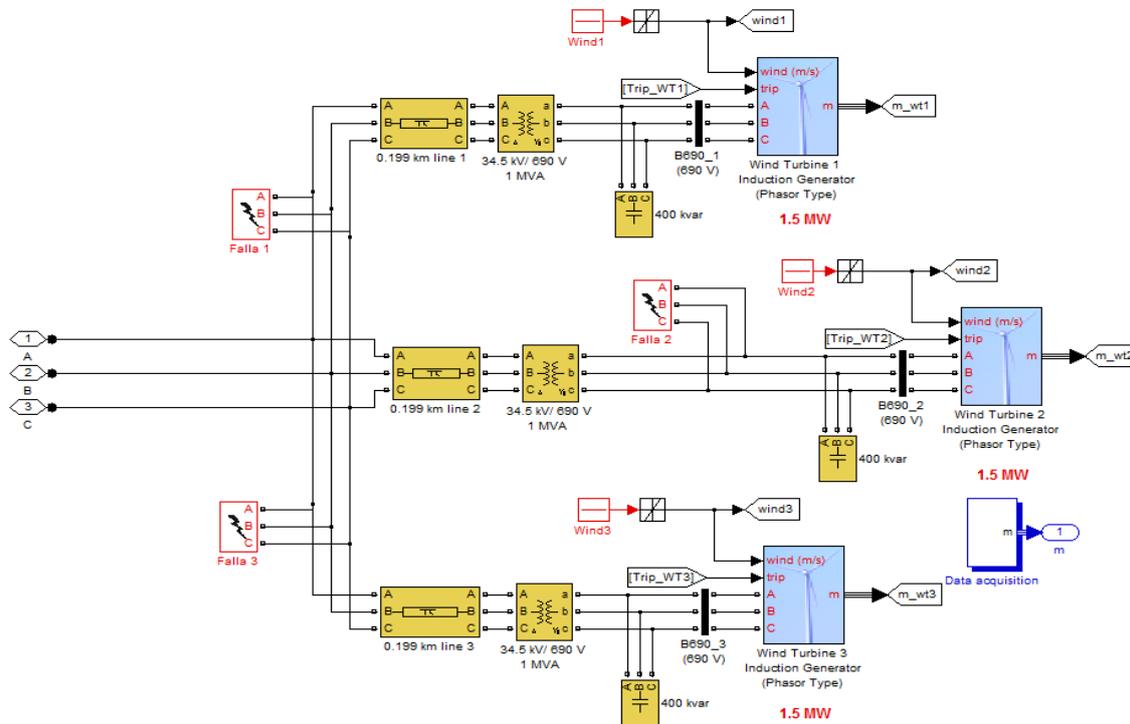


Figura 3.10 Aerogeneradores 1 y 3 de Gibara 2 con tres cortocircuitos

La falla uno está programada para que actúe entre 5 s y 6 s, la falla dos se programó para que se ejecute entre 3 s y 4 s y la falla tres entre 8s y 9s. Se pudo observar que independientemente de donde se encuentre la falla estas van a afectar en mayor o menor grado a los tres aerogeneradores. En $t = 3$ s el voltaje del aerogenerador 1 (color azul) en la barra Caridad 110 kV, está programado para disminuir a 0.895 pu, el cual se refleja en la barra 6850ALT (34.5kV), (figura. 3.11), donde se observa un aumento inicial en la corriente hasta 6 pu y luego en estado estable del hueco de voltaje a 4.5 pu. Para el caso del aerogenerador 2 (color verde) el voltaje en la barra disminuye a 0.901 pu y la corriente se incrementa hasta 5.8 pu y luego pasa en estado estable del hueco del voltaje a 4.5 pu y para el aerogenerador 3 (color rojo) el voltaje se reduce a 0.92 pu manteniendo la corriente prácticamente constante. Luego para los tres aerogeneradores en $t = 4$ s el voltaje empieza a recuperarse hasta que ocurre la falla dos en $t = 5$ s y vuelve a suceder lo mismo hasta $t = 6$ s y así hasta que ocurra la falla tres en $t = 8$ s y se acabe en $t = 9$ s.

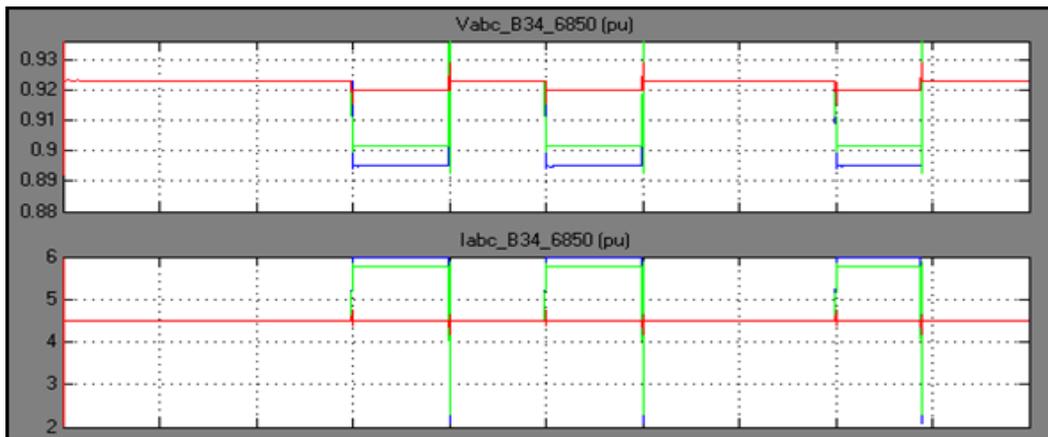


Figura. 3.11. Hueco de tensión en la barra 6850ALT (34.5kV) de Caridad

Durante el período de recuperación se observa máximo incremento en la corriente de esta barra en el tiempo, por ejemplo para el caso del aerogenerador 1 cuando el voltaje se ha recuperado de 0.895 pu a 0.924 pu, ya que cambios tan bruscos en el voltaje en presencia de elementos inductivos como transformadores implican tales incrementos en la corriente.

3.3.1 Respuesta en el Statcom

El efecto del hueco de voltaje en el sistema se ha proporcionado hacia la salida del parque eólico, figura. 3.12, donde se observa un voltaje mínimo de 0.26 pu con una disminución de la potencia reactiva a 0.750 Mvar por un tiempo de 1 s: Con su valor nominal (83.7 Amp - 0.5 pu) en estado estable durante el hueco de tensión.

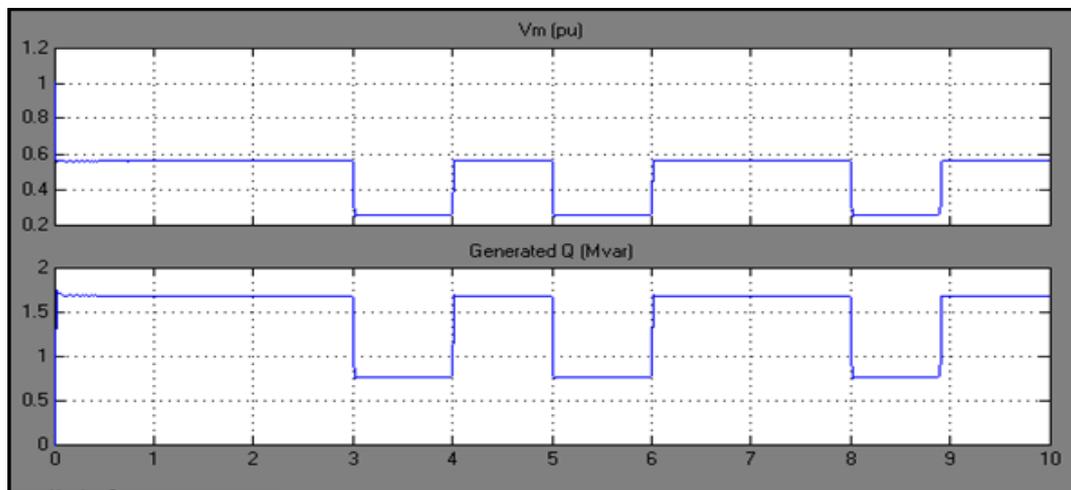


Figura. 3.12. Hueco de tensión en la barra Eólico

A medida que se recupera el voltaje a 0.59 pu la potencia reactiva va recuperándose, o sea, aumenta hasta 1.75 pu.

3.3.2 Respuesta de los aerogeneradores

El hueco de tensión en el sistema ha alcanzado hasta los terminales de los aerogeneradores donde el voltaje para el aerogenerador 1 primeramente se reduce hasta 0.15 pu con aumentos en la corriente hasta 3 pu en $t=5$ s, figura. 3.13 para el caso del aerogenerador 2 y 3 el voltaje se reduce 0.6 con

incrementos en la corriente de 2.2 pu y 1.2 pu respectivamente Sin embargo, el Statcom del SCIG responde ante esa disminución brusca del voltaje mediante una inyección de potencia reactiva en la red externa como se indica en la figura. 3.14, donde tiene valor de 713 kvar de reactivo. Goldwind señalada que el intervalo de variación del voltaje en los terminales del aerogenerador debe estar entre $\pm 10\%$ del voltaje nominal de aerogenerador.

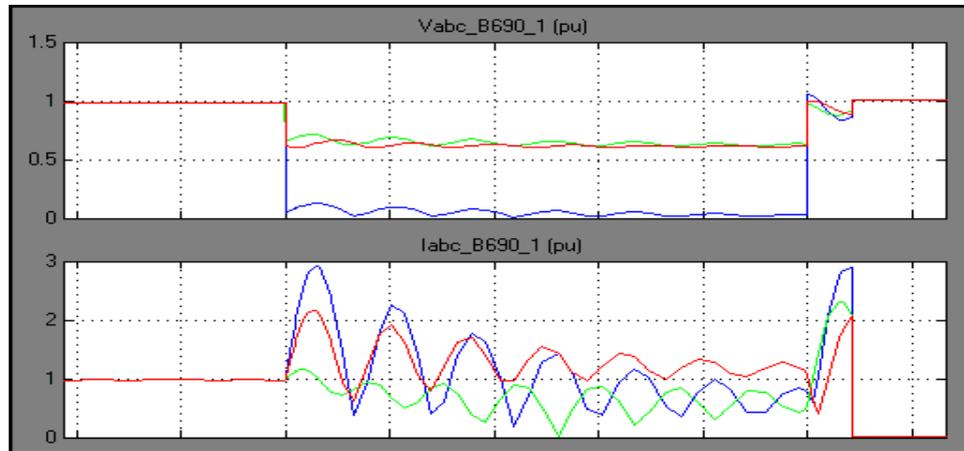


Figura. 3.13: Respuesta del aerogenerador 1 al hueco de tensión en la barra Caridad 110kV

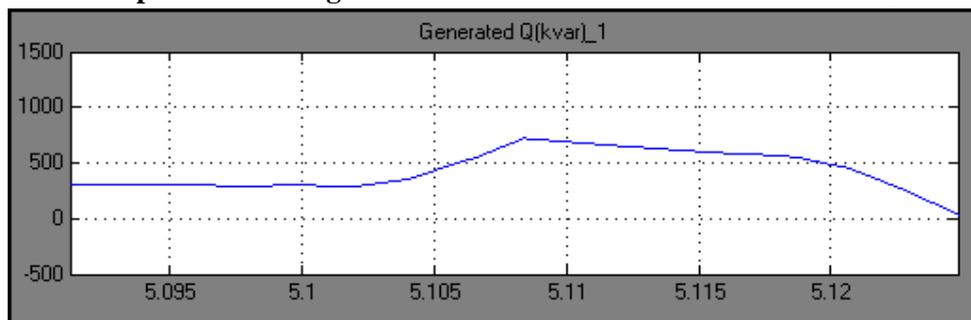


Figura. 3.14. Potencia reactiva entregada por el aerogenerador 1 durante el hueco de tensión

Además, como la potencia reactiva que el SCIG puede entregar depende del cuadrado del voltaje operacional de la red, entonces el bajo voltaje durante el hueco perturba la capacidad de los aerogeneradores de proporcionar suficiente reactivo para aumentar el voltaje lo más próximo posible al nominal.

Posteriormente del hueco de voltaje, el voltaje del SEN ha incrementado, no obstante el voltaje en los terminales de los aerogeneradores rápidamente aumenta a 1 pu, ya que durante los primeros 0.5s de recuperación del voltaje en el SEN cada aerogenerador entrega inicialmente una máxima potencia reactiva de 378 kvar, después 689 kvar en el estado estable durante este período de recuperación.

Durante este tiempo, el parque eólico suministra en total 1.5 Mvar, sin embargo, debido a las pérdidas a lo largo de línea y la representación de las cargas, esa no es capaz para asistir en la recuperación del voltaje del SEN. Esto fundamenta que los parques eólicos de conexión tipo E como Gibara 1 y 2 no pueden aportar al control de voltaje del sistema de transmisión. En adición el

parque eólico no posee el rango de potencia reactiva para el abastecimiento a las cargas locales del sistema de distribución.

Además, se observan incrementos en la velocidad del generador desde del inicio del hueco de tensión en el SEN. Para el modelo implementado, se define el momento electromagnético mediante la ecuación (2.2).

$$T_g = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} \frac{V_s}{\omega_s} i_{qr} \text{ [N-m]} \quad (2.2)$$

La velocidad del viento permanece constante todo el tiempo, pues se conserva constante el momento aerodinámico de la turbina. Debido a la correspondencia proporcional existente entre el momento electromagnético y el voltaje del estator del generador (V_s), la corriente del eje q del rotor (i_{qr}), y el voltaje V_s disminuyen debido al decrecimiento de la fem inducida en rotor.

La disminución de estos dos componentes induce que el momento electromagnético del generador se reduzca grandemente, provocando que exista desequilibrio entre el momento electromagnético y el momento aerodinámico, lo cual resulta en un incremento de la velocidad del generador.

En el inicio del hueco de tensión, la velocidad de los aerogeneradores ha incrementado tanto que se sobrepasa el punto de deslizamiento máximo del generador, llegando a operar en la zona de inestabilidad con bajo voltaje en los terminales de los generadores. Lo anterior provoca que no se entregue potencia activa a la red debido a la acción del sistema de control, figura. 3.15 para el caso del aerogenerador 1. Para vencer sus propias pérdidas y para el suministro del sistema de cargas que se puede considerar como uso de planta. A medida que se recupera el voltaje de la red el aerogenerador comienza a entregar potencia a la red externa.

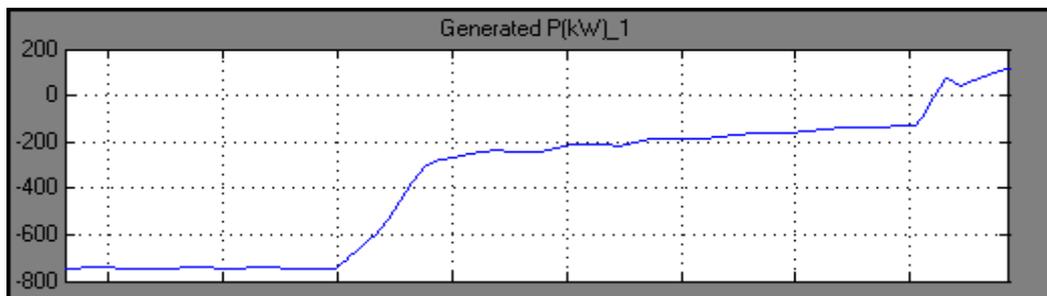


Figura.3.15. Comportamiento de la potencia activa del aerogenerador 1

3.4 Operación en Isla

De acuerdo al monolineal del sistema eléctrico de interconexión del parque eólico Gibara conformado por Gibara 1 y 2, y el sistema de Generación Distribuida, se tienen dos posibles islas. La primera consiste del parque eólico Gibara 2 alimentando la carga $5+j2$ MVA mientras que la segunda será una operación híbrida, Wind-Diesel, alimentando una carga total de $12+j5$ MVA, como se tiene en la Fig. 3.16.

3.4.1 Parque Gibara con carga 5 + j2 MVA

Analizando el primer caso, se hace la suposición de que todo el sistema se encuentra operando normal cuando en $t = 0.05$ s (para el modelo fasorial) se abre el interruptor 6880ALT formando esta isla. En condición normal de operación Gibara 2 entrega potencia máxima de 4.5 MW a factor de potencia 0.9 que luego implica potencia reactiva máxima de 4.188 Mvar.

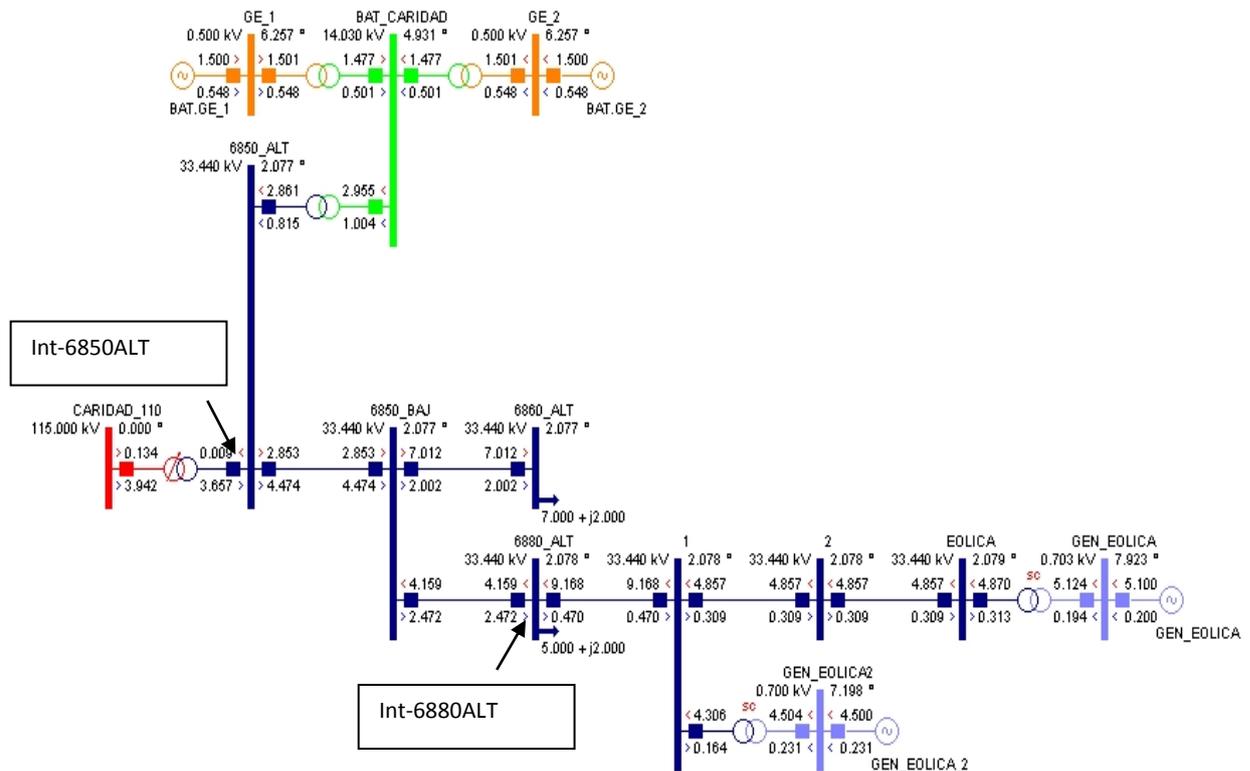


Figura. 3.16. Formación de dos posibles islas del sistema eléctrico de interconexión

Considerando la máxima potencia reactiva que el parque puede entregar y la sumatoria de la potencia reactiva de la carga y la que consume el transformador de cada aerogenerador y las líneas, esa sumatoria es mucho mayor que la máxima que puede entregar el parque, por lo tanto no puede llevar la carga, presentándose baja tensión de operación en la isla donde debe actuar la protección correspondiente. (Ver fig.3.17). En ^[36] se comprobó que el parque eólico Gibara 1 junto al grupo Diesel no se pudo llevar la carga establecida.

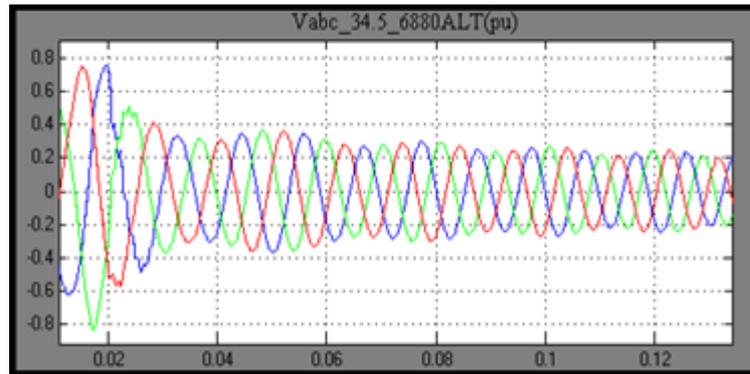


Figura. 3.17. Disminución de la tensión de en la isla

La formación de esa isla no está limitada por la variación de la frecuencia operacional de la red sino está limitada prácticamente desde el punto de vista de la disminución en la tensión operacional debido a la insuficiencia en el suministro de potencia reactiva del parque, además de la potencia activa. En este caso la velocidad de viento se considera constante, pues el parque entrega toda su potencia, así que la operación estable de esa red no depende de la velocidad del viento.

3.4.2 Sistema Híbrido: Wind-Diesel

Al abrir el interruptor 6850ALT se forma una red aislada, permaneciendo el parque eólico Gibara 1 y 2 en paralelo con el grupo de baterías Diesel, alimentando la carga total de $12+j5$ MVA. Antes de perder la conexión con el SEN, el sistema total se halla con todos sus parámetros en estado normal hasta la velocidad del viento.

En el tiempo inicial de abrir el interruptor 6850ALT, la tensión en los terminales de los aerogeneradores inicialmente se incrementa 1.15 pu, luego oscila alrededor de su valor nominal, amortiguándose a este mismo valor un 0.1s después. Se comporta de manera similar la potencia reactiva que cada aerogenerador entrega, incrementándose hasta 108.3 kV para apoyar la tensión de la red, Fig. 3.18a.

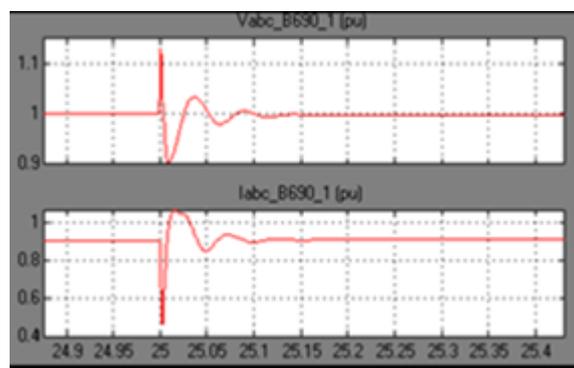


Figura. 3.18. Respuesta de aerogenerador 1 ante la formación del sistema híbrido

Por lo tanto, de los resultados anteriores obtenidos para la operación del sistema híbrido se observa que abastecen la carga total de $12 + j5$ MVA. El grupo Diesel, como su capacidad es de 18.8 MVA, no sufre de sobrecarga ninguna. Sin embargo, este sistema de generación Diesel en Cuba es diseñado para operación de emergencia para el Sistema Nacional, así que queda evaluar este sistema en detalle para ver su comportamiento en este sistema aislado.

La potencia activa que cada aerogenerador entrega al sistema se comporta de manera igual que la frecuencia (Fig. 3.19), en la barra eólica B34 6850 vemos como la potencia activa y la potencia reactiva se mantiene constante, tratando de mantener la estabilidad en el sistema, el voltaje alcanza un valor cercano a 0.82 pu y la corriente cerca de 1 pu.

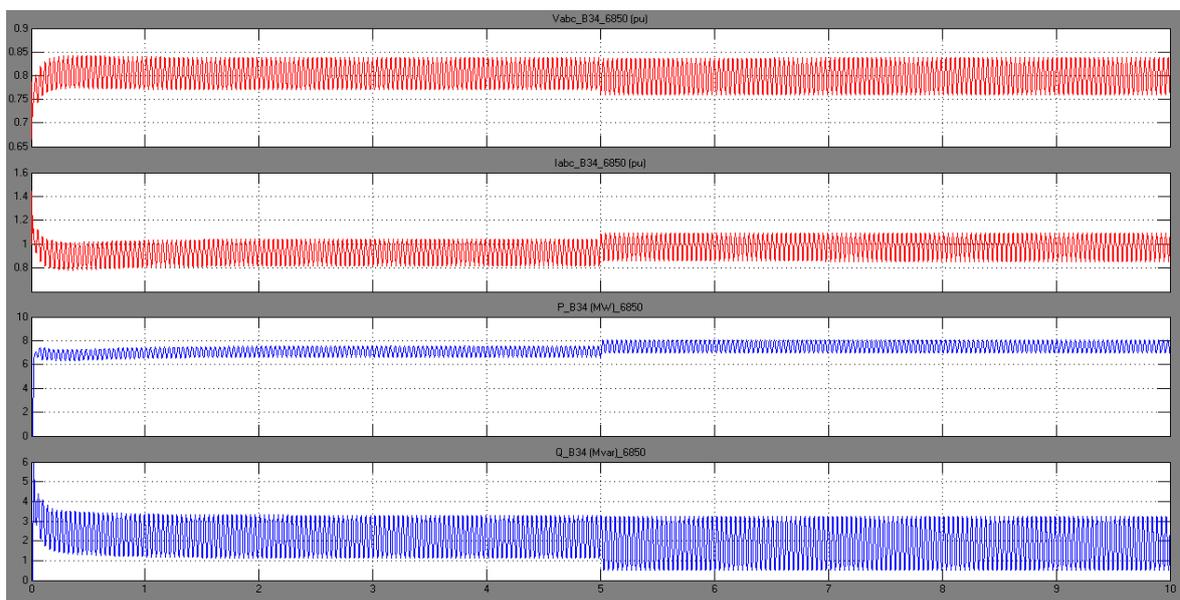


Fig. 3.19. Respuesta en la barra B34 6850 ante la formación del sistema híbrido

En la (Fig. 3.20) vemos lo que sucede en uno de los aerogeneradores de tecnología SCIG, donde se mantiene el voltaje en 1 pu, manteniendo la generando potencia activa y reactiva estable.

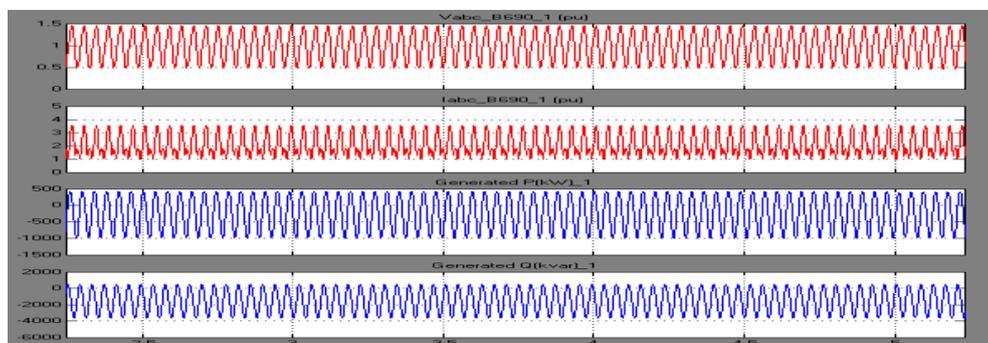


Fig. 3.20 Respuesta de un aerogenerador ante la formación del sistema híbrido

Conclusiones

Entre los objetivos trazados en el comienzo de este trabajo se han arribado a las siguientes conclusiones:

- 1 La generación eólica actualmente no participa en el control del sistema eléctrico, ya que la generación eólica existe pues comprendida dentro del régimen especial y debido a sus características técnicas, se le considera como un tipo de generación distribuida (GD).
- 2 Conforme a la ampliación en la penetración de la generación eólica en los sistemas eléctricos de potencia, los aerogeneradores antes de ser conectados al sistema de potencia deben cumplir con ciertos requisitos establecidos por los operadores del sistema eléctrico de potencia, haciendo énfasis en las circunstancias en las cuales se permite un aerogenerador a desconectarse de la red eléctrica.
- 3 Las variaciones o fluctuaciones en la velocidad del viento no proporcionan oscilaciones en la red eléctrica de distribución, gracias a la aplicación de la tecnología de los aerogeneradores con métodos de control de paso de las palas de las turbinas y el sistema de generación de velocidad variable.
- 4 Los aerogeneradores logran ser conectados o desconectados, de acuerdo a las necesidades propias de los mismos. En caso de un fallo en la tensión del sistema se desconectan por la protección de baja tensión, de tal manera que se evite sobrevoladura de los aerogeneradores u otras situaciones de operación anormales.
- 5 Independientemente del cambio de la velocidad del generador durante el hueco de tensión, los aerogeneradores SCIG pueden recuperarse al estado normal de operación. Sin embargo, los límites prácticos para la recuperación son determinados por la viabilidad comercial de los diseños del sistema mecánico y el convertidor eléctrico.
- 6 El resultado del hueco de tensión en el sistema dificulta la capacidad del aerogenerador de suministrar potencia reactiva suficiente para poder conservar o acercarse la tensión en sus terminales al 90% de la nominal lo que provoca la desconexión del parque eólico durante tales disminuciones de la tensión en el sistema. No obstante a medida que se recobra la estabilidad de tensión operacional del sistema, se incrementa la capacidad de los aerogeneradores de entregar potencia reactiva lo que involucra una recuperación más rápida todavía.

Recomendaciones

Una de las dificultades durante este estudio fue la obtención de ciertos datos para poder llegar a resultados mejores en el trabajo futuro, entre ellas están:

- Hacer simulaciones en el Matlab Simulink sobre modelos de turbinas de viento con control por pérdida aerodinámicas o control stall.
- Simular modelos de campos que poseen otros tipos de control, como por ejemplo, el crowbar activo en máquinas SCIG.
- Tratar otros aspectos como inversores junto a tecnologías de tipo SCIG

Referencias Bibliográficas

1. L. H. Hansen, L. Helle, F. Blaabjerg, E. Ritchie, S. Munk-Nielsen, H. Bindner, P. Sørensen and B. Bak-Jensen. ‘Conceptual survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines’. Risoe National Laboratory, Roskilde, Denmark. pp 108. 2001.
2. T. Ackerman. *Wind Power in Power Systems*. Royal Institute of Technology. Stockholm, Sweden. pp 745. 2005
3. J. Soens, J. Driesen, R. Belmans, —Interaction between Electrical Grid Phenomena and the Wind Turbine’s Behavior, Proceedings of ISMA2004. pp 3969-3987. 2004.
4. B Alderfer, M Eldridge, T Starrs “Making Connections – Case Studies of Interconnection Barriers and their Impact on Distributed Power Projects”. US Department of Energy, DOE, Washington, DC, USA. 2000. pp 91. <http://www.nrel.gov/docs/fy00osti/28053.pdf>.
5. K.Jarrett, J. Hedgecock, R. Gregory, T. Warham. —Technical Guide to the Connection of Generation to the Distribution Network. K/EL/00318/REP, DTI/United Kingdom. pp 97. 2004.
6. Alejandro Montesinos Larrosa, (2007). ‘Historia de la energía eólica en Cuba’, *Energía y Tú*, No.37, La Habana Cuba.
7. Conrado Moreno Figueredo, (2008). ‘Parque Eólico Gibara 1’, *Energía y Tú*, No.41, La Habana Cuba.
8. Mathew Sathyajith, “Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics” Springer, BerlinHeidelberg,2006.
9. Ekanayake J.B., Holdsworth L y Jenkins N, “Comparison of 5th order and 3rd order machine models for doubly fed induction generator (DFIG)” Elsevier Electric Power Systems Research, Vol. 67, pág. 207T215, 2003.
10. Peña R., Clare J.C. y Ascher G.M., “Doubly Fed Induction Generator using back to back PWM converters and its application to variable speed wind energy generation” IEE Proceeding Electric Power Applications, Vol. 43 No. 3, pág. 231T241, Marzo 1996.
11. Djemai Naimi, Tarek Bouktir, (2008). ‘Impact of Wind Power on the Angular Stability of a Power System’. Leonardo Electronic Journal of Practices and technologies. Department of Electrical Engineering; University of Biskra and University of Oum El Bouaghi, Algeria.
12. Thomas Ackerman. (2005). ‘Wind Power in Power Systems’. Royal Institute of Technology. Stockholm, Sweden.
13. Müller S, Deicke M. y De Doncker R. “Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbines”, IEEE Industry Applications Magazine, pág. 26T33, Mayo Junio 2002.

14. G. Elliot and R. Hunter. Wind Diesel Systems. Annex VIII. Decentralised Applications for Wind Energy. IEA Programme for Research and Development of Wind Energy Conversion Systems. July 1991.
15. J.Fan y S.K.Salman. “ Effect of integration of windfarms into utility networks on voltaje control due to the coordination of AVC relays”. Wind Engineering, 23(4):205-213,1999.
16. Hunter, R.; Elliot, G.; “Wind-Diesel Systems. A Guide to the Technology and its Implementation”, Cambridge University Press, United Kingdom 1999 (ISBN 0-521-43440-8)
17. Patel, M.R.; “Wind and Solar Power Systems”, CRC Press, EEUU 1999 (ISBN 0-8493-1605-7)
18. Ehmann, H.; Wobben, A.; Cendagorta, M.; “PRODESAL – PRODESALINATION. The Developmente of the First Wind Powered Reverse Osmosis Sea Water Desalination Plant”, European Union Wind Energy Conference, pp. 297-300, Göteborg 1996
19. Arribas, L.M. et al.; “The Sdawes Project: A Hybrid System?”, European Wind Energy Conference, Kassel 2000
20. Cruz, I.; Arribas, L.; Gonzalez, A.; Calero, R.; Fernandez, A.; Cidrás,J.; Feijóo,A.; González, J.; Carta, J.A.; “Hybrid Wind Diesel System for a Village in the Canary Islands. Operation Results and Conclusions”, European Union Wind Energy Conference, pp. 398-401, Göteborg 1996
21. González, J.; Vega, R.; Carta, J; Janssen, W.; Calero, R.; Caballero, J. ; “A Control System Design for an Autonomous Wind-Park with Different Types of Desalination Plants in the Canary Islands”, European Union Wind Energy Conference, pp. 811-814, Dublín 1997
22. Burger, B. et al; “Small Hybrid Systems with AC Coupled Wind Turbines”, European Wind Energy Conference, Kassel 2000
23. CIEA; “Sistema Eólico-Diesel para Suministros de Energía, Agua, Frio y Hielo al Poblado de Pescadores de Punta Jandía, Fuerteventura” folleto publicado por el Centro de Investigación de Energía Agua (centro adscrito al Instituto Tecnológico de Canarias)
24. Bowen, A.J.; Cowie, M.; Zakay, N.; “The performance of a Remote Wind-Diesel Power System”, Renewable Energy, vol. 22, pp. 429-445, 2001
25. Oliva, R.B.; Luna, C.A.; “Development and First Result of a Data Adquisition System for Low Power Wind Diesel Generators in South Patagonia”, Wind Power for the 21st Century, Kassel 2000
26. Ruin, S.; Carlson, O.; “Wind-Hybrid Systems with Variable Speed and DC-Link”, Wind Power for the 21st Century, Kassel 2000
27. Flowers, L.; “Lessons Learned – NREL Village Power Program (NREL/CP-500-24938)” Windpower, Bakersfield, 1998
28. Reekers, J. et al; “Hybrid Systems for the Greek Islands of Kythnos. Histoory and Future”, Wind Power for the 21st Century, Kassel 2000

29. Dutton, A.G.; Dienhart, H.; Hug, W.; Rudell, A.J.; “The Economics of Autonomous Wind-Powered Hydrogen Production Systems”, European Wind Energy Conference, pp. 807-810, Dublín 1997
30. ESBNG (2003). ‘Minimum .Size for Wind Farms, Version 1.7’. Ireland
31. Gardner, P.; “Wind Turbine Generators and Drive Train Systems”, Wind Directions, pp. 16-18, Octubre 1997
32. Hinrichen, E.N.; “Differences in Dinamic Behavior of Synchronous and Induction Machines in Wind Turbine Generators”; Proceedings of the Fifth Biennial Wind Energy Conference & Workshop, vol. 2, no. 10, pp. 407-412, Washington DC, 1981
33. Hinrichen, E.N.; Nolan,P.J.; “Dynamics and Stability of Wind Turbine Generators”, IEEE Transactions on Power Apparatus and System; vol. PAS-101, no. 8, pp. 2640-2648, Agosto 1982
34. Petersen, S.M.; “Wind Turbine Test: Vestas V27-225kW”, Report from Risø National Laboratory, Risø-M-2861, 1990
35. Thiringer, T.; “Periodic Power Pulsations from a Three-bladed Wind Turbine”, IEEE Power Engineering Summer Meeting, 12-16 July, 1998
36. Dhanraj Bachai “Estudio de la interconexión al Sistema Eléctrico y de las protecciones del parque eólico Gibara 1” 2009

Anexo I. Descripción del producto establecido por Goldwind

- **CONCEPTO DE DISEÑO**

Goldwind 50/750 adopta el concepto danés que es las turbinas de eje horizontal, de tres palas, donde las hojas se atan rígidamente al cubo. El rotor opera a velocidad constante y maneja un generador asíncrono. Es un modelo relativamente simple, fiable y robusto en el mundo. Toda la actuación debe ser de acuerdo con IEC61400-

- **LAS HOJAS DEL ROTOR.**

Las hojas del rotor de la turbina de viento Goldwind S50/750 consisten en tres hojas y un cubo, donde las hojas se conectan directamente con el cubo.

Características:

- ✓ El tipo de ajuste de la potencia es stall. La excelencia del control es la construcción simple, buena fiabilidad, la potencia y carga dinámica son bajas cuando la velocidad del viento es alta.
- ✓ Eficazmente evita pasar la resonancia, cuando aumenta la humedad en la hoja de la estructura, la humedad puede eliminar la resonancia dañosa a velocidades de viento elevadas.

- **LA CAJA DE CAMBIO**

La caja de cambio de Goldwind 50/750 se diseña especialmente para las turbinas de viento, su poder tasado es 825kW, y el torque de la entrada tasado es 363kN.m. La caja de cambio es muy importante en la turbina del viento. La caja de engranajes de Goldwind S50/750 resume propiedades de muchas cajas de engranajes de las turbinas del viento.

Anexo II. Esquema Eléctrico del sistema de baja tensión de un aerogenerador típico

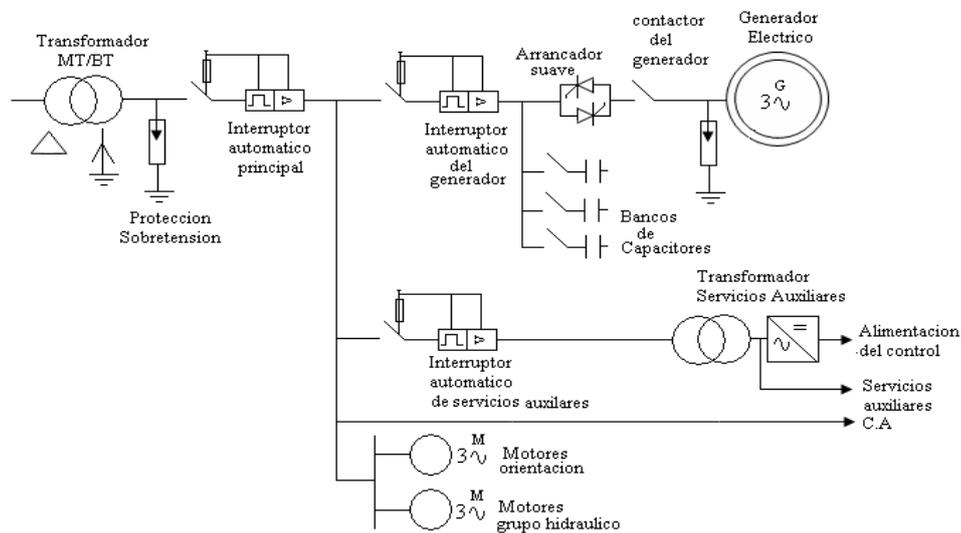


Figura. II.1a: Esquema eléctrico de baja tensión de un aerogenerador con máquina de inducción jaula ardilla

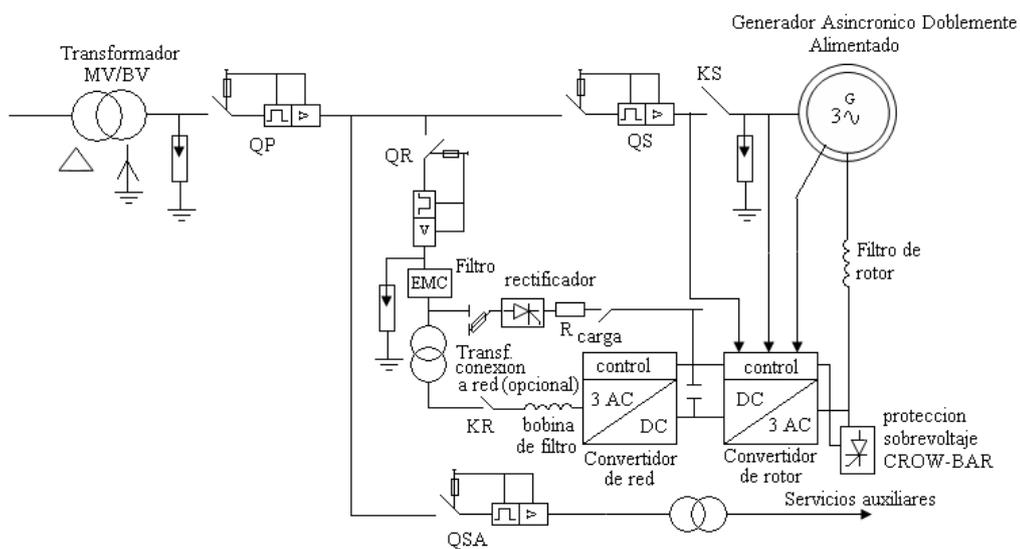


Figura. II.1b: Esquema eléctrico de baja tensión de un aerogenerador con máquina DFIG

Anexo III. Parámetros de la Línea de interconexión y los modelos del sistema de protección del parque eólico.

$R_1(\Omega/\text{km})$	$R_0(\Omega/\text{km})$	$L_1(\text{H}/\text{km})$	$L_0(\text{H}/\text{km})$	$C_1(\text{F}/\text{km})$	$C_0(\text{F}/\text{km})$
0.2153	0.413	2.05e-3	3.32e-3	2.6e-8	9.3e-8

Tabla III.1: Parámetros de la línea de interconexión 6880

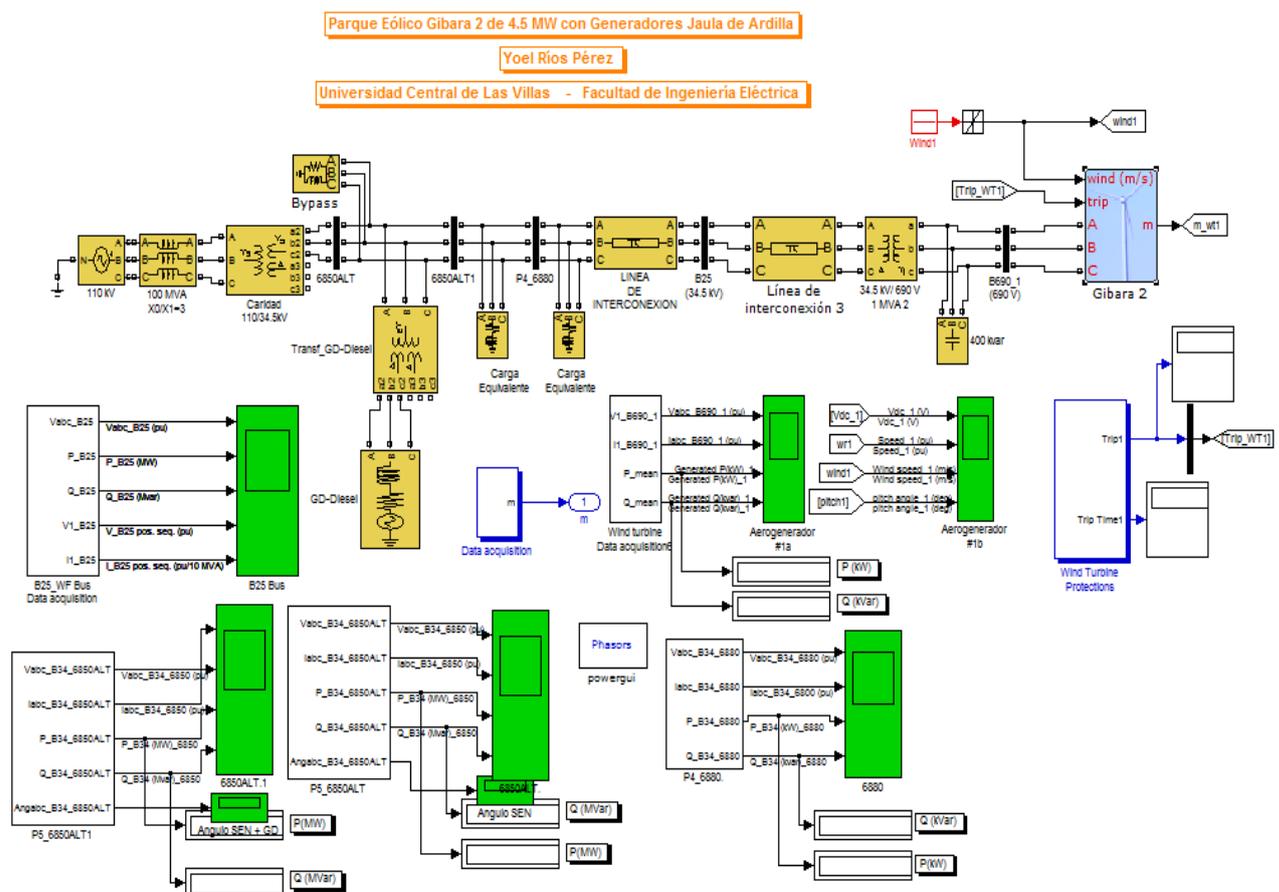


Figura. III.2: Esquema eléctrico del Parque Eólico Gibara 2 interconectado al SEN junto al grupo Diesel

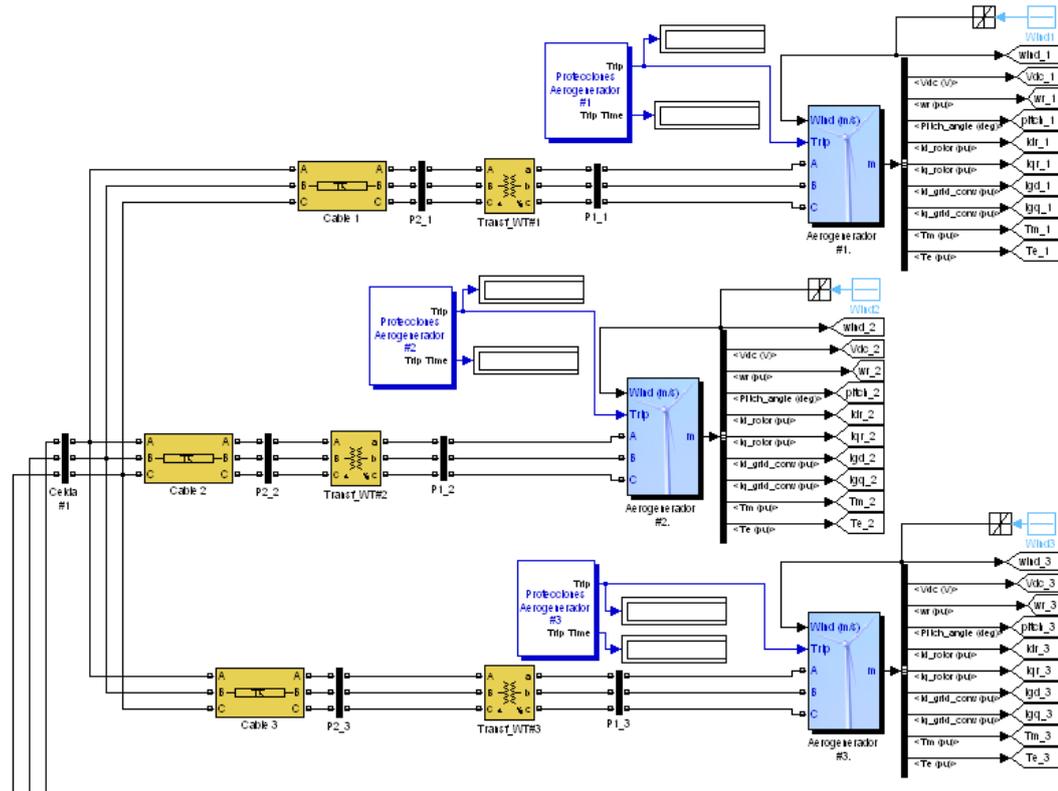


Figura. III.3: El esquema eléctrico de tres de los seis aerogeneradores DFIG del parque eólico Gibara 1

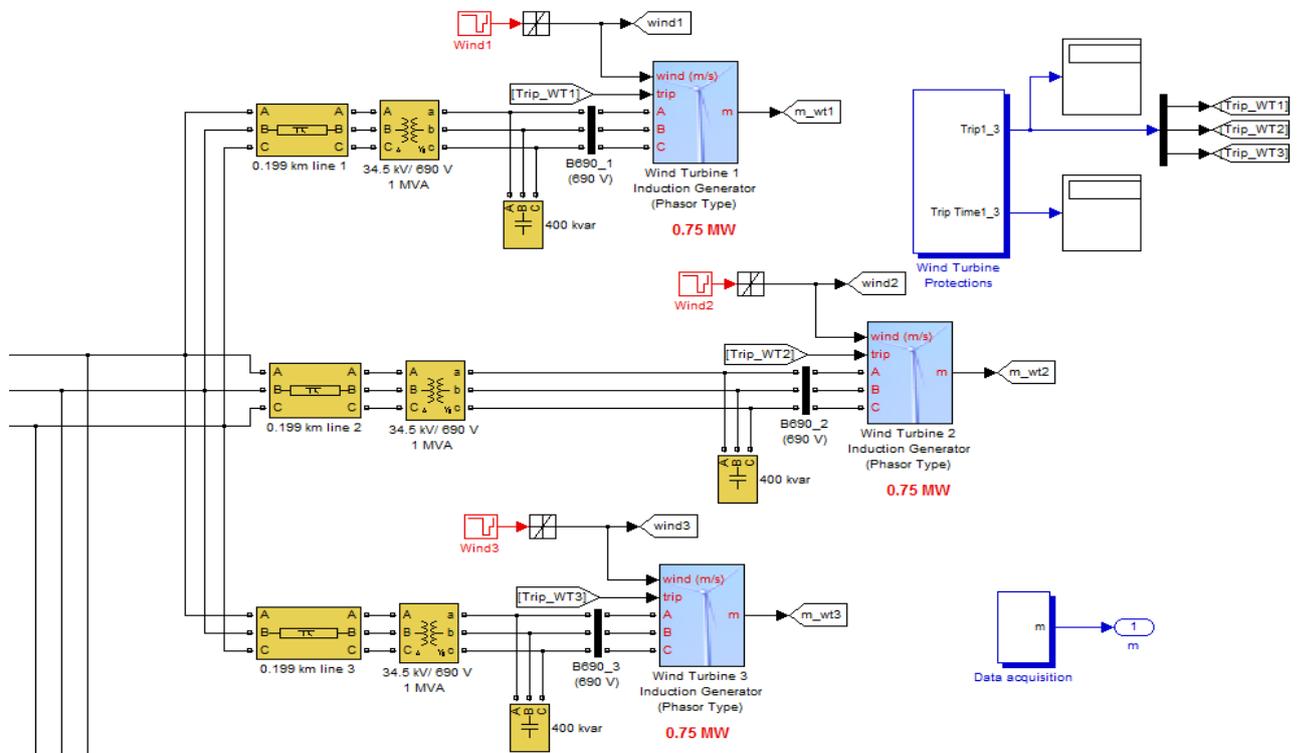


Figura. III.4: El esquema eléctrico de tres de los seis aerogeneradores SCIG del parque eólico Gibara 2

Anexo IV. Límites operacionales del G52-850kW en función de la velocidad del viento

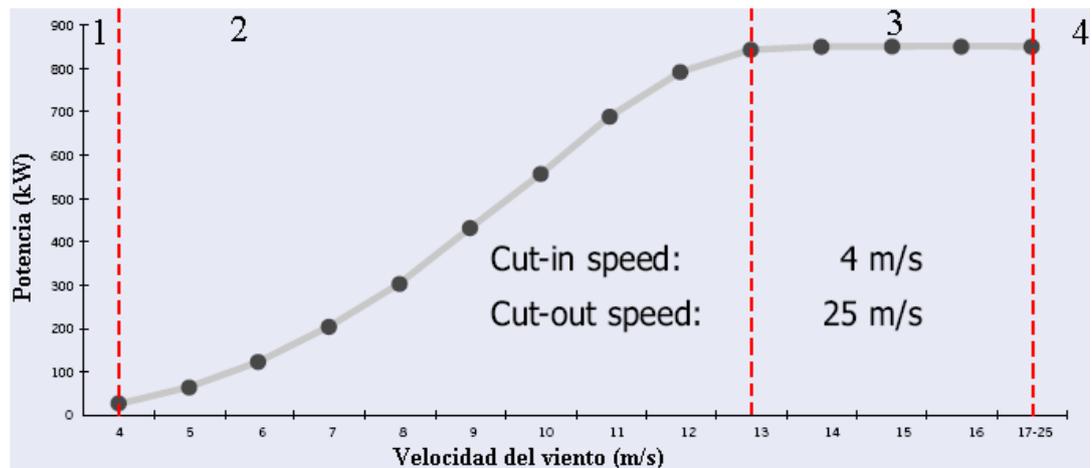


Figura. IV.1: Curva de potencia del G52-850kW Gamesa

La figura. III.2 muestra la característica de la potencia mecánica y la velocidad de rotación de la turbina para velocidades del viento dentro del intervalo de 5 m/s a 14 m/s donde la turbina entrega su potencia mecánica nominal para una velocidad del viento de 14 m/s. Mediante la simulación se controla la operación del generador para seguir la curva roja. La optimización de la velocidad de la turbina se obtiene entre el punto B y C mostrado en esta curva donde se optimiza la velocidad de la turbina.

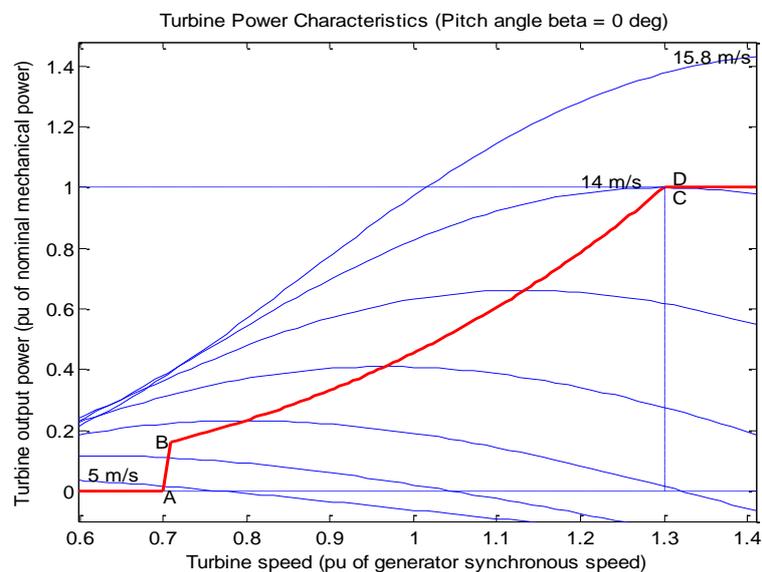


Figura. IV.2. Característica de la potencia mecánica de la turbina en función de la velocidad del viento

Anexo V. Límites operacionales del S50-750kW en función de la velocidad del viento

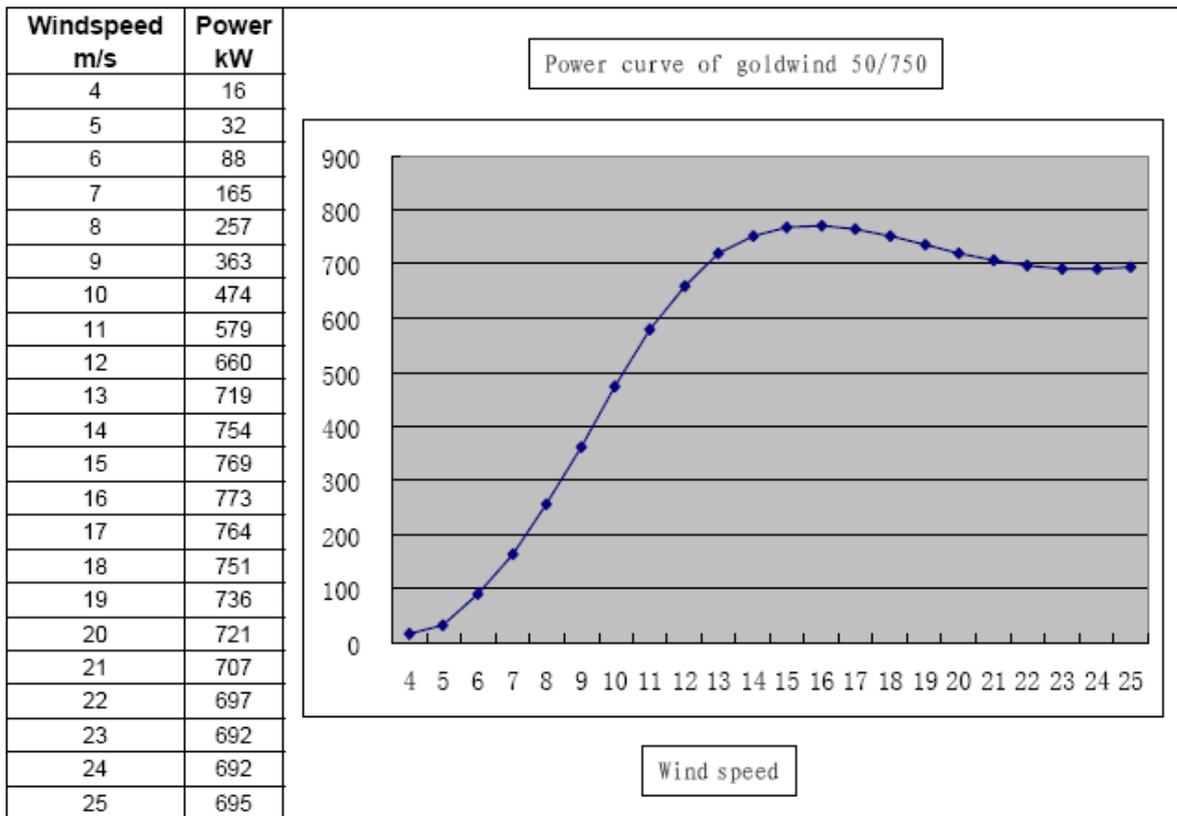


Fig V.1 Curva de la potencia nominal de la turbina de viento Goldwind S50/750

Anexo VI: Modelo transitorio dinámico de 3^{er} orden, el modelo transitorio del 6^{to} orden del G52-850kW, ecuación de la potencia reactiva generada y el esquema del parque eólico en Simulink

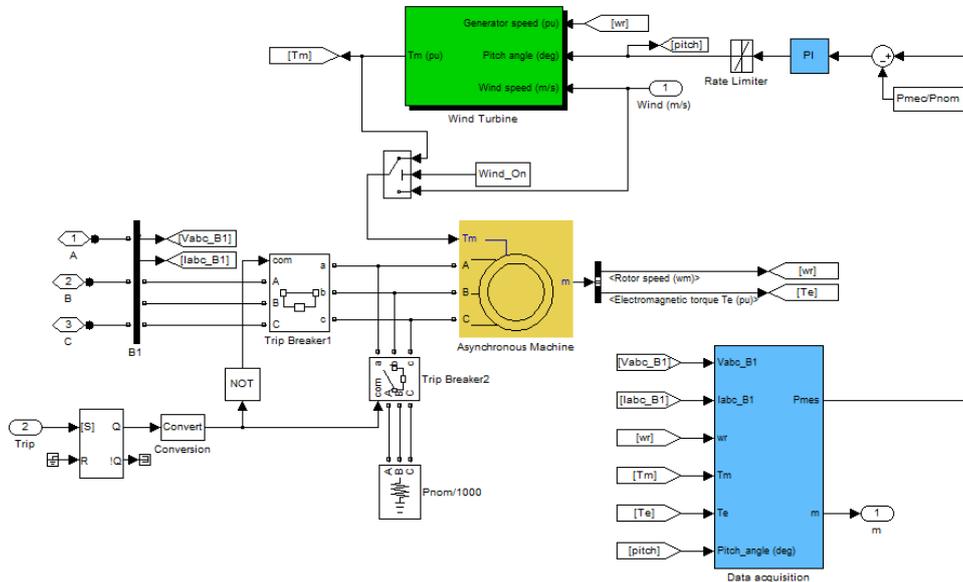


Figura. VI.1: Modelo fasorial del Generador Jaula de Ardilla (SCIG)

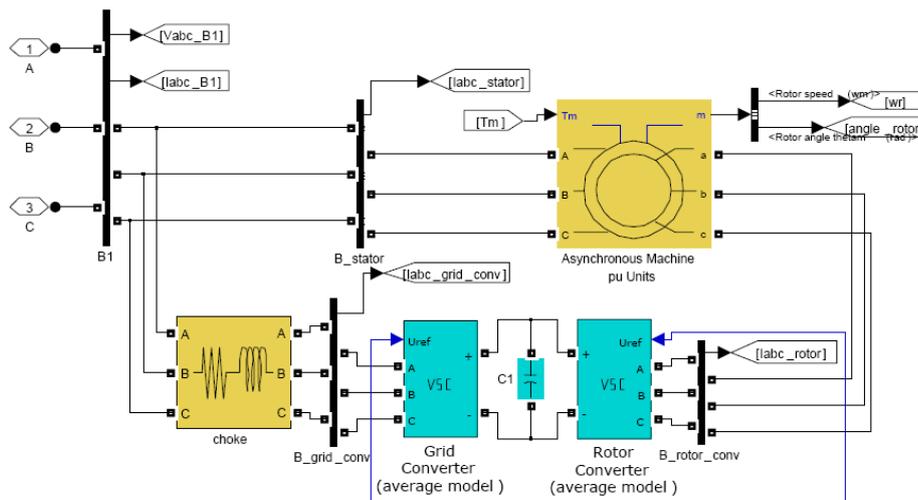


Figura. VI.2: Modelo promedio del Generador de Inducción Doblemente Alimentado

Ecuación VI.1: La potencia reactiva generada por el lado del estator del DFIG

$$Q_s = \frac{3}{2} V_s \left[\frac{L_m}{L_s} i_{dr} - \frac{V_s}{\omega_s L_s} \right] \text{ (Var)} \quad \text{(VI.1)}$$

Anexo VII: Comportamiento del ángulo de potencia ante fluctuaciones en el viento con el GD desconectado

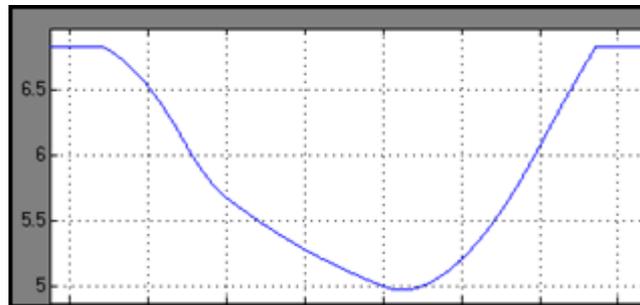


Figura. VII.1: Variación del ángulo de potencia durante turbulencia en el viento con el GD desconectado

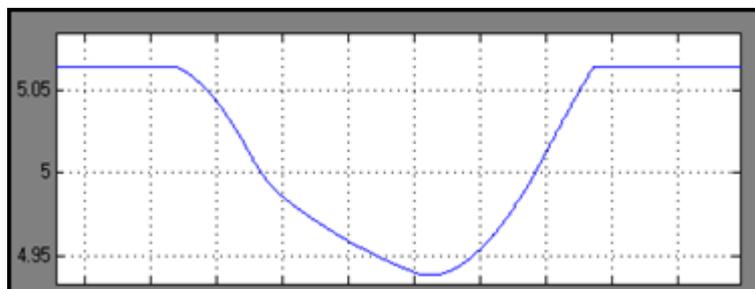


Figura. VII.2: Variación del ángulo de tensión del SEN durante la turbulencia