

SEP

SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MEXICO
Instituto Tecnológico de la Laguna

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**“Modelado de parque eólico con generador de inducción
doblemente alimentado (GIDA) para estudios de resonancias
armónicas en red de 230kV”**

POR

Ing. Ramón Lara Casanova

TESIS

**PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL
GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Francisco Sergio Sellschopp Sánchez

COORDIRECTOR DE TESIS

M.C. Carlos Tirado Ruiz

ISSN: 0188-9060



RIITEC: (13)-TMCIE-2014

Torreón, Coahuila, México
Octubre 2014

SEP

SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
Instituto Tecnológico de La Laguna

"2014, Año de Octavio Paz

Torreón, Coah. **29/Septiembre/2014**

Dependencia: DEPI/CPCIE

Oficio: DEPI/CPCIE/134/2014

Asunto: Autorización de
impresión de tesis.

C. RAMON LARA CASANOVA
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.
PRESENTE

Después de haber sometido a revisión su trabajo de tesis titulado:

**"MODELADO DE PARQUE EÓLICO CON GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE
ALIMENTADO (GIDA) PARA ESTUDIOS DE RESONANCIAS ARMÓNICAS EN RED DE 230 KV"**

Habiendo cumplido con todas las indicaciones que el jurado revisor de tesis hizo, se le comunica que se le concede la autorización con numero de registro **RIITEC: (13)-TMCIE-2014**, para que proceda a la impresión del mismo.

ATENTAMENTE

EDUCACIÓN TECNOLÓGICA FUENTE DE INNOVACIÓN


DR. JOSÉ LUIS MEZA MEDINA
Jefe de la División de Estudios de Posgrado e Investigación
del Instituto Tecnológico de la Laguna

J.L.M.M./J.S.R.



SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA
INSTITUTO TECNOLÓGICO
de la Laguna
División de Estudios de Posgrado
e Investigación



Bld. Revolución y Cda. Cuauhtémoc s/n Col. Centro C.P. 27000
Torreón, Coah. Tel. 7051313 e-mail: wmaster@itlalaguna.edu.mx
www.itlalaguna.edu.mx



SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA
ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

SEP

SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
Instituto Tecnológico de La Laguna

"2014. Año de Octavio Paz"

Torreón, Coah., 29/Septiembre/2014

DR. JOSE LUIS MEZA MEDINA
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

Por medio de la presente, hacemos de su conocimiento que después de haber sometido a revisión el trabajo de tesis titulado:

"MODELADO DE PARQUE EÓLICO CON GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO (GIDA) PARA ESTUDIOS DE RESONANCIAS ARMÓNICAS EN RED DE 230 KV"

Desarrollado por el **C. Ramón Lara Casanova**, con número de control **M1213021** y habiendo cumplido con todas las correcciones que se le indicaron, estamos de acuerdo que se le conceda la autorización de la fecha de examen de grado para que proceda a la impresión de la misma.

ATENTAMENTE
EDUCACIÓN TECNOLÓGICA FUENTE DE INNOVACIÓN

Dr. Francisco S. Sellschopp Sánchez
Asesor/Director de Tesis

M.C. Carlos Tirado Ruiz
Coasesor de Tesis

Dr. Marco A. Arjona López
Comité Tutorial

M.C. Ricardo Vargas Salas
Comité Tutorial



DEDICATORIA

Dedico este proyecto de tesis:

A la vida: por haberme brindado la oportunidad de continuar prosperando y superando mis limitaciones tanto personales como profesionales.

A mis padres: Roberto Lara Morales y Esther Casanova y Casanova, por haberme ayudado a cumplir todos los sueños y metas que he podido aspirar.

A mis hermanos: Roberto Lara Casanova y Ricardo Lara Casanova, por haber sido una inspiración y un modelo a seguir en la vida.

A mi cuñada y mi sobrina: Milagros Van Oordt Carrasco y Ricardo Lara Van Oordt por formar parte de mi vida y de mi familia.

Agradecimientos

Agradezco a mi familia: a mi padre Roberto que siempre me han apoyado y comprendido desde el comienzo de esta profesión, a mi hermano Ricardo por ser un gran ejemplo a seguir, un gran apoyo, un gran amigo y un excelente guía espiritual, personal y profesional, a mi hermano Roberto por ser una gran persona, un hermano confiable así como mi mejor amigo, un gran maestro tanto de la vida como de lo profesional, así como la persona que siempre me aconsejará para tomar las mejores decisiones en mi vida, a mi cuñada Milagros por siempre aconsejarme, ayudarme y apoyarme cuando haga falta, a mi sobrino Ricardo por ser parte de mi familia y por la motivación para ser un ejemplo para él y las futuras generaciones, y en especial agradezco a mi madre Esther por ser la mejor madre que me pudo haber regalado la vida, por su apoyo, su amor incondicional, y por siempre estar para mí cuando la necesite.

Agradezco a mi asesor el Dr. Francisco Sergio Sellschopp Sánchez por todas las enseñanzas impartidas durante estos dos años, por ser un gran ejemplo como persona y como profesional, así como el apoyo otorgado para la elaboración de este proyecto.

A mis profesores de la maestría: M.C. Carlos Tirado Ruiz, M.C. Carlos Alberto Morales Bazán, Dr. Víctor Cabrera Morelos y M.C. Teodoro Corona Pérez por las enseñanzas y conocimientos obtenidos en estos 2 años.

A mis profesores de la ingeniería: M.C. Elías Montés Cáceres, Ing. Artemio Alpizar Carrillo, Dr. Agustín Flores Novelo e Ing. Rafael Solís Noriega por las bases y las enseñanzas obtenidas para poder desempeñarme de manera adecuada en la maestría.

A mis compañeros y amigos de posgrado: Pablo Pech, Enrique Guerrero, David Pérez, Sergio Salazar, Guillermo Ávila, Héctor Claudio, Adrián Gallegos, Heriberto Valadez, Javier Muñoz, Juan Rivera, Manuel Gutiérrez y Luis Vázquez por haber hecho mi estadía en el Instituto Tecnológico de la Laguna más agradable.

Finalmente un agradecimiento al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) el cual proporcionó los medios económicos necesarios para realizar este proyecto.

Resumen

La energía eólica ha sido una influencia muy importante en el desarrollo tecnológico de nuevas fuentes de generación eléctrica. Debido a esta influencia la integración de parques eólicos en el sistema eléctrico ha ido en aumento en los últimos años y esto en ocasiones hace que la red eléctrica del sistema se vea sometida a condiciones para las que no fue diseñada. Ante esta situación, se han presentado casos reales de problemas de resonancia armónica de orden elevado que se agravan cuando en el parque eólico la potencia generada es baja y se reducen cuando la potencia generada se incrementa, pero adicionalmente se tienen ciertas condiciones en la red eléctrica que modifican las condiciones de resonancia. El siguiente trabajo tiene como propósito fundamental de manera estructurada el impacto ocasionado por los parques eólicos en los sistemas eléctricos de potencia. Para ello se abarcarán temas relacionados al proceso de generación eólica, desde su operación, su análisis, y modelado. Además de modelar la red eléctrica de transmisión considerando la contaminación armónica de orden elevado.

Abstract

Wind energy has been a very important technological development of new sources of power generation. Due to this influence, integration of wind farms into the electrical system has been increasing in recent years and this sometimes makes the grid system to be subjected to conditions that was not designed for it. In this situation, there have been real cases of high-order harmonic resonance that is exacerbated when the wind farm power generation is low; this is reduced when the power output is increased. Additionally to this, there exist some conditions on the grid that modifies the resonance conditions, increasing the resonance problem. This work aims to support results on the impact caused by wind farms in power systems. In this sense, some topics of power wind generation have been covered from the point of view of operation, analysis and modeling. In addition, the electrical transmission network has been modeled considering the high order harmonic.

Índice

Dedicatoria	I
Agradecimientos	II
Resumen	III
Abstract	III
Índice general	IV
Índice de figuras	VIII
Índice de tablas	XI
Capítulo I. Introducción	1
1.1 Potencial eólico en México	2
1.2 Armónicos en redes eléctricas	2
1.3 Objetivo	3
1.4 Justificación	3
1.5 Contenido de la tesis	4
Capítulo II. Modelado de líneas de transmisión en ambientes armónicos	6
2.1 Introducción	6
2.2 Principales fuentes generadoras de armónicos	7
2.2.1 Transformadores	9
2.2.2 Máquinas rotativas	10
2.2.3 Convertidores estáticos	10
2.2.4 Lámparas fluorescentes	11
2.2.5 Hornos eléctricos	12
2.2.6 Variadores de velocidad	12
2.2.7 Futuras fuentes generadoras de armónicos.	13
2.3 Modelado de líneas de transmisión	13
2.3.1 Modelado de las líneas de transmisión en estado estacionario	14
2.3.2 Modelado de la línea de transmisión en parámetros distribuidos	16
2.4 Efecto de armónicos en equipos y redes eléctricas	19
2.4.1 Máquinas rotativas	19
2.4.2 Transformadores	20
2.4.3 Cables	21
2.4.4 Capacitores	21
2.4.5 Huecos de tensión	22
2.5 Metodologías empleadas para el modelado de las líneas de transmisión ante la distorsión armónica	22

Capítulo III. Modelado del generador de inducción doblemente alimentado (GIDA).	24
3.1 Introducción	24
3.2 Modelado del GIDA en estado estacionario	26
3.2.1 Conceptos básicos del GIDA	26
3.2.2 Circuito equivalente del GIDA en estado estacionario	29
3.2.3 Diagrama fasorial	32
3.2.4 Modos de operación empleando parámetros de velocidad y flujos de potencia	33
3.3 Modelado del GIDA en estado dinámico	40
3.3.1 Modelo $\alpha\beta$	41
3.3.2 Modelo DQ	44
3.3.3 Representación espacial del modelo $\alpha\beta$	45
3.3.4 Representación espacial del modelo dq	46
3.3.5 Relación entre el modelo en estado estacionario y el modelo dinámico	47
Capítulo IV. Estrategias de control para el generador de inducción doblemente alimentado (GIDA).	49
4.1 Introducción	49
4.2 Control para una extracción óptima de potencia de viento	52
4.2.1 Objetivos de control.	52
4.3 Principios de control del sistema lado red	54
4.3.1 Modelado del sistema lado red en estado estacionario	54
4.3.2 Modelado dinámico del sistema lado red	58
4.3.2.1 Modelo $\alpha\beta$	58
4.3.2.2 Modelo dq	59
4.4 Estrategias para el Control vectorial en GIDA	63
4.4.1 Determinación de las corrientes de referencia	65
4.4.2 Limitación de las corrientes de referencia	68
4.4.3 Lazos de control de corriente	69
4.4.4 Orientaciones de marcos de referencia	70
4.4.4.1 Orientación de flujo	70
4.4.4.2 Orientación de tensión de red	70
4.4.4.3 Comparación entre orientación de flujo y orientación de tensión de red.	71
4.4.5 Sistema de control completo	72
Capítulo V. Modelado de parque eólico incorporando el generador de inducción doblemente alimentado (GIDA).	73
5.1 Introducción	73
5.2 Modelado de buses	74

5.2.1	Parámetros de buses en PSCAD/EMTDC	75
5.3	Modelado de transformadores de potencia	75
5.3.1	Parámetros de transformadores en PSCAD/EMTDC	76
5.4	Modelado de líneas de transmisión	76
5.4.1	Parámetros de líneas de transmisión en PSCAD/EMTDC	78
5.5	Modelado del GIDA	79
5.5.1	Modelado de la máquina de inducción	79
5.5.2	Parámetros de la máquina de inducción en PSCAD/EMTDC	80
5.5.3	Modelado de la turbina	81
5.5.4	Parámetros de la turbina en PSCAD/EMTDC	82
5.5.5	Control del GIDA en PSCAD/EMTDC	84
5.6	Modelado del parque eólico	86
5.6.1	Parámetros del parque eólico en PSCAD/EMTDC	86
5.7	Inyección de corrientes armónicas	87
 Capítulo VI. Resultados de simulaciones con casos de resonancia		 89
6.1	Caso de estudio I	89
6.1.1	Caso de estudio I.A	90
6.1.2	Caso de estudio I.B	94
6.1.3	Caso de estudio I.C	98
6.1.4	Caso de estudio I.D	102
6.1.5	Caso de estudio I.E	106
6.1.6	Caso de estudio I.F	110
6.1.7	Caso de estudio I.G	114
6.2	Caso de estudio II	118
6.2.1	Caso de estudio II.A	118
6.2.2	Caso de estudio II.B	122
6.2.3	Caso de estudio II.C	125
6.3	Caso de estudio III	131
 Capítulo VII. Conclusiones		 138
7.1	Conclusiones	137
7.2	Trabajos futuros	140
 Anexos.		 141
Anexo A.		141
A.1	Representación de vector espacial.	141
A.1.1	Notación de vector espacial.	141
A.1.2	Transformaciones a diferentes marcos de referencia	145
A.1.3	Expresiones de potencia	147

A.2 Modelado de la turbina eólica de velocidad variable	149
A.2.1 Modelo mecánico	149
A.2.2 Convertidores de frecuencia	149
A.2.3 Sistemas de control de velocidad	150
Referencias bibliográficas	152

Índice de figuras

Figura 2.1.	Corrientes saturadas en el transformador en condición de saturación	10
Figura 2.2.	Circuito equivalente de una línea de transmisión con parámetros concentrados	15
Figura 2.3.	Circuito equivalente de una línea de transmisión con parámetros distribuidos	17
Figura 3.1.	Principio de funcionamiento del GIDA	24
Figura 3.2.	Sistema GIDA incorporando el convertidor back-to-back	25
Figura 3.3.	Comportamiento Velocidad-Par del GIDA	25
Figura 3.4.	Circuito eléctrico monofásico equivalente del GIDA con frecuencias de rotor y estator diferentes	30
Figura 3.5.	Circuito eléctrico monofásico equivalente del GIDA con parámetros del rotor, corrientes y tensiones referidas al estator	31
Figura 3.6.	Circuito eléctrico monofásico equivalente finalizado del GIDA referido al estator	31
Figura 3.7.	Diagrama fasorial del GIDA operando en la región subsíncrona, $s < 0$, con $Q_s = 0$.	32
Figura 3.8.	Diagrama fasorial del GIDA operando como generador, $s > 0$, a) con $Q_s > 0$, b) con $Q_s < 0$	33
Figura 3.9.	Relaciones de potencia en un sistema GIDA	33
Figura 3.10.	Circuito eléctrico monofásico equivalente modificado del GIDA referido al estator	35
Figura 3.11.	Representaciones de flujo de potencia activas y diagramas fasoriales del GIDA considerando $Q_s > 0$, en los diferentes modos de operación	39
Figura 3.12.	Circuito eléctrico equivalente del GIDA	40
Figura 3.13.	Modelo $\alpha\beta$ del GIDA en coordenadas de estator	43
Figura 3.14.	Modelo dq del GIDA en coordenadas síncronas	45
Figura 4.1.	Diagrama de control para el RSC	50
Figura 4.2.	Diagrama de control para el GSC	51
Figura 4.3.	Características de la turbina de viento para una máxima extracción de potencia	53
Figura 4.4.	Representación simplificada del sistema lado red trifásico	55
Figura 4.5.	Modelo monofásico simplificado del sistema lado red	55
Figura 4.6.	Diagrama fasorial del sistema lado red	56
Figura 4.7.	Convención del signo de la potencia	57
Figura 4.8.	Diagramas fasoriales con factor de potencia unitario. a) $P_g > 0$, b) $P_g < 0$.	57
Figura 4.9.	Modelo $\alpha\beta$ del sistema lado red en coordenadas estacionarias	59
Figura 4.10.	Modelo dq del sistema lado red en coordenadas estacionarias	60
Figura 4.11.	Alineación con el eje d del espacio vectorial de tensión de red	61

Figura 4.12.	Sistema de control lado red	63
Figura 4.13.	Diagrama de bloques de control de tensión de red orientado (GVOVC)	64
Figura 4.14.	Diagrama de bloques de la estructura básica del PLL	65
Figura 4.15.	Determinación de las corrientes de referencia	66
Figura 4.16.	Determinación de parámetros de referencia incluyendo lazos de potencia externas	67
Figura 4.17.	Limitación de las corrientes de referencia	69
Figura 4.18.	Cálculo de los ángulos para la transformaciones	70
Figura 4.19.	Orientaciones de marcos de referencia	71
Figura 4.20.	Diagrama esquemático del sistema de control vectorial	72
Figura 5.1.	Sistema eléctrico empleado para el estudio de resonancias armónicas	74
Figura 5.2.	Modelado del Bus empleando PSCAD/EMTDC	75
Figura 5.3.	Modelado del Transformador empleando PSCAD/EMTDC	76
Figura 5.4.	Datos generales del modelo de la línea	78
Figura 5.5.	Datos del modelo dependiente de la frecuencia (fase)	79
Figura 5.6.	Datos para la resistividad de terreno y el arreglo de los conductores de la línea de transmisión	79
Figura 5.7.	Modelado de la máquina de inducción en PSCAD/EMTDC	81
Figura 5.8.	Modelado de la turbina eólica en PSCAD/EMTDC	82
Figura 5.9.	Modelado del coeficiente de potencial eólico en PSCAD/EMTDC	83
Figura 5.10.	Modelado del ángulo de paso en PSCAD/EMTDC	84
Figura 5.11.	Modelado del control vectorial en PSCAD/EMTDC	84
Figura 5.12.	Cálculo del ángulo para la transformación en componentes $\alpha\beta$ en PSCAD/EMTDC	85
Figura 5.13.	Cálculo de la componente phi en PSCAD/EMTDC	85
Figura 5.14.	Bloque y control del parque eólico en PSCAD/EMTDC	86
Figura 5.15.	Determinación de las potencias de referencia en PSCAD/EMTDC	87
Figura 5.16.	Inyección de corrientes armónicas en PSCAD/EMTDC	88
Figura 6.1.	Puntos de medición del Sistema eléctrico simulado	89
Figura 6.2.	Barrido de frecuencias en red de 34,5 kV	132
Figura 6.3.	Barrido de frecuencias en red de 230 kV	132
Figura 6.4.	Barrido de frecuencias Bus 1	133
Figura 6.5.	Barrido de frecuencias Bus 2	133
Figura 6.6.	Barrido de frecuencias Bus 3	134
Figura 6.7.	Barrido de frecuencias Bus 4	134
Figura 6.8.	Barrido de frecuencias Bus 5	135
Figura 6.9.	Barrido de frecuencias Bus 6	135
Figura 6.10.	Barrido de frecuencias Bus 7	136
Figura 6.11.	Barrido de frecuencias Bus 8	136
Figura 6.12.	Barrido de frecuencias Bus 9	137

Figura A.1.	Representación del vector espacial en los ejes $\vec{a}, \vec{b}, \vec{c}$	142
Figura A.2.	Representación del vector espacial en los ejes estacionarios $\alpha\beta$	143
Figura A.3.	Cálculo de las componentes $\alpha\beta$ desde las componentes abc	144
Figura A.4.	Cálculo de las componentes abc desde las componentes $\alpha\beta$	144
Figura A.5.	Representación de un vector espacial en diferentes marcos de referencia	146
Figura A.6.	Cálculo de las componentes DQ desde las componentes $\alpha\beta$	147
Figura A.7.	Cálculo de las componentes $\alpha\beta$ desde las componentes DQ	147
Figura A.8.	Características óptimas de funcionamiento $P=f(vw)$ y $P=f(n)$	151

Índice de tablas

Tabla 3.1.	Cuatro modos de operación ocupando los parámetros de velocidad y potencias	38
Tabla 5.1.	Buses en el sistema	74
Tabla 5.2.	Parámetros de los transformadores de potencia	75
Tabla 5.3.	Parámetros fundamentales de las líneas de transmisión	77
Tabla 5.4.	Parámetros fundamentales de los conductores	77
Tabla 5.5.	Datos de las máquinas de inducción	80
Tabla 5.6.	Datos de las turbinas	82
Tabla 5.7.	Datos de los parques eólicos	86
Tabla 6.1.	Resultados Caso I.A (tensiones)	90
Tabla 6.2.	Resultados Caso I.A (corrientes)	91
Tabla 6.3.	Resultados Caso I.B (tensiones)	94
Tabla 6.4.	Resultados Caso I.B (corrientes)	95
Tabla 6.5.	Resultados Caso I.C (tensiones)	98
Tabla 6.6.	Resultados Caso I.C (corrientes)	99
Tabla 6.7.	Resultados Caso I.D (tensiones)	102
Tabla 6.8.	Resultados Caso I.D (corrientes)	103
Tabla 6.9.	Resultados Caso I.E (tensiones)	106
Tabla 6.10.	Resultados Caso I.E (corrientes)	107
Tabla 6.11.	Resultados Caso I.F (tensiones)	110
Tabla 6.12.	Resultados Caso I.F (corrientes)	111
Tabla 6.13.	Resultados Caso I.G (tensiones)	114
Tabla 6.14.	Resultados Caso I.G (corrientes)	115
Tabla 6.15.	Resultados Caso II.A (tensiones)	118
Tabla 6.16.	Resultados Caso II.A (corrientes)	120
Tabla 6.17.	Resultados Caso II.B (tensiones)	122
Tabla 6.18.	Resultados Caso II.B (corrientes)	123
Tabla 6.19.	Resultados Caso II.C (tensiones)	126
Tabla 6.20.	Resultados Caso II.C (corrientes)	127
Tabla 6.21.	THD obtenido en las mediciones de tensión	129
Tabla 6.22.	THD obtenido en las mediciones de corrientes de líneas	130

Capítulo I. Introducción

La energía eólica es un recurso renovable libre, así que no importa cuánto se utiliza hoy en día todavía habrá la misma oferta en el futuro. La energía eólica es también una fuente de energía limpia y no contaminante. A diferencia de las plantas de energía convencionales, las plantas eólicas no emiten contaminantes del aire o gases que provocan el efecto invernadero. Actualmente, una amplia investigación sobre la energía eólica está sucediendo en varios países del mundo, entre ellos Estados Unidos, Alemania, España, Dinamarca, Japón, Corea del Sur, Canadá, Australia y la India. Hay varias organizaciones para la investigación de la energía eólica en el mundo, como el Consejo Global de Energía Eólica (GWEC), Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL), y la Asociación Americana de Energía Eólica (AWEA). De acuerdo con un informe aproximadamente el 12% de la demanda total de electricidad en el mundo puede ser suministrada por la energía eólica para el año 2020, esta cifra indica la importancia de la investigación de la energía eólica en estos días [2].

La energía eólica es el proceso por el cual el viento se utiliza para generar energía mecánica o energía eléctrica y es una de las formas de desarrollo más rápida en generación de energía eléctrica en el mundo.

Entre las aportaciones actuales de la energía eólica se encuentran los generadores por medio de turbinas eólicas, siendo el más significativo el generador de inducción doblemente alimentado

En los últimos años, ha habido una amplia integración de los recursos energéticos para renovar e innovar la red eléctrica. La generación de energía eólica ha desempeñado y seguirá desempeñando un papel muy importante en este ámbito en los próximos años. Los generadores de inducción doblemente alimentados han surgido como una de las principales tecnologías de los fabricantes de aerogeneradores, que demuestra que es un costo efectivo, eficiente y una solución confiable con la alta demanda actual del sistema eléctrico. Esta máquina, presenta muchas similitudes con la máquina de inducción de jaula de ardilla. Sin embargo, a pesar del paralelismo de las dos máquinas, el GIDA requiere su propio estudio específico para una adecuada comprensión.

1.1 Potencial eólico en México

El viento como tal es una manifestación energética de naturaleza aleatoria, ya que su velocidad, dirección y presencia varía según las regiones geográficas, la hora del día, los meses del año y la altura de los aerogeneradores de viento. Esta es la principal razón por la cual no se recomienda usar esta fuente de energía en forma única para alimentación de cargas remotas. Por lo tanto, será necesario aprovechar la energía eólica cuando se encuentre disponible, ya sea almacenándola en bancos de baterías o bien entregándola a la red eléctrica de transmisión de la empresa suministradora de energía.

Hoy en día los sistemas híbridos que operan en el país cuentan con generadores eólicos. En 1994 se construyó la primera central eólica en el estado de Oaxaca, contó con 7 aerogeneradores de 225kW cada uno, con una velocidad promedio de 7m/s.

La energía eólica se destaca como una de las más prometedoras fuentes de energía a corto plazo, en muchos países promueven el desarrollo tecnológico en la generación eólica a través de programas nacionales e incentivos, aparte de que las instalaciones requieren una baja inversión inicial, comparada con las centrales clásicas, lo cual favorece su instalación en países en vías de desarrollo.

1.2 Armónicos en redes eléctricas

Cuando se habla de los armónicos en las instalaciones de energía eléctrica, son los armónicos de corriente los más preocupantes, puesto que la mayoría de sus efectos negativos en los equipos eléctricos son ocasionadas por estas. Cuando los armónicos se propagan por un sistema de distribución, ocasionan graves problemas a los usuarios, ya que la tensión de suministro está distorsionada debido al impacto de estas corrientes armónicas. La emisión de armónicos puede tener variadas amplitudes y frecuencias. Los armónicos más comunes en los sistemas eléctricos de potencia son componentes sinusoidales de una forma de onda periódica que tiene frecuencias que se pueden descomponer en algunos múltiplos de la frecuencia fundamental.

1.3 Objetivo

El objetivo del presente proyecto de investigación es diseñar un modelo eléctrico para conocer el comportamiento de una red eléctrica específica, la cual ha tenido problemas de resonancias armónicas cuando hay una baja generación en sus parques eólicos ocasionando problemas en la red general y por lo tanto igual afecta de manera importante a los usuarios. El objetivo consiste en observar las distorsiones totales de corrientes y tensiones en diferentes escenarios operativos, midiendo flujos de corriente y tensiones en los diferentes buses, observar cada elemento medible en el sistema simulado y observar las distorsiones al bajar el porcentaje de generación en los diferentes parques eólicos. Para ello es necesario desarrollar e implementar un esquema de control para operar un generador de inducción doblemente alimentado. En este trabajo de tesis se propone desarrollar un modelo de parque eólico con generadores de inducción doblemente alimentado, incluyendo alimentación al circuito del rotor anexando la etapa de control, además de modelar la red eléctrica de transmisión considerando la contaminación armónica de orden elevado. Para el modelado propuesto se busca utilizar PSCAD/EMTDC, por su sencillez y por el tamaño de la red eléctrica considerada.

1.4 Justificación

Actualmente la instalación de parques de generación eólica en México está tomando gran importancia debido a los estudios de corrientes de viento que se ha elaborado en todo el territorio nacional. Debido a que comúnmente las zonas con buen potencial eólico se encuentran alejadas de zonas de consumo, es necesario realizar la interconexión con el sistema eléctrico nacional, y esto en ocasiones hace que la red eléctrica del sistema se vea sometida a condiciones para las que no fue diseñada. Ante esta situación, se han presentado casos reales de problemas de resonancia armónica de orden elevado que se agravan cuando en el parque eólico la potencia generada es baja y se reducen cuando la potencia generada se incrementa, pero adicionalmente se tienen ciertas condiciones en la red eléctrica que modifican las condiciones de resonancia. Debido a estos problemas de contaminación armónica que se suscitaron, hoy en día se tiene la recomendación de realizar estudios de calidad de energía en parques eólicos para evitar se generen más problemas en la red eléctrica.

1.5 Contenido de la tesis

Esta tesis se encuentra dividida en 7 capítulos, los cuales son especificados y descritos a continuación:

Capítulo I Introducción. En este capítulo se presentan los objetivos, la justificación, algunos conceptos básicos y las diferentes problemáticas del trabajo de investigación realizado.

Capítulo II Modelado de líneas de transmisión en ambientes armónicos. En este capítulo se presentan conceptos básicos de armónicos, desde las fuentes generadoras de armónicos, hasta los efectos que ocasionan en los diferentes elementos del sistema eléctrico haciendo un énfasis especial en las líneas de transmisión que serán modeladas bajo ambientes armónicos.

Capítulo III Modelado del generador de inducción doblemente alimentado (GIDA). En este capítulo se analizará de manera extensa el generador de inducción doblemente alimentado, desde su modelado eléctrico, hasta el modelado matemático, de igual manera se analizará en estado estacionario y en estado dinámico para poder concluir con su representación espacial en los diferentes modelos que se puede representar.

Capítulo IV Estrategias de control para el generador de inducción doblemente alimentado (GIDA). En este capítulo se analizarán las diferentes estrategias de control empleadas para la manipulación de las variables de interés del generador de inducción doblemente alimentado, tomando en especial importancia la técnica de control vectorial detallando el procedimiento para una etapa de control adecuada.

Capítulo V Modelado del parque eólico incorporando el generador de inducción doblemente alimentado. En este capítulo se explicará detalladamente el procedimiento que se empleó para modelar el sistema eléctrico empleando el PSCAD/EMTDC, desde los transformadores, buses, líneas de transmisión de la manera más adecuada para poder analizar mejor los resultados obtenidos, hasta los parques eólicos, de igual manera se detallará como se modeló la etapa de control, la turbina eólica y la inyección de corrientes armónicas de los convertidores al sistema eléctrico de potencia.

Capítulo VI Resultados de simulaciones con casos de resonancias. En este capítulo se describe el análisis de los resultados obtenidos en cada una de las simulaciones realizadas en los diferentes esquemas operativos.

Capítulo VII Conclusiones. En este capítulo se analizará de manera detallada las conclusiones en base a los resultados del proyecto, además se sugieren trabajos futuros para mejorar la simulación realizada en PSCAD/EMTDC.

Capítulo II. Modelado de líneas de transmisión en ambientes armónicos

2.1 Introducción

Las armónicas son corrientes y/o tensiones presentes en un sistema eléctrico, con una frecuencia múltiplo de la frecuencia fundamental. Así, en sistemas con frecuencia de 60 Hz y cargas monofásicas se tienen por ejemplo: las armónicas tercera (180 Hz), quinta (300 Hz), y séptima (420 Hz). Con el creciente aumento en el uso de cargas no lineales (procedentes principalmente de la electrónica de potencia), se han empezado a tener algunos problemas en las instalaciones eléctricas debido a los efectos de las componentes armónicas de corrientes y voltajes en el sistema eléctrico, que no se contemplaban anteriormente. Entre estos están el sobrecalentamiento de cables, transformadores y motores, corrientes excesivas en el neutro, fenómenos de resonancia entre los elementos del circuito (si se cuentan con bancos de capacitores para corrección del factor de potencia) y en general la calidad en el suministro de energía eléctrica se ha ido deteriorando por la distorsión presente en las formas de onda de tensiones y corrientes [13,14].

Esta situación puede llegar a causar un funcionamiento incorrecto de muchos equipos (especialmente los más sensibles) que han sido diseñados para operar bajo condiciones normales de alimentación eléctrica. Además, se presenta un incremento en los costos de operación como resultado de algunos factores ligados a la generación de armónicos. Estos problemas han sido ampliamente analizados y se han desarrollado equipos de medición sofisticados que permiten realizar estudios acerca de éstos y además se cuenta con prácticas recomendadas para tener cierto grado de control sobre los mismos [15].

Los efectos producidos por las armónicas en los componentes de los sistemas eléctricos han sido analizados tanto para circuitos particulares como para toda una red interconectada. No obstante en algunos casos es muy difícil cuantificarlos en forma específica puesto que dependen de muchos factores, por lo que se presentará un análisis de los efectos más comunes provocados por las armónicas en los sistemas eléctricos, así como los principales equipos afectados por las corrientes y tensiones armónicas. Entre todos los equipos de un sistema eléctrico se analizará de manera más detallada a las líneas de transmisión, debido a

que se requiere estudiar y comprender el comportamiento de los conductores ante los cambios de frecuencia que son ocasionados por los armónicos antes mencionados.

Se explicará el modelado de las líneas de transmisión tanto en estado estacionario, así como su comportamiento en ambientes armónicos, esto con el fin de poder modelar de manera dinámica estos elementos [15].

2.2 Principales fuentes generadoras de armónicos.

Los armónicos provocan distorsiones en la tensión y la corriente, que tienen efectos adversos en el equipo eléctrico. Los armónicos son una de las principales preocupaciones en términos de calidad de la energía. La estimación de los armónicos en las cargas no lineales es el primer paso en un análisis armónico y esto puede no ser sencillo. Hay una interacción entre los diferentes equipos que producen armónicos, que pueden conllevar a diversas topologías en el sistema eléctrico. En el transcurso de los últimos años, mucha atención se ha centrado en el análisis y control de armónicos, y las normas se han establecido para las distorsiones armónicas permisibles de corriente y tensión [16].

La emisión de armónicos puede tener variadas amplitudes y frecuencias, donde los armónicos más comunes en los sistemas eléctricos de potencia son componentes sinusoidales con frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental. El análisis de Fourier es la herramienta matemática empleada para este tipo de análisis. Los sistemas eléctricos de potencia también tienen armónicos que son múltiplos no enteros de la frecuencia fundamental llamados interarmónicos y algunas otras tienen formas de onda no periódicas. La generación de armónicos en el sistema de energía se produce a partir de dos tipos distintos de cargas [16]:

- 1.- Cargas lineales invariantes en el tiempo.- se caracterizan por el resultado de aplicar una tensión sinusoidal dando como resultado un flujo de corriente sinusoidal. Estas cargas presentan una impedancia en estado estacionario constante durante la tensión sinusoidal aplicada. Si se aumenta la tensión, la corriente también aumenta en proporción directa.
- 2.- La segunda categoría de cargas se describe como carga no lineal. En un dispositivo no lineal, la aplicación de una tensión sinusoidal no da lugar a un flujo sinusoidal de corriente.

Estas cargas no presentan una impedancia constante durante todo el ciclo de la tensión sinusoidal aplicada. La no linealidad ocasiona cambios en la frecuencia ocasionando diferentes impedancias, por ejemplo, la impedancia de un reactor tiene una variación en proporción a la frecuencia aplicada, pero conserva su linealidad en cada frecuencia aplicada. Por otra parte, las cargas no lineales ocasionan una corriente que incluso puede ser discontinua. Algunos ejemplos de cargas no lineales son:

- Variadores de velocidad
- Cieloconvertidores
- Los hornos de arco
- Los ordenadores, fotocopiadoras y aparatos de televisión
- Compensadores estáticos de VAR (CEV's)
- Sistemas de transmisión HVDC
- Tracción eléctrica
- Cargadores de baterías
- Controladores de motores de inducción
- La iluminación fluorescente y balastos electrónicos
- Convertidores estáticos (electrónica de potencia).

Para propósitos de simulación las fuentes armónicas pueden ser divididas en tres categorías:

1. Un gran número de componentes no lineales distribuidos de pequeña capacidad.
2. Grandes y continuamente aleatorias cargas no lineales variables.
3. Grandes convertidores estáticos de potencia, y dispositivos electrónicos de potencia en sistemas de transmisión eléctrica.

La primera categoría consiste principalmente en puentes de diodos rectificadores monofásicos, la mayor parte de la potencia es suministrada por electrodomésticos de baja tensión (computadoras portátiles, televisores, etc.). Las lámparas de descarga de gas también son incluidas en esta categoría. Aunque las capacidades individuales son insignificantes, el efecto acumulado puede ser importante, considerando el gran número de dispositivos. Sin embargo dada la falta de control, esos electrodomésticos no presentan un

problema especial de simulación, ya que proporciona información estadística de su contenido en la carga combinada.

La segunda categoría se refiere a los hornos de arco eléctrico, con potencias nominales en decenas de Mega watts, conectados directamente a la red de transmisión de alta tensión, y normalmente sin el filtraje adecuado. La impedancia del arco es variable y extremadamente asimétrica. Por lo tanto la dificultad no está en la técnica de simulación, sino en la variación de las inyecciones de corrientes armónicas empleadas en cada estudio particular, por lo que se puede emplear un análisis estocástico con información experimental obtenida de las mediciones obtenidas en instalaciones existentes similares.

En términos de simulación, la tercera categoría es la que causa mayor dificultad. Esto es parcialmente debido al gran tamaño de los convertidores empleados en muchas aplicaciones, y también por sus sofisticados sistemas de control por conmutación. La operación del convertidor es altamente dependiente de la calidad de la fuente suministradora, que a su vez es muy influenciada por los convertidores del sistema. Esto hace que el proceso de conversión de potencia estática necesita una atención especial para sistemas eléctricos de potencia con simulación de armónicos.

2.2.1 Transformadores

Un transformador puede incurrir en condiciones de saturación del núcleo en cualquiera de los siguientes casos [14]:

- Al operar por encima de la potencia nominal
- Al operar por encima de la tensión nominal

La primera situación puede surgir durante los períodos de demanda pico, y el segundo caso puede ocurrir durante condiciones de carga ligera, especialmente si los bancos de capacitores no están desconectados, teniendo como consecuencia que la tensión de alimentación se eleva por encima de los valores nominales. Un transformador que opera en la región de saturación mostrará una corriente de magnetización no lineal similar a la ilustrada en la Figura 2.1, que contiene una variedad de armónicos impares, teniendo la tercera como la más importante. El efecto se hará más evidente a medida que aumenta la carga.

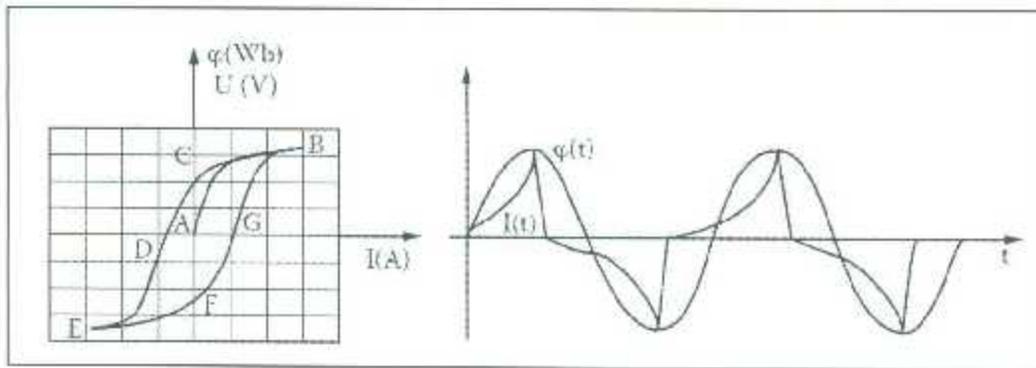


Figura 2.1. Corrientes saturadas en el transformador en condición de saturación.

2.2.2 Máquinas rotativas

Se pueden desarrollar corrientes armónicas como resultado de pequeñas asimetrías en el estator de la máquina o ranuras del rotor o ligeras irregularidades en los patrones de bobinado de un devanado de una máquina rotativa trifásica, pero estas armónicas son despreciables en comparación con las suministradas por las máquinas eléctricas cuando se encuentran saturadas.

Estos armónicos inducen una fuerza electromotriz (FEM) en los devanados del estator a una frecuencia igual a la relación de la velocidad / longitud de onda. La distribución resultante de las fuerzas magneto-motrices (FMM) en la máquina produce armónicos que son en función de la velocidad. Algunas corrientes armónicas adicionales pueden ser creadas sobre la saturación del núcleo magnético. [16].

2.2.3 Convertidores estáticos

La principal fuente de armónicos en el sistema eléctrico de potencia son los convertidores de potencia, rectificadores, inversores y variadores de velocidad.

Armónicos no característicos se producen generalmente por fuentes distintas de los equipos electrónicos de potencia y pueden estar a frecuencias distintas del múltiplo entero de la frecuencia fundamental. Los convertidores producen algunos armónicos no característicos, ya que las condiciones ideales de conmutación y control no se alcanzan en la práctica. Los ángulos de retardo de encendido pueden no ser uniformes, y puede haber desequilibrio en las tensiones de alimentación y los circuitos de electrónicos. Estos convertidores ayudan a

la tarea de rectificar ya sea 60Hz de corriente alterna (CA) de alimentación a corriente continua (CC). En aplicaciones de CC, la tensión se varía a través del ajuste el ángulo de disparo del dispositivo de conmutación electrónico. Básicamente, en el proceso de rectificación, la corriente pasa a través de dispositivos semiconductores durante un intervalo muy pequeño (una fracción de ciclo) de la frecuencia fundamental, por lo que los convertidores de potencia son a menudo considerados como dispositivos de ahorro de energía. Si la energía es para ser utilizada como corriente alterna, pero a una frecuencia diferente, la salida de CC del convertidor se hace pasar a través de un inversor de conmutación electrónica que transforma la potencia CC en CA. Los convertidores pueden agruparse en las siguientes categorías:

Grandes convertidores de potencia.- como los utilizados en la industria de fundición de metal y en los sistemas de transmisión de alta tensión de corriente directa (HVDC).

Convertidores de potencia medianos.- como los utilizados en la industria, así como para el control de la velocidad del motor y en la industria ferroviaria.

Rectificadores de potencia pequeños.- utilizados en dispositivos de entretenimiento residenciales, incluyendo televisores y ordenadores personales [14].

2.2.4 Lámparas Fluorescentes

Los tubos fluorescentes son altamente no lineales en su funcionamiento y dan lugar a corrientes armónicas impares de magnitud importante. Como una breve descripción de la operación de la lámpara fluorescente, se puede afirmar que los inductores de núcleo magnético contenidas dentro de los balastos de encendido funcionan para limitar la corriente al tubo. Del mismo modo, utilizan un capacitor para aumentar la eficiencia del balastro mediante el aumento de su factor de potencia. Los balastos electrónicos funcionan a una frecuencia, que permite el uso de reactores y capacitores más pequeños. El uso de las frecuencias más altas les permite crear más luz para la misma potencia de entrada. Esto se utiliza ventajosamente para reducir la potencia de entrada.

En un carga trifásica a cuatro hilos, las armónicas más importantes son la tercera, quinta y séptima, donde las armónicas triples se canalizan por el conductor de neutro, por lo que la 3ra armónica será la más importante en estos casos.

Además, los circuitos de alumbrado frecuentemente involucran grandes distancias y se combinan con una carga poco diversa. Los capacitores de corrección del factor de potencia, forman en conjunto con estas lámparas un circuito LC complejo que puede acercarse a una condición de resonancia alrededor de la tercera armónica. Por lo tanto, estas son razones significativas para tener precaución con los armónicos que puedan ser generados [16].

2.2.5 Hornos Eléctricos

El proceso de fundición en los hornos eléctricos industriales es conocido por producir cantidades sustanciales de distorsión armónica. La presencia de los armónicos desarrolla algunos fenómenos tal como la demora en el encendido del arco eléctrico, en conjunto con una tensión y corriente no lineal. Este equipo ocasionando cambios de tensión causadas por las variaciones aleatorias del arco producido, dando lugar a una serie de variaciones de frecuencia en el intervalo de 0.1 Hz a 30 kHz, cada uno con sus armónicos asociados. Este efecto es más evidente en la fase de fundición cuando ocurre la interacción de las fuerzas electromagnéticas entre los arcos [14,16].

2.2.6 Variadores de velocidad

Muchas de las cargas instaladas en sistemas eléctricos de potencia de hoy en día son las principales fuentes generadoras de armónicos. Al combinarse la impedancia del sistema eléctrico, las cargas también producen tensiones armónicas. Antes de la década de 1970, el control de velocidad de motores de corriente alterna se logró principalmente mediante correas y poleas. Ahora, los variadores de velocidad realizan funciones de control de velocidad de manera muy eficiente.

Si bien existen varias tecnologías para la creación de una tensión variable y fuente de potencia de frecuencia variable para el control de velocidad de motores de corriente alterna, la técnica de modulación por medio de accionamiento de ancho de pulso (PWM) es actualmente la más utilizada.

En la práctica El THD para el funcionamiento de 45 Hz es excesivo y puede producir muchos efectos negativos en cuanto a armónicos se refiere [27].

2.2.7 Futuras fuentes generadoras de armónicos

El desafío para los diseñadores de sistemas eléctricos en los servicios públicos y la industria es el diseño de los nuevos sistemas y/o adaptar los actuales sistemas para operar en ambientes con la problemática de los armónicos. Las fuentes de armónicos en el sistema eléctrico del futuro serán diversas y más numerosas. La problemática se extiende día a día, con el creciente uso de equipos electrónicos sensibles en los procesos industriales automatizados, ordenadores personales, la comunicación digital y multimedia. De igual manera los suministradores, que no se consideran generalmente como grandes generadores de armónicos, pueden dar ese paso con la integración de los recursos tales como la energía fotovoltaica, eólica, gas natural, fotoceldas, e incluso hidrógeno. Todo lo mencionado se espera que desempeñe un papel cada vez más importante en la gestión de las necesidades de electricidad del futuro, ocasionando un incremento importante en la generación de armónicos.

2.3 Modelado de líneas de transmisión

La línea de transmisión es el elemento más común en una red eléctrica. La interconexión de estos elementos forma la mayor parte del sistema eléctrico de potencia. Las líneas pueden ser subterráneas o aéreas. Los parámetros de líneas aéreas pueden obtenerse mediante modelación matemática tomando en cuenta las características siguientes [18]:

1. Disposición (geometría) de la línea.
2. Número de conductores por fase.
3. Presencia de hilos de guarda.
4. Características del terreno.
5. Material de los conductores.
6. Transposición total o parcial.
7. Características de las torres que soportan los conductores

2.3.1 Modelado de la línea de transmisión en estado estacionario

Las redes constituyen el elemento más común en un sistema eléctrico de potencia. Con fines de análisis en estado estacionario y diseño del sistema eléctrico se podría suponer conductores ideales si la red tuviera una distancia muy pequeña. El caso es que la realidad es otra, ya que las redes se construyen con el fin de transportar energía desde las fuentes que comúnmente se encuentran lejanas a los centros de carga, empleando las subestaciones transformadoras con fines de interconexión.

Sobre una red aparecen cuatro fenómenos físicos que no se pueden ignorar dependiendo de la distancia y del voltaje de operación. Estos fenómenos físicos son los siguientes:

Efecto resistivo.- responsable del calentamiento del conductor y de caída de tensión a lo largo del conductor. La resistencia depende del tipo de material del cual esté construido el conductor. Este efecto es más dominante en redes de baja tensión, debido al calibre de los conductores que se emplean y los niveles de corriente manejados en dichos niveles de tensión [19].

Efecto inductivo.- debido a los enlaces de flujo que rodean al conductor, creados por su propia corriente y por las corrientes de los otros conductores. Este efecto se ignora generalmente en redes de baja tensión donde el efecto resistivo es mayor que la reactancia inductiva. Se empieza a considerar en redes donde los conductores presentan una reactancia inductiva comparable con la resistencia, como es el caso de las redes de distribución. A medida que aumenta el nivel de tensión, la resistencia de los conductores empleados es mucho menor que la reactancia inductiva, como es el caso de una línea de 230 kV donde la relación $X1/R1$ es del orden de 8 y para una línea de 500 kV del orden de 14. En redes de alta tensión el efecto inductivo es el limitante de las transferencias de potencia activa [19].

Efecto capacitivo.- Es debido a las corrientes de desplazamiento en derivación que se presentan entre conductores y entre estos y el suelo. Estas corrientes de desplazamiento hacen que los conductores se carguen cuando son energizados, aún con la línea en vacío. La capacitancia se desprecia normalmente para redes con longitud por debajo de 80 km. El efecto capacitivo se empieza a tomar en cuenta en redes de longitud mayor a 80 km ya que éste se acentúa por aumento de la corriente de desplazamiento. El efecto principal de la

capacitancia asociada a los conductores es el aumento de la tensión en el extremo de carga en vacío. Este aumento de tensión depende de la longitud de la red. Para redes por debajo de 80 km la regulación está por debajo de 0.5%, razón por la cual se considera despreciable el efecto capacitivo. Cuando se trata de cables aislados las consideraciones de longitud ya no son válidas y el efecto capacitivo se debe considerar en casi todas las situaciones [19].

Efecto conductivo.- Un cuarto efecto es el de conducción de corrientes de fuga debido a las características del aislamiento de la red. Estas corrientes se presentan debido a la contaminación del medio ambiente que rodea al conductor. Este efecto normalmente se ignora en lo que respecta al circuito que representa la red en funcionamiento normal en estado estacionario. Las pérdidas de potencia activa que ocasionan estas corrientes sí se tienen en cuenta en la selección de conductores para líneas de alta tensión, cuando se evalúan las pérdidas por efecto "corona". Una vez que se ha tomado la decisión de diseñar y construir una nueva red, se hace necesario un modelo que represente adecuadamente la red en los diferentes estudios donde ésta esté involucrada la modelación para estudios de estado estacionario de la red, se hace mediante un circuito en forma general [19].

Para el modelado de líneas de transmisión de longitud corta y media pueden emplearse los esquemas en parámetros concentrados mostrados en la figura 2.2, cabe mencionar que en líneas de transmisión corta, la capacitancia suele despreciarse, aunque para un cálculo más exacto es necesario considerarla. La conductancia es otro parámetro que puede ser despreciable por su poca interacción en el sistema.

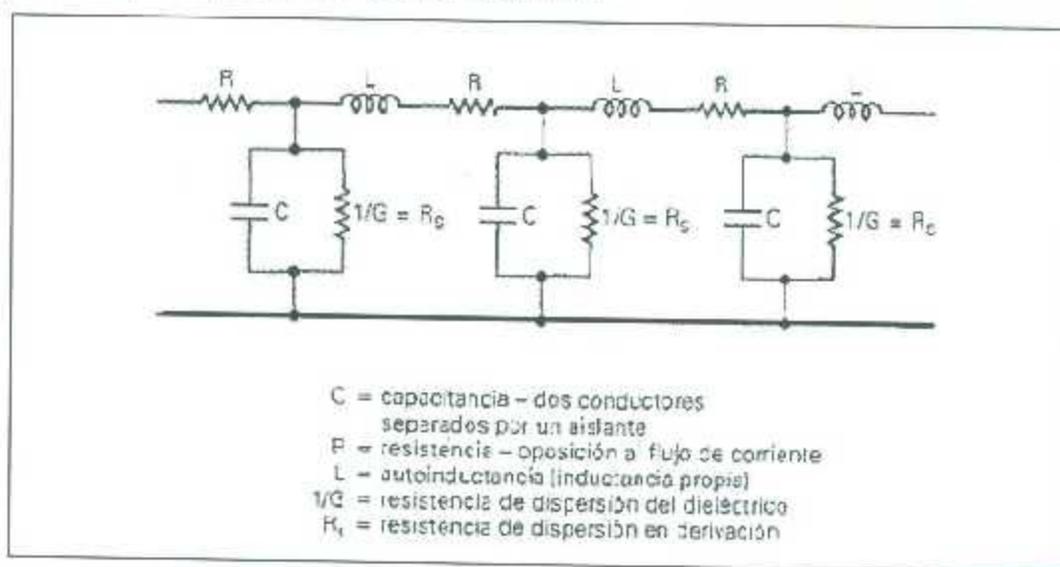


Figura 2.2.- Circuito equivalente de una línea de transmisión con parámetros concentrados

Para el modelado de líneas de transmisión de longitud larga se emplean otro tipo de parámetros, conocidos como parámetros distribuidos que serán objeto del siguiente tema [22].

2.3.2 Modelado de la línea de transmisión en parámetros distribuidos

Referente al modelado de las líneas de transmisión, en vez de resolver las ecuaciones de Maxwell y obtener los valores de los campos eléctricos y magnéticos en el interior de la línea, resulta más práctico y sencillo obtener las ecuaciones generales de la línea de transmisión a partir de un modelo con elementos pasivos, en términos de resistencia, inductancia, conductancia y capacitancia por unidad de longitud de la línea.

Si se representa esquemáticamente la línea como dos conductores perfectos en paralelo, la distancia de separación entre los conductores es pequeña comparada con la longitud de onda de la señal que se propaga. En las líneas de transmisión, la longitud de la línea puede ser comparable o superior a la longitud de onda de la señal electromagnética que se propaga. Por ese motivo, representamos la línea con los llamados "elementos distribuidos", que se definen de la siguiente manera.

Si se considera un elemento diferencial de la línea, de longitud Δz , este elemento está descrito por los siguientes parámetros distribuidos:

- R , la resistencia por unidad de longitud, en Ω/m .
- L , la inductancia por unidad de longitud, en H/m .
- G , la conductancia entre los dos hilos, ya que el dieléctrico puede tener pérdidas, por unidad de longitud, en S/m .
- C , la capacitancia entre los dos hilos por unidad de longitud, en F/m .

Nótese que R y L son elementos en serie, mientras que G y C lo son en paralelo, como se muestra en la figura 2.3 que representa el circuito eléctrico equivalente de un elemento Δz de la línea.

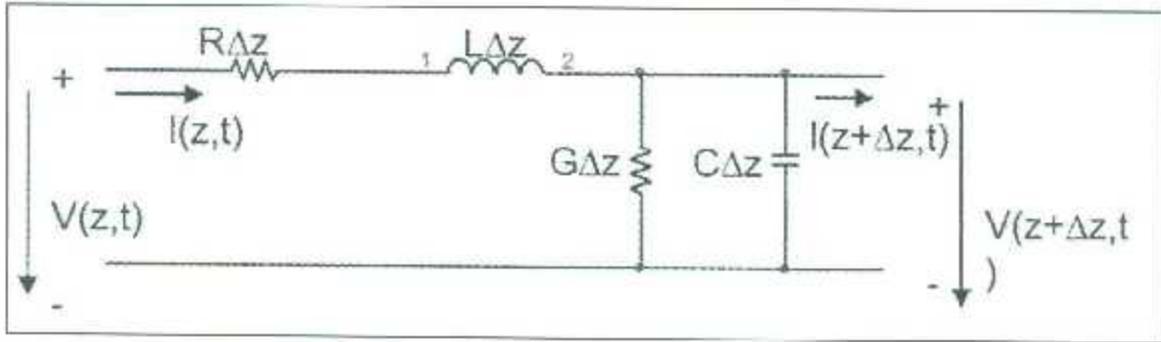


Figura 2.3.- Circuito equivalente de una línea de transmisión con parámetros distribuidos

Si aplicamos las leyes de Kirchhoff a este circuito:

$$\begin{aligned}
 V(z + \Delta z, t) &= V(z, t) - (RI(z, t) + L \frac{\partial I}{\partial t})\Delta z \Rightarrow \Delta V = -(RI(z, t) + L \frac{\partial I}{\partial t})\Delta z \\
 I(z + \Delta z, t) &= I(z, t) - (GV(z, t) + C \frac{\partial V}{\partial t})\Delta z \Rightarrow \Delta I = -(GV(z, t) + C \frac{\partial V}{\partial t})\Delta z
 \end{aligned}
 \tag{2.1}$$

Estas ecuaciones se pueden expresar de forma diferencial:

$$\begin{aligned}
 -\frac{\partial V}{\partial z} &= RI + L \frac{\partial I}{\partial t} \\
 -\frac{\partial I}{\partial z} &= GV + C \frac{\partial V}{\partial t}
 \end{aligned}
 \tag{2.2}$$

Estas ecuaciones reciben el nombre de ecuaciones generales de la línea de transmisión.

Si la señal que se propaga depende sinusoidalmente del tiempo, resulta conveniente utilizar la notación fasorial para poner de manifiesto esa dependencia temporal:

$$\begin{aligned}
 V(z, t) &= \text{Re}[V(z)e^{i\omega t}] \\
 I(z, t) &= \text{Re}[I(z)e^{i\omega t}]
 \end{aligned}
 \tag{2.3}$$

Si se sustituyen estas expresiones en las ecuaciones anteriores (2.2) se puede llegar a las siguientes ecuaciones diferenciales ordinarias de segundo grado de la línea de transmisión para voltaje e intensidad fasorial:

$$\begin{aligned}
 \frac{d^2 V}{dz^2} &= \gamma^2 V \\
 \frac{d^2 I}{dz^2} &= \gamma^2 I
 \end{aligned}
 \tag{2.4}$$

Dónde:

$$\gamma = \alpha + i\beta = \sqrt{(R + i\omega L)(G - i\omega C)} \quad (\text{m}^{-1}) \quad (2.5)$$

Es la **constante de propagación**, cuya parte real e imaginaria, α y β , son las **constantes de atenuación** (Np/m) y la **constante de fase** (rad/m). Nótese que la constante de fase está relacionada con la velocidad de fase mediante:

$$\beta = \frac{\omega}{v_f} = \frac{2\pi}{\lambda} \quad (2.6)$$

La solución de las ecuaciones anteriores (las de 2º grado) es del tipo:

$$\begin{aligned} V(z) &= V_0^i e^{-\gamma z} + V_0^r e^{\gamma z} \\ I(z) &= I_0^i e^{-\gamma z} + I_0^r e^{\gamma z} \end{aligned} \quad (2.7)$$

Que representa la superposición de dos ondas que se propagan en la línea en el sentido positivo del eje Z (onda incidente) y la otra en el sentido opuesto (onda reflejada).

Se define la **impedancia característica** de la línea, Z_0 , como:

$$Z_0 = \frac{V_0^i}{I_0^i} \quad (2.8)$$

Se puede demostrar que:

$$Z_0 = \frac{V_0^i}{I_0^i} = -\frac{V_0^r}{I_0^r} = \sqrt{\frac{R + i\omega L}{G + i\omega C}} \quad (\Omega) \quad (2.9)$$

En el caso de las líneas de transmisión largas, es necesario hacer un estudio más complejo para poder determinar sus parámetros, aunque también podría emplearse con parámetros concentrados como se ha visto en el tema anterior. Por otro lado para estudios de resonancia armónica, el modelado en estado estacionario es muy válido, pero para resultados más exactos se debe modelar con algún método más exacto como lo es el de parámetros distribuidos; más adelante en este capítulo se explicarán las metodologías empleadas para el modelado de líneas de transmisión [20,21].

2.4 Efecto de armónicos en equipos y redes eléctricas

Los armónicos tienen efectos nocivos sobre el equipo eléctrico. Estos pueden ser detallados de la siguiente manera:

1. Falla del banco de capacitores debido a la sobrecarga de potencia reactiva, la resonancia y amplificación de armónicos.
2. Pérdidas excesivas, calentamiento, armónicos pares, y oscilaciones en máquinas de inducción y síncronas, lo que puede dar lugar a esfuerzos de torsión.
3. Aumento de la corriente de secuencia negativa en generadores síncronos, poniendo en peligro el circuito del rotor y los devanados.
4. La generación armónica en el flujo y el incremento de densidad de flujo en los transformadores, calentamiento por corrientes parásitas.
5. Las sobretensiones y corrientes excesivas en el sistema eléctrico, como resultado de la resonancia.
6. Deterioro en los cables debido a las pérdidas por calor y efecto piel y una posible ruptura dieléctrica.
7. Interferencia inductiva con los circuitos de telecomunicaciones.
8. La interferencia de la señal y averías del relevador, en particular en los sistemas de control de estado sólido y microprocesadores.
9. Interferencia con sistemas de comunicación y transmisión de señales, lo que provoca el mal funcionamiento de los sistemas, tales como operación remota, control y medición.
10. Funcionamiento inestable de los circuitos de disparo y de recierre basado en la detección de cruce por cero de la tensión.
11. Interferencia con grandes controladores de motores y sistemas de excitación de la central eléctrica.

2.4.1 Maquinas rotativas

Los armónicos ocasionan desviaciones del eje, corrientes parásitas, vibraciones, y sobrecalentamiento adicional, y así se reducirá la eficiencia de las máquinas rotativas.

En una máquina síncrona, la frecuencia inducida en el rotor es la diferencia de rotación neta entre la frecuencia fundamental y la frecuencia armónica. La frecuencia inducida en la quinta armónica gira en sentido inverso con respecto al estator produciendo una sexta armónica en sentido directo al rotor. Del mismo modo, la rotación directa del séptimo armónico con respecto al estator, produce un sexto armónico en el rotor. La interacción de estos campos produce un par pulsante a 360 Hz dando como resultados oscilaciones en el eje. Del mismo modo que el par de armónicos 11 y 13 producen un armónico al rotor del armónico 12. Si existe la frecuencia de resonancia mecánica cerca de estos armónicos durante el arranque, se pueden producir grandes fuerzas mecánicas.

Es posible que los armónicos pares se presenten debido a ciertas combinaciones en las ranuras de estator y de rotor, los de rotor de jaula de ardilla son más propensos a la circulación de las corrientes armónicas en comparación con los de rotor devanado. Los armónicos de secuencia cero (3, 6, 9, 12...), no producen estos fenómenos, pero si producen pérdidas óhmicas [15,16].

2.4.2 Transformadores

Un transformador suministrando carga no lineal puede deteriorarse. El efecto de los armónicos ocasiona pérdidas en el transformador y pérdidas por corrientes parásitas. El límite superior del factor de distorsión de la corriente es de 5% de la corriente nominal y el transformador debe ser capaz de soportar el 5% de sobretensión a la carga nominal y un 10% sin carga. Las corrientes armónicas en la tensión aplicada no deben exceder estos límites.

Las pérdidas en un transformador se pueden dividir en (1) pérdidas sin carga, y (2) las pérdidas con carga. Las pérdidas con carga consisten en la pérdida por cobre en bobinados y las pérdidas de carga por dispersión. Las pérdidas por dispersión se pueden subdividir en las pérdidas que ocurren en los devanados y pérdidas en las componentes físicas del transformador, es decir, abrazaderas centrales, las estructuras, y el tanque [15,16].

2.4.3 Cables

Una corriente no sinusoidal en un conductor provoca pérdidas adicionales. La resistencia de CA del conductor varía debido al efecto piel y de proximidad. Ambos efectos son dependientes de la frecuencia ya que son producidos por: la construcción del cable, el calibre del conductor, y el espaciado entre conductores. Se observó que, incluso a 60 Hz, la resistencia de CA de los conductores es mayor que la resistencia de CD. Y con las corrientes armónicas estos efectos son más pronunciados.

El efecto piel es un fenómeno de CA, donde la densidad de corriente a través de la sección transversal del conductor no es uniforme y la corriente tiende a fluir más densamente cerca de la superficie exterior de un conductor que hacia el centro. Esto es porque en CA resultan flujos de fem inducidas que son mayores en el centro que en la circunferencia, de modo que la diferencia de potencial tiende a establecer corrientes que se oponen a la corriente principal en el centro y que radican en la circunferencia. El resultado es que la corriente es forzada hacia el exterior, lo que reduce el área efectiva del conductor. Este efecto se utiliza en conductores huecos altos de ampacidad y barras colectoras tubulares, para ahorrar costes de material [16].

2.4.4 Capacitores

El principal efecto de los armónicos en los capacitores es que una condición de resonancia puede ocurrir con uno de los armónicos. Los capacitores pueden estar situados en una planta industrial o cerca de una planta de este tipo que tiene cargas significativas. Esta ubicación es muy probable que tenga como resultado una resonancia armónica, y debe evitarse. En un sistema de subtransmisión donde se encuentran los capacitores lejos de las cargas armónicas producidas, produce la propagación de los armónicos a través del sistema de potencia, por lo que este fenómeno debe ser mayormente estudiado. Las cargas lineales dadas desde un alimentador común, que también aporta cargas no lineales de algunos otros consumidores, pueden llegar a ser susceptibles a la distorsión armónica. Para el estudio armónico en los bancos de capacitores ha habido dos metodologías, la primera es que una vez instalado los capacitores se considera su potencia reactiva y luego se analiza los efectos armónicos. El segundo enfoque es realizar el análisis considerando las tensiones con la

frecuencia fundamental, la potencia reactiva y efectos armónicos simultáneamente. El sistema eléctrico de un consumidor que no genera contaminación por armónicos puede ser sometido a contaminación armónica debido a cargas armónicas de otros consumidores en el sistema. Los capacitores pueden ser severamente sobrecargados debido a los armónicos, especialmente bajo condiciones de resonancia, y pueden resultar dañados.

2.4.5 Huecos de tensión

Los huecos por conmutación de dispositivos ocasionan que la forma de onda de tensión tenga más de un cruce por cero. Los equipos electrónicos de potencia emplean el cruce de las formas de onda para detectar la frecuencia o generar una referencia para el ángulo de disparo.

La segunda causa importante son oscilaciones causadas por la excitación de la inductancia y capacitancia del sistema. La capacitancia está conformada por los capacitores de corrección del factor de potencia y cables, el rango de frecuencia de estas oscilaciones es de 5 kHz a 60 kHz. Esto puede causar interferencia con las telecomunicaciones a través del acoplamiento de la línea eléctrica con la línea telefónica. Si el ángulo de disparo es cerca del valor cresta de la onda (Pico), se pueden producir sobretensiones [16].

2.5 Metodologías empleadas para el modelado de las líneas de transmisión ante la distorsión armónica

Como se ha visto anteriormente la distribución de la corriente a través de la sección transversal de un conductor solo es uniforme cuando se trata de corriente directa. En corriente alterna, a medida que la frecuencia aumenta, la no uniformidad de la distribución de corriente es más pronunciada. Para las líneas de transmisión se pueden utilizar los siguientes modelos:

- **Modelo RL.-** para armónicos de baja frecuencia y conductores de baja capacitancia (cables de baja tensión, conductores desnudos)
- **Modelo PI o de parámetros distribuidos.-** para cables de media tensión, redes de distribución y líneas de transmisión.

Debe tenerse en cuenta que para cada una de las frecuencias el valor de la inductancia y de la resistencia varían debido al efecto piel, y que este fenómeno es más apreciable para los conductores de mayor calibre. Para el modelado de líneas de transmisión en ambientes armónicos se emplean los siguientes modelos:

El modelo Pi.- Es una aproximación discreta a los parámetros distribuidos constantes y corresponde a los primeros modelos que se utilizaron al estudio de transitorios en líneas. Generalmente se utilizan para modelar líneas de distancias cortas en estado estacionario debido a que la solución de problemas de este tipo es más exacta. El principal defecto es que no se pueden representar líneas con parámetros dependientes de la frecuencia.

Bergeron.- Es un método simple de frecuencia constante que está basado en la propagación de las ondas en una línea de transmisión sin pérdidas y con parámetros L y C constantes que están distribuidos a través de una línea de transmisión. Para analizar sistemas balanceados los resultados obtenidos son más precisos pero para líneas desbalanceadas este modelo no es muy útil ya que la matriz de transformación no es constante ya que esta depende de la frecuencia. Debido a que en las líneas de transmisión se presentan fenómenos como el efecto piel y el efecto de retorno a tierra a medida que aumenta la frecuencia, es necesario considerar la dependencia en frecuencias de los parámetros, para obtener resultados más exactos.

Modelo dependiente de la frecuencia.- Es el que más se utiliza debido a que aproxima la impedancia característica y la constante de propagación por funciones racionales y utiliza una matriz de transformación constante para convertir valores del dominio modal al dominio de las fases. Este modelo fue desarrollado para modelar con mayor exactitud líneas de transmisión en un rango completo de frecuencias, esto permite que el modelo este modelo ofrezca una mayor exactitud. Las desventajas que presenta es que para líneas cortas y de bajas frecuencias sea inestable y resulta ser computacionalmente más lento comparado con otros modelos.

Capítulo III. Modelado del generador de inducción doblemente alimentado (GIDA).

3.1 Introducción

Para los sistemas de velocidad variable con un rango limitado, por ejemplo, $\pm 30\%$ de la velocidad sincrónica, el GIDA puede ser una solución interesante. Como se mencionó anteriormente la razón de esto es que el convertidor electrónico de potencia sólo tiene que manejar una fracción (-30-20%) de la potencia total [3]. Esto significa que las pérdidas en el convertidor electrónico de potencia pueden reducirse en comparación con un sistema en el que el convertidor tiene que manejar la potencia total. Además, el costo del convertidor se hace menor. El circuito de estator del DFIG está conectado a la red mientras que el circuito del rotor está conectado a un convertidor a través de los anillos de deslizamiento, véase la figura 3.1. en la que se muestra de manera más detallada el GIDA con su convertidor back-to-back.

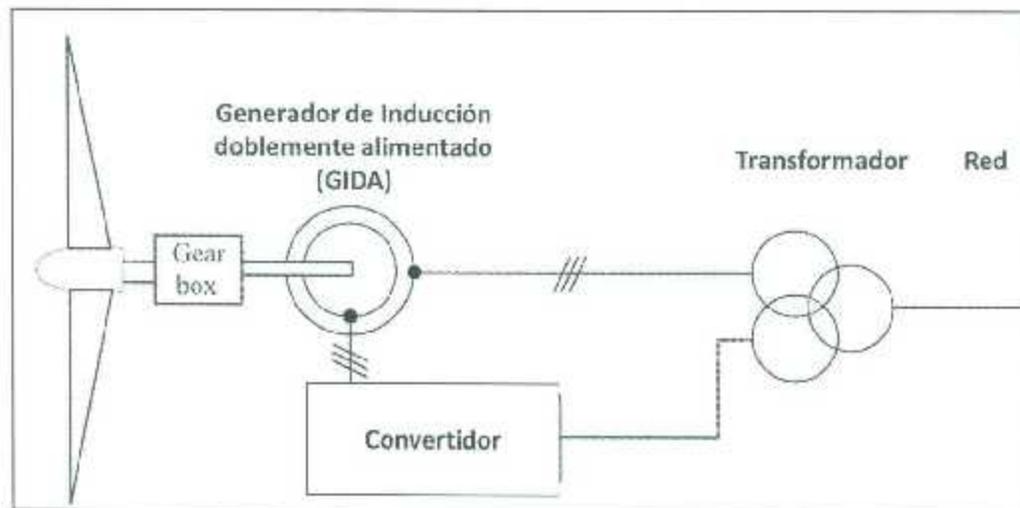


Figura 3.1. Principio de funcionamiento del GIDA.

El convertidor back-to-back consiste en dos convertidores, es decir, el convertidor lado rotor y el convertidor de lado red, su conexión es mostrada en la figura 3.2. Entre los dos convertidores se coloca un capacitor como el medio de almacenamiento de energía, con el fin de mantener las variaciones de tensión (o rizado) del circuito minimizadas. Con el convertidor del lado rotor es posible controlar el par o la velocidad del GIDA y también el

factor de potencia en las terminales del estator, mientras que el principal objetivo para el convertidor de lado de red es mantener constante la tensión del enlace de corriente directa.

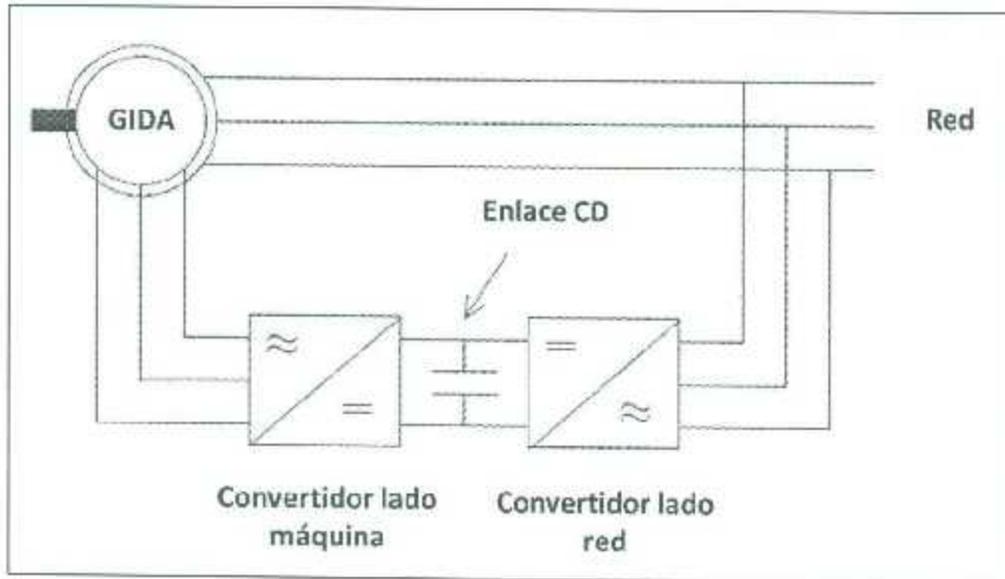


Figura 3.2. Sistema GIDA incorporando el convertidor back-to-back.

Las características de par-velocidad del GIDA se visualizan en la figura 3.3. de igual manera se observa que el GIDA puede operar tanto en la región motor como en la región generador con un rango de velocidad de rotor $\pm \Delta\omega_r^{\max}$ alrededor de la velocidad síncrona, $\omega_1[1]$.

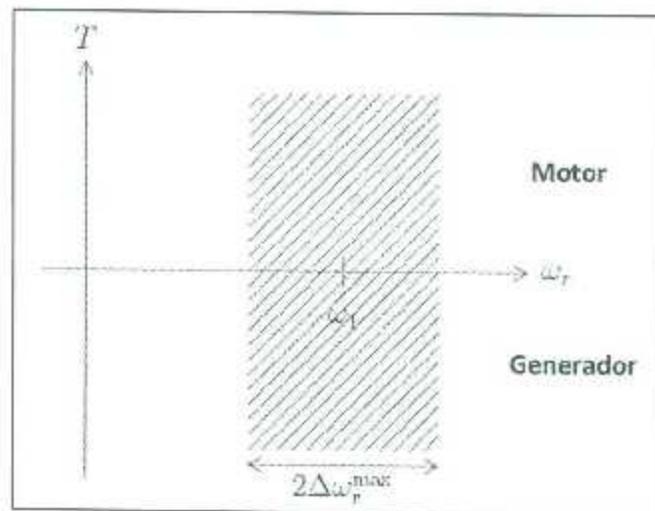


Figura 3.3. Comportamiento Velocidad-Par del GIDA.

3.2 Modelado del GIDA en estado estacionario.

El modelado en estado estacionario del GIDA puede ser utilizado para evaluar el rendimiento de la máquina de inducción suponiendo un sistema trifásico balanceado, con la finalidad de determinar la velocidad del rotor, y parámetros constantes de la máquina [1,3].

La conversión de potencia en las máquinas de inducción se produce por medio de flujo magnético acoplado a través de la permeabilidad del aire. Su componente fundamental está girando a la velocidad síncrona referido al eje del estator, y con velocidades de rotor no síncronas a la del campo principal, la fem inducida del rotor es igual a la frecuencia de deslizamiento (causando corrientes de la misma frecuencia) produciendo un par mecánico. El funcionamiento de la máquina puede ser descrito analíticamente por las ecuaciones o por circuitos equivalentes con parámetros concentrados de inductancias y resistencias. Por lo que igual es de interés conocer el comportamiento de la máquina en estado estacionario, cuando los transitorios ocasionados por los procesos de maniobras se han mitigado [2,6].

3.2.1 Conceptos básicos del GIDA.

Par eléctrico.- Los devanados trifásicos del rotor pueden ser conectados en una configuración estrella o en configuración delta. El funcionamiento de esta máquina es similar a una máquina de inducción de rotor de jaula de ardilla; Sin embargo, desde la perspectiva de construcción, el rotor del GIDA es más grande por lo que requiere un mantenimiento más adecuado debido al deterioro de las escobillas y los anillos de deslizamiento.

Por lo tanto, el estator se compone de tres devanados desfasados espacialmente 120° y con un número p de pares de polos. Cuando los devanados del estator son alimentados por una tensión trifásica equilibrada de frecuencia f_s , el flujo del estator se induce. Este flujo del estator gira a velocidad constante, es decir, a la velocidad de sincronismo (n_s), la cual viene dada por la siguiente expresión:

$$n_s = \frac{60f_s}{p} (rev/min) \quad (3.1)$$

En principio, este flujo del estator induce una fem en los devanados del rotor de acuerdo con la ley de Faraday:

$$e_{ind} = (v \times B)L \quad (3.2)$$

Dónde:

e_{ind} = fem inducida en un conductor del rotor.

v = Velocidad del conductor en relación a la rotación de flujo del estator.

B = Vector densidad de flujo del estator.

L = Longitud del conductor.

Debido a este voltaje inducido en los devanados del rotor y la tensión eléctrica que puede ser inyectada externamente a través de las escobillas, una corriente es inducida en los devanados del rotor. Esta corriente, acordando a la ley de fuerza de Lorentz crea una Fuerza inducida (par eléctrico), en el rotor de la máquina:

$$F = i \cdot (L \times B) \quad (3.3)$$

Dónde:

F = Fuerza inducida (en relación al par inducido de la máquina).

i = Corriente en el conductor del rotor.

Deslizamiento.- Como se ha mencionado anteriormente, la tensión inducida en el rotor depende de la relación entre la velocidad del flujo rotacional del estator y la velocidad de giro del rotor. De hecho, la frecuencia angular de las tensiones y corrientes inducidas en el rotor están dadas por la siguiente relación:

$$\omega_r = \omega_s - \omega_m \quad (3.4)$$

Dónde:

ω_r = Frecuencia angular de corrientes y tensiones en los devanados del rotor (rad/s).

ω_s = Frecuencia angular de corrientes y tensiones en los devanados del estator (rad/s).

ω_m = Frecuencia angular del rotor (rad/s).

También tenemos la expresión:

$$\omega_m = p\Omega_m \quad (3.5)$$

Dónde:

Ω_m =Velocidad de giro mecánico en el rotor (rad/s).

Véase que en operación normal en estado estacionario, las corrientes y tensiones inducidas en los devanados del rotor tienen una frecuencia angular ω_r , al igual que la tensión suministrada externamente al rotor, por lo que, el término empleado para definir la relación entre la velocidad del estator y la frecuencia angular del rotor es el deslizamiento, s :

$$s = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} \quad (3.6)$$

Por combinar las expresiones (3.4) y (3.6), la relación entre el deslizamiento, el estator, y la frecuencia angular del rotor está dada por:

$$\omega_r = s\omega_s \quad (3.7)$$

Para esta última expresión, de manera equivalente la relación entre frecuencias también puede ser derivada:

$$f_r = sf_s \quad (3.8)$$

Dependiendo del signo del deslizamiento, es posible relacionar 3 modos de operación distintos para la máquina [3]:

$$\omega_m < \omega_s \Rightarrow \omega_r > 0 \Rightarrow s > 0 \Rightarrow \text{operación subsíncrona}$$

$$\omega_m > \omega_s \Rightarrow \omega_r < 0 \Rightarrow s < 0 \Rightarrow \text{operación supersíncrona}$$

$$\omega_m = \omega_s \Rightarrow \omega_r = 0 \Rightarrow s = 0 \Rightarrow \text{operación síncrona}$$

3.2.2 Circuito equivalente del GIDA en estado estacionario.

Basado en los principios presentados anteriormente, el circuito eléctrico equivalente en estado estacionario del GIDA puede ser idealmente simplificado (figura 3.4), suponiendo lo siguiente:

- Se supone que tanto el estator y el rotor están conectados en la configuración de estrella; sin embargo, está representada sólo una fase de los devanados trifásicos del estator y del rotor.
- El estator está siendo suministrado por la red con una tensión trifásica de corriente alterna de amplitud y frecuencia constante y equilibrada.
- El rotor se suministra también por una tensión trifásica de corriente alterna con amplitud y frecuencia constante y equilibrada, independientemente del estator, por ejemplo, por la tensión de un convertidor back-to-back.
- Para representar las magnitudes de tensión y corriente en estado estacionario, el análisis se llevará a cabo utilizando la teoría fasorial clásica:

V_{-s} = Tensión suministrada en el estator

V_{-r} = Tensión suministrada en el rotor

I_{-s} = Corriente inducida en el estator

I_{-r} = Corriente inducida en el rotor

E_{-s} = fem inducida en el estator

E_{-r} = fem inducida en el rotor

- Los parámetros eléctricos del rotor y el estator son:

R_s = Resistencia del estator

R'_r = Resistencia del rotor

X_{ss} = Impedancia de dispersión del estator

X'_{or} = Impedancia de dispersión del rotor

N_s = Número de vueltas del devanado del estator (por fase)

N_r = Número de vueltas del devanado del rotor (por fase)

La frecuencia del estator (f_s) es fija si el estator está conectado directamente a la red, mientras que la frecuencia de las tensiones y corrientes del rotor es variable (f_r) y depende de la velocidad de la máquina de acuerdo a la expresión (3.8).

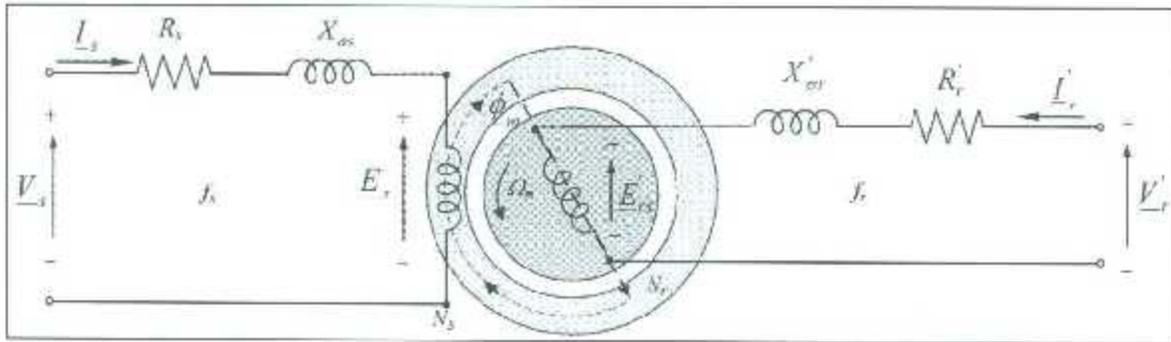


Figura 3.4. Circuito eléctrico monofásico equivalente del GIDA con frecuencias de rotor y estator diferentes.

Analizando por separado el rotor y el estator, las ecuaciones del modelo eléctrico en estado estacionario pueden ser determinadas de la siguiente manera:

Estator.-

$$V_{-s} - E_{-s} = (R_s + X_{\sigma s})I_{-s} \quad (3.9)$$

Dónde:

Los valores RMS de V_{-s} , E_{-s} e I_{-s} se encuentran a una frecuencia f_s .

$$X_{\sigma s} = j \cdot \omega_s \cdot L_{\sigma s} \ (\Omega).$$

Rotor.-

$$V'_{-r} - E'_{-rs} = (R'_r + X'_{\sigma r})I'_{-r} \quad (3.10)$$

Dónde:

V'_{-r} = Tensión suministrada al rotor, su frecuencia debe ser f_r en estado estacionario, y debe ser la misma frecuencia a la tensión E'_{-rs} inducida en el rotor (V_{rms}).

E'_{-r} = fem inducida al rotor, con una frecuencia f_r , debido al deslizamiento entre los campos del estator y el rotor, (V_{rms}).

I'_{-r} = Corriente inducida al rotor con una frecuencia f_s (A_{rms}).

$$X'_{\sigma r} = j \cdot \omega_r \cdot L'_{\sigma r} \text{ - Impedancia de dispersión en el rotor } (\Omega).$$

Con el fin de referir el circuito del rotor al estator, es necesario referir, tanto los parámetros de corrientes y tensiones del rotor al estator, esto es con la finalidad de poder analizar de manera más práctica el circuito y conseguir un equivalente más adecuado.

Circuito equivalente final.- Por último, el circuito equivalente en estado estacionario referido al estator es obtenido (figura 3.5). La ecuación (3.10), es definida ahora como:

$$V_{-r} - E_{-s} = (R_r + js\omega_s L_{\sigma r}) I_{-r} \quad (3.11)$$

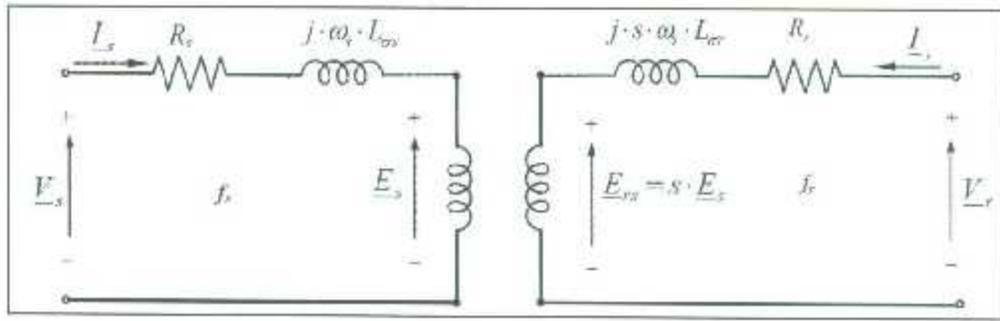


Figura 3.5. Circuito eléctrico monofásico equivalente del GIDA con parámetros del rotor, corrientes y tensiones referidas al estator.

Al sustituir la relación entre la fem del estator y del rotor, encontramos:

$$\frac{V_{-r}}{s} - E_{-s} = \left(\frac{R_r}{s} + j\omega_s L_{\sigma r}\right) I_{-r} \quad (3.12)$$

Esta expresión representa una fase del devanado del rotor completamente referida al estator, ahora al combinarlo con la ecuación (3.9) del devanado del estator, se obtiene:

$$V_{-s} - \frac{V_{-r}}{s} - (R_s + j\omega_s L_{\sigma s}) I_{-s} + \left(\frac{R_r}{s} + j\omega_s L_{\sigma s}\right) I_{-r} = 0 \quad (3.13)$$

Por lo tanto la fem inducida al estator es igual a:

$$E_{-s} = j\omega_s L_m (I_{-s} + I_{-r}) = 0 \quad \text{Empleando } f_s \quad (3.14)$$

Donde L_m es la inductancia magnetizante de la máquina, normalmente medida en el lado del estator el circuito final se encuentra representado en la figura 3.6 [1-3].

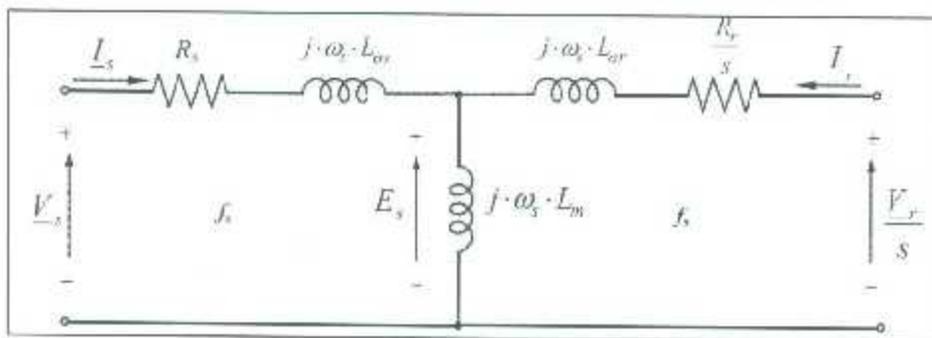


Figura 3.6. Circuito eléctrico monofásico equivalente finalizado del GIDA referido al estator.

3.2.3 Diagrama fasorial

Considerando el circuito equivalente en estado estacionario de la Figura 3.6, es posible obtener el diagrama fasorial de la máquina para modos de operación específicos. Se deducirá el diagrama fasorial, mediante el uso de las ecuaciones del modelo de la máquina. Para ello, se calculan los flujos del estator y del rotor a partir de las corrientes, de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$\Psi_{-s} = L_m(I_{-s} + I_{-r}) + L_{\sigma s}I_{-s} = L_s I_{-s} + L_m I_{-r} \quad (3.15)$$

$$\Psi_{-r} = L_m(I_{-s} + I_{-r}) + L_{\sigma r}I_{-r} = L_m I_{-s} + L_r I_{-r} \quad (3.16)$$

Donde L_s y L_r son las inductancias del rotor y el estator dadas por las siguientes expresiones:

$$L_s = L_m + L_{\sigma s} \quad (3.17)$$

$$L_r = L_m + L_{\sigma r} \quad (3.18)$$

Por lo tanto, sustituyendo los flujos en las expresiones (3.9) y (3.12) pueden expresarse nuevas ecuaciones de tensión:

$$V_s - R_s I_{-s} = j\omega_s \Psi_{-s} \quad (3.19)$$

$$V_r - R_r I_{-r} = js\omega_s \Psi_{-r} \quad (3.20)$$

Asumiendo una $Q_s = 0$, el diagrama fasorial del GIDA operando como motor es representado en la figura 3.7.

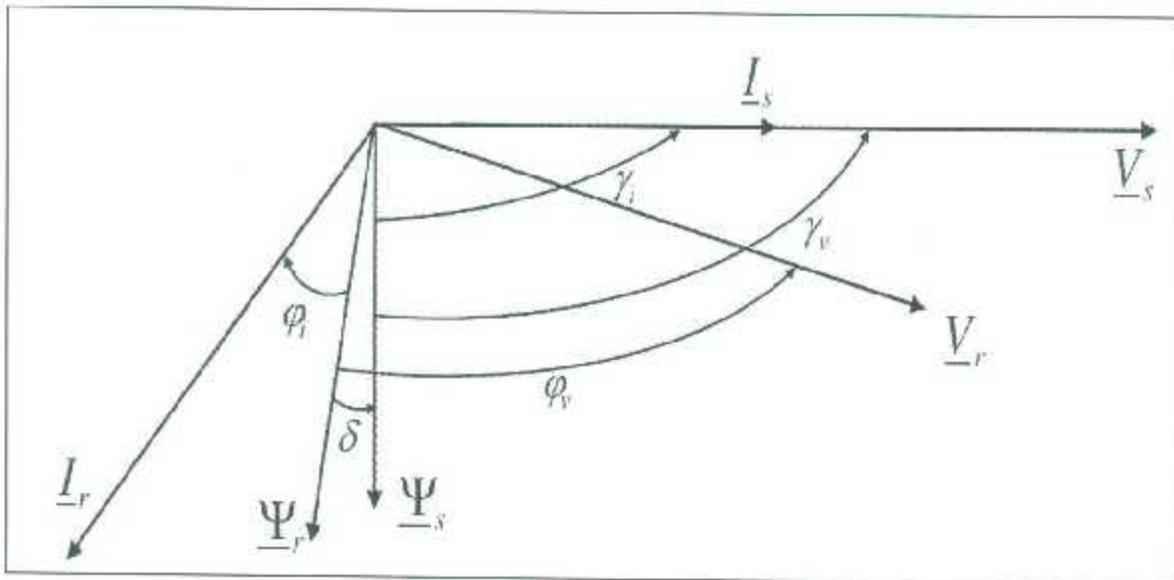


Figura 3.7. Diagrama fasorial del GIDA operando en la región subsíncrona, $s < 0$, con $Q_s = 0$.

En la figura 3.7 puede distinguirse distintos ángulos entre los fasores, de los cuales podrían definirse como:

δ : Ángulo de fase entre los fasores de flujo del rotor y estator.

Υ_v : Ángulo de fase entre los fasores de tensión del rotor y estator.

Υ_i : Ángulo de fase entre los fasores de corriente del rotor y estator.

φ_v : Ángulo de fase entre los fasores de tensión y flujo del rotor.

φ_i : Ángulo de fase entre los fasores de corriente y flujo del rotor.

Finalmente, la Figura 3.8 muestra los diagramas fasoriales de dos modos de operación típicos, cuando el GIDA opera modo generador ya sea con factor de potencia en adelanto ($Q_s > 0$) o con factor de potencia en atraso ($Q_s < 0$).

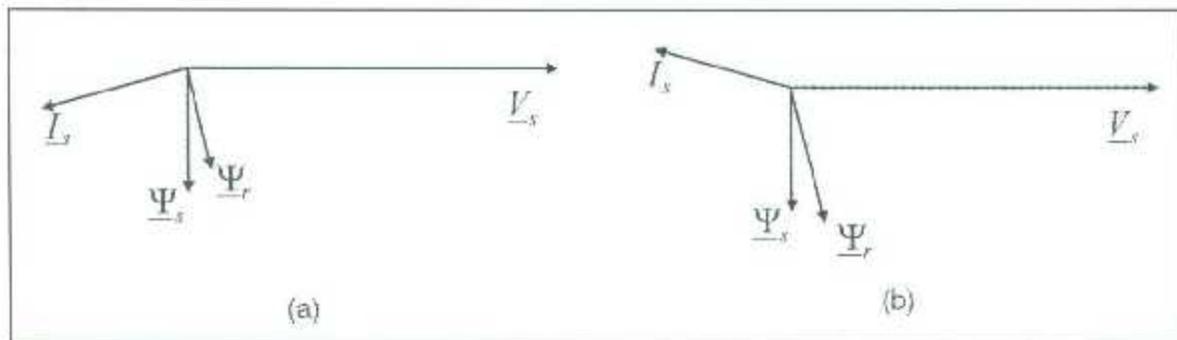


Figura 3.8. Diagrama fasorial del GIDA operando como generador, $s > 0$, a) con $Q_s > 0$, b) con $Q_s < 0$.

3.2.4 Modos de operación empleando parámetros de velocidad y flujos de potencia

Relación de potencias.- La figura 3.9 muestra la relación en estado estacionario entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica activa de rotor y estator en un sistema GIDA.

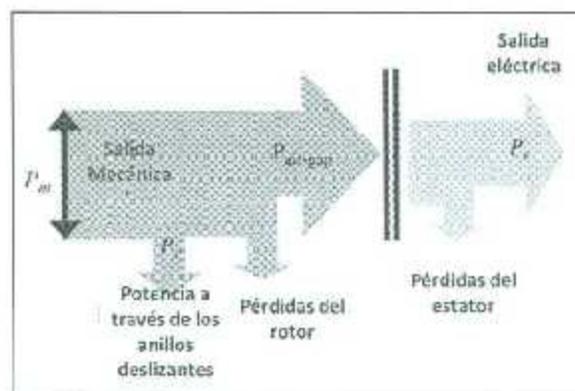


Figura 3.9. Relaciones de potencia en un sistema GIDA

En esta figura, P_m es la potencia mecánica suministrada por la turbina, P_r es la potencia entregada por el rotor al convertidor, $P_{air-gap}$ es la potencia en el entrehierro del generador, P_s es la potencia suministrada por el estator y P_g es la potencia total generada (por el estator más el convertidor) y entregada a la red.

Si las pérdidas en el estator son despreciadas, tenemos:

$$P_{air-gap} = P_s \quad (3.21)$$

Y despreciando las pérdidas en el rotor:

$$P_{air-gap} = P_m - P_r \quad (3.22)$$

Combinando las ecuaciones (3.21) y (3.22) la potencia del estator P_s puede ser expresada:

$$P_s = P_m - P_r \quad (3.23)$$

La ecuación (3.23) puede ser expresada en términos de par del generador T , es decir:

$$T\omega_s = T\omega_r - P_r \quad (3.24)$$

Donde $P_s = T\omega_s$ y $P_m = T\omega_m$, por lo que reacomodando términos:

$$P_r = -T(\omega_s - \omega_m) \quad (3.25)$$

Por lo que las potencias del rotor y estator pueden ser expresadas en función del deslizamiento s :

$$P_r = -sT\omega_s = -sP_s \quad (3.26)$$

Combinando las ecuaciones 3.23 y 2.36 la potencia mecánica P_m , puede ser expresada:

$$P_m = P_s + P_r = P_s + sP_s = (1 - s)P_s \quad (3.27)$$

Y la potencia total suministrada a la red eléctrica, P_g está dado por:

$$P_g = P_s + P_r \quad (3.28)$$

El rango en el que el deslizamiento s , puede ser controlado determina la potencia de los convertidores de potencia para el GIDA. Las restricciones mecánicas, eléctricas, entre otros limitan este rango de deslizamiento máximo y mínimo, por lo que la velocidad puede variar siempre y cuando se cumplan con esas limitaciones. En la práctica la velocidad a la que puede variar el GIDA está entre 0.7 y 1.2 pu.

Relaciones básicas de potencia activa.- Desde el circuito equivalente mostrado anteriormente (figura 3.6), es posible estudiar los diagramas fasoriales como se ha mostrado con anterioridad. Pero también es importante analizar detalladamente las relaciones de potencia del GIDA, ya que nos permitirá estudiar diferentes modos de operación de esta máquina. Por lo tanto, en este apartado, las expresiones básicas de potencia y de par serán derivadas del circuito equivalente en estado estacionario. Sin embargo, para este propósito, es más adecuado modificar el circuito de la figura 3.6, al ligeramente modificado circuito equivalente mostrado en la figura 3.10.

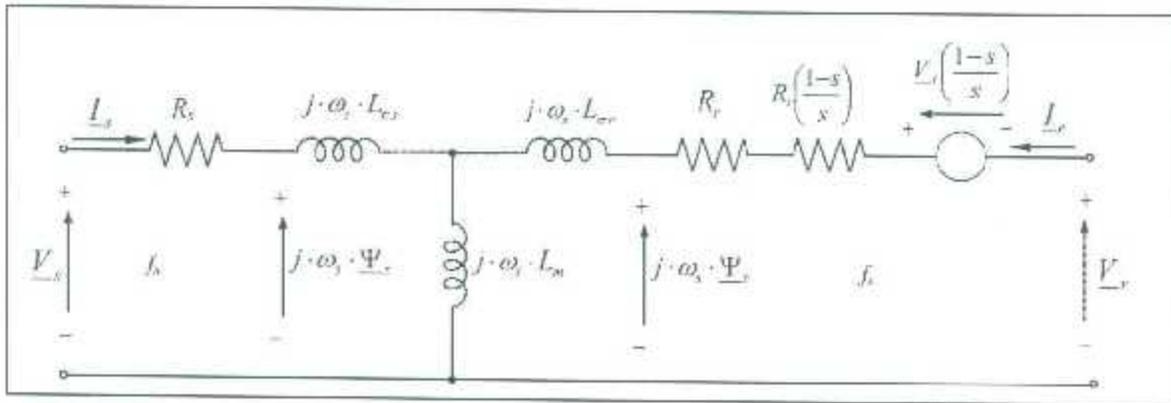


Figura 3.10. Circuito eléctrico monofásico equivalente modificado del GIDA referido al estator.

La única modificación consiste en redefinir los términos de la resistencia y tensión del rotor, a dos nuevos términos, uno dependiente del deslizamiento y otro independiente, es decir:

$$\frac{R_r}{s} = R_r + R_r \left(\frac{1-s}{s} \right) \quad (3.29)$$

$$\frac{V_r}{s} = V_{-r} + V_{-r} \left(\frac{1-s}{s} \right) \quad (3.30)$$

De esta manera, es fácil saber que elemento eléctrico es responsable de las pérdidas de potencia y que elemento es responsable de la generación de potencia mecánica. Por lo tanto, las pérdidas trifásicas de potencia activa de la máquina se dan en términos de las resistencias del estator y del rotor:

$$P_{Cu,s} = 3R_s |I_{-s}|^2 \quad (3.31)$$

$$P_{Cu,r} = 3R_r |I_{-r}|^2 \quad (3.32)$$

Tenga en cuenta que estas pérdidas en el cobre siempre tienen un signo positivo, por lo que se debe tomar en cuenta al momento del balance de potencias.

Matemáticamente:

$$P_s + P_r = P_{cu_s} + P_{cu_r} + P_m \quad (3.33)$$

Dónde:

P_s =Potencia activa en el estator (W)

$$P_s = 3\text{Re}\{V_{-s}I_{-s}^*\} = 3|V_{-s}||I_{-s}|\cos(\gamma_v - \gamma_i) \quad (3.34)$$

Si $P_s > 0 \Rightarrow$ La máquina está recibiendo potencia del estator.

Si $P_s < 0 \Rightarrow$ La máquina está entregando potencia del estator.

Dónde:

P_r =Potencia activa en el rotor (W)

$$P_r = 3\text{Re}\{V_{-r}I_{-r}^*\} = 3|V_{-r}||I_{-r}|\cos(\varphi_v - \varphi_i) \quad (3.35)$$

Si $P_r > 0 \Rightarrow$ La máquina está recibiendo potencia del rotor.

Si $P_r < 0 \Rightarrow$ La máquina está entregando potencia del rotor.

Dónde:

P_m =Potencia mecánica (W), que es la potencia transmitida entre el sistema electromagnético de la máquina y el eje mecánico. El signo de esta potencia define el modo de operación de la máquina, ya sea como motor o como generador.

Si $P_m > 0 \Rightarrow$ La máquina está entregando potencia a través del eje: Motor.

Si $P_m < 0 \Rightarrow$ La máquina está recibiendo potencia a través del eje. Generador

Cuando las pérdidas mecánicas son despreciadas, la potencia mecánica nos da la siguiente relación:

$$P_m = T_m \Omega_m = T_m \frac{\omega_m}{p} \quad (3.36)$$

Dónde T_m , es el par electromagnético en el eje de la máquina.

Consecuentemente la potencia mecánica puede ser calculada por estas 2 expresiones:

De la ecuación (3.3):

$$P_m = 3|V_{-s}||I_{-s}|\cos(\gamma_v - \gamma_i) + 3|V_{-r}||I_{-r}|\cos(\varphi_v - \varphi_i) - 3R_s|I_{-s}|^2 - 3R_r|I_{-r}|^2 \quad (3.37)$$

Del circuito equivalente de la figura 3.10, debido a que las inductancias son las únicas responsables de la potencia reactiva, por lo que los elementos que contengan el término de deslizamiento (s) son asociados con la potencia mecánica:

$$P_m = 3R_r\left(\frac{1-s}{s}\right)|I_{-r}|^2 - 3\left(\frac{1-s}{s}\right)\text{Re}(V_{-r}I_{-r}^*) \quad (3.38)$$

Por lo que la eficiencia de la máquina puede ser expresada como:

$$\eta = \left(\frac{P_m}{P_s + P_r} \right) \text{ Si } P_m > 0 \quad (3.39)$$

$$\eta = \left(\frac{P_s + P_r}{P_m} \right) \text{ Si } P_m < 0 \quad (3.40)$$

Relaciones básicas de potencia activa.- Por lo tanto, de las ecuaciones (3.35) y (3.38), el par electromagnético puede ser calculado por medio de las magnitudes eléctricas:

$$T_m = \frac{3pR_r}{\omega_m} \left(\frac{1-s}{s} \right) |I_{-r}|^2 - \frac{3p}{\omega_m} \left(\frac{1-s}{s} \right) \text{Re}(V_{-r} I_{-r}^*) \quad (3.41)$$

Tomando en cuenta que $\left(\frac{1-s}{s} \right) = \frac{\omega_m}{\omega_r}$, tenemos que:

$$T_m = \frac{3pR_r}{\omega_r} |I_{-r}|^2 - \frac{3p}{\omega_r} |V_{-r}| |I_{-r}| \cos(\varphi_v - \varphi_i) \quad (3.42)$$

Además, hay una propuesta alternativa muy útil para calcular el par. Consta de manipular la expresión de potencia haciendo que las tensiones desaparezcan. Por lo tanto, desde el circuito equivalente en estado estacionario (figura 3.6), la tensión del estator se puede expresar como:

$$V_{-s} = (R_s + j\omega_s L_{\sigma s}) I_{-s} + j\omega_s L_m (I_{-s} + I_{-r}) \quad (3.43)$$

Sustituyendo la expresión anterior en la expresión de potencia del estator (3.34), tenemos:

$$\begin{aligned} P_s &= 3\text{Re}\{V_{-s} I_{-s}^*\} = 3\text{Re}\{R_s I_{-s} I_{-s}^* + j\omega_s L_{\sigma s} I_{-s} I_{-s}^* + j\omega_s L_m (I_{-s} + I_{-r}) I_{-s}^*\} \\ &= 3\text{Re}\{R_s |I_s|^2 + j\omega_s L_m I_r I_s^*\} = 3R_s |I_s|^2 + 3\text{Re}\{j\omega_s L_m I_r I_{-s}^*\} \end{aligned} \quad (3.44)$$

Equivalentemente con la expresión de tensión del rotor:

$$V_{-r} = (R_r + js\omega_s L_{\sigma r}) I_{-r} + js\omega_s L_m (I_{-s} + I_{-r}) \quad (3.45)$$

Y la expresión de potencia en el rotor queda como:

$$\begin{aligned} P_r &= 3\text{Re}\{V_{-r} I_{-r}^*\} = 3\text{Re}\{R_r I_{-r} I_{-r}^* + js\omega_s L_{\sigma r} I_{-r} I_{-r}^* + js\omega_s L_m (I_{-s} + I_{-r}) I_{-r}^*\} \\ &= 3\text{Re}\{R_r |I_r|^2 + js\omega_s L_m I_s I_r^*\} = 3R_r |I_r|^2 + 3\text{Re}\{js\omega_s L_m I_{-s} I_{-r}^*\} \end{aligned} \quad (3.46)$$

Por lo tanto, al sustituir las expresiones (3.44) y (3.46) en la expresión (3.37), la nueva ecuación de la potencia mecánica puede ser determinada:

$$\begin{aligned} P_m &= P_s + P_r - P_{cu_s} - P_{cu_r} + P_m \\ &= 3\text{Re}\{j\omega_s L_m I_{-r} I_{-s}^*\} + 3\text{Re}\{js\omega_s L_m I_{-s} I_{-r}^*\} \\ &= -3\omega_s L_m (1-s) \text{Im}\{I_{-r} I_{-s}^*\} = -3\omega_m L_m \text{Im}\{I_{-r} I_{-s}^*\} = 3\omega_m L_m \text{Im}\{I_{-r} I_{-s}^*\} \end{aligned} \quad (3.47)$$

Finalmente, basados en la expresión (3.36), el par electromagnético se expresa como:

$$T_m = 3pL_m I_m \{I_{-r} I_{-s}^*\} \quad (3.48)$$

Expresiones de potencia reactiva.- Como se ha hecho con la potencia activa, la potencia reactiva en el estator será determinada de manera similar, teniendo que:

$$\begin{aligned} Q_s &= 3\text{Im}\{V_{-s} I_{-s}^*\} = 3\text{Im}\{R_s I_{-s} I_{-s}^* + j\omega_s L_{\sigma s} I_{-s} I_{-s}^* + j\omega_s L_m (I_{-s} + I_{-r}) I_{-s}^*\} \quad (3.49) \\ &= 3\text{Im}\{j\omega_s L_s |I_s|^2 + j\omega_s L_m I_{-r} I_{-s}^*\} = 3\omega_s L_s |I_s|^2 + 3\text{Im}\{j\omega_s L_m (I_{-r} I_{-s}^*)\} \\ &\quad - 3\omega_s L_s |I_s|^2 + 3\omega_s L_m \text{Re}\{I_{-r} I_{-s}^*\} \end{aligned}$$

Equivalentemente, para la potencia reactiva del rotor:

$$\begin{aligned} Q_r &= 3\text{Im}\{V_{-r} I_{-r}^*\} = 3\text{Im}\{R_r I_{-r} I_{-r}^* + js\omega_s L_{\sigma s} I_{-r} I_{-r}^* + js\omega_s L_m (I_{-s} + I_{-r}) I_{-r}^*\} \quad (3.50) \\ &= 3\text{Im}\{js\omega_s L_r |I_r|^2 + js\omega_s L_m I_{-s} I_{-r}^*\} - 3s\omega_s L_r |I_r|^2 + 3\text{Im}\{js\omega_s L_m (I_{-s} I_{-r}^*)\} \\ &= 3s\omega_s L_r |I_r|^2 + 3s\omega_s L_m \text{Re}\{I_{-s} I_{-r}^*\} \end{aligned}$$

Expresiones de potencia reactiva.- De las relaciones de potencia anteriormente vistas, es fácil ver que el GIDA puede operar en diferentes condiciones dependiendo de la potencia y la velocidad.

La Tabla 3.1 muestra las cuatro combinaciones posibles. Hay que tomar en cuenta que sólo en el modo generador y región supersíncrona es posible entregar potencia a través tanto del lado estator como del lado del rotor a la red.

Tabla 3.1. Cuatro modos de operación ocupando los parámetros de velocidad y potencias.

Cuadrante	Modo	Velocidad	P_m	P_s	P_r
1	Motor ($T_m > 0$)	$s < 0$ ($\omega_m > \omega_s$) (supersíncrona)	> 0	> 0	> 0
2	Generador ($T_m < 0$)	$S < 0$ ($\omega_m > \omega_s$) (supersíncrona)	< 0	< 0	< 0
3	Motor ($T_m < 0$)	$s > 0$ ($\omega_m < \omega_s$) (subsíncrona)	< 0	< 0	> 0
4	Generador ($T_m > 0$)	$s > 0$ ($\omega_m < \omega_s$) (subsíncrona)	> 0	> 0	< 0

Finalmente, la Figura 3.11 resume el esquema general del flujo de potencias activas así como los diagramas fasoriales de todos los modos de operación del GIDA. Para esta

representación se ha considerado que el consumo de potencia reactiva del estator sea positiva ($Q_s > 0$) [3,4].

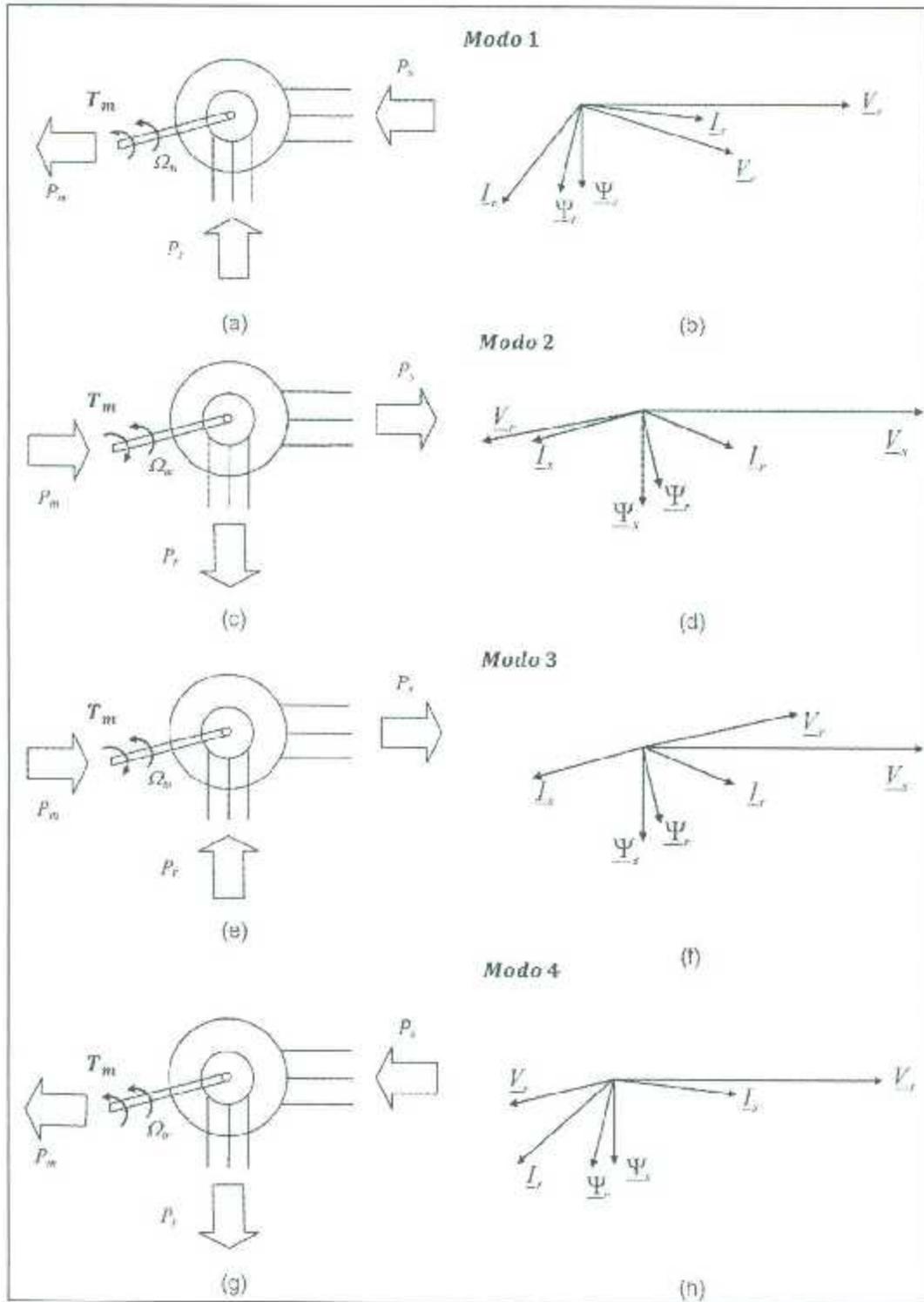


Figura 3.11. Representaciones de flujo de potencia activas y diagramas fasoriales del GIDA considerando $Q_s > 0$, en los diferentes modos de operación.

3.3 Modelado del GIDA en estado dinámico.

Al momento de modelar el GIDA es necesario considerarlo como una máquina de inducción con fuente de alimentación al rotor, ya que de esta manera es fácil determinar las variables de interés tales como la corriente que es inyectada al rotor que está regulada por el convertidor de potencia para controlar la corriente de campo y el par electromagnético y por lo tanto la tensión de salida del estator. Como se ha visto anteriormente, el GIDA puede funcionar tanto en velocidad subsíncrona o en velocidad supersíncrona debido al convertidor electrónico y su capacidad de operación bi-direccional [5].

Según los modelos de máquinas de corriente alterna desarrolladas por varios autores y como se ha discutido anteriormente, el modelo GIDA de manera simplificado e idealizado se puede describir como tres devanados en el estator y tres devanados en el rotor. Estos devanados son una representación ideal de la máquina real, lo que ayuda a obtener un circuito eléctrico equivalente, como se muestra en la figura 3.12. Bajo este modelo idealizado, las tensiones instantáneas del estator, corriente y los flujos pueden ser descritas por las siguientes ecuaciones eléctricas:

$$v_{as}(t) = R_s i_{as}(t) + \frac{d\psi_{as}(t)}{dt} \quad (3.51)$$

$$v_{bs}(t) = R_s i_{bs}(t) + \frac{d\psi_{bs}(t)}{dt} \quad (3.52)$$

$$v_{cs}(t) = R_s i_{cs}(t) + \frac{d\psi_{cs}(t)}{dt} \quad (3.53)$$

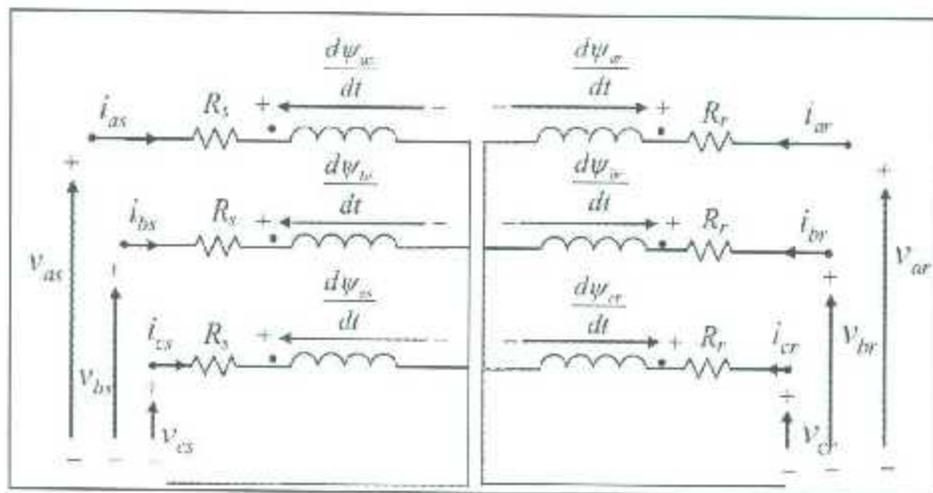


Figura 3.12. Circuito eléctrico equivalente del GIDA

Similarmente, las magnitudes del rotor están descritos por:

$$v_{ar}(t) = R_r I_{ar}(t) + \frac{d\psi_{ar}(t)}{dt} \quad (3.54)$$

$$v_{br}(t) = R_r I_{br}(t) + \frac{d\psi_{br}(t)}{dt} \quad (3.55)$$

$$v_{cr}(t) = R_r I_{cr}(t) + \frac{d\psi_{cr}(t)}{dt} \quad (3.56)$$

Por lo tanto, las variables del rotor (tensiones, corrientes y flujos) presentan una pulsación ω_r que varía con la velocidad. Por simplicidad en la notación, la dependencia del tiempo de las magnitudes se omitirá en las siguientes secciones. De igual manera se asumirá que las magnitudes y parámetros del rotor siempre se están referidos al estator [1,3].

3.3.1 Modelo $\alpha\beta$

En esta sección, las ecuaciones diferenciales que representan el modelo del GIDA son deducidas, empleando la notación de espacio vectorial en el marco de referencia del estator. (Véase apéndice I) Por lo tanto, multiplicando las ecuaciones (3.51) y (3.54) por $2/3$, y luego multiplicando las ecuaciones (3.52) y (3.55) por $(2/3)a$ y finalmente multiplicando las ecuaciones (3.53) y (3.56) por $(2/3)a^2$, por lo cual se obtiene la suma de las ecuaciones resultantes de la tensión en el GIDA, las cuales son expresadas en forma de espacio vectorial:

$$\vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\psi}_s^s}{dt} \quad (3.57)$$

$$\vec{v}_r^r = R_r \vec{i}_r^r + \frac{d\vec{\psi}_r^r}{dt} \quad (3.58)$$

Donde \vec{v}_s^s es el vector espacial de la tensión en el estator, \vec{i}_s^s es el vector espacial de la corriente del estator, y $\vec{\psi}_s^s$ es el vector espacial del flujo en el estator. La ecuación (3.57) es representada en coordenadas de estator (marco de referencia $\alpha\beta$). De manera análoga \vec{v}_r^r es el vector espacial de la tensión en el rotor, \vec{i}_r^r es el vector espacial de la corriente del rotor, y $\vec{\psi}_r^r$ es el vector espacial del flujo en el rotor. La ecuación (3.58) es representada en coordenadas de rotor (marco de referencia DQ).

Véase que los superíndices "s" y "r" indican el vector espacial que son referidos a los marcos de referencia de estator y rotor, respectivamente. Por otra parte, la correlación entre los flujos y las corrientes, en notación vectorial está dada por:

$$\vec{\psi}_s^s = L_s \vec{i}_s^s + L_m \vec{i}_r^r \quad (3.59)$$

$$\vec{\Psi}_r^r = L_m \vec{i}_s^r + L_r \vec{i}_r^r \quad (3.60)$$

Donde L_s y L_r son las inductancias de estator y rotor, L_m es la inductancia magnetizante, y están ligadas con respecto a la inductancia de dispersión en el estator $L_{\sigma s}$ y la inductancia de dispersión en el rotor $L_{\sigma r}$, de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$L_s = L_{\sigma s} + L_m \quad (3.61)$$

$$L_r = L_{\sigma r} + L_m \quad (3.62)$$

Teniendo en cuenta la transformación de coordenadas, las siguientes relaciones pueden ser expresadas:

$$\vec{\Psi}_s^s = L_s \vec{i}_s^s + L_m \vec{i}_r^s = L_s \vec{i}_s^s + L_m e^{j\theta_m} \vec{i}_r^r \quad (3.63)$$

$$\vec{\Psi}_r^r = L_m \vec{i}_s^r + L_r \vec{i}_r^r = L_m e^{-j\theta_m} \vec{i}_s^s + L_r \vec{i}_r^r \quad (3.64)$$

Por lo consiguiente, al referir los vectores correspondientes al marco de referencia del estator, el modelo $\alpha\beta$ del GIDA se obtienen las siguientes ecuaciones con las coordenadas referidas (estator):

$$\vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\Psi}_s^s}{dt} \quad (3.65)$$

$$\vec{v}_r^r = R_r \vec{i}_r^r + \frac{d\vec{\Psi}_r^r}{dt} - j\omega_m \vec{\Psi}_r^s \quad (3.66)$$

$$\vec{\Psi}_s^s = L_s \vec{i}_s^s + L_m \vec{i}_r^s \quad (3.67)$$

$$\vec{\Psi}_r^r = L_m \vec{i}_s^s + L_r \vec{i}_r^r \quad (3.68)$$

Para la ecuación (3.66) es necesario considerar:

$$\frac{d\vec{\Psi}_r^r}{dt} e^{j\theta_m} = \frac{d(\vec{\Psi}_r^r e^{j\theta_m})}{dt} - j\omega_s \frac{\vec{\Psi}_r^s}{e^{j\theta_m}} \quad (3.69)$$

Continuando con el modelo, las potencias eléctricas en el lado estator y en el lado rotor son calculadas de la siguiente manera:

$$P_s = \frac{3}{2} \text{Re}\{\vec{v}_s \vec{i}_s^*\} = \frac{3}{2} (v_{\alpha s} i_{\alpha s} + v_{\beta s} i_{\beta s}) \quad (3.70)$$

$$P_r = \frac{3}{2} \text{Re}\{\vec{v}_r \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} (v_{\alpha r} i_{\alpha r} + v_{\beta r} i_{\beta r}) \quad (3.71)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} \text{Im}\{\vec{v}_s \vec{i}_s^*\} = \frac{3}{2} (v_{\beta s} i_{\alpha s} - v_{\alpha s} i_{\beta s}) \quad (3.72)$$

$$Q_r = \frac{3}{2} \text{Im}\{\vec{v}_r \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} (v_{\beta r} i_{\alpha r} - v_{\alpha r} i_{\beta r}) \quad (3.73)$$

Finalmente el par electromagnético puede ser calculado:

$$\begin{aligned} T_m &= \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} \text{Im}\{\vec{\psi}_s \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} p \text{Im}\{\vec{\psi}_s^* \vec{i}_s\} = \frac{3}{2} \frac{L_m}{L_s} p \text{Im}\{\vec{\psi}_r^* \vec{i}_s\} \\ &= \frac{3}{2} \frac{L_m}{\sigma L_r L_s} p \text{Im}\{\vec{\psi}_r^* \vec{\psi}_s\} = \frac{3}{2} L_m p \text{Im}\{\vec{i}_s^* \vec{i}_r\} \end{aligned} \quad (3.74)$$

Donde $\sigma = \frac{1-L_m^2}{L_s L_r}$, que es el coeficiente de dispersión y p el número de par de polos de la máquina. Nótese la simplicidad en la notación, el superíndice "s" ha sido omitido del espacio vectorial en las expresiones de potencia y de par [3].

La figura 3.13 muestra el modelo eléctrico $\alpha\beta$ del GIDA en coordenadas del estator:

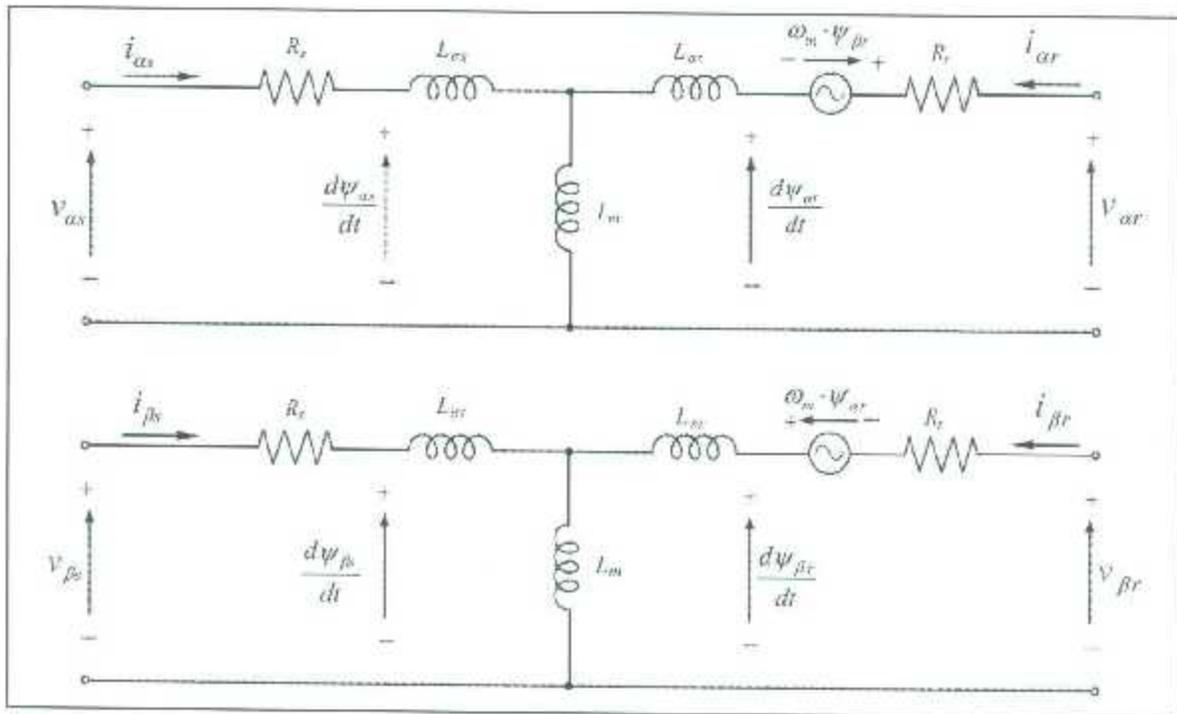


Figura 3.13. Modelo $\alpha\beta$ del GIDA en coordenadas de estator.

3.3.2 Modelo DQ

En esta sección, las ecuaciones diferenciales que representan el modelo del GIDA son deducidas, empleando la notación de espacio vectorial en el marco de referencia síncrono. (Véase apéndice I) Por lo tanto de las ecuaciones de tensión (3.57) y (3.58), multiplicando por $e^{j\theta_m}$ y $e^{-j\theta_m}$, respectivamente, las ecuaciones de tensión en el estator y en el rotor son determinadas por:

$$\vec{v}_s^a = R_s \vec{i}_s^a + \frac{d\vec{\psi}_s^a}{dt} + j\omega_s \vec{\psi}_s^a \quad (3.75)$$

$$\vec{v}_r^a = R_r \vec{i}_r^a + \frac{d\vec{\psi}_r^a}{dt} + j(\omega_s - \omega_m) \vec{\psi}_r^a \quad (3.76)$$

En este caso el superíndice "a" denota un espacio vectorial referido a la referencia rotacional síncrona. De las ecuaciones (3.59) y (3.60), empleando las mismas ecuaciones de flujo, tenemos que:

$$\vec{\psi}_s^a = L_s \vec{i}_s^a + L_m \vec{i}_r^a \quad (3.77)$$

$$\vec{\psi}_r^a = L_m \vec{i}_s^a + L_r \vec{i}_r^a \quad (3.78)$$

Para un suministro de tensiones sinusoidales, en estado estacionario, los componentes dq de las tensiones, corrientes y flujos serán valores constantes, en contraste con las componentes $\alpha\beta$ que son magnitudes sinusoidales. Por lo tanto, el modelo del circuito equivalente dq del GIDA, en coordenadas síncronas, es representado en la figura 3.14.

Las expresiones de par y de potencia en el marco de referencia dq son equivalentes a las ecuaciones empleadas en el modelo $\alpha\beta$:

$$P_s = \frac{3}{2} \text{Re}\{\vec{v}_s \vec{i}_s^*\} = \frac{3}{2} (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \quad (3.79)$$

$$P_r = \frac{3}{2} \text{Re}\{\vec{v}_r \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} (v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr}) \quad (3.80)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} \text{Im}\{\vec{v}_s \vec{i}_s^*\} = \frac{3}{2} (v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}) \quad (3.81)$$

$$Q_r = \frac{3}{2} \text{Im}\{\vec{v}_r \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} (v_{qr} i_{dr} - v_{dr} i_{qr}) \quad (3.82)$$

Por lo tanto, la expresión del par puede definirse como:

$$T_m = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} \text{Im}\{\vec{\psi}_s \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} (\psi_{qs} i_{dr} - \psi_{ds} i_{qr}) \quad (3.83)$$

De la misma manera, todas las expresiones equivalentes de par se siguen manteniendo igual, y por simplicidad los superíndices de los espacios vectoriales empleados son omitidos en las expresiones de par y de potencia [3].

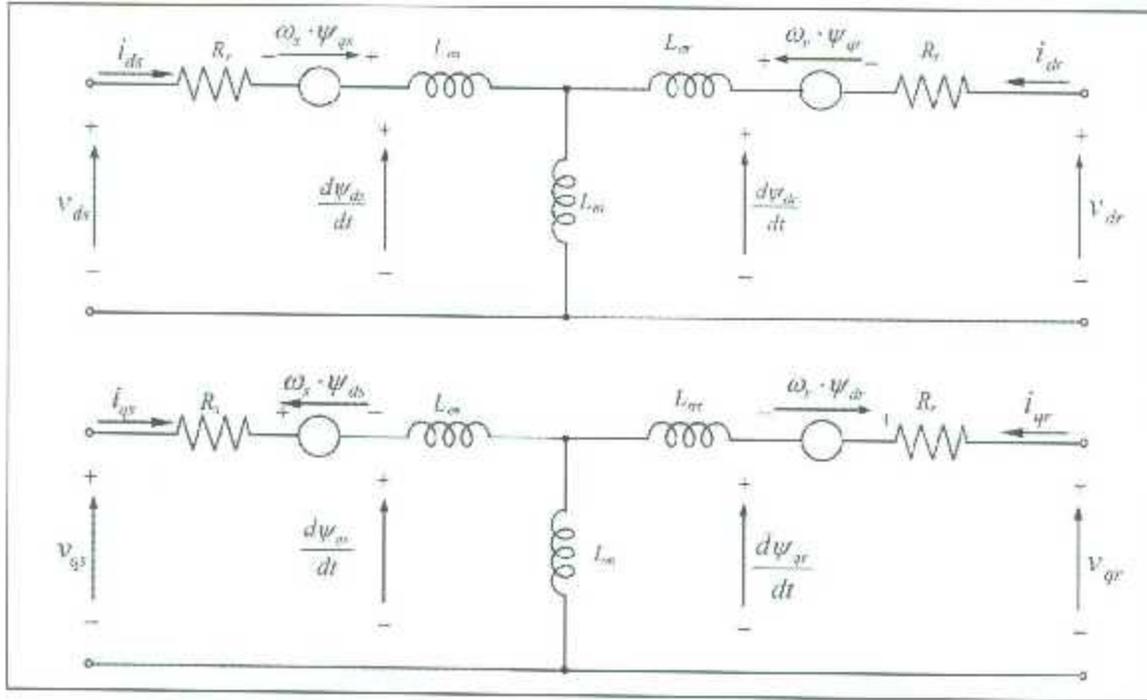


Figura 3.14. Modelo dq del GIDA en coordenadas síncronas

3.3.3 Representación espacial del modelo $\alpha\beta$

Una representación espacial de las ecuaciones del modelo $\alpha\beta$ es muy útil para casos de simulación. Reacomodando las ecuaciones (3.65), (3.66), (3.67) y (3.68), y tomando los flujos en magnitudes espaciales. El modelo del GIDA está dado por las siguientes expresiones:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \vec{\Psi}_s^s \\ \vec{\Psi}_r^s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{\sigma L_s} & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & \frac{-R_r}{\sigma L_r} + j\omega_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{\Psi}_s^s \\ \vec{\Psi}_r^s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \vec{v}_s^s \\ \vec{v}_r^s \end{bmatrix} \quad (3.84)$$

Expandiendo esa última expresión en los componentes $\alpha\beta$, tenemos:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Psi_{\alpha s} \\ \Psi_{\beta s} \\ \Psi_{\alpha r} \\ \Psi_{\beta r} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{\sigma L_s} & 0 & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 \\ 0 & \frac{-R_s}{\sigma L_s} & 0 & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 & \frac{-R_r}{\sigma L_r} & -\omega_m \\ 0 & \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & \omega_m & \frac{-R_r}{\sigma L_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Psi_{\alpha s} \\ \Psi_{\beta s} \\ \Psi_{\alpha r} \\ \Psi_{\beta r} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{\alpha s} \\ v_{\beta s} \\ v_{\alpha r} \\ v_{\beta r} \end{bmatrix} \quad (3.85)$$

Si en lugar de los flujos, se escogen las corrientes como magnitudes espaciales, el modelo equivalente del GIDA es determinado como:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \vec{i}_s^s \\ \vec{i}_r^s \end{bmatrix} = \left(\frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} -R_s L_r - j\omega_m l_m^2 & R_r L_m - j\omega_m L_m L_r \\ R_s L_m + j\omega_m L_m L_s & -R_r L_s + j\omega_m L_r L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{i}_s^s \\ \vec{i}_r^s \end{bmatrix} + \left(\frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} L_r & -L_m \\ -L_m & L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{v}_s^s \\ \vec{v}_r^s \end{bmatrix} \quad (3.86)$$

Expandiendo en componentes $\alpha\beta$, tenemos:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{\alpha s} \\ i_{\beta s} \\ i_{\alpha r} \\ i_{\beta r} \end{bmatrix} = \left(\frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} -R_s L_r & \omega_m L_m^2 & R_r L_m & \omega_m L_m L_r \\ -\omega_m L_m^2 & -R_s L_r & -\omega_m L_m L_r & R_r L_m \\ R_s L_m & -\omega_m L_s L_m & -R_r L_s & -\omega_m L_r L_s \\ \omega_m L_s L_m & R_s L_m & \omega_m L_r L_s & -R_r L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha s} \\ i_{\beta s} \\ i_{\alpha r} \\ i_{\beta r} \end{bmatrix} + \left(\frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} L_r & 0 & -L_m & 0 \\ 0 & L_r & 0 & -L_m \\ -L_m & 0 & L_s & 0 \\ 0 & -L_m & 0 & L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{\alpha s} \\ v_{\beta s} \\ v_{\alpha r} \\ v_{\beta r} \end{bmatrix} \quad (3.87)$$

Dependiendo de la elección de las magnitudes espaciales, diferentes modelos espaciales pueden ser obtenidos [3].

3.3.4 Representación espacial del modelo dq

Continuando con el estudio del modelado dinámico, una representación espacial en el modelo dq es posible determinarla de manera similar al modelo $\alpha\beta$, reacomodando las ecuaciones (3.75), (3.76), (3.77) y (3.78), y tomando los flujos como magnitudes espaciales, el modelo del GIDA está dado por la siguiente expresión:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \vec{\psi}_s^a \\ \vec{\psi}_r^a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{\sigma L_s} - j\omega_s & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & \frac{-R_r}{\sigma L_r} - j\omega_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{\psi}_s^a \\ \vec{\psi}_r^a \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \vec{v}_s^a \\ \vec{v}_r^a \end{bmatrix} \quad (3.88)$$

Expandiendo esa última expresión en los componentes dq, tenemos:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_{ds} \\ \psi_{qs} \\ \psi_{dr} \\ \psi_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{\sigma L_s} & \omega_s & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 \\ -\omega_s & \frac{-R_s}{\sigma L_s} & 0 & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 & \frac{-R_r}{\sigma L_r} & -\omega_r \\ 0 & \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & \omega_r & \frac{-R_r}{\sigma L_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_{ds} \\ \psi_{qs} \\ \psi_{dr} \\ \psi_{qr} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{ds} \\ v_{qs} \\ v_{dr} \\ v_{qr} \end{bmatrix} \quad (3.89)$$

Una vez más si en lugar de los flujos, se escogen las corrientes como magnitudes espaciales, el modelo equivalente del GIDA es determinado como sigue, en el marco de referencia síncrona:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \vec{i}_s^a \\ \vec{i}_r^a \end{bmatrix} = \left(\frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} -R_s L_r - j\omega_m L_m^2 - j\omega_s \sigma L_s L_r & R_r L_m - j\omega_m L_m L_r \\ R_s L_m + j\omega_m L_m L_s & -R_r L_s + j\omega_m L_r L_s - j\omega_s \sigma L_s L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{i}_s^a \\ \vec{i}_r^a \end{bmatrix} + \left(\frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} L_r & -L_m \\ -L_m & L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{v}_s^a \\ \vec{v}_r^a \end{bmatrix} \quad (3.90)$$

Expandiendo en componentes dq, tenemos:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} \left(\frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} -R_s L_r & \omega_m L_m^2 + \omega_s \sigma L_s L_r & R_r L_m & \omega_m L_m L_r \\ -\omega_m L_m^2 - \omega_s \sigma L_s L_r & -R_s L_r & -\omega_m L_m L_r & R_r L_m \\ R_s L_m & -\omega_m L_s L_m & -R_r L_s & -\omega_m L_r L_s + \omega_s \sigma L_s L_r \\ \omega_m L_s L_m & R_s L_m & \omega_m L_r L_s - \omega_s \sigma L_s L_r & -R_r L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} + \left(\frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} L_r & 0 & -L_m & 0 \\ 0 & L_r & 0 & -L_m \\ -L_m & 0 & L_s & 0 \\ 0 & -L_m & 0 & L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ds} \\ v_{qs} \\ v_{dr} \\ v_{qr} \end{bmatrix} \quad (3.91)$$

Las representaciones espaciales del GIDA en el marco de referencia dq son especialmente útiles en la obtención de tensiones de entrada en estado estacionario dados por el estator y el rotor [3]

3.4 Relación entre el modelo en estado estacionario y el modelo dinámico

Como se ha mencionado anteriormente, se puede observar que el modelo en estado estacionario es desarrollado con fasores siendo un caso particular de un modelo generalizado de la máquina, y el modelo dinámico fue desarrollado con la ayuda de la teoría de espacios vectoriales. Por lo que, mientras el modelo en estado estacionario sólo puede tratar con magnitudes sinusoidales una vez que se ha alcanzado el comportamiento estacionario de la máquina, el modelo dinámico puede también representar comportamientos más generales, tales como los fenómenos transitorios o dinámicos

(estabilidad). Además, el modelo dinámico no se limita a estados estacionarios sinusoidales; también puede considerar comportamientos no sinusoidales.

La estrecha relación entre estos modelos se puede ver claramente, mediante la comparación de las ecuaciones del modelo dinámico dq, con las ecuaciones del modelo en estado estacionario:

$$\begin{aligned}
 V_{-s} &= R_s I_{-s} + j\omega_s \Psi_{-s} & \vec{v}_s^a &= R_s \vec{i}_s^a + \frac{d\vec{\psi}_s^a}{dt} + j\omega_s \vec{\psi}_s^a \\
 V_{-r} &= R_r I_{-r} + j\omega_r \Psi_{-r} & \vec{v}_r^a &= R_r \vec{i}_r^a + \frac{d\vec{\psi}_r^a}{dt} + j\omega_r \vec{\psi}_r^a \\
 \Psi_{-s} &= L_s I_{-s} + L_m I_{-r} & \dot{\psi}_s^a &= L_s \dot{i}_s^a + L_m \dot{i}_r^a \\
 \Psi_{-r} &= L_m I_{-s} + L_r I_{-r} & \dot{\psi}_r^a &= L_m \dot{i}_s^a + L_r \dot{i}_r^a \\
 T_m &= 3p \operatorname{Im}\{\Psi_{-r} I_{-r}^*\} & T_m &= \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} \operatorname{Im}\{\dot{\psi}_s^a \dot{i}_r^{*a}\} \\
 P_s &= 3 \operatorname{Re}\{V_{-s} I_{-s}^*\} & P_s &= \frac{3}{2} \operatorname{Re}\{\vec{v}_s \vec{i}_s^*\} \\
 Q_s &= 3 \operatorname{Im}\{V_{-s} I_{-s}^*\} & Q_s &= \frac{3}{2} \operatorname{Im}\{\vec{v}_s \vec{i}_s^*\}
 \end{aligned}$$

Se debe tomar en cuenta que las relaciones de potencia en el rotor se omiten en esta comparación, debido a su equivalencia con las expresiones de potencia en el estator, por lo que es evidente estas ecuaciones son muy similares. El modelo en estado estacionario sólo puede representar magnitudes sinusoidales por medio de una amplitud y una fase. Sin embargo, si se aplica una alimentación no sinusoidal con un convertidor, también puede representar la actuación armónica en el dominio del tiempo ya sea continuo o discreto. Las amplitudes de las magnitudes sinusoidales representadas por los fasores se dan en rms; Sin embargo, las amplitudes de los vectores espaciales se refieren a valores máximos [3,5].

Capítulo IV. Estrategias de control para el generador de inducción doblemente alimentado (GIDA).

4.1 Introducción

El sistema de control GIDA consta de dos componentes muy importantes: el de control eléctrico y el de control mecánico, es decir la velocidad de la turbina de viento y el ángulo de paso (pitch) de las palas. El control de un sistema incorporando al GIDA se consigue mediante el control del convertidor de frecuencia variable, que incluye el control lado rotor (RSC por sus siglas en inglés) y el control del lado red (GSC por sus siglas en inglés). La función principal del RSC es permitir que el GIDA desacople el control de la potencia activa y la potencia reactiva. Esto aporta una alta flexibilidad al sistema ya que permite que la turbina obtenga el máximo de energía a partir del viento y al mismo tiempo absorbe ó aporta potencia reactiva a la red. Por otra parte la función del GSC es mantener constante la tensión del circuito de corriente en el convertidor sin importar la magnitud y la dirección de la potencia del rotor [7].

La estructura general del modelo de turbina eólica comprende el modelo aerodinámico, el modelo mecánico, y el modelo para el generador eléctrico. Como es habitual en las simulaciones a frecuencia fundamental, el generador está representado por un modelo de tercer orden cuyas ecuaciones se simplifican al despreciar los transitorios del estator. Un control de ángulo de paso (pitch) se ejecuta también para limitar la velocidad del generador durante perturbaciones de la red y en operación normal bajo altas velocidades de viento. Por último, un sistema de protección se incluye para bloquear el convertidor lado rotor cuando su operación no es segura. El sistema de protección monitorea la tensión en el punto de acoplamiento común (PCC), la magnitud de la corriente del rotor, y la velocidad del rotor del generador. Cuando al menos una de estas variables excede la escala de sus valores máximos y mínimos, el sistema de protección bloquea el convertidor lado rotor cortocircuitando el rotor del generador por medio de una palanca "crowbar". Para este capítulo es de suma importancia conocer los 2 convertidores, por lo que a continuación se hará un breve resumen de cada uno de ellos y poder analizar su funcionamiento que será de utilidad para comprender conceptos empleados más adelante [7,8].

Convertidor lado rotor (RSC).- El componente de corriente de eje q se utiliza para controlar la potencia activa utilizando una estrategia de seguimiento de potencia máxima (MPT por sus siglas en inglés) para calcular la referencia de potencia activa. El valor de referencia para la potencia activa se compara con su valor real, y el error se envía a un controlador proporcional-integral (PI) que genera el valor de referencia para la corriente de eje q. Esta señal se compara con su valor real, y se pasa el error a través de un segundo controlador PI que determina la tensión de referencia para el componente de eje q. El eje d se utiliza para controlar la potencia reactiva intercambiada con la red, que en funcionamiento normal se establece en cero para operar con factor de potencia unitario. De igual manera el RSC se configura para inyectar potencia reactiva a la red para control y estabilidad de tensión. En tales casos, la tensión real en el PCC se compara con el valor de referencia, y se pasa el error a través de un regulador PI para generar la señal de referencia para la potencia reactiva del GIDA. Se emplea una estrategia similar para el control de la componente q, se pasa el error entre la potencia reactiva de referencia y su valor real a través de un regulador PI para determinar el valor de referencia para la corriente de eje d. Esta señal se compara con el valor de corriente de eje d, y el error se envía a un tercer controlador PI que determina la tensión de referencia para el componente de eje d. La figura 4.1 muestra el esquema de control RSC [10].

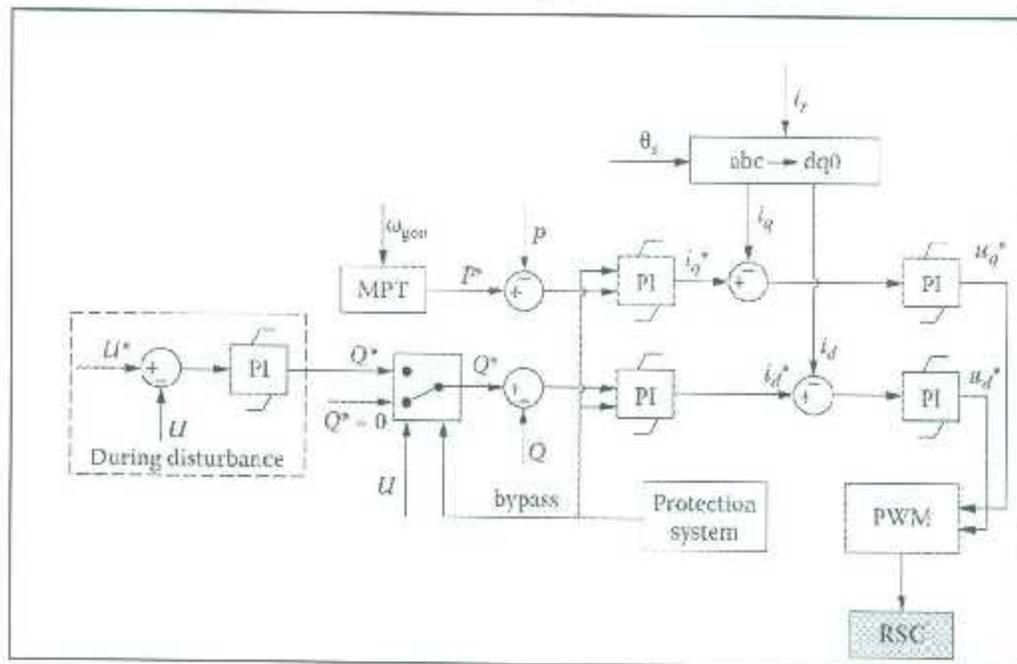


Figura 4.1. Diagrama de control para el RSC. La notación (*) se refiere a una magnitud de referencia.

Convertidor lado red (GSC).-En funcionamiento normal, el RSC ya controla la operación de factor de potencia unitario, y por lo tanto el valor de referencia para la potencia reactiva intercambiada entre el GSC y la red se ajusta a cero. En caso de falla, el GSC inyecta potencia reactiva a la red si el RSC se bloquea o se mantiene en funcionamiento. La figura 4.2 muestra el diagrama de control de la GSC. El control de la SGC se realiza utilizando el marco de referencia dq, pero en lugar de girar con el flujo del estator el eje gira con la tensión de red. La tensión real en el enlace de CD se compara con su valor de referencia, y se pasa el error entre ambas señales a través de un controlador PI que determina la señal de referencia para la corriente de eje d. Esta última señal se resta de su valor actual, y el error se envía a otro controlador PI para obtener la tensión de referencia para el componente del eje d. En cuanto a la corriente de eje q, su valor de referencia depende de que si el sistema opera normalmente o durante alguna falla. Normalmente, el GSC tendrá una potencia reactiva de cero estableciendo el valor de referencia de la corriente de eje q a cero. En caso de falla, la tensión en CA real del GSC se compara con su valor de referencia, y se pasa el error a través de un controlador PI que genera la señal de referencia para la corriente de eje q. Esta señal de referencia se compara con su valor actual, y el error se envía a un segundo controlador PI que establece la tensión de referencia para el componente de eje q [10].

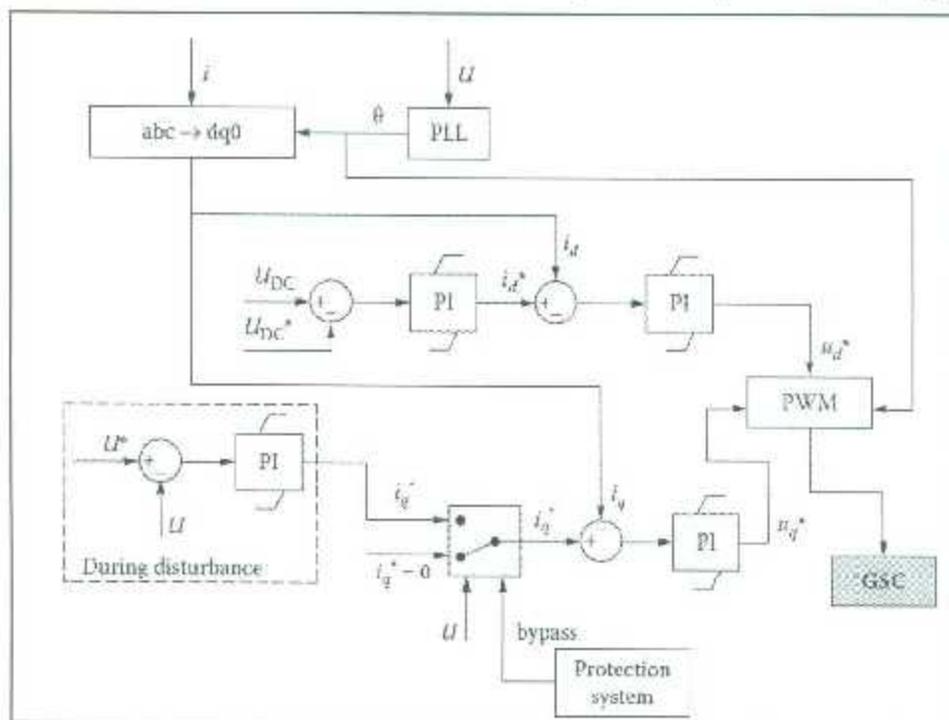


Figura 4.2. Diagrama de control para el GSC. La notación (*) se refiere a una magnitud de referencia.

4.2 Control para una extracción óptima de potencia de viento

4.2.1 Objetivos del Control

Como se ha mencionado anteriormente el control dinámico del GIDA proporciona a través del convertidor de potencia, la facilidad de variar la velocidad de la turbina eólica, disociando la frecuencia del sistema eléctrico de potencia y la velocidad mecánica del rotor. Un esquema de control, utiliza el convertidor del lado del rotor (RSC) para proporcionar el control de par junto con la tensión en la terminal o de control de factor de potencia (fp) para el sistema eléctrico, mientras que el convertidor de lado de red (GSC) controla la tensión del circuito de CD. En algunas aplicaciones, el convertidor del lado de red se utiliza para proporcionar potencia reactiva. En las estrategias de control del GIDA presentados en este capítulo, el convertidor del lado de red se utiliza para mantener la tensión del bus de CD y para proporcionar una trayectoria para la potencia del rotor hacia el sistema de CA con factor de potencia unitario.

El objetivo de la estrategia de control es extraer la máxima potencia del viento. Una característica típica de la turbina de viento es la curva de extracción óptima de energía, para eso es necesario obtener la curva de coeficiente de potencial (C_p) para obtener los puntos de intersección denominados $C_{p_{MAX}}$. La curva P_{opt} define la captura de energía máxima de viento y el objetivo de control es mantener la turbina dentro de esta curva cuando la velocidad del viento varía, La curva P_{opt} está definido como:

$$P_{opt} = K_{opt} \omega_r^3 \quad (4.1)$$

O también por la expresión:

$$T_{opt} = K_{opt} \omega_r^2 \quad (4.2)$$

Donde T_{opt} es el par óptimo de la máquina y K_{opt} es una constante obtenida del rendimiento aerodinámico de la turbina eólica (generalmente proporcionado por el fabricante). La característica del generador de par-velocidad completa, que se aplica para el modelo de controlador se muestra en la figura 4.3. Para la extracción óptima de la energía, la curva de par-velocidad se caracteriza por la ecuación (4.2). Esto es entre los puntos B y

C. Dentro de este rango de operación, en bajas a medias velocidades de viento, el máximo de energía posible, se puede extraer de la turbina.

Debido a clasificaciones de convertidores de potencia, no es práctico mantener la extracción de potencia óptima en todas las velocidades del viento. Por lo tanto, para velocidades de viento muy baja el modelo opera a una velocidad de rotación casi constante (regiones A-B). La velocidad de rotación también es a menudo limitada por las limitaciones de ruido aerodinámico, en cuyo punto el controlador permite que el par mecánico aumente, a una velocidad esencialmente constante (regiones C-D). Si aumenta la velocidad del viento tal que supera el valor de par de la turbina, el objetivo de control se encuentra en las regiones D-E, en el que el par electromagnético es constante. Cuando el sistema alcanza el punto E, la regulación de paso (pitch) se hace cargo del control de par para limitar la potencia de entrada aerodinámica. Para velocidades de viento muy altas, el control pitch regulará la potencia de entrada hasta que se alcance el límite establecido por la turbina.

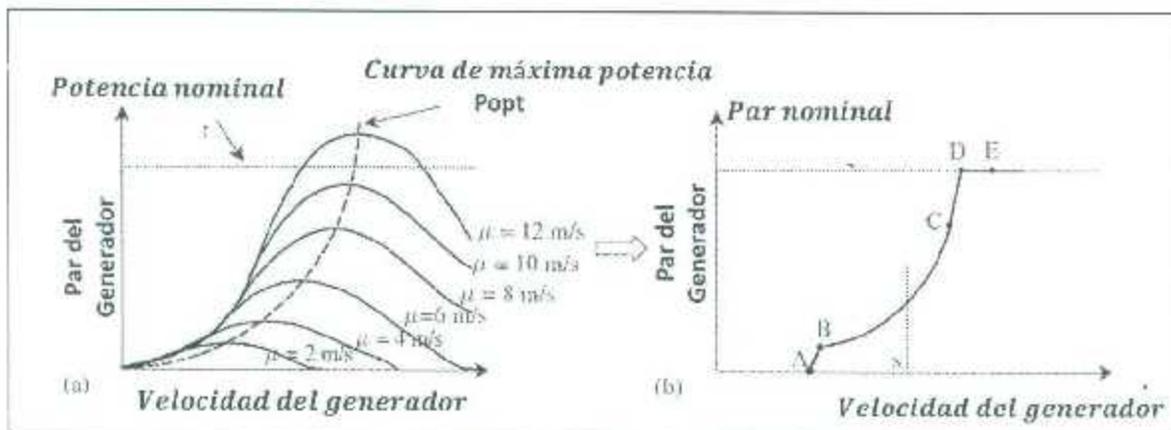


Figura 4.3. Características de la turbina de viento para una máxima extracción de potencia

El ángulo de pitch se mantiene constante cuando hay cero grados hasta que la velocidad alcanza el punto D. Más allá del punto D, el ángulo de inclinación es proporcional a la desviación de la velocidad del punto D. Para los transitorios electromagnéticos en los sistemas eléctricos de potencia el control del ángulo de pitch es de menor interés. La velocidad del viento debe ser seleccionada de tal manera que la velocidad de rotación es menor que la velocidad en el punto D [4,9].

4.3 Principios de control del sistema lado red

Como se ha visto en el capítulo anterior, el modelo en estado estacionario del sistema de lado red se desarrolla mediante el uso de la teoría fasorial, permitiendo que se comprenda las relaciones básicas entre las tensiones, las corrientes y las potencias activas y reactivas en diferentes modos de operación. En segundo lugar, se mencionó el control del convertidor de lado red, desarrollando un modelo dinámico lado red basado en la teoría del espacio vectorial. Gracias a estos modelados, se podrá entender la filosofía de la estrategia de control. Por lo tanto, el control que se analizará es la técnica de control vectorial, que emplea un marco de referencia de rotación (dq), alineado con el espacio vectorial de tensión de red. Por medio de esta estrategia de control, es posible alcanzar los objetivos principales del convertidor de lado de red: control de la tensión del bus de CD y la transmisión de potencia a través del convertidor, y una inyección de potencia reactiva controlada [3,11].

4.3.1 Modelado del sistema lado red en estado estacionario

El sistema configurado por el convertidor de lado de red, el filtro, y la tensión de red se puede representar idealmente como se muestra en la Figura 4.4. La tensión de red (v_{ag}, v_{bg}, v_{cg}) es sinusoidal con amplitud y frecuencia constante. La tensión impuesta por el convertidor de lado de red (v_{af}, v_{bf}, v_{cf}) puede ser modificada en amplitud y fase como se ha visto en las secciones anteriores. El filtro considerado es la solución más simple, es decir, un filtro inductivo puro (L_f). Hay que tomar en cuenta que una resistencia parasitaria (R_f) también se considera dentro del modelo del filtro. Para fines de análisis, si un sistema de lado red ideal es considerado como un sistema de red de una sola fase como se ilustra en la Figura 4.5. De esta manera, sólo es necesario analizar una fase (por ejemplo, fase a) para luego extrapolar a las otras dos fases.

La tensión de salida generada por el convertidor depende de las características del propio convertidor (de dos niveles, topología multinivel, etcétera) y la técnica de modulación empleado. En condiciones de funcionamiento en estado estacionario, todas las magnitudes del sistema (v_{af}, i_{ag}, v_{ag}) tienen desplazamiento de fase de amplitud constante entre uno y otro al igual que la frecuencia. Como se ha visto en las secciones anteriores, la tensión de

salida máxima alcanzable fundamental por el convertidor depende de la tensión del bus de CD:

$$v_{af}(\text{máximo}) = \frac{V_{bus}}{\sqrt{3}} \quad (4.3)$$

Por lo tanto, la tensión impuesta por el convertidor puede ser modificada en función de los requisitos de la aplicación. Así, bajo funcionamiento en estado estacionario, la ecuación eléctrica del sistema representada en la figura 4.5 es:

$$V_{-af} = V_{-ag} + (R_f + jL_f(\omega_s))I_{-ag} \quad (4.4)$$

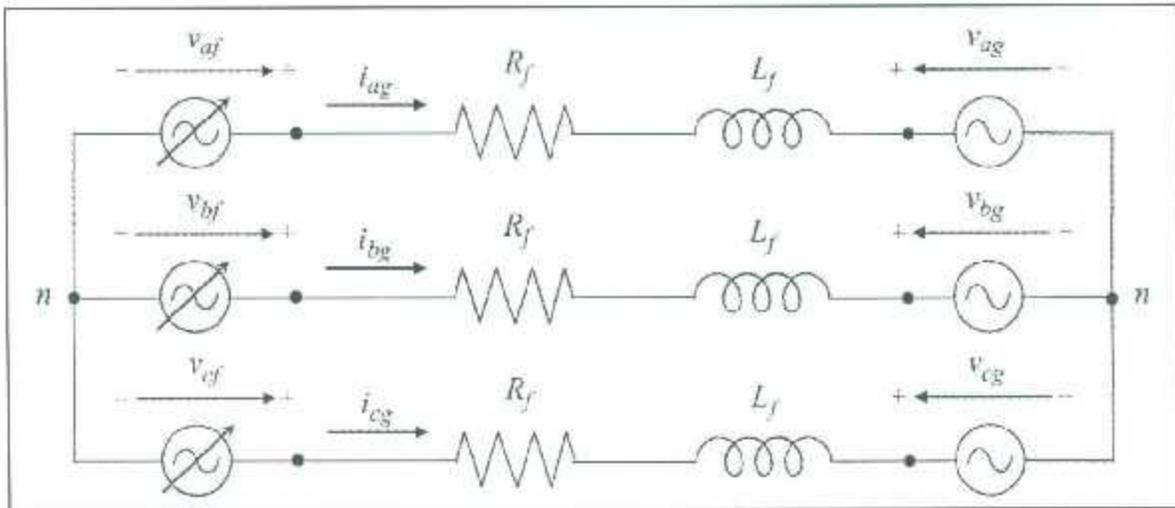


Figura 4.4. Representación simplificada del sistema lado red trifásico.

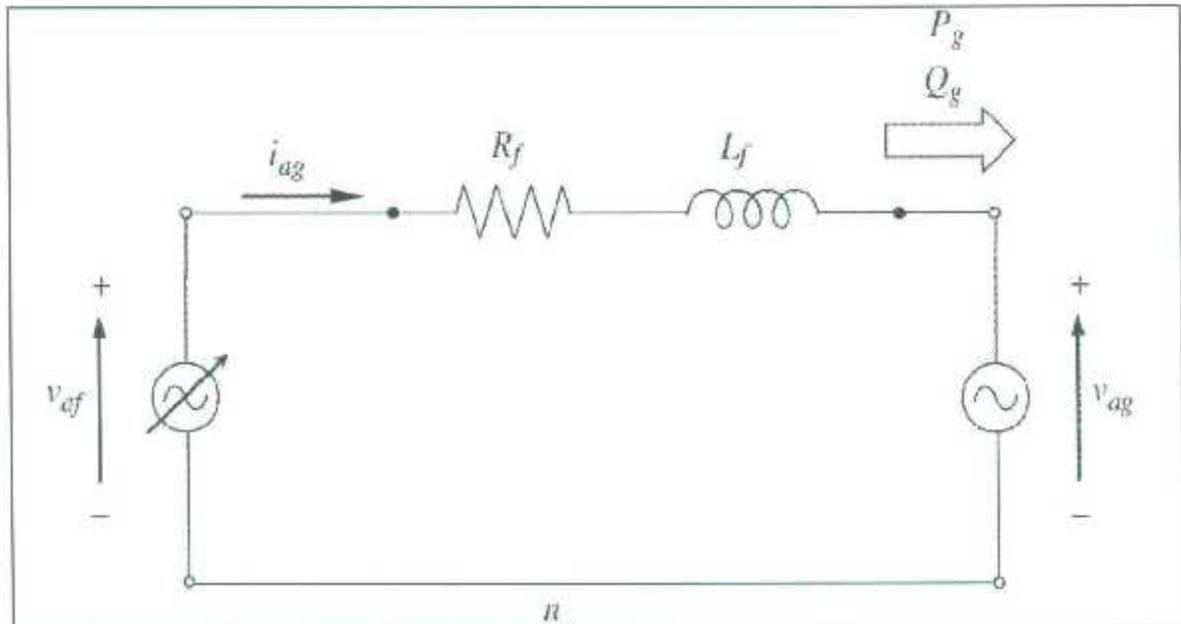


Figura 4.5. Modelo monofásico simplificado del sistema lado red.

Hay que tomar en cuenta que se utiliza la representación fasorial en las magnitudes empleadas en las ecuaciones para el estado estacionario. El diagrama fasorial en general se muestra en la figura 4.6.

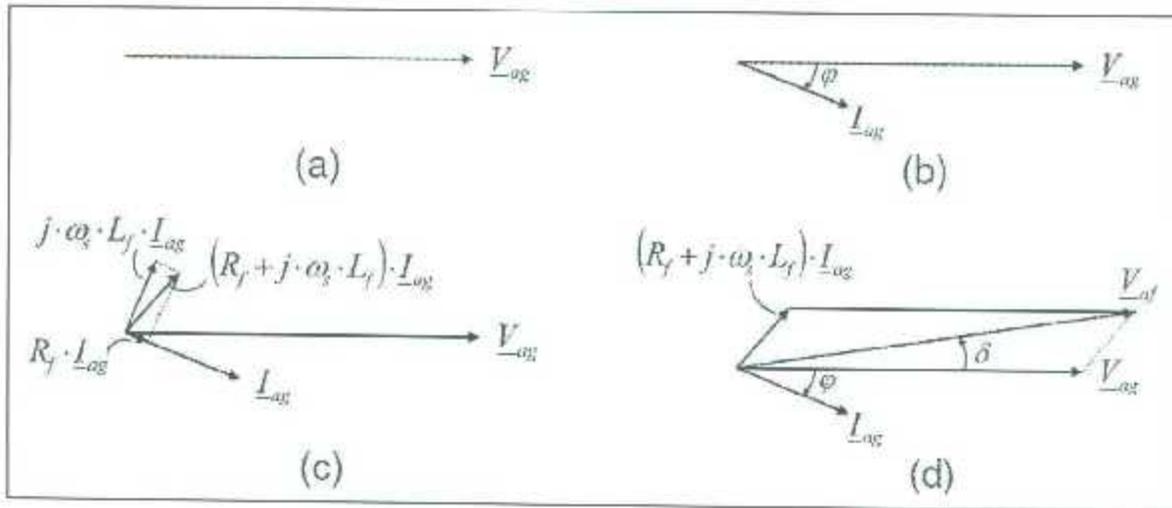


Figura 4.6. Diagrama fasorial del sistema lado red.

En general, es posible entender el proceso en un sistema real, en primer lugar, se establece la tensión de red, luego, se impone una tensión específica en el convertidor (amplitud de tensión específica y desplazamiento de fase), para finalmente establecer la corriente correspondiente (fase y amplitud). El estudio del flujo de potencia se lleva a cabo normalmente en la tensión de red (v_{ag}) en lugar de en el convertidor (v_{af}). Por lo tanto, las potencias activas y reactivas calculadas en el punto de tensión de la red son:

$$P_g = |V_{ag}| |I_{ag}| \cos \varphi \quad (4.5)$$

$$Q_g = |V_{ag}| |I_{ag}| \sin \varphi \quad (4.6)$$

Se adopta la convención de signos de potencia mostrados en la figura 4.7. Cuando $P_g > 0$, el convertidor está entregando potencia a la red; mientras que cuando $P_g < 0$, el convertidor recibe potencia de la red. Existen dos condiciones de operación para el convertidor de lado red: la transmisión de potencia activa en los dos sentidos (positivo y negativo), pero con un factor de potencia unitario, es decir, cero cambio de potencia reactiva en el punto de la red. La figura 4.8 muestra estos dos casos particulares, donde la corriente se desplazó 0° (la red recibe energía desde el convertidor) o 180° (la red entrega energía al convertidor) a partir de las tensiones de red. Por otro lado, si la caída de tensión en R_f se descuida en

comparación con la caída de tensión en L_f , las expresiones de potencia activa y reactiva (4.5) y (4.6) se pueden reformular, eliminando la dependencia de la corriente:

$$P_g = \frac{V_{ag} |V_{af}|}{\omega_s L_f} \text{sen } \delta \text{ con } R_f \rightarrow 0 \quad (4.7)$$

$$Q_g = |V_{ag}| \frac{|V_{af}| \cos \delta - |V_{ag}|}{\omega_s L_f} \text{ con } R_f \rightarrow 0 \quad (4.8)$$

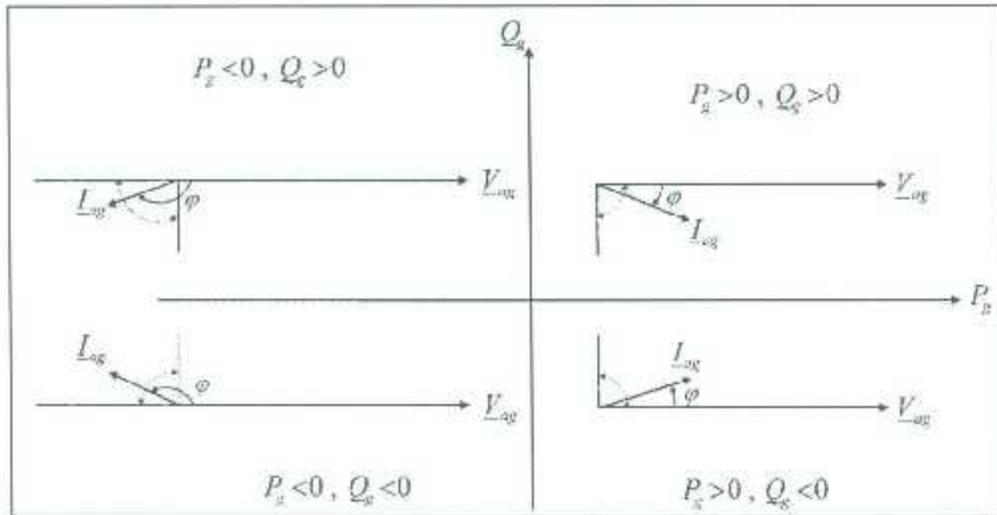


Figura 4.7. Convención del signo de la potencia.

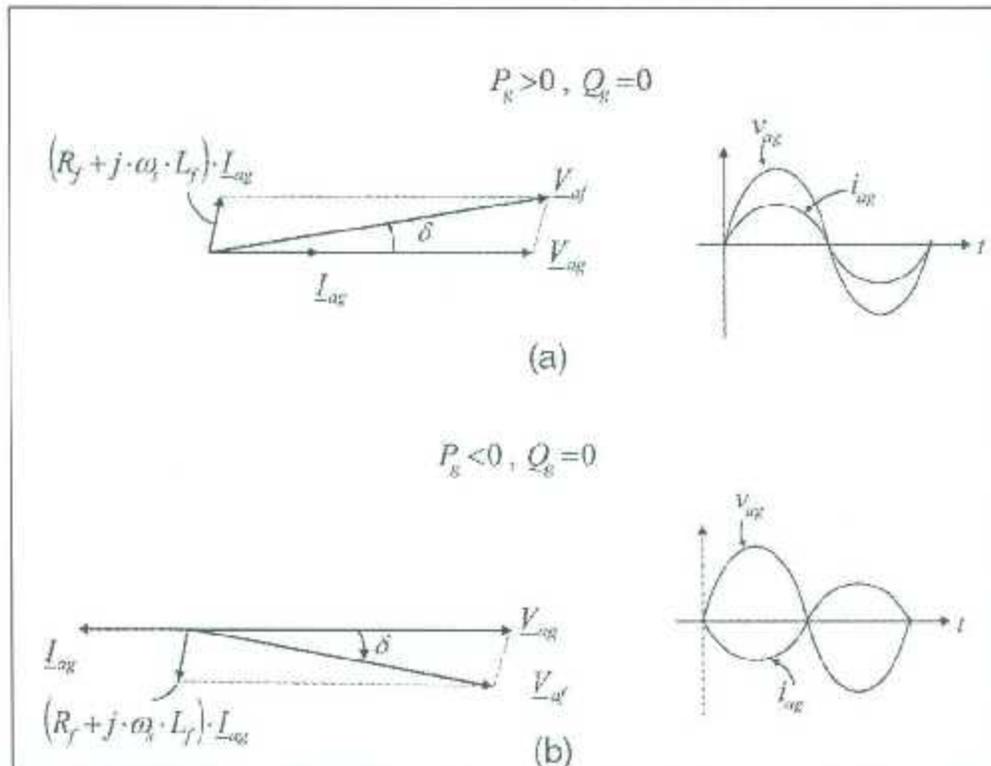


Figura 4.8 Diagramas fasoriales con factor de potencia unitario. a) $P_g > 0$, b) $P_g < 0$.

Por lo tanto, es posible conocer rápidamente el flujo de potencia activa y reactiva a través de la red, si se conoce sólo la amplitud y desfaseamiento de tensión del convertidor con respecto a la tensión de red [3,9].

4.3.2 Modelado dinámico del sistema lado red.

Antes de explicar el esquema basado en el control vectorial, el sistema de lado red será representada en una forma de espacio vectorial. Esta representación sirve como la base matemática para entender el comportamiento dinámico del sistema de lado de la red (modelo dinámico) y luego derivar el control vectorial. La representación del espacio vectorial permite la obtención de un modelo dinámico del sistema de lado red. Por medio de la herramienta de espacio vectorial, es posible utilizar las ecuaciones diferenciales que definen el comportamiento de las variables del sistema lado red, tales como corriente y tensiones. Por lo tanto, una vez que se estudia el modelo dinámico, se procederá a analizar el control en la siguiente sección [3,7].

4.3.2.1 Modelo $\alpha\beta$.

Mediante la aplicación de la notación de espacio vectorial de las ecuaciones del modelo abc, es posible representar las ecuaciones eléctricas en componentes $\alpha\beta$ (para más información véase el Apéndice I). Esto resulta:

$$v_{\alpha f} = R_f i_{\alpha g} + L_f \frac{di_{\alpha g}}{dt} + v_{\alpha g} \quad (4.9)$$

$$v_{\beta f} = R_f i_{\beta g} + L_f \frac{di_{\beta g}}{dt} + v_{\beta g} \quad (4.10)$$

O en una versión compacta, referida a un marco de referencia estacionario:

$$\vec{v}_f^s = R_f \vec{i}_g^s + L_f \frac{d\vec{i}_g^s}{dt} + \vec{v}_g^s \quad (4.11)$$

Dónde:

$$\vec{v}_f^s = v_{\alpha f} + jv_{\beta f} \quad (4.12)$$

$$\vec{v}_g^s = v_{\alpha g} + jv_{\beta g} \quad (4.13)$$

$$\vec{i}_g^s = i_{\alpha g} + ji_{\beta g} \quad (4.15)$$

La representación esquemática del circuito eléctrico resultante puede verse de manera detallada en la figura 4.9 [3,7].

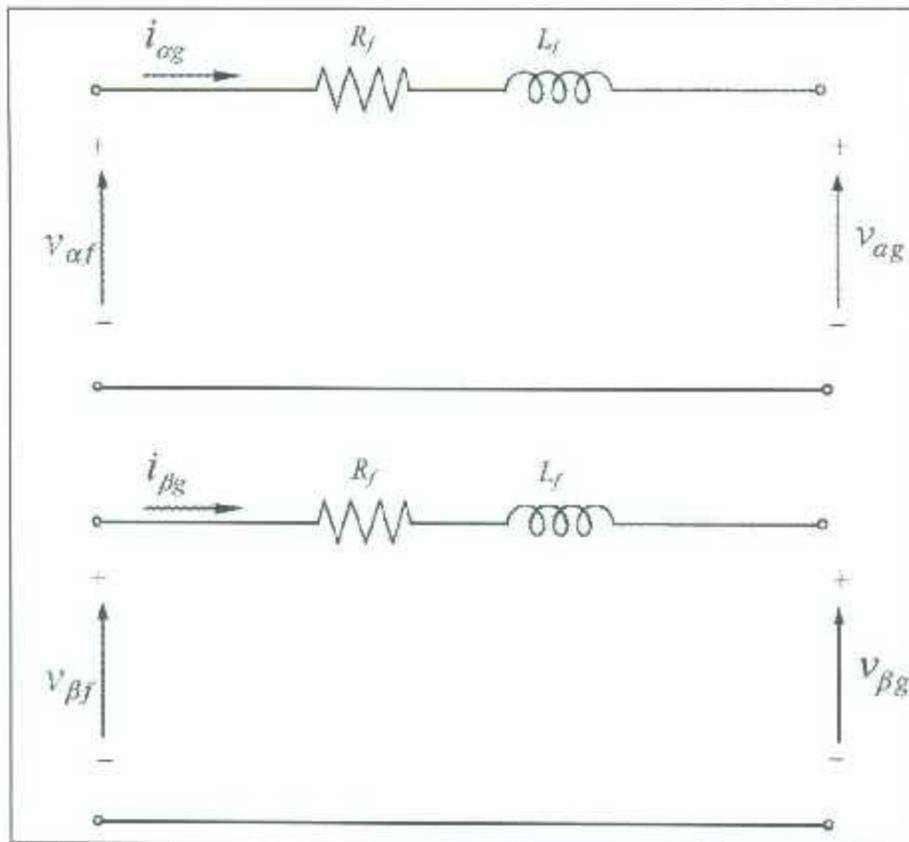


Figura 4.9 Modelo $\alpha\beta$ del sistema lado red en coordenadas estacionarias.

4.3.2.2 Modelo dq.

De una manera similar por multiplicar la ecuación (4.12) por $e^{-j\theta}$, de las ecuaciones $\alpha\beta$, las ecuaciones del modelo dq pueden ser determinadas:

$$\vec{v}_f^s e^{-j\theta} = R_f \vec{i}_g^s e^{-j\theta} + L_f \frac{d\vec{i}_g^s}{dt} e^{-j\theta} + \vec{v}_g^s e^{-j\theta} \quad (4.16)$$

Reacomodando:

$$\vec{v}_f^a = R_f \vec{i}_g^a + L_f \frac{d\vec{i}_g^a}{dt} + \vec{v}_g^a + j\omega_a L_f \vec{i}_g^a \quad (4.17)$$

Nótese que desde que $\theta = \omega_a t$, la posición angular del marco de referencia rotatorio nos queda:

$$\frac{d\vec{i}_g^s}{dt} e^{-j\theta} = \frac{d(\vec{i}_g^s e^{-j\theta})}{dt} + j\omega_a \vec{i}_g^s e^{-j\theta} \quad (4.18)$$

Por lo que las componentes dq nos queda:

$$\vec{v}_f^a = v_{df} + jv_{qf} \quad (4.19)$$

$$\vec{v}_g^{\alpha} = v_{dg} + jv_{qg} \quad (4.20)$$

$$\vec{i}_g^{\alpha} = i_{dg} + ji_{qg} \quad (4.21)$$

Por lo que, por descomponer en componentes dq, las ecuaciones básicas para una orientación vectorial son obtenidas:

$$v_{df} = R_f i_{dg} + L_f \frac{di_{dg}}{dt} + v_{dg} - \omega_a L_f i_{qg} \quad (4.22)$$

$$v_{qf} = R_f i_{qg} + L_f \frac{di_{qg}}{dt} + v_{qg} + \omega_a L_f i_{dg} \quad (4.23)$$

La representación esquemática del circuito equivalente es descrita en la figura 4.10 [3,7].

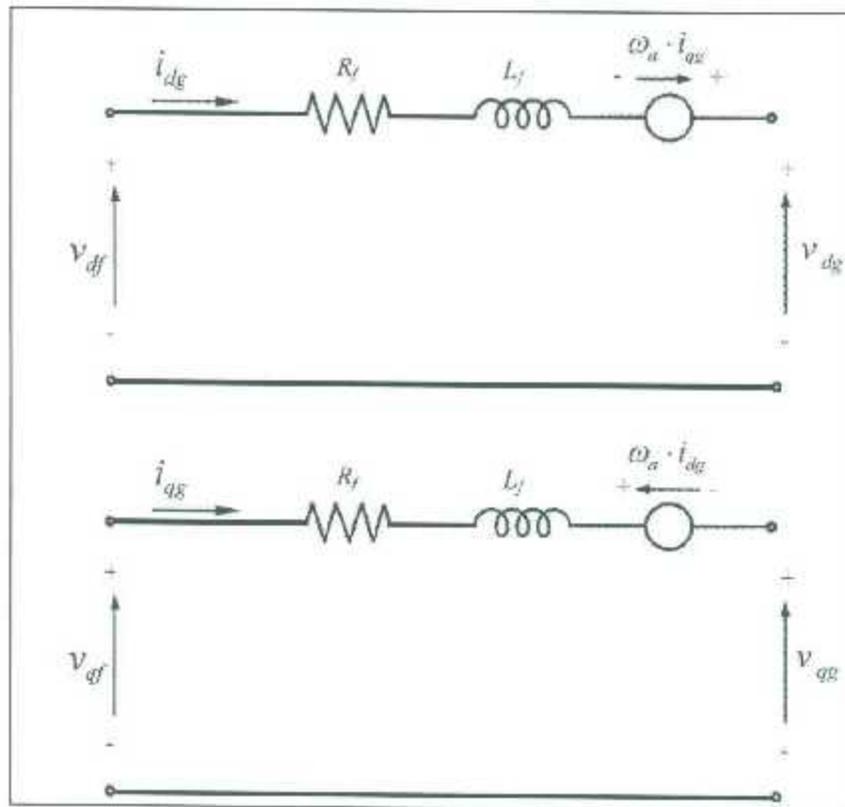


Figura 4.10 Modelo dq del sistema lado red en coordenadas estacionarias.

Estas dos últimas expresiones son las ecuaciones dq del sistema eléctrico, las cuales están referidas a un marco de referencia dq que gira a la velocidad ω_a . Con el fin de desacoplar y, además simplificar el sistema, normalmente la velocidad angular sincrónica ω_s se elige igual a la velocidad angular de la tensión de red ω_s y el eje d del marco rotacional está alineado con el espacio vectorial de la tensión de red \vec{v}_g^{α} como se muestra en Figura 4.11. Esta elección corresponde a uno de los requisitos más importantes, con el fin de realizar la

técnica de control vectorial, véase que en la representación gráfica de la figura 4.11, el superíndice de los vectores espaciales se omiten, pero ambos marcos de referencia ($\alpha\beta$ y dq) están representados. Por lo que las componentes dq están representadas como:

$$v_{dg} = |\vec{v}_g|^a \quad (4.24)$$

$$v_{qg} = 0 \quad (4.25)$$

$$\omega_a = \omega_s \quad (4.26)$$

$$\theta = \omega_a t \Rightarrow \theta = \theta_g = \omega_s t \quad (4.27)$$

Por lo que las expresiones (4.22) y (4.23) son simplificadas como:

$$v_{df} = R_f i_{dg} + L_f \frac{di_{dg}}{dt} + v_{dg} - \omega_s L_f i_{qg} \quad (4.28)$$

$$v_{qf} = R_f i_{qg} + L_f \frac{di_{qg}}{dt} + v_{qg} + \omega_s L_f i_{dg} \quad (4.29)$$

Esta alineación a la tensión de red simplifica no sólo ligeramente las ecuaciones de tensión del sistema, sino que también reduce los cálculos de potencia activa y reactiva. Por lo tanto, si se calculan el total de potencias activas y reactivas intercambiados con la red, encontramos:

$$P_g = \frac{3}{2} \text{Re}\{\vec{v}_g \vec{i}_g^*\} = \frac{3}{2} (v_{dg} i_{dg} + v_{qg} i_{qg}) \quad (4.30)$$

$$Q_g = \frac{3}{2} \text{Im}\{\vec{v}_g \vec{i}_g^*\} = \frac{3}{2} (v_{dg} i_{qg} - v_{qg} i_{dg}) \quad (4.31)$$

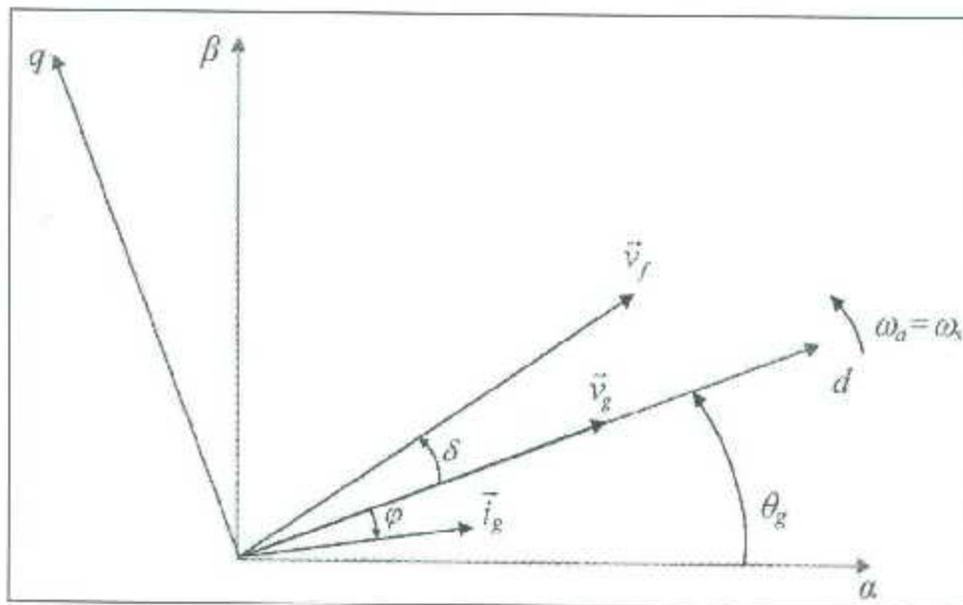


Figura 4.11: Alineación con el eje d del espacio vectorial de tensión de red.

Considerando las ecuaciones (4.24) y (4.25), el cálculo de potencias puede ser simplificado como:

$$P_g = \frac{3}{2} v_{dg} i_{dg} = \frac{3}{2} |\vec{v}_g^a| i_{dg} \quad (4.32)$$

$$Q_g = \frac{3}{2} v_{dg} i_{qg} = \frac{3}{2} |\vec{v}_g^a| i_{qg} \quad (4.33)$$

Hay que tomar en cuenta que los términos de tensión de estas dos últimas expresiones son constantes en condiciones ideales; esto significa que se ha obtenido una relación desacoplada entre los componentes de corrientes dq y de potencias activas y reactivas. Por lo tanto, la corriente i_{dg} es responsable del valor P_g mientras que la corriente i_{qg} es responsable por el valor Q_g . Este hecho es empleado en el control del sistema de lado red, como se estudia más adelante. Por otro lado, la potencia activa y reactiva calculada en las terminales del convertidor no es la misma que la potencia en las terminales de la red. La potencia en la salida del convertidor se calcula como sigue:

$$P_f = \frac{3}{2} \text{Re}\{\vec{v}_f \vec{i}_g^*\} = \frac{3}{2} (v_{df} i_{dg} + v_{qf} i_{qg}) \quad (4.30)$$

$$Q_f = \frac{3}{2} \text{Im}\{\vec{v}_f \vec{i}_g^*\} = \frac{3}{2} (v_{qf} i_{dg} - v_{df} i_{qg}) \quad (4.31)$$

Sustituyendo las expresiones de tensión (4.28) y (4.29) en esas últimas dos ecuaciones tenemos que:

$$P_f = \frac{3}{2} (R_f |\vec{i}_g|^2 + L_f \frac{di_{dg}}{dt} i_{dg} + L_f \frac{di_{qg}}{dt} i_{qg} + v_{dg} i_{dg}) \quad (4.32)$$

$$Q_f = \frac{3}{2} (L_f \omega_s |\vec{i}_g|^2 + L_f \frac{di_{dg}}{dt} i_{qg} + L_f \frac{di_{qg}}{dt} i_{dg} - v_{dg} i_{qg}) \quad (4.33)$$

Asumiendo que, en estado estable, la primera derivada de las componentes de corriente dq son cero, tenemos:

$$P_f = \frac{3}{2} (R_f |\vec{i}_g|^2 + v_{dg} i_{dg}) \quad (4.34)$$

$$Q_f = \frac{3}{2} (L_f \omega_s |\vec{i}_g|^2 - v_{dg} i_{qg}) \quad (4.35)$$

Se observa que el convertidor también proporciona la potencia activa y reactiva del filtro. En las expresiones de potencia de los convertidores, también aparece la parte de potencia asumida por el filtro. Ahora que se han estudiado los modelos de estado estacionario y dinámico del sistema de lado de la red, empezaremos con la etapa de control [3,7].

4.4 Estrategias para el Control vectorial en GIDA.

El control es una parte necesaria del sistema de lado red. Sin tener el control de algunas de las magnitudes, no es posible que funcione correctamente. En esta sección, se estudia un esquema basado en el control vectorial. Esta técnica de control es ampliamente usada entre las estrategias de control para convertidores conectados a la red. Ofrece buenas características de rendimiento con los requisitos de implementación. La técnica de control vectorial sigue la filosofía de que representa el sistema que va a ser controlado, en este caso el sistema de lado red en una forma de espacio vectorial. Gracias a esta base, se logra un control razonablemente bueno desacoplando las corrientes y las potencias.

El convertidor de lado red se encarga de controlar parte del flujo de potencia del GIDA. La potencia generada por el aerogenerador está parcialmente entregada a través del rotor del GIDA. Este flujo de potencia que pasa a través del rotor fluye también a través del enlace de CD y, finalmente, se transmite por el convertidor de lado red al sistema. El diagrama de bloques simplificado del sistema de lado de la red, junto con un esquema de su diagrama de bloque de control, se da en la Figura 4.12 [3,9].

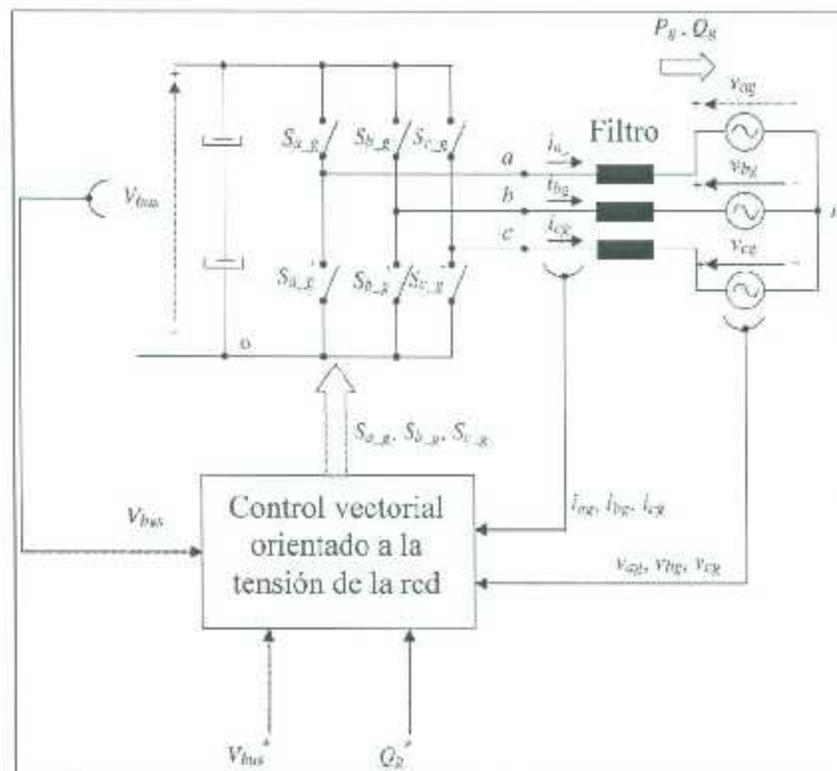


Figura 4.12 Sistema de control lado red.

De manera similar, una variable que se puede controlar también con este esquema es el intercambio de potencia reactiva a la red (Q_g). En general, puede tomar diferentes valores dependiendo de la corriente a través del convertidor o de la corriente a través del estator de la máquina. El diagrama de bloques de control de tensión de red orientado (GVOVC por sus siglas en inglés) se muestra en la Figura 4.13.

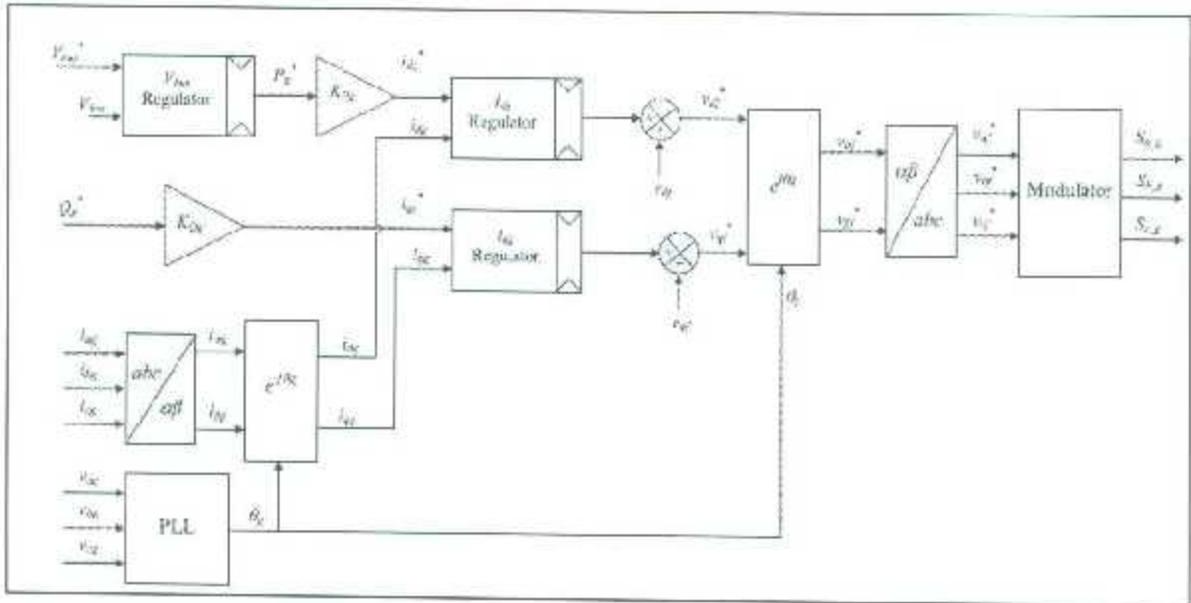


Figura 4.13 Diagrama de bloques de control de tensión de red orientado (GVOVC).

El PLL (phase locked loop) se utiliza para estimar el ángulo de la red de tensión θ_g , en una forma de bucle cerrado. En esta sección, se presenta sólo una solución simple pero eficiente. El PLL busca una sincronización a una variable de tres fases que varía sinusoidalmente, en este caso la tensión de red. El PLL presentado se sincroniza mediante el uso de las coordenadas dq de la tensión a la que se quiere sincronizar. Por lo tanto, el componente d de la tensión de red (v_{dg}) debe estar alineado con el marco de referencia de rotación d; esto significa que el θ_g estimado, debe ser modificado hasta que la componente q de la tensión (v_{qg}) es cero. En ese momento, se puede decir que la rotación de marco de referencia dq y el espacio vectorial de tensión de red están sincronizados y alineados con el eje d. La estructura PLL en lazo cerrado se ilustra en la Figura 4.14. Este toma las tensiones de entrada en abc y los transforma en coordenadas dq mediante el uso de su propio ángulo θ_g estimado. A continuación, el componente d calculado se pasa a través de un control PI, modificando la velocidad angular estimada hasta que el componente d se hace cero.

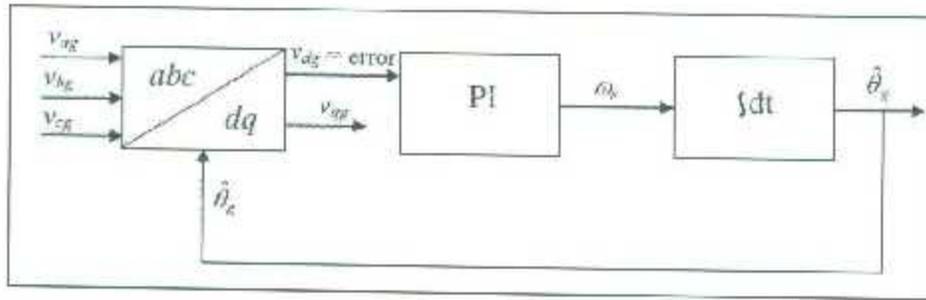


Figura 4.14 Diagrama de bloques de la estructura básica del PLL.

En primera instancia, se obtiene la relación entre la corriente del rotor y las potencias del estator. A continuación, se presentan los circuitos de regulación de la corriente. Por último, se discuten diferentes alternativas para orientar el sistema de referencia, en donde se empleará todo lo estudiado para aplicar las estrategias de control vectorial del GIDA [3,11].

4.4.1 Determinación de las corrientes de referencia.

Las expresiones genéricas para la máquina GIDA, pueden simplificarse mediante el uso de un marco de referencia alineado con el flujo del estator. Bajo la orientación de flujo del estator, la relación entre la corriente y los flujos se puede escribir como:

$$i_{ds}L_s + i_{dr}L_m = \psi_s \quad (4.36)$$

$$i_{qs}L_s + i_{qr}L_m = 0 \quad (4.37)$$

Utilizando las ecuaciones anteriores, se obtiene la relación entre las corrientes del estator y del rotor:

$$i_{ds} = \frac{\psi_s}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{dr} \quad (4.38)$$

$$i_{qs} = -\frac{L_m}{L_s} i_{qr} \quad (4.39)$$

En estado estacionario, el flujo del estator es proporcional a la tensión de red v_g , despreciando la pequeña caída en la resistencia del estator nos queda:

$$v_{ds} = 0 \quad (4.40)$$

$$i_{qs} = v_g \approx \omega_s \psi_s \quad (4.41)$$

Así, al orientar el eje directo con el flujo del estator, la tensión se alinea con el eje de cuadratura. El flujo de potencia activa y reactiva del estator pueden ser escritos como:

$$P_s = \frac{3}{2} v_{qs} i_{qs} \quad (4.42)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} v_{qs} i_{ds} \quad (4.43)$$

Combinando las anteriores ecuaciones con la (4.38) y (4.39), tenemos:

$$P_s = -\frac{3}{2} v_g \frac{L_m}{L_s} i_{qr} \quad (4.44)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} v_g \frac{\psi_s}{L_s} - \frac{3}{2} v_g \frac{L_m}{L_s} i_{dr} = \frac{3}{2} \frac{v_g^2}{\omega_s L_s} - \frac{3}{2} v_g \frac{L_m}{L_s} i_{dr} \quad (4.45)$$

Las ecuaciones anteriores muestran claramente que, bajo la orientación de flujo del estator, las potencias activas y reactivas se desacoplan y se pueden controlar a través de las corrientes del rotor. Por medio de la corriente en eje directo, podemos controlar la potencia activa, mientras que la potencia reactiva se puede controlar a través de la corriente en el eje cuadratura. Usando la ecuación anterior, las corrientes de referencia pueden calcularse a partir de las potencias deseadas, como se muestra en la Figura 4.15. Por lo que, se utilizan los lazos de control para asegurar que las corrientes reales sigan estas referencias. Las relaciones anteriores no son completamente exactas, ya que el efecto de las resistencias del estator ha sido despreciado. Las potencias del estator reales no serán exactamente los valores deseados.

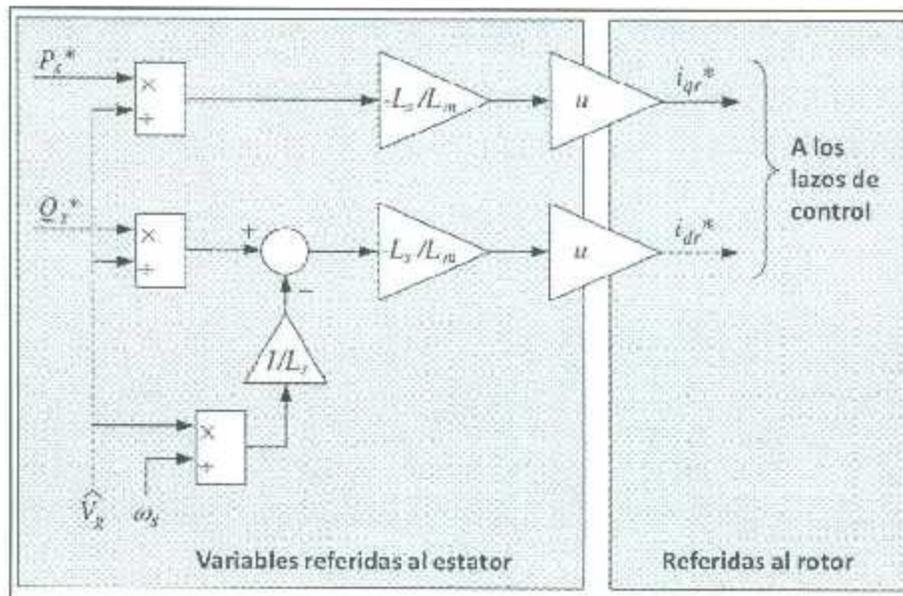


Figura 4.15 Determinación de las corrientes de referencia.

Para corregir este error y otros debido a imprecisiones en los valores de los parámetros de la máquina, por lo general se añaden dos lazos de potencia externas: el primer lazo regularía la potencia activa por medio de la i_{dr} de eje directo, y el segundo lazo regularía la potencia reactiva por medio de la corriente directa. En la Figura 4.16, se muestra un esquema que incluye esta opción.

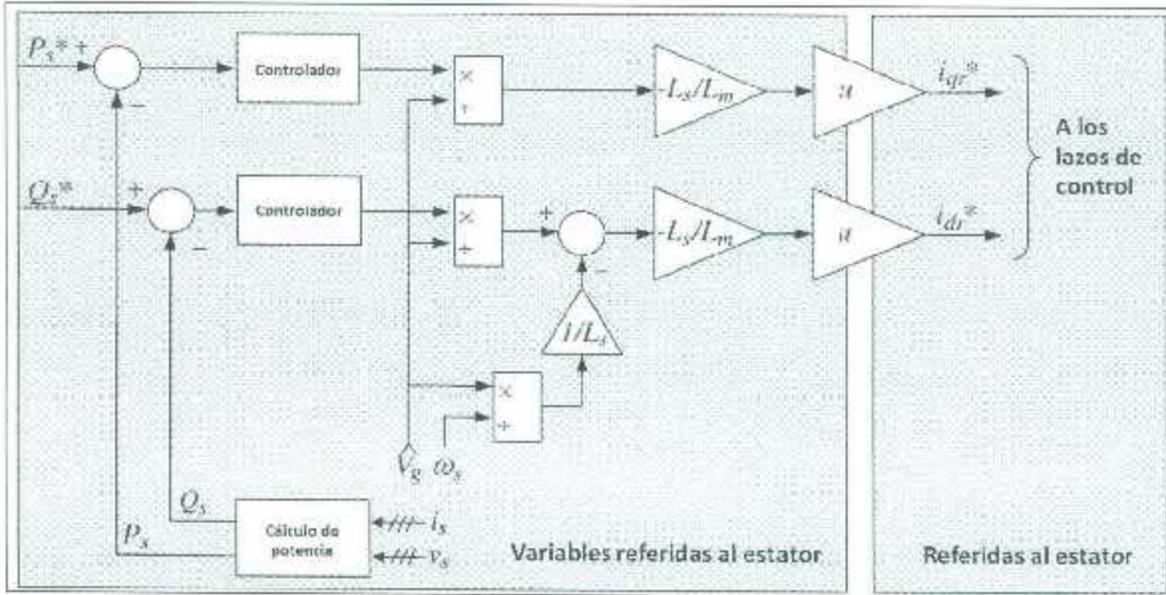


Figura 4.16 Determinación de parámetros de referencia incluyendo lazos de potencia externas.

El par electromagnético se encuentra dado por la siguiente relación:

$$T_m = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} (\Psi_{qs} i_{dr} - \Psi_{ds} i_{qr}) \quad (4.46)$$

Bajo la orientación de flujo del estator esta expresión puede ser escrita como:

$$T_m = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} (-\Psi_{ds} i_{qr}) \quad (4.47)$$

Finalmente sustituyendo el flujo del estator tenemos:

$$T_m = -\frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} \frac{v_g}{\omega_s} i_{qr} \quad (4.48)$$

Por lo que el par electromagnético es directamente controlado por la corriente en el eje cuadratura. De igual manera podemos emplear la expresión anterior para calcular la potencia mecánica:

$$P_m = -\frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} \frac{v_g}{\omega_s} i_{qr} \omega_m = -\frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} v_g (1-s) i_{qr} \quad (4.49)$$

Y de esta manera se determina la relación entre la potencia del estator y la potencia mecánica:

$$P_m = (1-s)P_s \quad (4.50)$$

Utilizando esta última expresión se puede poner cualquier referencia de par electromagnético en una referencia de potencia del estator para poder emplear los esquemas de la figura 4.15 ó 4.16 [3,4].

$$P_s = \frac{1}{1-s} P_m = \frac{\omega_s}{\omega_m} P_m = \omega_s T_m \quad (4.51)$$

4.4.2 Limitación de las corrientes de referencia.

Una vez calculadas las corrientes de referencia, deben ser limitados, de modo que no superen la corriente máxima permitida por la máquina y el convertidor del rotor. Para analizar esto es necesario denotar el valor pico máximo de corriente del convertidor del rotor como I_{phase_max} . Si la corriente trifásica se mantiene por debajo de este límite, el vector espacial total de la corriente debe estar dentro de la zona delimitada por el hexágono representado en la figura 4.17, cuya relación interna es igual a I_{phase_max} , y la relación externa está dada por $I_{phase_max} \sqrt{3/2}$.

La magnitud máxima del vector espacial de corriente oscila entre estos dos valores dependiendo del ángulo vectorial. Sin embargo, a fin de asegurar una forma de onda sinusoidal de la corriente, la magnitud del vector espacial debe mantenerse constante. En consecuencia, la corriente de fase máxima debe ser inferior a I_{phase_lim} . El vector espacial se compone de dos componentes: los valores en el eje d y el eje q. Si la corriente tiene que ser limitada, podemos actuar en cualquiera de las dos componentes. Una opción comúnmente utilizada para limitar proporcionalmente ambas componentes, es mantener el ángulo sin cambios. Otra opción habitual es dar prioridad a un componente sobre el otro. Si, por ejemplo, el control de la potencia reactiva se considera más importante que el control de la potencia activa, se da prioridad a la corriente del eje d, por lo que se limitará primero al componente q, y si esto no es suficiente, al componente d [3,11].

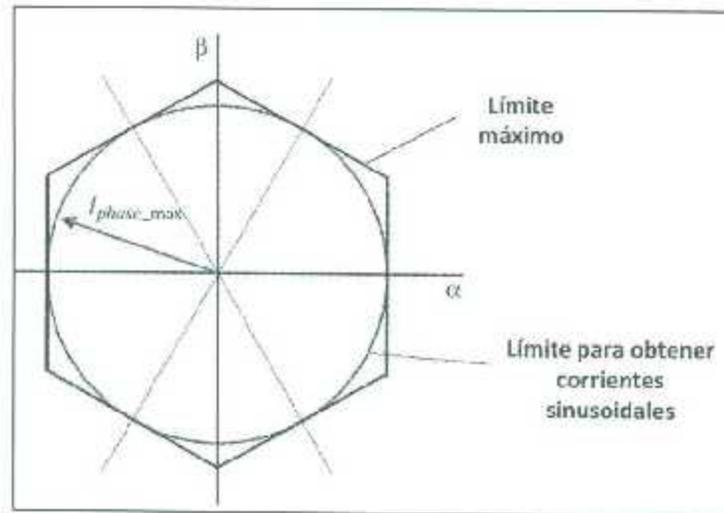


Figura 4.17 Limitación de las corrientes de referencia.

4.4.3 Lazos de control de corriente

Una vez que se calculan las corrientes del rotor de referencia, el convertidor del rotor debe asegurarse de que las corrientes reales sigan estas referencias. Generalmente, el convertidor de rotor es un inversor trifásico que fija la tensión de las terminales del rotor pero no las corrientes. Por este motivo deben ser incorporados lazos de control para asegurar que las corrientes sigan efectivamente sus referencias. Aunque es posible la aplicación de dichos lazos de control en cualquier sistema de referencia, la solución más práctica consiste en utilizar el mismo marco de referencia, es decir, estar alineado con el eje d de flujo de estator. Además, a lo largo de este eje, las variables son constantes durante el estado estacionario, que ayuda a la regulación de las corrientes.

Las tensiones calculadas de esta manera son referidas a un sistema de referencia síncrono. El inversor del rotor requiere que las tensiones de cada una de sus tres fases sea calculada a partir de v_{dr} y v_{qr} por medio de transformación inversa de Park. Además, las corrientes i_{dr} y i_{qr} se calculan con respecto a las tres corrientes de fase utilizando la transformación de Park. Ambas funciones requieren que el ángulo entre el eje d y las fases del rotor, es decir θ_r sea conocido. Por lo tanto, la posición angular del rotor, θ_m también debe ser conocido. Hay varios métodos para estimar este valor, aunque la solución más común, la cual es muy aplicada en la práctica por la industria, es por medio de un codificador acoplado al rotor (Figura 4.18) [3,12].

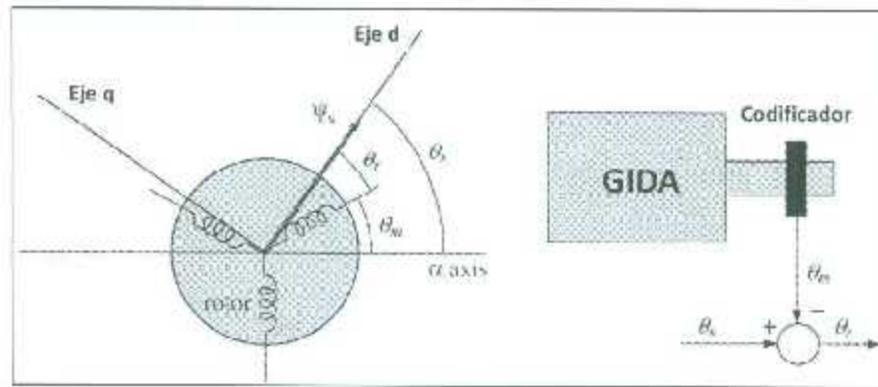


Figura 4.18 Cálculo de los ángulos para la transformaciones.

4.4.4 Orientaciones de marcos de referencia.

La base de control vectorial es referir a las corrientes del rotor a un marco de referencia síncrono, orientada de manera que su eje d está alineado con el flujo del estator. Como se explicó anteriormente, en el estado estacionario, esto es casi equivalente a alinear el eje q con la tensión del estator, debido a que el flujo tiene 90° de desplazamiento con respecto al estator. Por lo que, hay dos opciones para alinear el eje: ya sea para estimar el flujo y alinear el eje d a ella, o para alinear el eje q con la tensión con 90° de retraso con respecto al eje d. La primera opción se denomina orientación del flujo y la segunda opción es la orientación de tensión (también conocida como la orientación de flujo de red) [3,4].

4.4.4.1 Orientación de flujo.

Orientación de flujo es la opción clásica para el control del GIDA y se establece con la estimación del flujo de la máquina y la alineación del eje d al marco de referencia. Inicialmente, se utilizó la orientación de flujo del entrehierro. Posteriormente, la orientación de flujo del estator ha sido adoptada. Por lo que este tipo de metodología es empleada en las propuestas de la utilización del GIDA para la generación de energía eólica [3,4].

4.4.4.2 Orientación de tensión de red.

Esta opción mide las tensiones en el estator y alinea el eje q con el vector espacial de la tensión. El eje d será desfasado 90° de este. Un PLL es comúnmente adicionado para

obtener el ángulo de la tensión fundamental y de esta manera reducir los efectos armónicos de tensión, esta opción también es conocida como orientación de flujo de red [3,4].

4.4.4.3 Comparación entre orientación de flujo y orientación de tensión de red.

Tanto la orientación de flujo como la orientación de tensiones de red son muy similares siempre y cuando la tensión del estator y su correspondiente flujo sean estacionarios es decir que giran forma sincrónica y con amplitud constante. Bajo estas circunstancias, el flujo se desplaza 90° de la tensión de red. Si la resistencia del estator es cero, el desfaseamiento sería precisamente de 90° , haciendo ambos marcos de referencia coincidentes. En la práctica, la caída de tensión debido a la resistencia del estator es muy pequeña en comparación con la tensión total de la máquina, especialmente para los de alta potencia porque las máquinas actuales tienden a ser más inductivas que resistivas con el aumento de potencia y tensión (Figura 4.19).

En cualquier caso, no hay ninguna diferencia entre ambas técnicas de referencia durante operaciones de régimen en estado estacionario. Las diferencias, sin embargo, se hacen evidentes durante los estudios transitorios. Bajo estas circunstancias, probablemente como consecuencia de los cambios repentinos de la tensión de estator, el desplazamiento de fase entre el flujo y la tensión podría no ser el mismo que durante regímenes de estado estacionario [3,4].

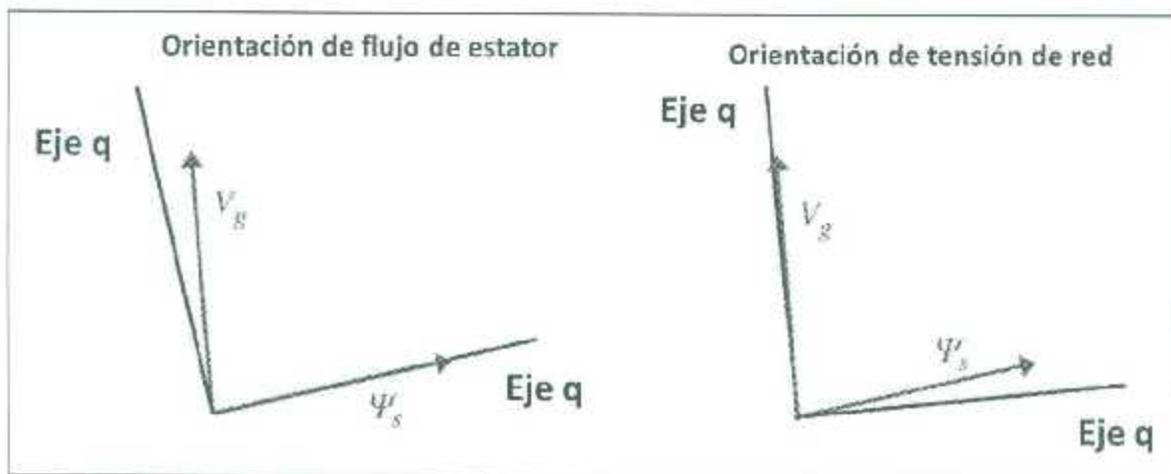


Figura 4.19 Orientaciones de marcos de referencia.

4.4.5 Sistema de control completo.

En las secciones anteriores se han presentado las diferentes partes de un control vectorial clásico para el GIDA:

- Generación de las referencias: Cálculo de corrientes de referencia para una potencia activa y reactiva del estator deseado.
- Lazos de control de corriente.
- Transformaciones de marco de referencia.

La Figura 4.20 representa un control en el marco de referencia orientado utilizando la tensión de red en lugar del flujo del estator. Esta elección se hizo con el fin de evitar problemas de estabilidad. El ángulo utilizado en las transformaciones se obtiene a partir de las mediciones de tensión de la red utilizando un PLL. [3,11].

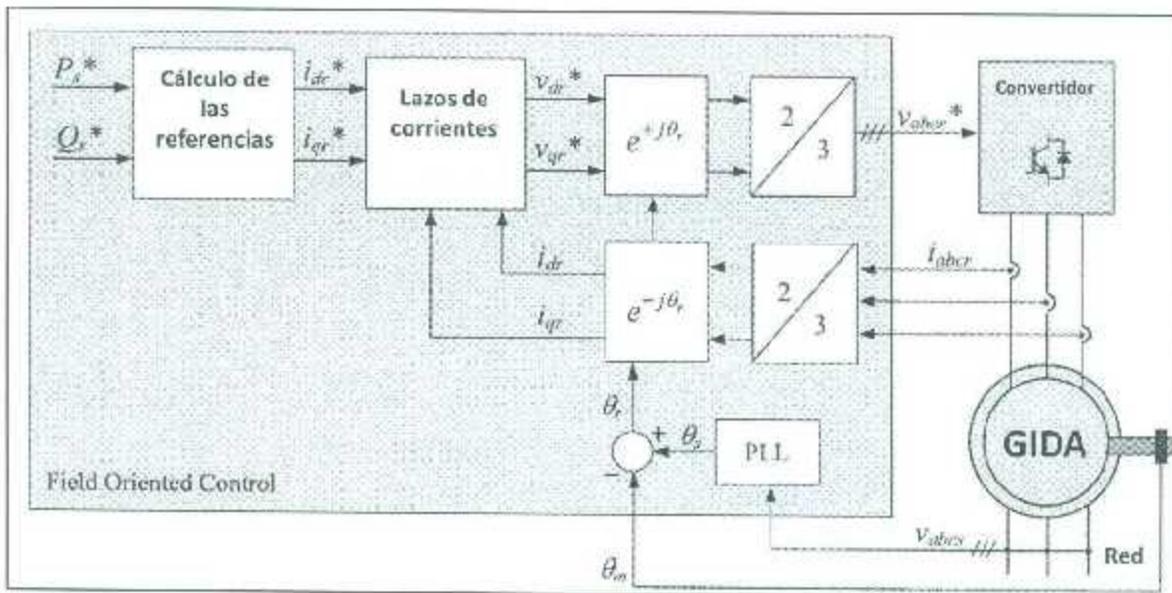


Figura 4.20 Diagrama esquemático del sistema de control vectorial.

Capítulo V. Modelado de parque eólico incorporando el generador de inducción doblemente alimentado (GIDA).

5.1 Introducción

Actualmente con el crecimiento de la carga instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ha sido de vital importancia la instalación de más plantas generadoras de energía eléctrica, tomando mayor énfasis las fuentes alternas de energía, tal es el caso de algunas zonas como Oaxaca (1751.47 MW), Tamaulipas (54 MW), Jalisco (50.4 MW), Chiapas (28.8 MW), Nuevo León (22 MW) y Baja California (10.6 MW), que han incorporado aerogeneradores en el sistema eléctrico. Debido a que las zonas de potencial eólico generalmente se encuentran en áreas alejadas de los grandes centros de consumo y conlleva a buscar puntos de conexión al SEN, parte de la red eléctrica del sistema se vea sometida a condiciones para las que originalmente no fue diseñada. Por tanto, las redes eléctricas se pueden ver sometidas a fenómenos que degradan la calidad de la energía, tales como fluctuaciones de tensión, cambios en flujos de potencia, armónicos, entre algunos otros eventos.

Actualmente, el fenómeno de resonancia armónica se ha presentado con gran severidad en regiones de la red eléctrica que están asociados a algunos parques eólicos, por lo que al suceder estos eventos ha sido necesario sacar totalmente de operación a los parques eólicos, generando así un problema de reducción de potencia en la red eléctrica. Este fenómeno de resonancia sucede bajo ciertas condiciones de generación, por lo que ha sido de gran interés el estudio de todo el fenómeno. Los registros de los eventos mencionados muestran la aparición de resonancias armónicas de orden elevado, por lo que este trabajo de investigación se centrará en el estudio de resonancias armónicas con la conexión de los parques eólicos generando potencia a niveles similares a los registros facilitados.

El objetivo de este capítulo es explicar la metodología a seguir para modelar el sistema eléctrico en conjunto con la problemática antes mencionada. Para llevar a cabo esta propuesta se consideraron los generadores de inducción doblemente alimentado para modelar los parques eólicos, utilizando la herramienta PSCAD/EMTDC, con la finalidad de considerar mayor detalle el modelado de los generadores, líneas de transmisión, buses y cargas del sistema a estudiar (Figura 5.1). Asimismo se incorporan elementos de control y

5.2.1 Parámetros de buses en PSCAD/EMTDC

El modelo del bus que se empleó para esta simulación se encuentra en el apartado de elementos pasivos, la figura 5.2 explica de manera detallada como anexar los datos antes mencionados.

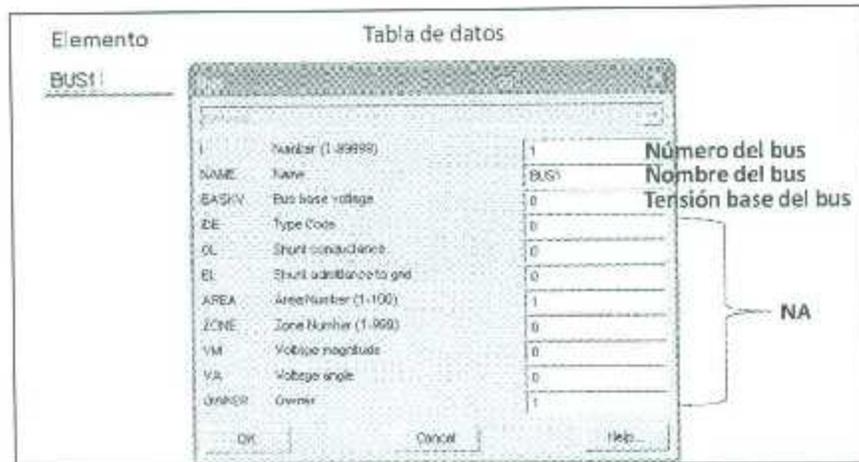


Figura 5.2. Modelado del Bus empleando PSCAD/EMTDC

5.3 Modelado de Transformadores de potencia.

El sistema eléctrico cuenta con 3 transformadores de potencia con características similares y cada uno conecta un parque eólico. Se consideró un modelo de transformador con características idealizadas en donde se despreció el fenómeno de la saturación magnética y se consideraron las pérdidas. En la tabla 5.2 se muestra las características del transformador modelado:

Tabla 5.2. Parámetros de los transformadores de potencia

Potencia nominal del transformador (MVA)	100
Tensión en devanado primario (kV)	230.0
Tensión en devanado secundario (kV)	34.5
Tipo de Conexión	Estrella aterrizada-Estrella aterrizada
Reactancia de dispersión en secuencia positiva (pu)	0.06
Pérdidas en vacío (pu)	0.001

Pérdidas por material (pu)	0.002
Reactancia en el núcleo (pu)	0.1
Corriente de magnetización (%)	0.5

5.3.1 Parámetros de transformadores en PSCAD/EMTDC

En el modelo del transformador en PSCAD/EMTDC es necesario completar los datos empleados en la tabla 5.2 y en la figura 5.3 se detalla la forma en que estos parámetros fueron anexados al modelo.



Figura 5.3. Modelado del Transformador empleando PSCAD/EMTDC

5.4 Modelado de líneas de transmisión.

En el PSCAD/EMTDC se puede modelar las líneas de transmisión utilizando diferentes formas, siendo las más empleadas: el modelo PI, Bergeron y dependiente de la frecuencia.

En el modelo del sistema eléctrico a estudiar, se tomarán en cuenta el modelado de 9 líneas de transmisión, debido a que se hará un estudio de resonancias armónicas y el sistema en sí no es tan grande, se optó modelar las líneas de transmisión con el modelo dependiente de la frecuencia. Para ello se tuvo que emplear la configuración de una torre y emplear parámetros propios de las diferentes líneas de transmisión, estos parámetros están especificados en la tabla 5.3 y la tabla 5.4.

Tabla 5.3. Parámetros fundamentales de las líneas de transmisión

ID LT	Números de Bus	Longitud (Km)	# Conductores	# Hilos de guarda	Frecuencia fundamental
LT1	B3-B6	9.85	3 (1/fase)	2	60 Hz
LT2	B5-B6	9.65	3 (1/fase)	2	60 Hz
LT3	B6-B7[1]	17.8	3 (1/fase)	2	60 Hz
LT4	B6-B7 [2]	17.8	3 (1/fase)	2	60 Hz
LT5	B7-B8	145.0	3 (1/fase)	2	60 Hz
LT6	B8-B9[1]	87.0	3 (1/fase)	2	60 Hz
LT7	B8-B9 [2]	89.0	3 (1/fase)	2	60 Hz
LT8	B7-B9[1]	57.0	3 (1/fase)	2	60 Hz
LT9	B7-B9 [2]	57.0	3 (1/fase)	2	60 Hz

Tabla 5.4. Parámetros fundamentales de los conductores

ID LT	Conductor	Hilos de guarda	Resistividad de terreno (Ωm)
LT1	900 ACSR "Canary" Radio=0.014755 m Rdc=0.0711 Ω/km	3/8, Acero S/M 2(1 X Cono) Radio= 0.00457 m Rdc= 1.463 Ω/km	100
LT2	900 ACSR "Canary" Radio=0.014755 m Rdc=0.0711 Ω/km	3/8, Acero S/M 2(1 X Cono) Radio= 0.00457 m Rdc= 1.463 Ω/km	100
LT3	900 ACSR "Canary" Radio=0.014755 m Rdc=0.0711 Ω/km	3/8, Acero S/M 2(1 X Cono) Radio= 0.00457 m Rdc= 1.463 Ω/km	100
LT4	900 ACSR "Canary" Radio=0.014755 m Rdc=0.0711 Ω/km	3/8, Acero S/M 2(1 X Cono) Radio= 0.00457 m Rdc= 1.463 Ω/km	100
LT5	900 ACSR "Canary" Radio=0.014755 m Rdc=0.0711 Ω/km	3/8, Acero S/M 2(1 X Cono) Radio= 0.00457 m Rdc= 1.463 Ω/km	100

LT6	900 ACSR "Canary" Radio=0.014755 m Rdc=0.0711 Ω /km	3/8, Acero S/M 2(1 X Cono) Radio= 0.00457 m Rdc= 1.463 Ω /km	100
LT7	900 ACSR "Canary" Radio=0.014755 m Rdc=0.0711 Ω /km	3/8, Acero S/M 2(1 X Cono) Radio= 0.00457 m Rdc= 1.463 Ω /km	100
LT8	900 ACSR "Canary" Radio=0.014755 m Rdc=0.0711 Ω /km	3/8, Acero S/M 2(1 X Cono) Radio= 0.00457 m Rdc= 1.463 Ω /km	100
LT9	900 ACSR "Canary" Radio=0.014755 m Rdc=0.0711 Ω /km	3/8, Acero S/M 2(1 X Cono) Radio= 0.00457 m Rdc= 1.463 Ω /km	100

5.4.1 Parámetros de líneas de transmisión en PSCAD/EMTDC

En el modelo de líneas de transmisión dependiente de la frecuencia en PSCAD/EMTDC se emplearon los datos mostrados en la tabla 5.3 y 5.4. Los pasos para modelar la línea de transmisión con el modelo dependiente de la frecuencia son:

- Completar la información general de la línea de transmisión (Figura 5.4)
- Seleccionar el modelo dependiente de la frecuencia (fase) y almacenar los datos como indica la Figura 5.5.
- Seleccionar la resistividad de terreno y el arreglo de los conductores, para ello se anexarán los datos como lo indica la figura 5.6.



Figura 5.4. Datos generales del modelo de la línea.

Tabla 5.5. Datos de las máquinas de inducción.

Parámetro	Máquina I	Máquina II
Potencia Nominal	2 MVA	0.85 MVA
Tensión Nominal L-L	690 V	690 V
Relación de vueltas estator/rotor	0.3	0.3
Momento angular de inercia ($J=2H$)	0.85 s	0.85 s
Amortiguamiento mecánico	0.0001 pu	0.0001 pu
Resistencia de estator	0.0111321151 pu	0.0110179 pu
Resistencia de rotor	0.01104809914 pu	0.0110179 pu
Inductancia de dispersión de estator	0.2671640482 pu	0.1487 pu
Inductancia de dispersión de rotor	0.2117358224 pu	0.1366 pu
Inductancia de magnetización	8.670399808 pu	4.6978 pu

5.5.2 Parámetros de la máquina de inducción en PSCAD/EMTDC.

Para modelar la máquina de inducción de rotor devanado en PSCAD/EMTDC se necesitan usar los parámetros dados en la tabla 5.5, y en la figura 5.7 se muestra la forma para ingresar los datos adecuados.

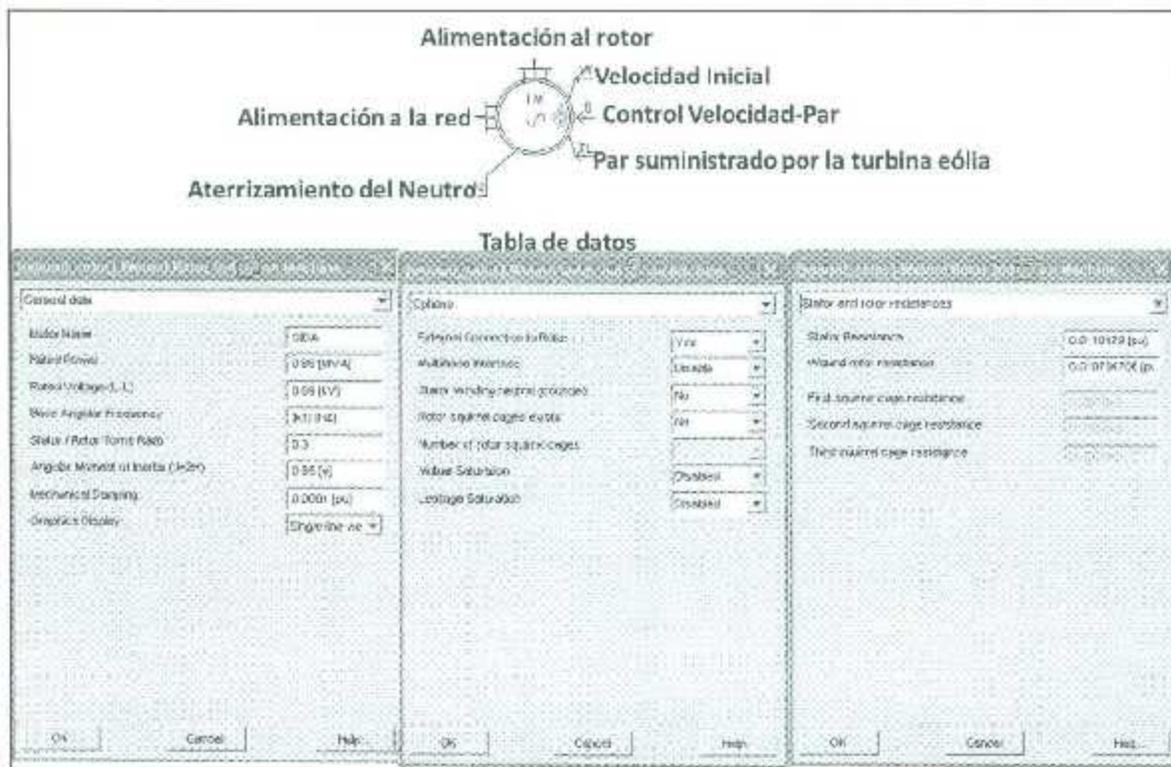


Figura 5.7. Modelado de la máquina de inducción en PSCAD/EMTDC.

Para este modelo se optó en neutro flotante debido a que este arreglo nos proporciona una impedancia muy alta, ocasionando que el sistema tenga una baja robustez ocasionando que los parámetros del sistema eléctrico sean fácilmente distorsionados, debido a que esta conexión provoca de manera más severa efectos resonantes que pueden ocurrir cuando la impedancia de falla incluye una reactancia inductiva aproximadamente igual a la reactancia capacitiva a tierra del sistema eléctrico [28].

De igual manera se determinó que ambos tipos de máquinas tengan 2 pares de polos, debido a que así se encuentra determinado en el catálogo de estos aerogeneradores, si se desea un mayor par se puede optar por un mayor número de pares de polos, pero en este caso se empleó los especificados por el fabricante.

5.5.3 Modelado de la turbina.

Al igual que la máquina de inducción, se emplearon 2 tipos de turbinas diferentes para modelar el sistema eléctrico antes mencionado, el modelado de la turbina es fundamental ya

que de esta depende el par que será aplicado a la máquina de inducción, los datos de las turbinas empleadas se encuentran anotados en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6. Datos de las turbinas.

Parámetro	Turbina I	Máquina II
Modelo	Gamesa G52	Vestas V80
Potencia	850 kW	2 MW
Frecuencia de operación	60 Hz	60 Hz
Diámetro del rotor	58 m	80 m
Área de barrido	2642 m ²	5027 m ²
Multiplicadora	1:74.5 pu	1:74.5 pu
Velocidad de giro	19.44-30.8 rpm	10.8-19.1 rpm

5.5.4 Parámetros de la turbina en PSCAD/EMTDC.

Para modelar la turbina en PSCAD/EMTDC se necesitan usar los parámetros dados en la tabla 5.6 de manera que se pueda emplear la expresión 5.1, para ello se consideró un valor de densidad de aire (ρ) de 1.225 kg/m³, empleando los bloques y las herramienta de PSCAD/EMTDC, el modelo del par de la turbina está representado en la figura 5.8.

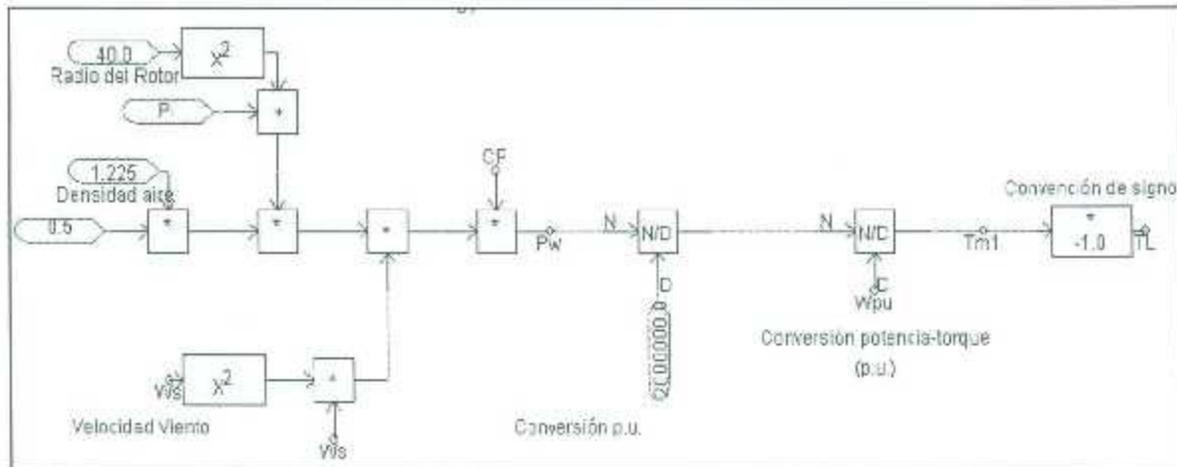


Figura 5.8. Modelado de la turbina eólica en PSCAD/EMTDC.

La potencia extraída del viento es igual a:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A V v^3 C_p \quad (5.1)$$

Dónde:

P_v =Potencia extraída del viento.

ρ =Densidad del viento.

A =Área de barrido de la turbina.

V_v =Velocidad del viento.

Para el cálculo del Coeficiente de Potencial Eólico (C_p) se empleó el modelo de Anderson [23], el cual nos indica que está dado por:

$$C_p = \frac{1}{2} (\gamma - 0.22\beta^2 - 5.6) e^{-0.17\gamma} \quad (5.2)$$

Dónde:

$$\gamma = \frac{2.237V_v}{\omega_m/GR} \quad (5.3)$$

Dónde:

GR = Multiplicadora de la turbina (Gear Ratio)

ω_m =Velocidad mecánica.

β =Ángulo de paso (pitch)

γ = relación de velocidad aclarado en el modelo 2 de Anderson.

La figura 5.9 nos muestra como modelar el C_p en PSCAD/EMTDC.

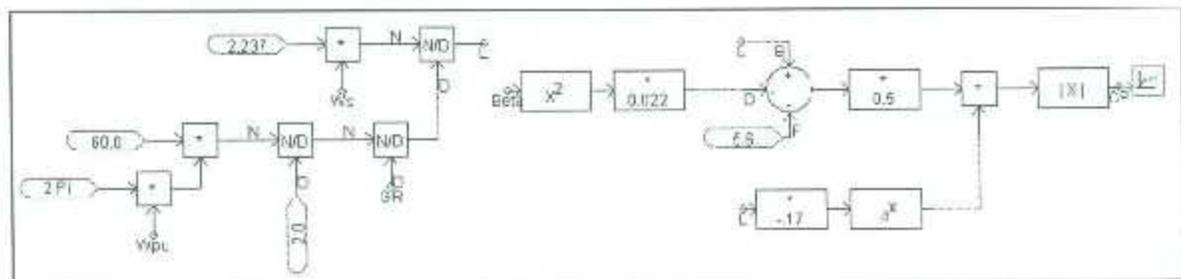


Figura 5.9. Modelado del coeficiente de potencial eólico en PSCAD/EMTDC.

El ángulo de paso (pitch) igual fue determinado con relación a una potencia de referencia dada, la figura 5.10 muestra el modelado del pitch en PSCAD/EMTDC.

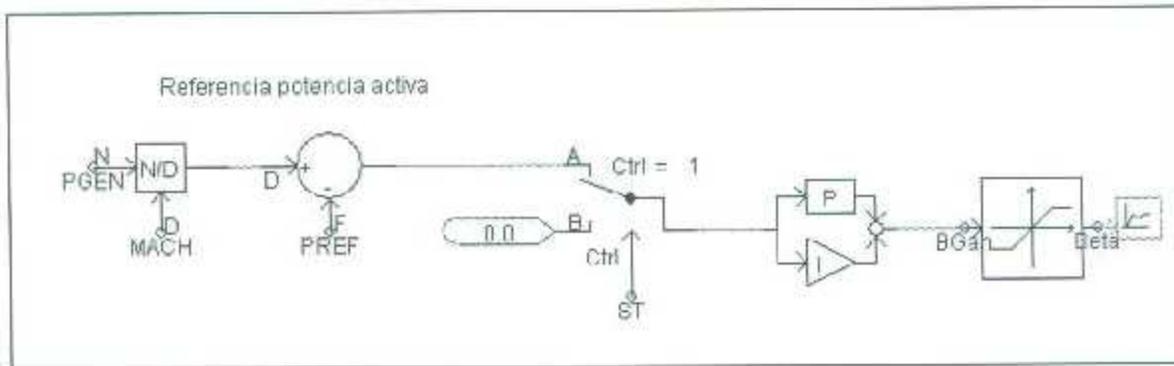


Figura 5.10. Modelado del ángulo de paso en PSCAD/EMTDC.

5.5.5 Control del GIDA en PSCAD/EMTDC.

Como se ha mencionado en el capítulo IV, el control vectorial es importante en el GIDA para poder manipular a libertad las potencias que serán suministradas a la red, para ello hay que alimentar al rotor con una tensión variable en función de la potencia reactiva deseada. En la figura 5.11 puede verse el control empleado para este modelo en PSCAD/EMTDC.

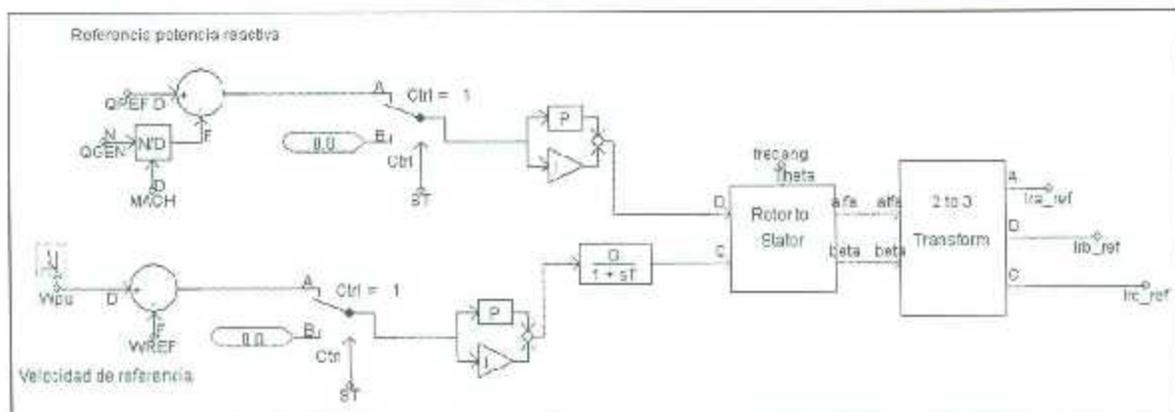


Figura 5.11. Modelado del control vectorial en PSCAD/EMTDC.

Por lo que se puede ver, la variable de entrada QGEN dependerá del número de máquinas que contenga el parque eólico. Por otro lado la QREF depende del factor de potencia a la que queramos operar las máquinas (-0.95, 1, 0.95), el control PI está para comparar la diferencia entre QGEN y QREF hasta que sea mínima, este proceso es similar para la velocidad de la máquina, donde Wpu es la velocidad del rotor (en pu) y WREF es la velocidad a la que queremos que gire la máquina (0.7 a 1.2 pu). La diferencia entre la QREF y la QGEN será anexada a la componente del eje d, mientras que la diferencia entre

Wpu y WREF será puesta en la componente del eje q, para posteriormente transformarla en componentes de corrientes de fase (abc). Las corrientes resultantes serán llamadas corrientes de referencia, y serán inyectadas posteriormente al rotor.

La posición angular del rotor (dado en radianes) será llamado Theta, y esta variable será de importancia para calcular el ángulo requerido para poder pasar todo a un mismo marco de referencia como se ha visto en el capítulo IV, ya que para poder pasar de componentes dq a abc es necesario hacer una transformación intermedia a componentes $\alpha\beta$. En la figura 5.12 se muestra como se emplea el proceso de determinación del ángulo para la transformación en componentes $\alpha\beta$ (frecang).

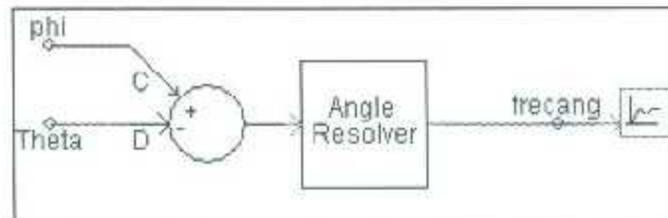


Figura 5.12. Cálculo del ángulo para la transformación en componentes $\alpha\beta$ en PSCAD/EMTDC.

La figura 5.13 muestra como calcular la componente phi.

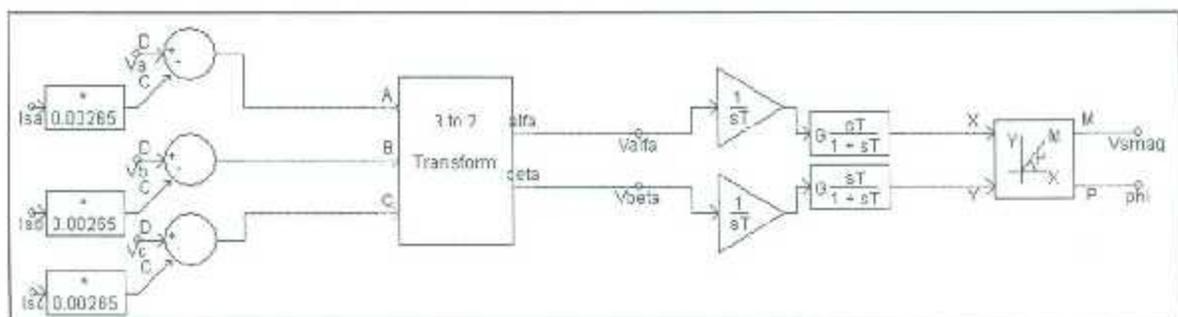


Figura 5.13. Cálculo de la componente phi en PSCAD/EMTDC.

Como se puede ver, en la figura 5.13, se muestra el proceso para calcular el ángulo phi que será de utilidad para el proceso mostrado en la figura 5.12.

Finalmente una vez obtenido el ángulo y retroalimentar el sistema de control, las corrientes de referencia son inyectadas al rotor, debido a que no se consideró modelar el convertidor estático.

5.6 Modelado del parque eólico.

En el modelado del parque eólico fue necesario crear un bloque para manipular las diferentes entradas y salidas requeridas en el modelo. También es necesario conocer los datos más importantes de los parques eólicos modelados, los datos se encuentran determinados en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7. Datos de los parques eólicos.

Localización (Bus)	Nivel de Tensión	Número de máquinas	Factor de Potencia	Velocidad controlable	Potencia por máquina
B1	34.5 kV	36	-0.95,1,0.95	0.7-1.2 pu	2 MW
B2	34.5 kV	50	-0.95,1,0.95	0.7-1.2 pu	2 MW
B4	34.5 kV	121	-0.95,1,0.95	0.7-1.2 pu	850 kW

5.6.1 Parámetros del parque eólico en PSCAD/EMTDC.

Para el modelado del parque eólico fue requerido obtener ciertos valores de entrada al bloque creado, en la figura 5.14 muestra el bloque y las variables de entrada necesarias para el modelado del parque eólico.

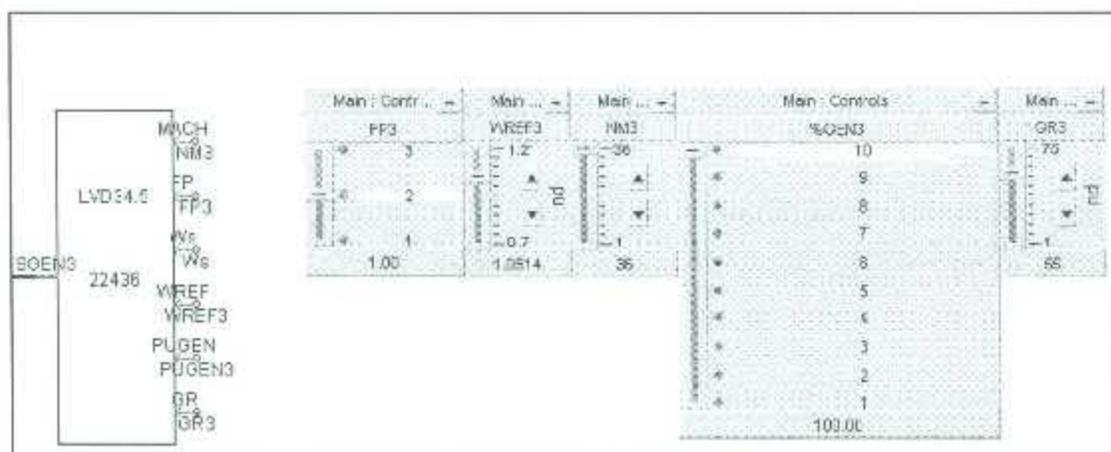


Figura 5.14. Bloque y control del parque eólico en PSCAD/EMTDC.

Donde MACH se refiere al número de máquinas del parque eólico, FP es el factor de potencia al cual estará operando las máquinas, W_s es la velocidad de viento (m/s), WREF es la velocidad a la que se desea controlar los GIDA, PUGEN se refiere al porcentaje de generación al cual estará operando las máquinas y GR es la multiplicadora (Gear ratio) de las turbinas eólicas, finalmente SGEN será la señal eléctrica con la potencia de generación deseada. Con estos valores ya se pueden determinar las potencias de referencia empleadas en este modelo, el cálculo está determinado en la figura 5.15.

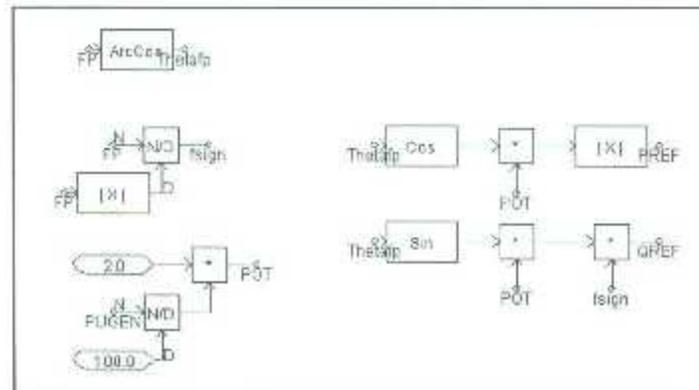


Figura 5.15. Determinación de las potencias de referencia en PSCAD/EMTDC.

La inyección de potencia del parque eólico se realizó mediante un modelo equivalente que considera el total de las máquinas por parque eólico con la finalidad de inyectar la potencia total al sistema eléctrico.

5.7 Inyección de corrientes armónicas.

El convertidor estático se simuló como una fuente de inyección de armónicas típicas de un rectificador de 6 pulsos tomando como corriente fundamental el 30% de la potencia total de la generación del parque eólico. La señal adquirida para la inyección armónica en PSCAD/EMTDC está dada por la figura 5.16.

Capítulo VI. Resultados de simulaciones con casos de resonancia.

6.1 Caso de estudio I

Disminución en la capacidad de generación de los parques eólicos.

En este apartado se simulará el sistema eléctrico antes mencionado con la característica de que se aplicará una variación en la potencia generada, empezando con el 100% en cada parque eólico, posteriormente se reducirá a un 60% cada parque, y finalmente a un 40% de la generación total de cada parque, y así medir el impacto que ocasiona una baja generación al sistema eléctrico estudiado. Para medir este impacto es necesario conocer la distorsión armónica total (THD por sus siglas en inglés) de corrientes y tensiones, para así poder distinguir los casos críticos y determinar una posible solución para estos casos de resonancia de alta frecuencia. La velocidad de viento se fijará a 15 m/s, los puntos que se medirán se encuentran especificados en la figura 6.1.

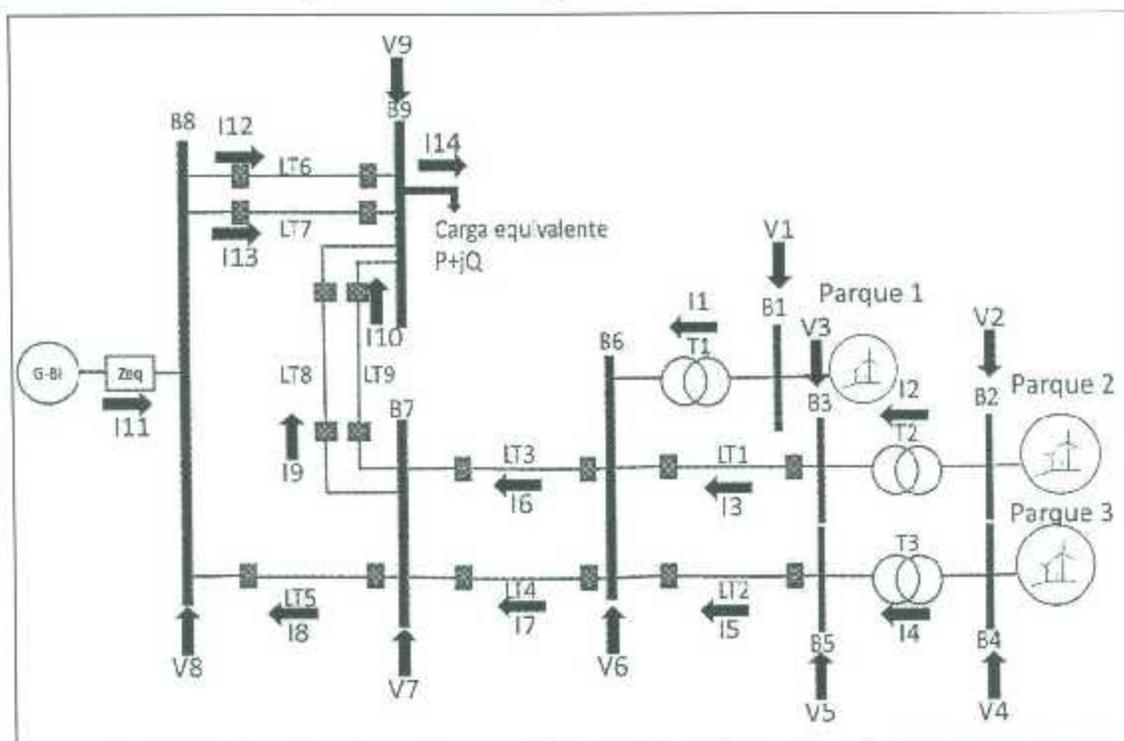


Figura 6.1. Puntos de medición del Sistema eléctrico simulado.

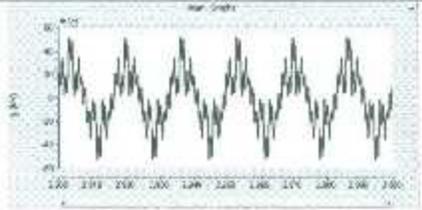
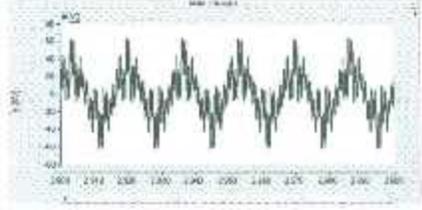
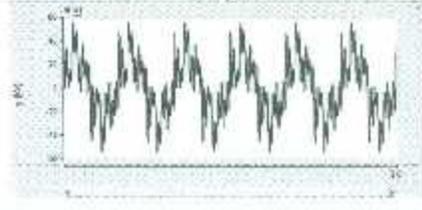
6.1.1 Caso I.A

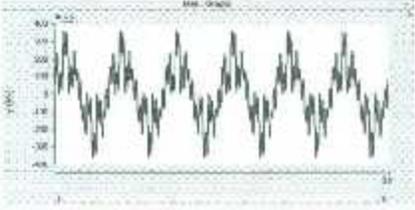
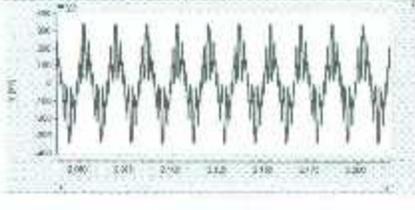
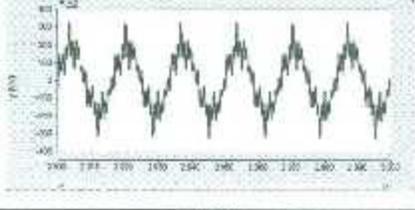
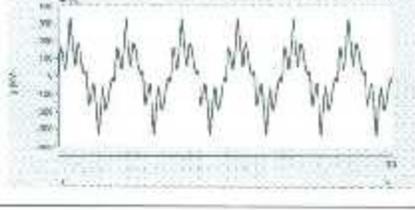
En este caso se opta por tener los parques eólicos con las siguientes características:

1. G1=100% de generación $f_p=1$.
2. G2=100% de generación $f_p=1$.
3. G3=100% de generación $f_p=1$.

Los resultados obtenidos para este caso en la medición de tensiones se encuentran anexados en la tabla 6.1:

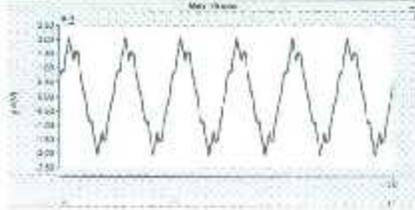
Tabla 6.1. Resultados Caso I.A (tensiones)

Punto de Medición	Tensión Base (kV)	Tensión medida (pu)	THD (%)	Forma de onda
V1	34.5	1.1703	59.7473	
V2	34.5	1.3038	82.7711	
V3	230.0	1.20806	66.5121	
V4	34.5	1.2511	76.4023	

V5	230.0	1.1951	64.4628	
V6	230.0	1.1920	63.7184	
V7	230.0	1.1653	58.6744	
V8	230.0	0.9976	38.9237	
V9	230.0	0.98159	46.8123	

En la tabla 6.2 se muestra los resultados de las mediciones de corriente realizadas.

Tabla 6.2. Resultados Caso I.A (corrientes)

Punto de Medición	Corriente medida (A) RMS	Flujos de potencia	THD (%)	Forma de onda
I1	1277.1	Sc=72.81 MW 0.38 MVAR Ss=73.25 MW -5.35 MVAR	13.7366	

12	1829.37	Se=101.26MW 0.53 MVAR Ss=102.06MW -18.46 MVAR	23.3405	
13	274.29	Se=102.06MW -18.46 MVAR Ss=101.84MW -20.99 MVAR	23.3378	
14	2154.37	Se=104.05MW 1.2649 MVAR Ss=116.18MW -55.77 MVAR	64.4971	
15	323.049	Se=116.18MW -55.77 MVAR Ss=115.84MW -60.17 MVAR	64.421	
16	382.526	Se=145.47MW -43.26 MVAR Ss=144.71MW -45.21 MVAR	31.369	
17	382.526	Se=145.47MW -43.26 MVAR Ss=144.71MW -45.21 MVAR	31.369	
18	260.502	Se=89.96 MW -37.77 MVAR Ss=83.58 MW 9.90 MVAR	56.0951	

I9	263.948	$S_c = -99.73 \text{ MW}$ -26.32 MVAR $S_s = 97.73 \text{ MW}$ -6.82 MVAR	33.4444	
I10	263.948	$S_c = 99.73 \text{ MW}$ -26.32 MVAR $S_s = 97.73 \text{ MW}$ -6.82 MVAR	33.4444	
I11	838.61	$S_e =$ -235.047 MW 22.64 MVAR	87.3619	
I12	272.79	$S_c = -76.63 \text{ MW}$ 6.32 MVAR $S_s = -80.07 \text{ MW}$ 14.39 MVAR	85.067	
I13	269.45	$S_c = -74.82 \text{ MW}$ 6.418 MVAR $S_s = -78.33 \text{ MW}$ 14.49 MVAR	87.2579	
I14	96.7058	Carga: $S_c = 30 \text{ MW}$ 15 MVAR	42.0122	

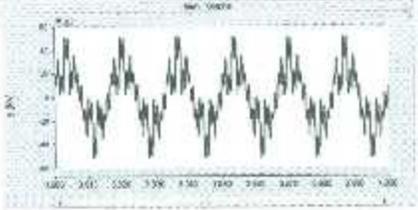
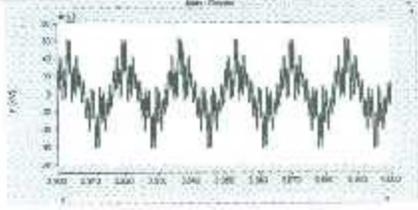
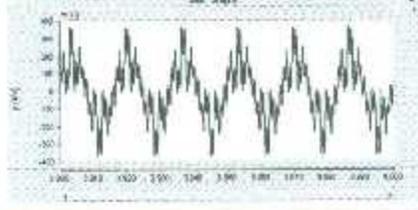
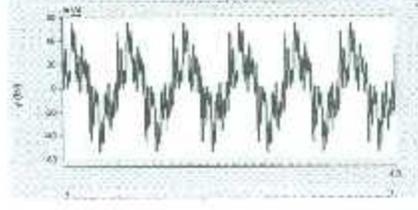
6.1.2 Caso I.B

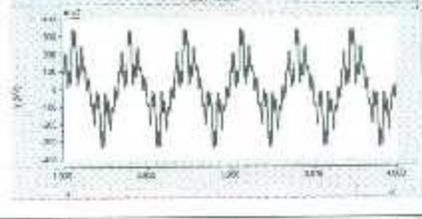
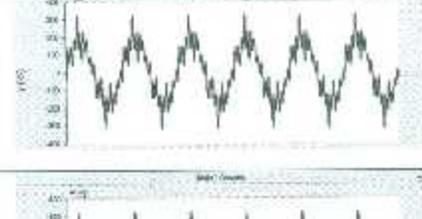
En este caso se opta por tener los parques eólicos con las siguientes características:

1. G1=60% de generación $f_p=1$.
2. G2=100% de generación $f_p=1$.
3. G3=100% de generación $f_p=1$.

Los resultados obtenidos para este caso en la medición de tensiones se encuentran anexados en la tabla 6.3:

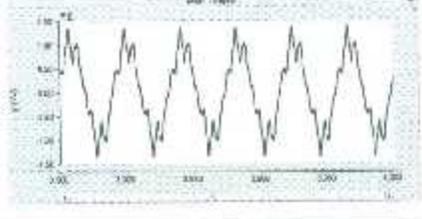
Tabla 6.3. Resultados Caso I.B (tensiones)

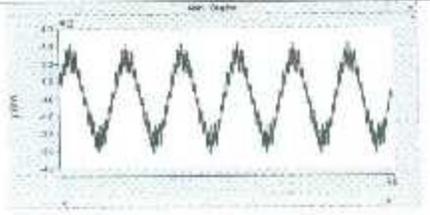
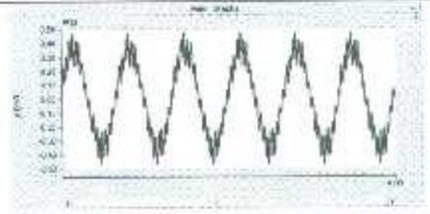
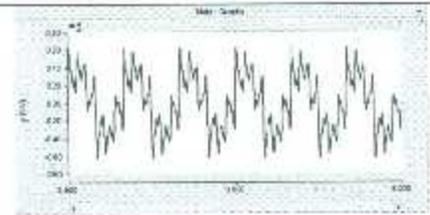
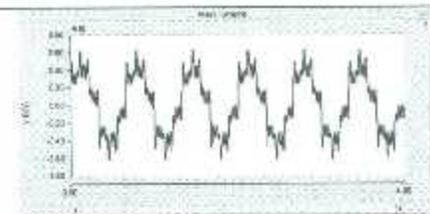
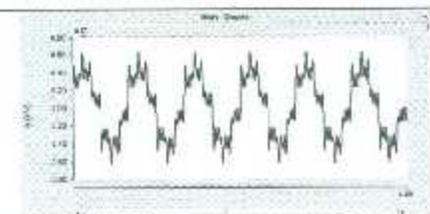
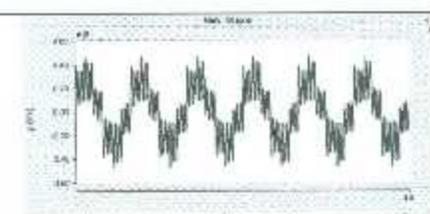
Punto de Medición	Tensión Base (kV)	Tensión medida (pu)	THD (%)	Forma de onda
V1	34.5	1.166	58.0734	
V2	34.5	1.2954	84.7412	
V3	230.0	1.2032	54.8717	
V4	34.5	1.248	75.0864	

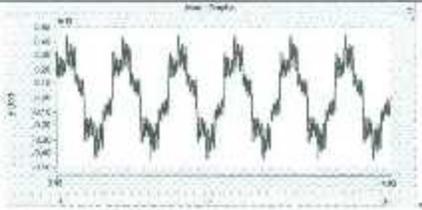
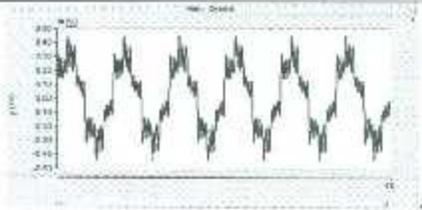
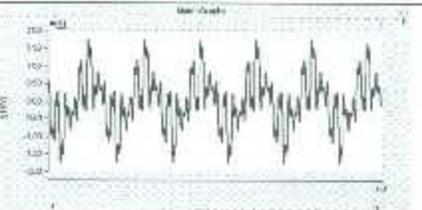
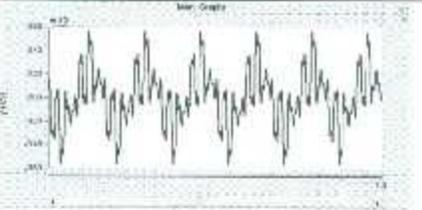
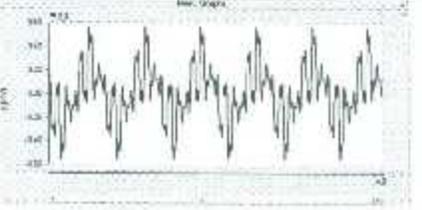
V5	230.0	1.1909	62.9005	
V6	230.0	1.18787	62.1453	
V7	230.0	1.16229	57.224	
V8	230.0	1.00364	38.0161	
V9	230.0	0.9856	45.668	

En la tabla 6.4 se muestra los resultados de las mediciones de corriente realizadas.

Tabla 6.4. Resultados Caso 1.B (corrientes)

Punto de Medición	Corriente medida (A) RMS	Flujos de potencia	THD (%)	Forma de onda
II	700.08	Se=42.75 MW 0.49 MVAR Ss=42.99 MW -2.18 MVAR	23.001	

I2	1614.32	Se=99.78 MW 0.62 MVAR Ss=100.88MW -17.55 MVAR	23.0082	
I3	242.158	Se=100.88MW -17.55 MVAR Ss=100.85MW -19.89 MVAR	23.0053	
I4	2086.26	Se=102.23MW -0.11 MVAR Ss=114.79MW -54.03 MVAR	64.6378	
I5	312.978	Se=114.79MW -54.03 MVAR Ss=114.59MW -58 MVAR	64.56	
I6	314.99	Se=129.21MW -40.03 MVAR Ss=129.04MW -41.16 MVAR	34.4744	
I7	314.99	Se=129.21MW -40.03 MVAR Ss=129.04MW -41.16 MVAR	34.4744	
I8	219.714	Se=79.24 MW -34.8 MVAR Ss=78.68 MW -7.12 MVAR	62.1627	

I9	218.074	Sc=89.42 MW -23.76 MVAR Ss=89.41 MW -4.4 MVAR	36.6273	
I10	218.074	Se=89.42 MW -23.76 MVAR Ss=89.41 MW -4.4 MVAR	36.6273	
I11	733.209	Se= -219.82MW 14.61 MVAR	97.293	
I12	237.34	Se=-71.37MW 3.67 MVAR Ss=-71.57 MW 12.05 MVAR	95.1442	
I13	234.874	Se=-69.76MW 3.82 MVAR Ss=-69.93 MW 12.17 MVAR	97.5743	
I14	87.5669	Carga: Sc=30 MW 15 MVAR	40.9853	

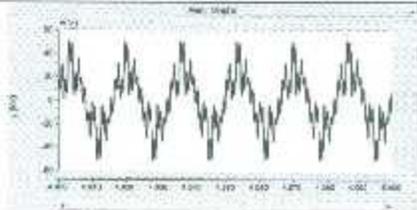
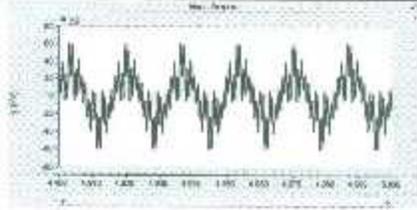
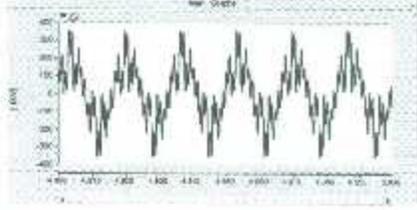
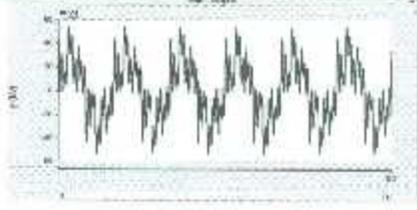
6.1.3 Caso I.C

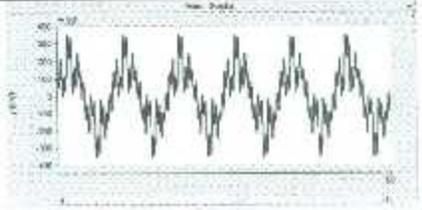
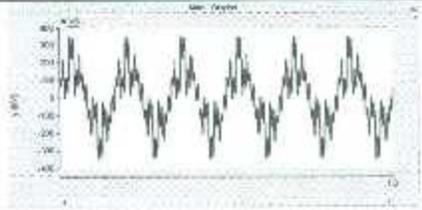
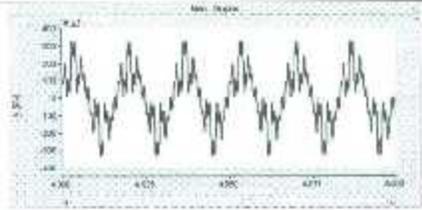
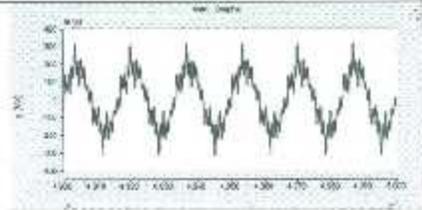
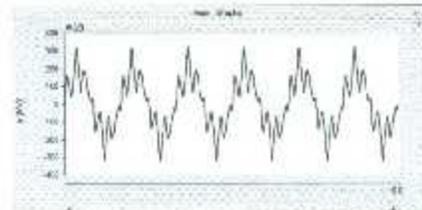
En este caso se opta por tener los parquesólicos con las siguientes características:

4. G1=60% de generación $f_p=1$.
5. G2=60% de generación $f_p=1$.
6. G3=100% de generación $f_p=1$.

Los resultados obtenidos para este caso en la medición de tensiones se encuentran anexados en la tabla 6.5:

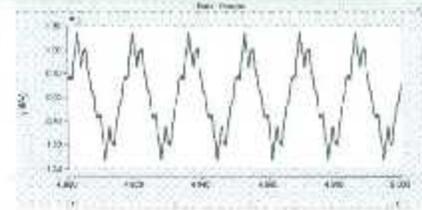
Tabla 6.5. Resultados Caso I.C (tensiones)

Punto de Medición	Tensión Base (kV)	Tensión medida (pu)	THD (%)	Forma de onda
V1	34.5	1.16064	55.6472	
V2	34.5	1.2773	76.4475	
V3	230.0	1.1948	62.0369	
V4	34.5	1.2431	72.9106	

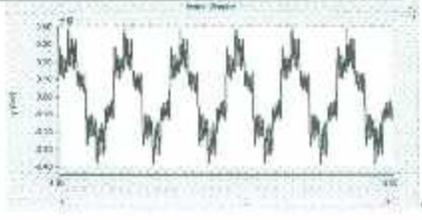
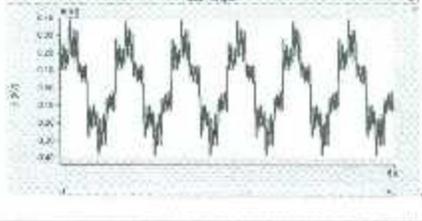
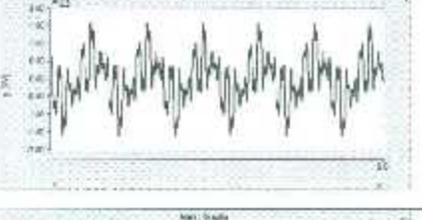
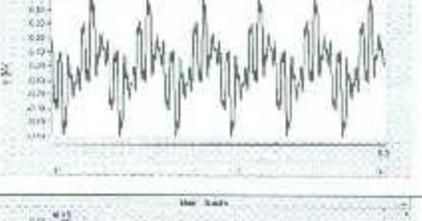
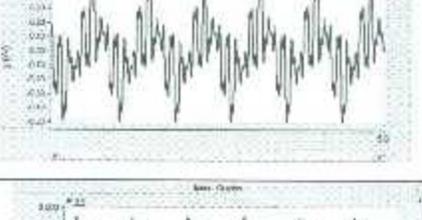
V5	230.0	1.18428	60.2951	
V6	230.0	1.1811	59.5348	
V7	230.0	1.1578	54.9502	
V8	230.0	0.99875	36.3578	
V9	230.0	0.9735	44.0952	

En la tabla 6.6 se muestra los resultados de las mediciones de corriente realizadas.

Tabla 6.6. Resultados Caso LC (corrientes)

Punto de Medición	Corriente medida (A) RMS	Flujos de potencia	THD (%)	Forma de onda
I1	781.1012	Se=42.29 MW -0.31 MVAR Ss=42.45 MW -2.85 MVAR	22.3973	

12	1131.77	Se=58.27MW 0.09 MVAR Ss=58.95 MW -11.2 MVAR	36.4283	
13	169.703	Se=58.95MW -11.2 MVAR Ss=58.97 MW -12.65 MVAR	36.4437	
14	2202.79	Se=101.03MW -1.49 MVAR Ss=112.59MW -49.81 MVAR	65.0125	
15	330.406	Se=112.59MW -49.81 MVAR Ss=112.45MW -53.33 MVAR	64.9213	
16	298.612	Se=106.94MW -34.41 MVAR Ss=106.8MW -34.53 MVAR	39.983	
17	298.612	Se=106.94MW -34.41 MVAR Ss=106.8MW -34.53 MVAR	39.983	
18	208.375	Se=64.58 MW -29.91 MVAR Ss=62.77 MW -0.68 MVAR	72.7464	

19	208.337	Se=74.51 MW -19.57 MVAR Ss=74.3 MW -0.18 MVAR	42.0788	
110	208.337	Se=74.51 MW -19.57 MVAR Ss=74.3 MW -0.18 MVAR	42.0788	
111	710.912	Se= -172.977MW -3.439 MVAR	115.334	
112	229.681	Se=-55.74MW -2.18 MVAR Ss=-56.76 MW 7.74 MVAR	113.899	
113	227.702	Se=-54.45MW -1.94 MVAR Ss=-55.49 MW 7.95 MVAR	116.686	
114	92.7039	Carga: Sc=30 MW 15 MVAR	39.5737	

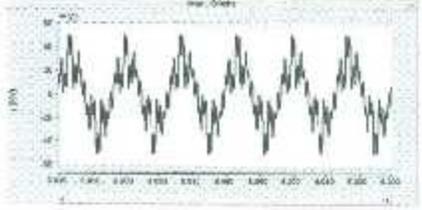
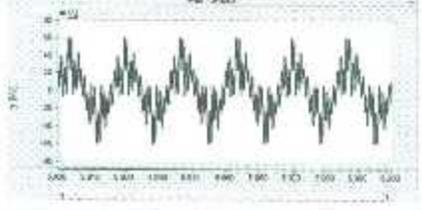
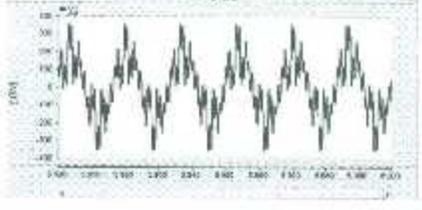
6.1.4 Caso I.D

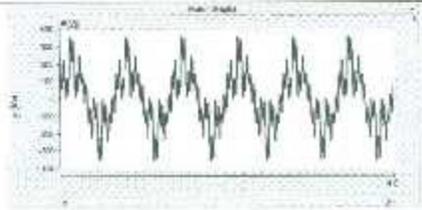
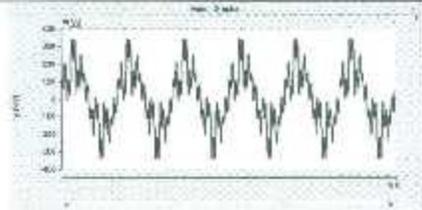
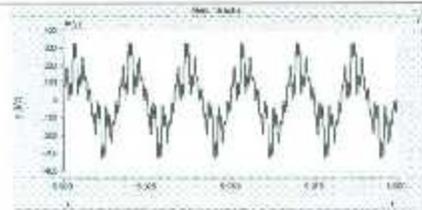
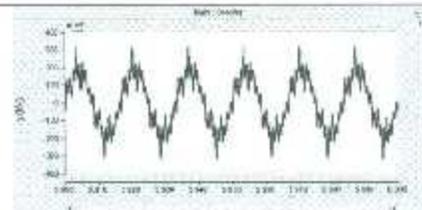
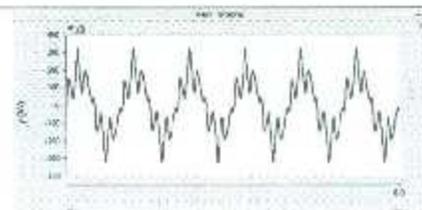
En este caso se opta por tener los parques eólicos con las siguientes características:

4. G1=60% de generación $f_p=1$.
5. G2=60% de generación $f_p=1$.
6. G3=60% de generación $f_p=1$.

Los resultados obtenidos para este caso en la medición de tensiones se encuentran anexados en la tabla 6.7:

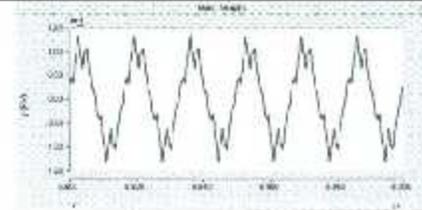
Tabla 6.7. Resultados Caso I.D (tensiones)

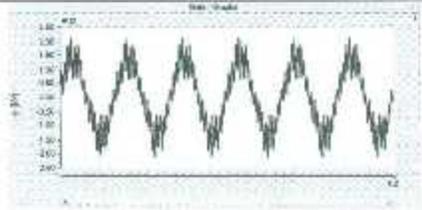
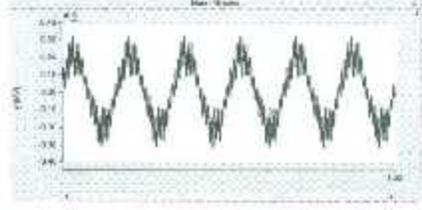
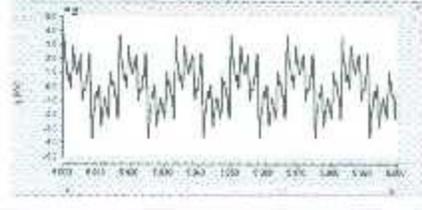
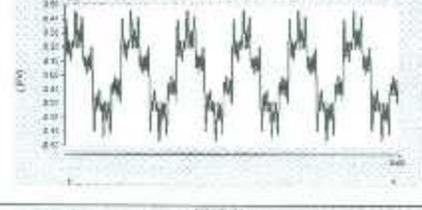
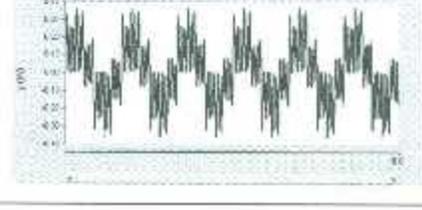
Punto de Medición	Tensión Base (kV)	Tensión medida (pu)	THD (%)	Forma de onda
V1	34.5	1.165	55.7503	
V2	34.5	1.2819	76.5871	
V3	230.0	1.199	62.1525	
V4	34.5	1.2482	72.9811	

V5	230.0	1.1887	60.4136	
V6	230.0	1.1857	59.6436	
V7	230.0	1.1623	55.0623	
V8	230.0	0.9981	36.4516	
V9	230.0	0.976704	44.2126	

En la tabla 6.8 se muestra los resultados de las mediciones de corriente realizadas,

Tabla 6.8. Resultados Caso I.D (corrientes)

Punto de Medición	Corriente medida (A) RMS	Flujos de potencia	THD (%)	Forma de onda
I1	728.418	Sc=42.64 MW -0.23 MVAR Ss=42.84 MW -2.8 MVAR	22.5837	

I2	1048.13	Se=59.2 MW -0.47 MVAR Ss=59.65 MW -12.04 MVAR	36.5585	
I3	157.048	Se=59.65 MW -12.04 MVAR Ss=59.64MW -12.04 MVAR	36.5709	
I4	1489.9	Se=59.79 MW -1.23 MVAR Ss=72.4 MW -49.79 MVAR	107.233	
I5	222.69	Se=72.4 MW -46.79 MVAR Ss=72.31MW -49.75 MVAR	107.036	
I6	223.853	Se=87.39MW -33.06 MVAR Ss=87.24MW -32.62 MVAR	50.2608	
I7	223.853	Se=87.39MW -33.06 MVAR Ss=87.24MW -32.62 MVAR	50.2608	
I8	163.152	Se=51.37 MW -28.77 MVAR Ss=50.65 MW 3.37 MVAR	93.5926	

19	158.859	$S_e=61.55$ MW -18.23 MVAR $S_s=61.42$ MW 2.09 MVAR	52.3918	
110	158.859	$S_e=61.55$ MW -18.23 MVAR $S_s=61.42$ MW 2.09 MVAR	52.3918	
111	603.09	$S_e=$ -136.402 MW -15.13 MVAR	148.405	
112	192.913	$S_e=-43.36$ MW -6.03 MVAR $S_s=-43.5$ MW 5.5 MVAR	148.506	
113	191.924	$S_e=-42.37$ MW -5.72 MVAR $S_s=-42.51$ MW 5.77 MVAR	151.955	
114	96.9228	Carga: $S_e=30$ MW 15 MVAR	39.679	

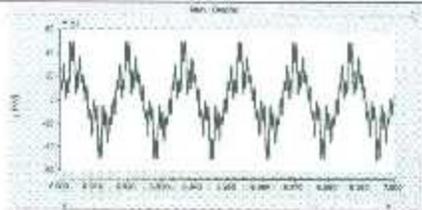
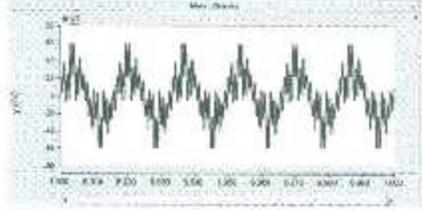
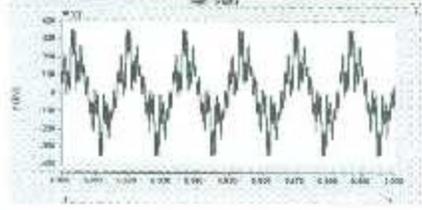
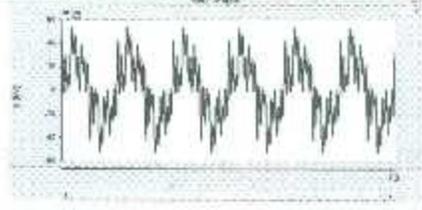
6.1.5 Caso I.E

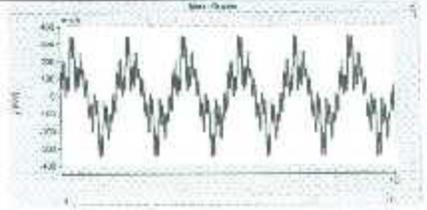
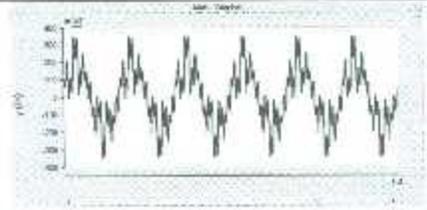
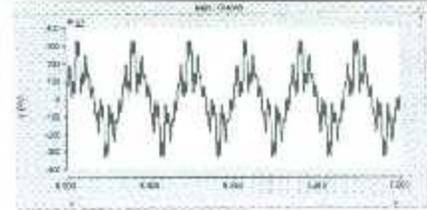
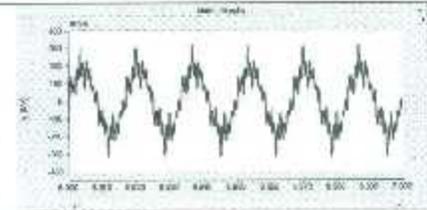
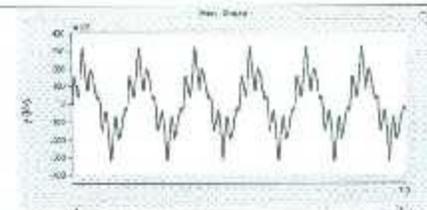
En este caso se opta por tener los parques eólicos con las siguientes características:

1. G1=40% de generación $f_p=1$.
2. G2=60% de generación $f_p=1$.
3. G3=60% de generación $f_p=1$.

Los resultados obtenidos para este caso en la medición de tensiones se encuentran anexados en la tabla 6.9:

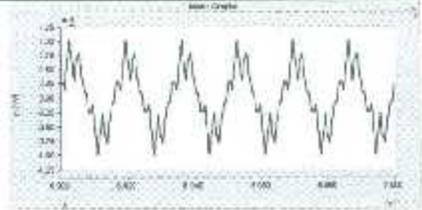
Tabla 6.9. Resultados Caso I.E (tensiones)

Punto de Medición	Tensión Base (kV)	Tensión medida (pu)	THD (%)	Forma de onda
V1	34.5	1.1622	55.04	
V2	34.5	1.2773	75.7221	
V3	230.0	1.1964	61.4678	
V4	34.5	1.2456	72.4462	

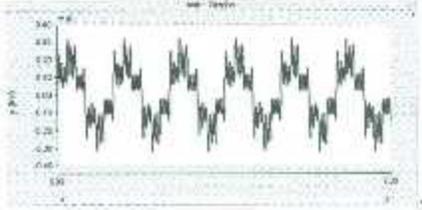
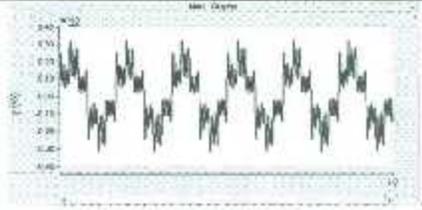
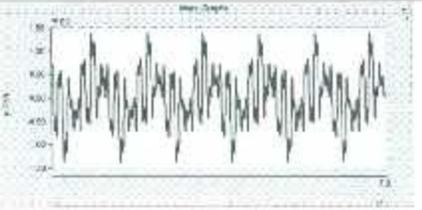
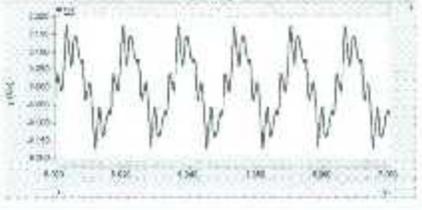
V5	230.0	1.1859	59.7645	
V6	230.0	1.1829	58.9951	
V7	230.0	1.1601	54.4665	
V8	230.0	1.0071	36.0418	
V9	230.0	0.9896	43.7445	

En la tabla 6.10 se muestra los resultados de las mediciones de corriente realizadas.

Tabla 6.10. Resultados Caso I.E (corrientes)

Punto de Medición	Corriente medida (A) RMS	Flujos de potencia	THD (%)	Forma de onda
II	538.692	Se=28.9 MW 0.003 MVAR Ss=29.02 MW -1.66 MVAR	34.092	

I2	1125.05	Se=60.36 MW -0.29 MVAR Ss=60.89 MW -11.79 MVAR	36.1371	
I3	168.666	Se=60.89 MW -11.79 MVAR Ss=60.79 MW -13.18 MVAR	36.15	
I4	1567.34	Se=62.26 MW 0.34 MVAR Ss=73.78 MW -49.33 MVAR	106.743	
I5	235.056	Se=73.78 MW -49.33 MVAR Ss=73.58 MW -52.32 MVAR	106.548	
I6	223.328	Se=81.69 MW -33.58 MVAR Ss=81.38 MW -32.78 MVAR	54.3689	
I7	223.328	Se=81.69 MW -33.58 MVAR Ss=81.38 MW -32.78 MVAR	54.3689	
I8	164.13	Sc=47.5 MW -28.8 MVAR Ss=42.67 MW 5.75 MVAR	102.32	

I9	158.368	Se=57.63 MW -18.38 MVAR Ss=56.39 MW 3.09 MVAR	56.4322	
I10	158.368	Se=57.63 MW -18.38 MVAR Ss=56.39 MW 3.09 MVAR	56.4322	
I11	603.547	Se= -112.661 MW -22.13 MVAR	162.114	
I12	193.456	Se=-35.43MW -8.35 MVAR Ss=-38.16 MW 4.57 MVAR	163.25	
I13	192.638	Se=-34.55MW -8.02 MVAR Ss=-37.35 MW 4.9 MVAR	166.926	
I14	96.9323	Carga: Sc=30 MW 15 MVAR	39.2589	

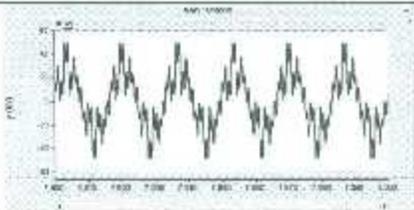
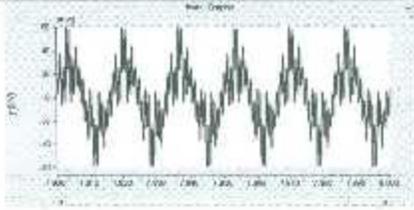
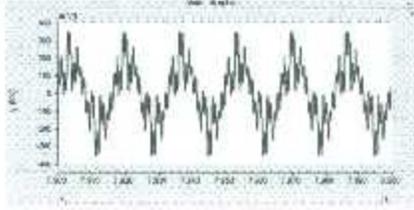
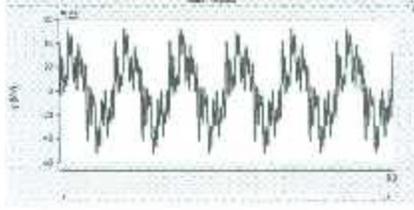
6.1.6 Caso I.F

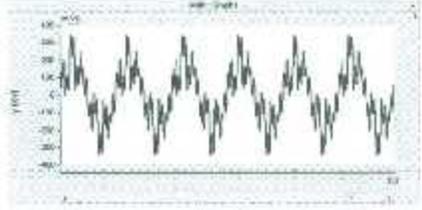
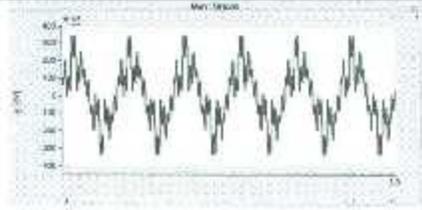
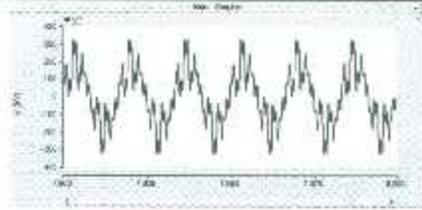
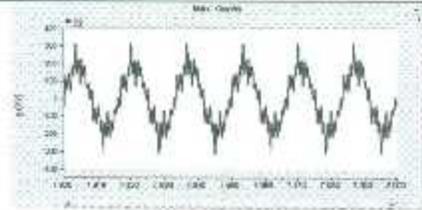
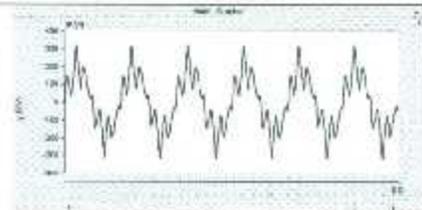
En este caso se opta por tener los parques eólicos con las siguientes características:

1. G1=40% de generación $f_p=1$.
2. G2=40% de generación $f_p=1$.
3. G3=60% de generación $f_p=1$.

Los resultados obtenidos para este caso en la medición de tensiones se encuentran anexados en la tabla 6.11:

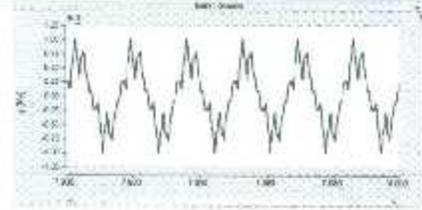
Tabla 6.11. Resultados Caso I.F (tensiones)

Punto de Medición	Tensión Base (kV)	Tensión medida (pu)	THD (%)	Forma de onda
V1	34.5	1.15843	53.9724	
V2	34.5	1.26775	73.8201	
V3	230.0	1.19114	60.211	
V4	34.5	1.2419	71.4728	

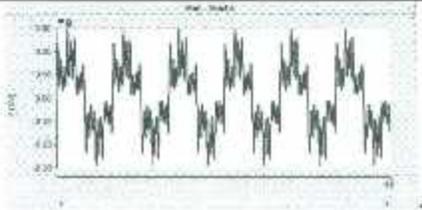
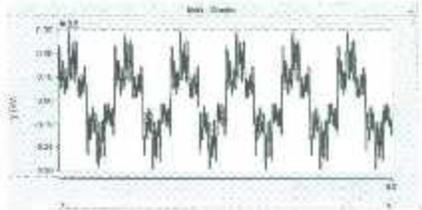
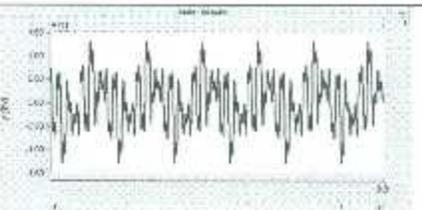
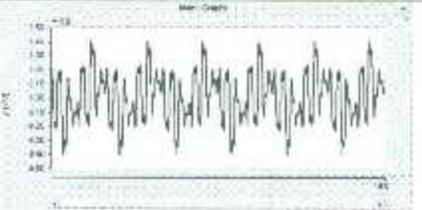
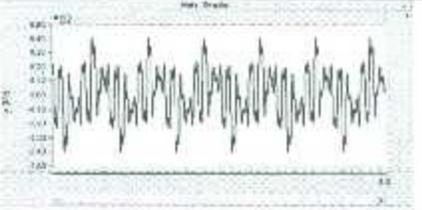
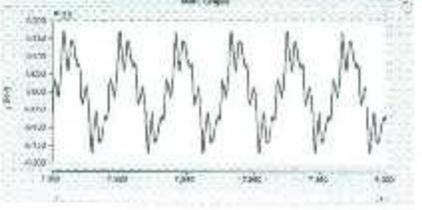
V5	230.0	1.18149	58.6071	
V6	230.0	1.17848	57.8372	
V7	230.0	1.1568	53.4616	
V8	230.0	1.00299	35.2638	
V9	230.0	0.981446	43.0482	

En la tabla 6.12 se muestra los resultados de las mediciones de corriente realizadas.

Tabla 6.12. Resultados Caso I.F (corrientes)

Punto de Medición	Corriente medida (A) RMS	Flujos de potencia	THD (%)	Forma de onda
I1	541.566	Sc=28.72 MW 0.12 MVAR Ss=28.81 MW -1.72 MVAR	33.501	

I2	790.761	Se=39.78 MW -0.03 MVAR Ss=39.52 MW -9.2 MVAR	52.7558	
I3	118.555	Se=39.52 MW -9.2 MVAR Ss=39.19 MW -10.35 MVAR	52.7938	
I4	1586.23	Se=61.89 MW 0.57 MVAR Ss=73.30 MW -46.04 MVAR	106.647	
I5	237.89	Se=73.3 MW -46.04 MVAR Ss=72.79 MW -48.92 MVAR	106.459	
I6	202.295	Se=70.4 MW -30.5 MVAR Ss=69.66 MW -29.57 MVAR	61.4633	
I7	202.295	Se=70.4 MW -30.5 MVAR Ss=69.66 MW -29.57 MVAR	61.4633	
I8	151.773	Se=39.53 MW -26.6 MVAR Ss=37.3 MW 7.58 MVAR	117.549	

I9	144.066	Se=49.89 MW -16.27 MVAR Ss=48.39 MW 4.51 MVAR	63.2258	
I10	144.066	Se=49.89 MW -16.27 MVAR Ss=48.39 MW 4.51 MVAR	63.2258	
I11	583.124	Se= -96.237 MW -26.879MVAR	185.016	
I12	193.456	Se=-29.81MW -9.82 MVAR Ss=-30.44 MW 3.10 MVAR	188.467	
I13	186.092	Se=-29.12MW -9.46 MVAR Ss=-29.74 MW 3.44 MVAR	192.387	
I14	94.9265	Carga: Sc=30 MW 15 MVAR	38.6342	

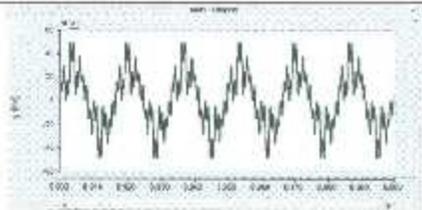
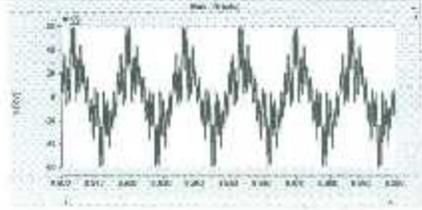
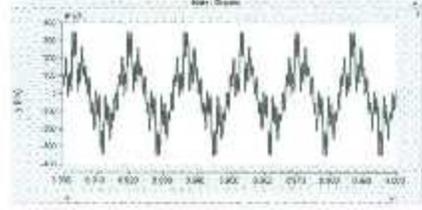
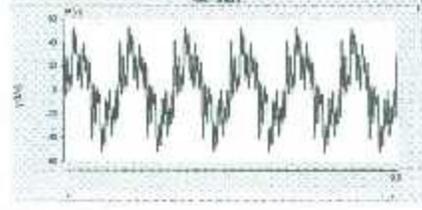
6.1.7 Caso I.G

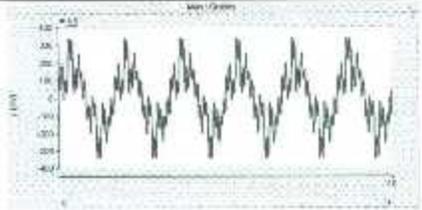
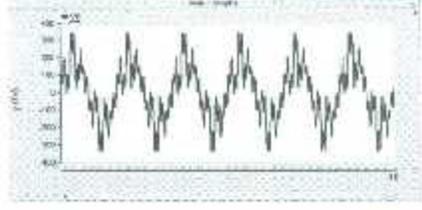
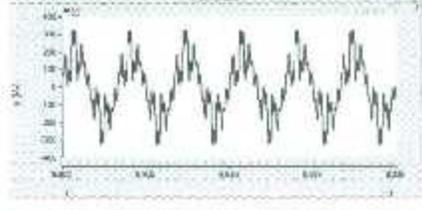
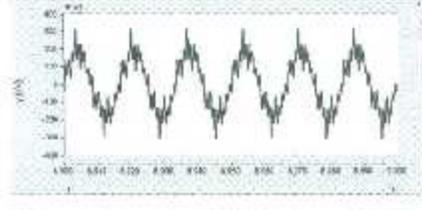
En este caso se opta por tener los parques eólicos con las siguientes características:

1. G1=40% de generación $f_p=1$.
2. G2=40% de generación $f_p=1$.
3. G3=40% de generación $f_p=1$.

Los resultados obtenidos para este caso en la medición de tensiones se encuentran anexados en la tabla 6.13:

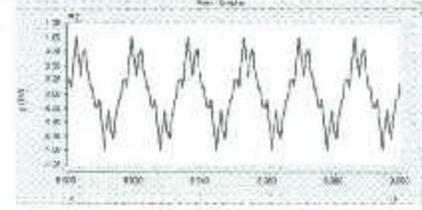
Tabla 6.13. Resultados Caso I.G (tensiones)

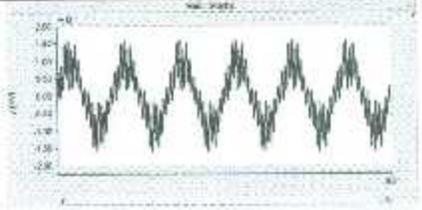
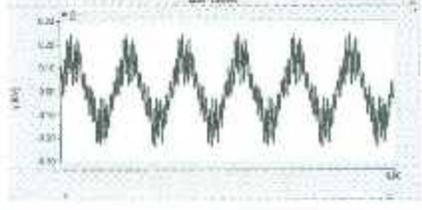
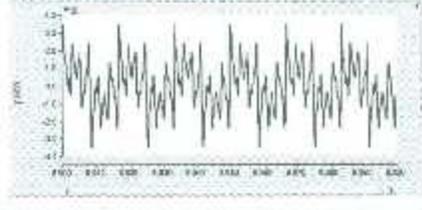
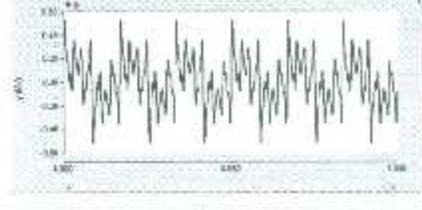
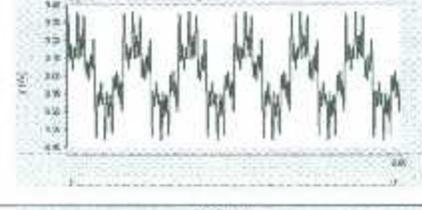
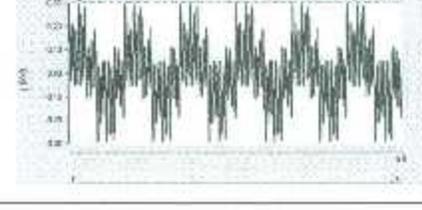
Punto de Medición	Tensión Base (kV)	Tensión medida (pu)	THD (%)	Forma de onda
V1	34.5	1.15954	54.0683	
V2	34.5	1.26892	73.9391	
V3	230.0	1.19325	60.3171	
V4	34.5	1.24303	71.5669	

V5	230.0	1.18255	58.717	
V6	230.0	1.17965	57.9416	
V7	230.0	1.1583	53.5605	
V8	230.0	1.00445	35.3155	
V9	230.0	0.97667	43.1339	

En la tabla 6.14 se muestra los resultados de las mediciones de corriente realizadas.

Tabla 6.14. Resultados Caso 1.G (corrientes)

Punto de Medición	Corriente medida (A) RMS	Flujos de potencia	THD (%)	Forma de onda
I1	493.997	$S_e=28.2$ MW -0.26 MVAR $S_s=28.26$ MW -1.81 MVAR	33.5337	

I2	733.589	Sc=38.88 MW -0.4 MVAR Ss=39.27 MW -9.29 MVAR	52.6631	
I3	109.874	Se=39.27 MW -9.29 MVAR Ss=39.25 MW -10.36 MVAR	52.7	
I4	1304.32	Se=40.03 MW -0.77 MVAR Ss=51.56 MW -43.1 MVAR	154.272	
I5	195.415	Se=51.56 MW -43.1 MVAR Ss=51.47 MW -45.61 MVAR	153.796	
I6	164.974	Se=59.49 MW -28.89 MVAR Ss=59.41 MW -27.64 MVAR	72.7503	
I7	164.974	Se=59.49 MW -28.89 MVAR Ss=59.41 MW -27.64 MVAR	72.7503	
I8	132.2	Se=32.82 MW -25.02 MVAR Ss=31.22 MW 8.01 MVAR	142.926	

I9	120.028	Sc=43 MW -15.12 MVAR Ss=42.72 MW 5.73 MVAR	74.111	
I10	120.028	Sc=43 MW -15.12 MVAR Ss=42.72 MW 5.73 MVAR	74.111	
I11	542.812	Se= -78.336 MW -28.58 MVAR	219.814	
I12	167.198	Sc=-23.84MW -10.48 MVAR Ss=-24.73 MW 1.85 MVAR	227.077	
I13	166.93	Sc=-23.27MW -10.08 MVAR Ss=-24.14 MW 2.19 MVAR	231.26	
I14	96.387	Carga: Sc=30 MW 15 MVAR	38.711	

6.2 Caso de estudio II

Fuera de operación de los parques eólicos.

En este apartado se simulará el sistema eléctrico antes mencionado con la característica de que se pondrá fuera de operación los diferentes parques eólico para medir el impacto de este caso de estudio; igual es necesario conocer la distorsión armónica total de corrientes y tensiones, como en el caso I.

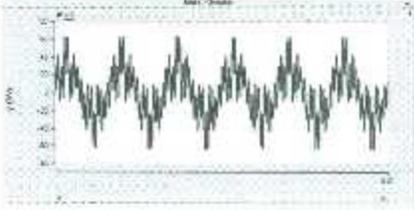
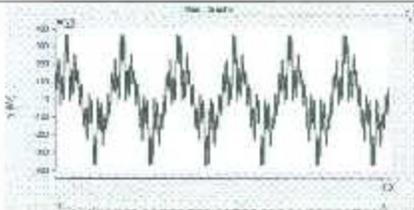
6.2.1 Caso II.A

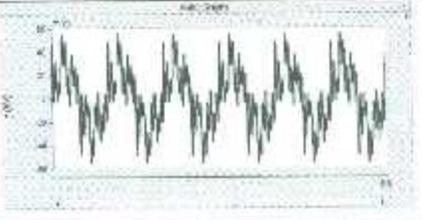
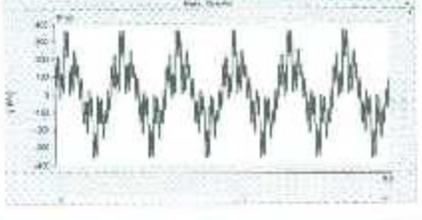
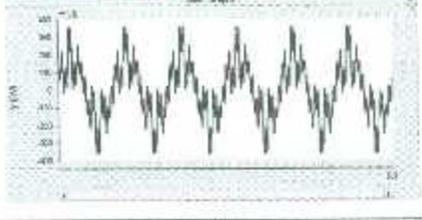
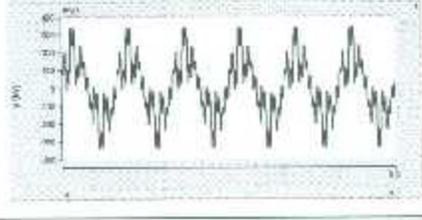
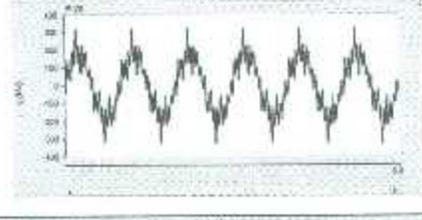
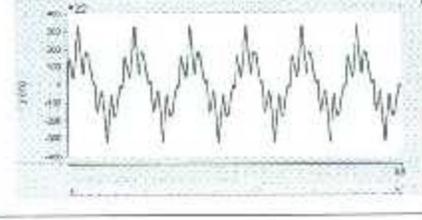
En este caso se opta por tener los parques eólicos con las siguientes características:

1. G1=fuera de operación.
2. G2=100% de generación $fp=1$.
3. G3=100% de generación $fp=1$.

Los resultados obtenidos para este caso en la medición de tensiones se encuentran anexados en la tabla 6.15:

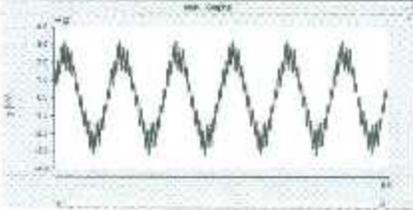
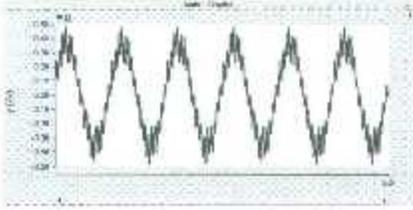
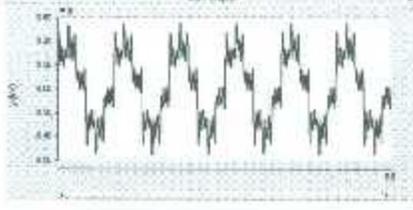
Tabla 6.15. Resultados Caso II.A (tensiones)

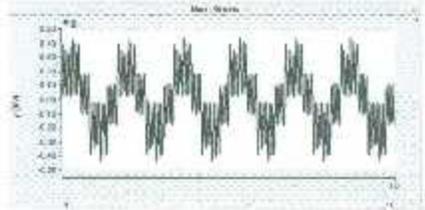
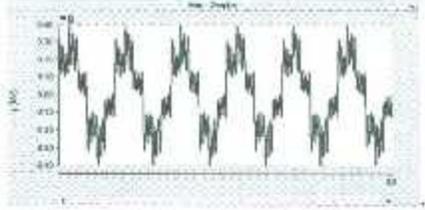
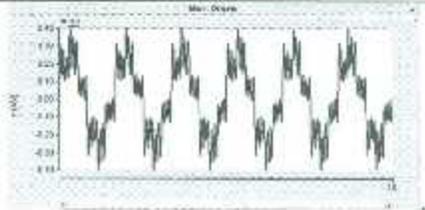
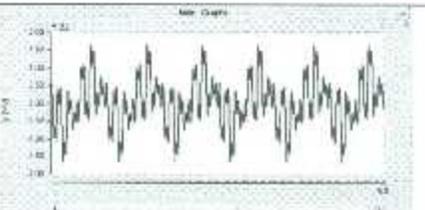
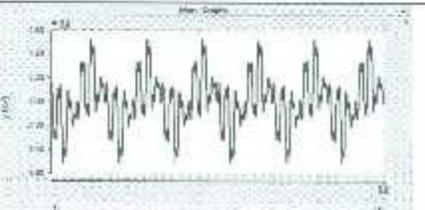
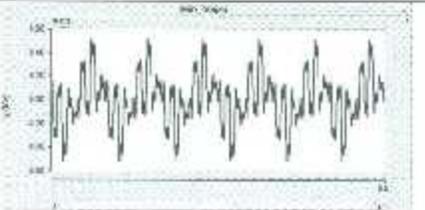
Punto de Medición	Tensión Base (kV)	Tensión medida (pu)	THD (%)	Forma de onda
V1	34.5	0	0	NA
V2	34.5	1.33271	88.1881	
V3	230.0	1.22353	69.8721	

V4	34.5	1.27323	81.0749	
V5	230.0	1.2101	67.8042	
V6	230.0	1.20536	66.7091	
V7	230.0	1.17144	60.1412	
V8	230.0	1.00268	40.5801	
V9	230.0	0.958146	45.9421	

En la tabla 6.16 se muestra los resultados de las mediciones de corriente realizadas.

Tabla 6.16. Resultados Caso II.A (corrientes)

Punto de Medición	Corriente medida (A) RMS	Flujos de potencia	THD (%)	Forma de onda
I1	0	Sc=0 Ss=0	0	NA
I2	1677.28	Sc=97.79 MW -0.3 MVAR Ss=98.81 MW -22.28 MVAR	25.0443	
I3	251.441	Sc=98.81 MW -22.28 MVAR Ss=98.69 MW -26.17 MVAR	25.0381	
I4	1993.21	Sc=101.2 MW -0.77 MVAR Ss=113.44MW -54.46 MVAR	63.0603	
I5	298.796	Sc=113.44MW -54.46 MVAR Ss=113.21MW -60.2 MVAR	62.9708	
I6	267.914	Sc=105.89MW -45.74 MVAR Ss=105.66MW -47.75 MVAR	42.0975	
I7	267.914	Sc=105.89MW -45.74 MVAR Ss=105.66MW -47.75 MVAR	42.0975	

18	198.136	Se=64.11 MW -39.95 MVAR Ss=62.16 MW -13.45 MVAR	82.3959	
19	188.938	Se=73.6 MW -27.77 MVAR Ss=73.18 MW -7.9 MVAR	46.6287	
110	188.938	Se=73.6 MW -27.77 MVAR Ss=73.18 MW -7.9 MVAR	46.6287	
111	669.06	Se= -170.347 MW 30.475 MVAR	126.625	
112	214.111	Se=-54.72MW 8.36 MVAR Ss=-55.7 MW 15.43 MVAR	123.916	
113	212.715	Se=-53.45MW 8.65 MVAR Ss=-54.44 MW 15.34 MVAR	127.203	
114	95.4557	Carga: Se=30 MW 15 MVAR	41.219	

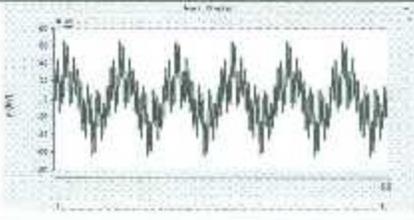
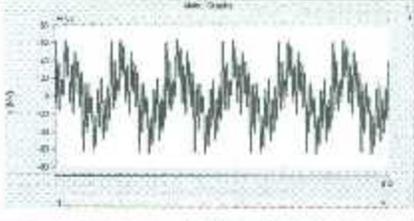
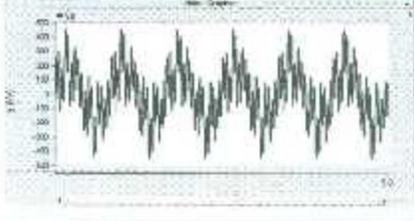
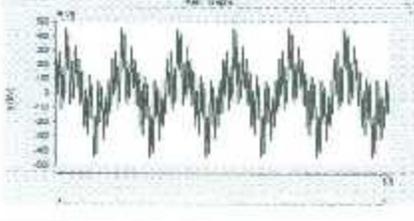
6.2.2 Caso II.B

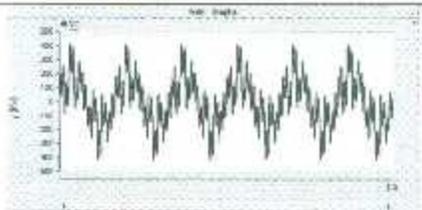
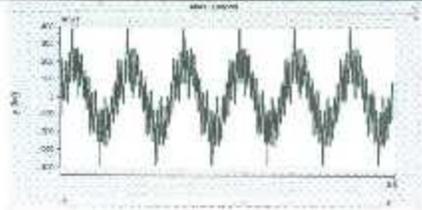
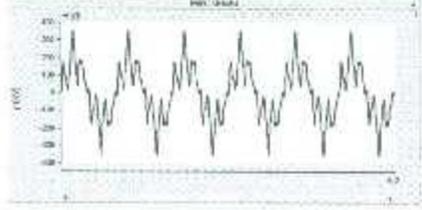
En este caso se opta por tener los parques eólicos con las siguientes características:

1. G1=100% de generación $f_p=1$.
2. G2= fuera de operación.
3. G3=100% de generación $f_p=1$.

Los resultados obtenidos para este caso en la medición de tensiones se encuentran anexados en la tabla 6.17:

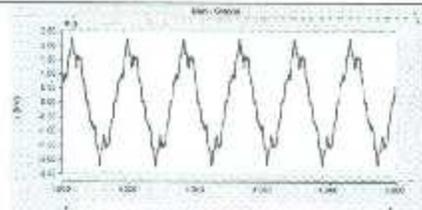
Tabla 6.17. Resultados Caso II.B (tensiones)

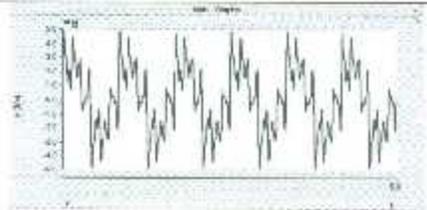
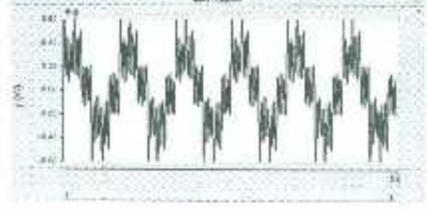
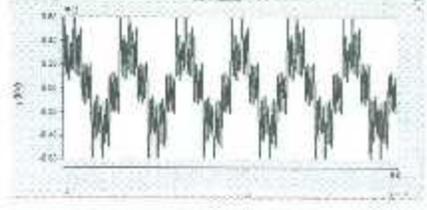
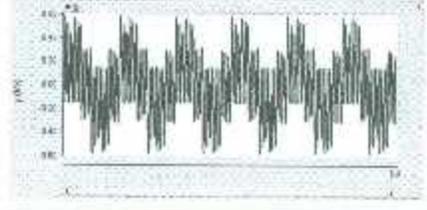
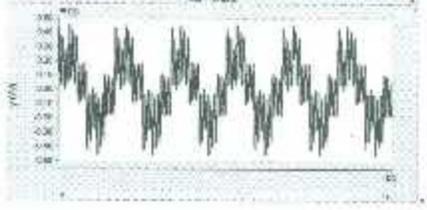
Punto de Medición	Tensión Base (kV)	Tensión medida (pu)	THD (%)	Forma de onda
V1	34.5	1.37212	96.2599	
V2	34.5	0	0	NA
V3	230.0	0	0	NA
V4	34.5	1.47674	115.076	
V5	230.0	1.42922	103.995	
V6	230.0	1.42114	102.337	

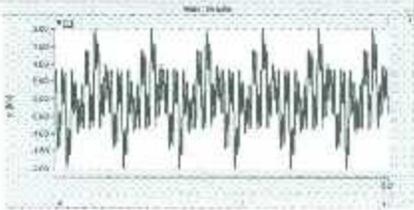
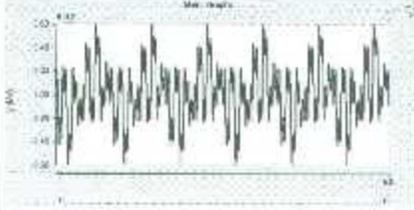
V7	230.0	1.31046	85.5611	
V8	230.0	1.0979	67.8308	
V9	230.0	0.98229	53.7532	

En la tabla 6.18 se muestra los resultados de las mediciones de corriente realizadas.

Tabla 6.18. Resultados Caso ILB (corrientes)

Punto de Medición	Corriente medida (A) RMS	Flujos de potencia	THD (%)	Forma de onda
I1	1316.84	Se=73.39 MW -0.13 MVAR Ss=73.31 MW -6.12 MVAR	17.2287	
I2	0	Se=0 Ss=0	0	NA
I3	0	Se=0 Ss=0	0	NA

I4	2393.29	Se=102.6MW -0.57 MVAR Ss=127.81MW -78.25 MVAR	67.8056	
I5	359.061	Se=127.81MW -78.25 MVAR Ss=127.69MW -99.52 MVAR	67.6797	
I6	301.821	Se=100.48MW -91.01 MVAR Ss=100.28MW -102.81MVAR	70.3894	
I7	267.914	Se=105.89MW -45.74 MVAR Ss=105.66MW -47.75 MVAR	42.0975	
I8	287.704	Se=62.88 MW -90.05 MVAR Ss=57.93 MW -60.3 MVAR	165.923	
I9	221.982	Se=68.84 MW -57.79 MVAR Ss=68.06 MW -8.87 MVAR	83.5189	
I10	221.982	Se=68.84 MW -57.79 MVAR Ss=68.06 MW -8.87 MVAR	83.5189	

I11	851.616	Se= -150.38 MW 131.2 MVAR	199.676	
I12	263.042	Se=-48.81MW 34.36 MVAR Ss=-48.85 MW 16.63 MVAR	185.489	
I13	264.638	Se=-45.62MW 36.53 MVAR Ss=-47.73 MW 16.14 MVAR	193.476	
I14	96.3911	Carga: Sc=30 MW 15 MVAR	46.2558	

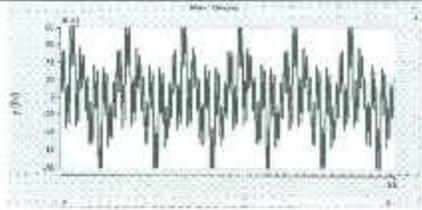
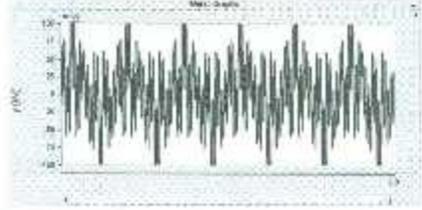
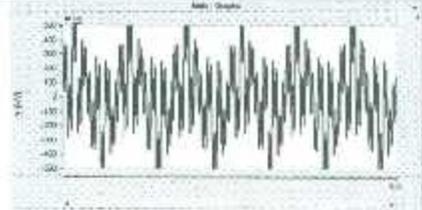
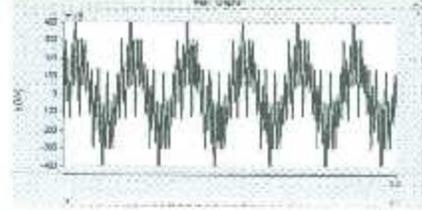
6.2.3 Caso II.C

En este caso se opta por tener los parques eólicos con las siguientes características:

1. G1=100% de generación $f_p=1$.
2. G2= 100% de generación $f_p=1$.
3. G3= fuera de operación.

Los resultados obtenidos para este caso en la medición de tensiones se encuentran anexados en la tabla 6.19:

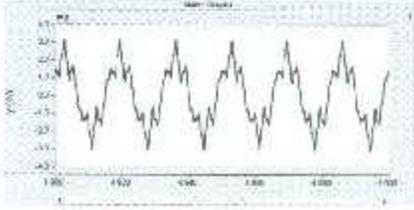
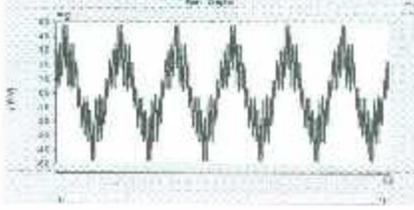
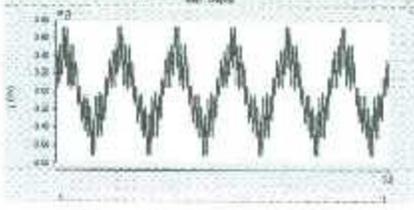
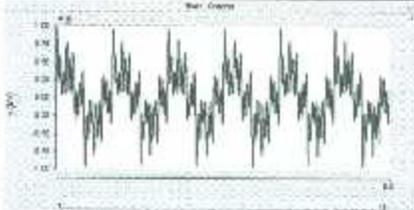
Tabla 6.19. Resultados Caso II.C (tensiones)

Punto de Medición	Tensión Base (kV)	Tensión medida (pu)	THD (%)	Forma de onda
V1	34.5	1.85515	171.715	
V2	34.5	2.4255	242.661	
V3	230.0	2.03212	188.801	
V4	34.5	0	0	NA
V5	230.0	0	0	NA
V6	230.0	1.96385	179.782	
V7	230.0	1.80264	158.676	
V8	230.0	1.25977	103.786	

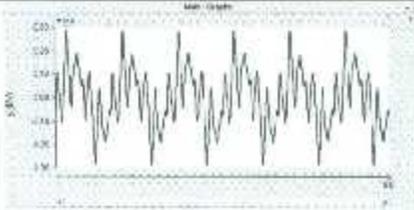
V9	230.0	1.21611	115.427	
----	-------	---------	---------	--

En la tabla 6.20 se muestra los resultados de las mediciones de corriente realizadas.

Tabla 6.20. Resultados Caso II.C (corrientes)

Punto de Medición	Corriente medida (A) RMS	Flujos de potencia	THD (%)	Forma de onda
I1	1519.52	Se=72.5 MW -0.69 MVAR Ss=74.42 MW -10.53 MVAR	31.7116	
I2	2265.34	Se=99.88 MW 22.6 MVAR Ss=104 MW -103.48MVAR	52.2321	
I3	339.882	Se=104 MW 22.6 MVAR Ss=103.72MW -142.08MVAR	52.1704	
I4	2393.29	0	0	NA
I5	359.061	0	0	NA
I6	366.846	Se=127.78MW -210.18MVAR Ss=127.19MW -241.36MVAR	97.6266	

I7	366.846	$S_e=127.78\text{MW}$ -210.18MVAR $S_s=127.19\text{MW}$ -241.36MVAR	97.6266	
I8	378.042	$S_e=77.31\text{MW}$ -198.49MVAR $S_s=67.89\text{MW}$ -157.62MVAR	198.778	
I9	272.895	$S_e=88.53\text{MW}$ -142.11MVAR $S_s=86.82\text{MW}$ -72.4MVAR	115.95	
I10	272.895	$S_e=88.53\text{MW}$ -142.11MVAR $S_s=86.82\text{MW}$ -72.4MVAR	115.95	
I11	1426.2	$S_e=$ -165.503MW 373.34MVAR	334.416	
I12	453.834	$S_e=-49.47\text{MW}$ 107.17MVAR $S_s=-53.49\text{MW}$ 81.49MVAR	322.422	
I13	454.064	$S_e=-48.13\text{MW}$ 110.54MVAR $S_s=-52.19\text{MW}$ 78.77MVAR	331.677	

I14	127.586	Carga: Sc=30 MW 15 MVAR	99.438	
-----	---------	-------------------------------	--------	--

Para poder determinar los casos críticos de distorsión armónica, es necesario mostrar una tabla general de los resultados obtenidos. En la tabla 6.21 se muestra los THD de tensiones y en la tabla 6.21 THD de corriente.

Tabla 6.21. THD obtenido en las mediciones de tensión

ID BUS	%THD-CASOS									
	I.A	I.B	I.C	I.D	I.E	I.F	I.G	II.A	II.B	II.C
B1	59.74	58.07	55.64	55.75	55.04	53.97	54.06	0	96.25	171.71
B2	82.77	84.74	76.44	76.58	75.72	73.82	73.93	88.18	0	242.66
B3	66.51	54.87	62.03	62.15	61.46	60.21	60.31	69.87	0	188.8
B4	76.40	75.08	72.91	72.98	72.44	71.47	71.56	81.07	115.07	0
B5	64.46	62.90	60.29	60.41	59.76	58.60	58.71	67.80	103.99	0
B6	63.71	62.14	59.53	59.64	58.99	57.83	57.94	66.70	102.33	179.78
B7	58.67	57.2	54.95	55.06	54.46	53.46	53.56	60.14	85.56	158.67
B8	38.92	38.01	36.35	36.45	36.04	35.26	35.31	40.58	67.83	103.78
B9	46.81	45.66	44.09	44.21	43.74	43.04	43.13	45.94	53.75	115.42

La mayor distorsión de tensión se obtuvo en los buses a los que se encuentran conectados los parques eólicos, es decir los buses B1, B2 y B4, que se encuentran a 34.5 kV. Estos buses presentan menor robustez en comparación con la red de transmisión de 230 kV, por ello se obtiene una mayor distorsión. Por otra parte, en la red de transmisión de 230 kV se obtuvo mayor distorsión de tensión en los buses cercanos a los aerogeneradores (B3, B4 y

B6), mientras que los más alejados incluyendo el de Bus infinito (B8), tienen un impacto menor en la distorsión armónica de tensión para los diferentes casos.

Los casos más severos de distorsión de tensión es cuando se desconectan los parques eólicos del sistema (Caso II.A, II.B y II.C), ya que es cuando la tensión en los buses se eleva de manera crítica ocasionando que incluso el bus de carga (B9) y el Bus infinito se vean afectados por una distorsión de tensión muy elevada.

Tabla 6.22. THD obtenido en las mediciones de corrientes de líneas,

ID	%THD-CASOS									
	I.A	I.B	I.C	I.D	I.E	I.F	I.G	II.A	II.B	II.C
11	13.73	23	22.39	55.75	34.09	33.5	33.53	0	17.2287	31.71
12	23.34	23	36.42	76.58	36.13	52.75	52.66	25.04	0	52.23
13	23.33	23	36.44	62.15	36.15	52.79	52.7	25.03	0	52.17
14	64.49	64.63	65.01	22.58	106.74	106.64	154.27	63.06	67.80	0
15	64.42	64.56	64.92	36.55	106.54	106.45	153.79	62.97	67.67	0
16	31.36	34.47	39.98	36.57	54.36	61.46	72.75	42.09	70.38	97.62
17	31.36	34.47	39.98	107.23	54.36	61.46	72.75	42.09	42.09	97.62
18	56.09	62.16	72.74	107.03	102.32	117.54	142.92	82.39	165.92	198.77
19	33.44	36.62	42.07	50.26	56.43	63.22	74.11	46.62	83.51	115.95
110	33.44	36.62	42.07	50.26	56.43	63.22	74.11	46.62	83.51	115.95
111	87.36	97.29	115.33	93.59	162.11	185.01	219.81	126.62	199.67	334.41
112	85.06	95.14	113.89	52.39	163.25	188.46	227.07	123.91	185.48	322.42
113	87.25	97.57	116.68	52.39	166.92	192.38	231.26	127.20	193.47	331.67
114	42.01	40.98	39.57	148.40	39.25	38.63	38.71	41.219	46.25	99.43

Para el caso de la distorsión armónica de corriente se observa que las líneas de transmisión más afectadas son las más alejadas de los parques eólicos, el bus infinito presenta un caso de distorsión muy grande debido a que absorbe gran parte de la potencia suministrada por los parques eólicos (véase el signo de las potencias). Otro aspecto importante a considerar es que al momento de disminuir la generación de los parques (Caso I), el parque eólico 3 es el más influyente al contar con una capacidad de generación mayor. Al igual que en la distorsión armónica de tensiones el Caso II es el que presenta una mayor distorsión de corrientes, debido a que ante la falta de generación de un parque eólico habrá una menor corriente inyectada al sistema y al sumar las corrientes armónicas de los otros parques eólicos ocasiona una alta distorsión de corrientes debido al cambio de robustez en el sistema. La tensión muy elevada igual ocasiona un mayor índice de corrientes elevadas y en el caso II las tensiones superan mucho los índices permitidos (1.05 pu).

6.3 Caso de estudio III

Variación de robustez en el sistema.

El nodo 8 representa el sistema equivalente compuesto de un generador compensador y una impedancia equivalente. Los valores de la impedancia equivalente son:

$$Z_0 = 0.38617 + j7.8292$$
$$Z_1 = Z_2 = 0.4761 + j10.4742$$

En este estudio se obtuvieron los barridos de frecuencia de los buses del sistema, en la figura 6.2 se muestra el barrido de frecuencia obtenido en las redes de 34.5 kV y en la figura 6.3 el barrido de frecuencia de la red de 230 kV.

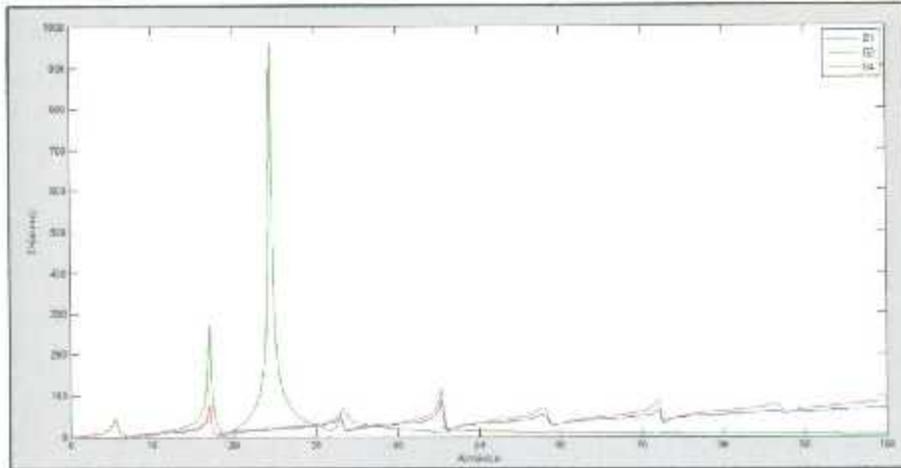


Figura 6.2. Barrido de frecuencias en red de 34.5 kV.

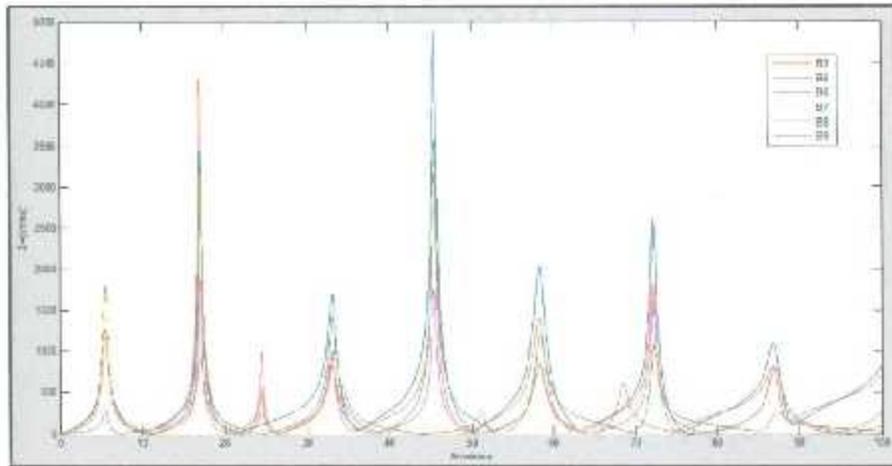


Figura 6.3. Barrido de frecuencias en red de 230 kV.

Posteriormente se realizó el estudio variando la impedancia equivalente para simular cambio de robustez de la red eléctrica (55%, 70%, 85%, 100%, 115%, 130% y 145%). Los resultados obtenidos se observan en las siguientes figuras.

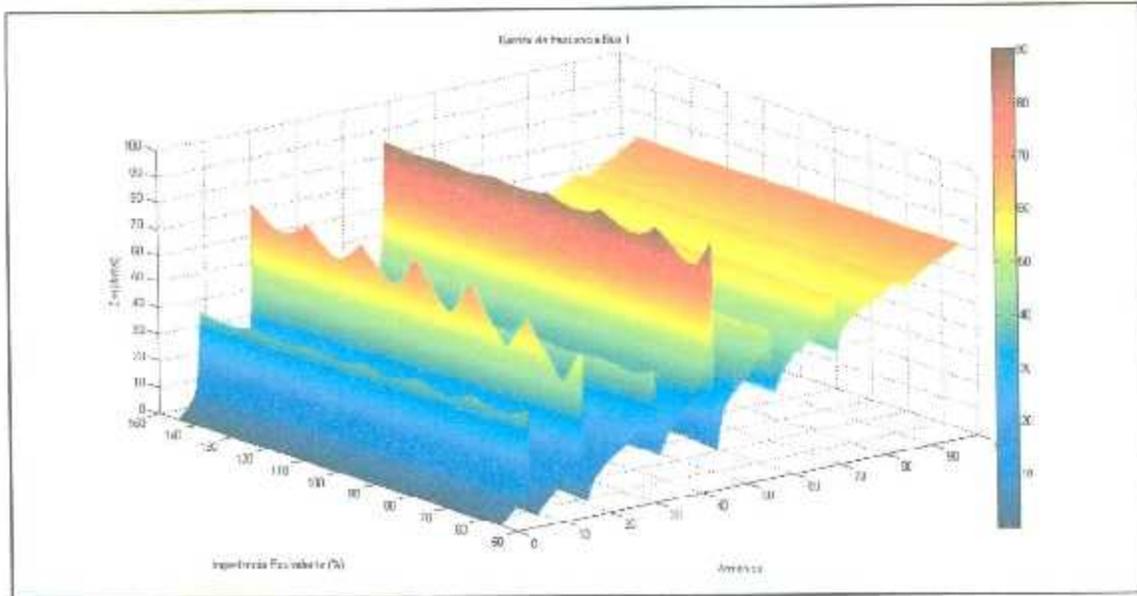


Figura 6.4. Barrido de frecuencias Bus 1.

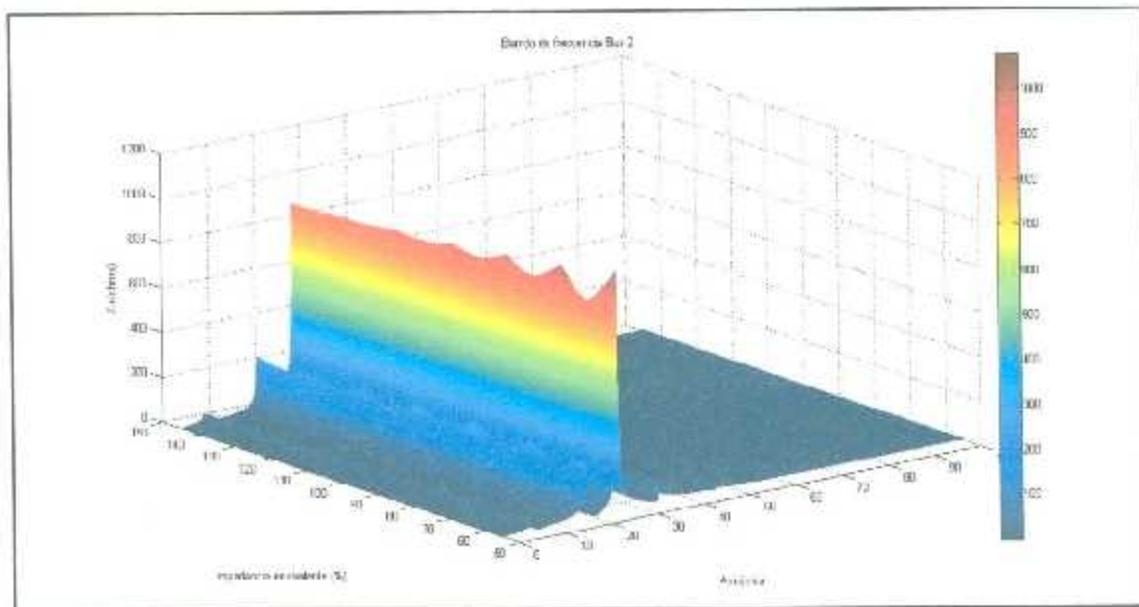


Figura 6.5. Barrido de frecuencias Bus 2.

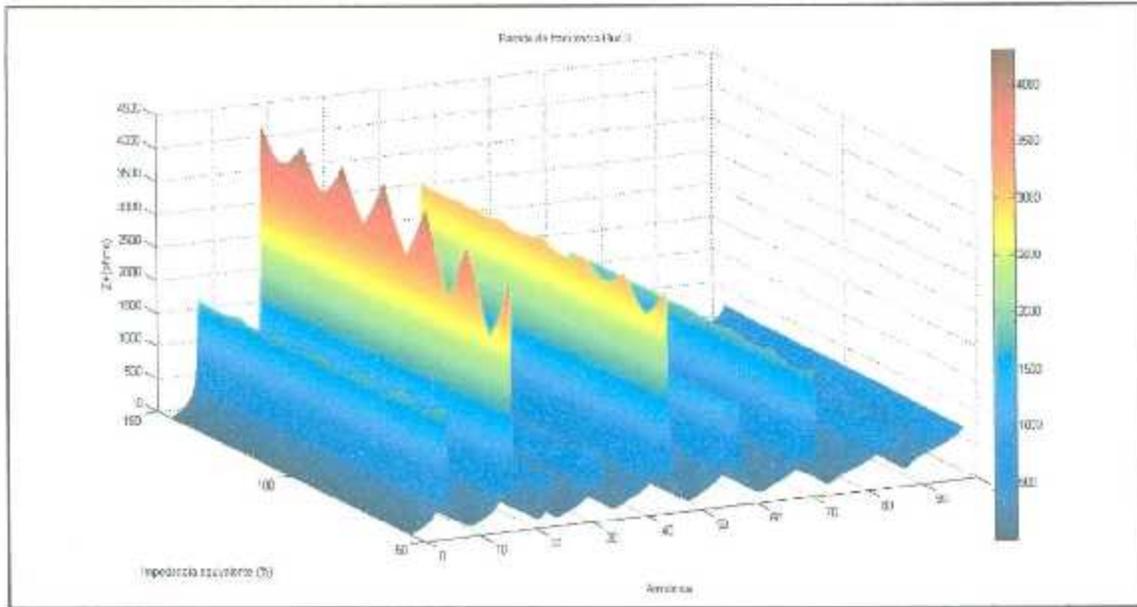


Figura 6.6. Barrido de frecuencias Bus 3.

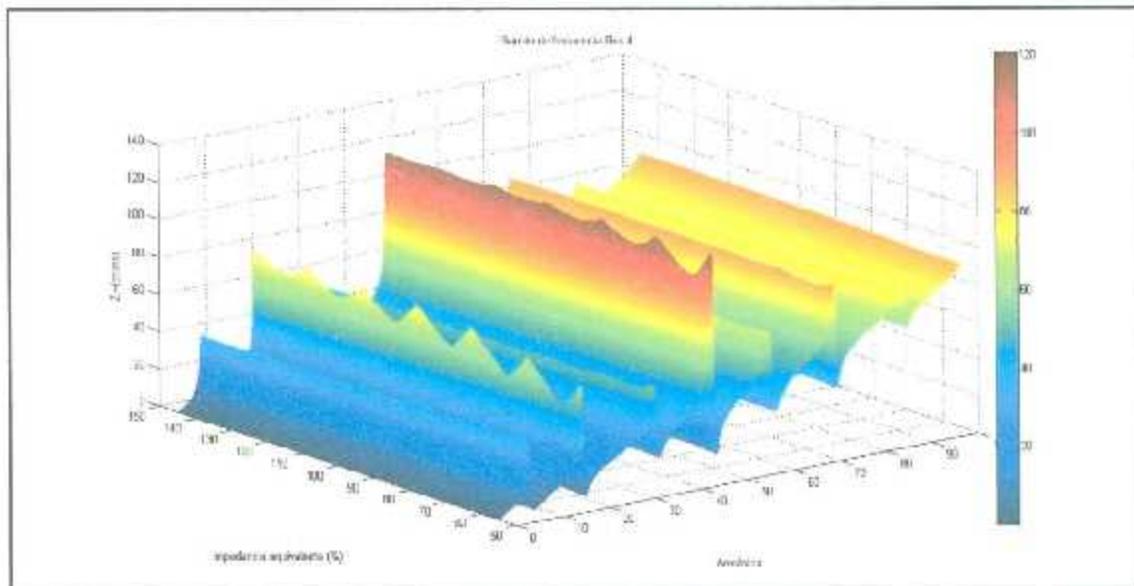


Figura 6.7. Barrido de frecuencias Bus 4.

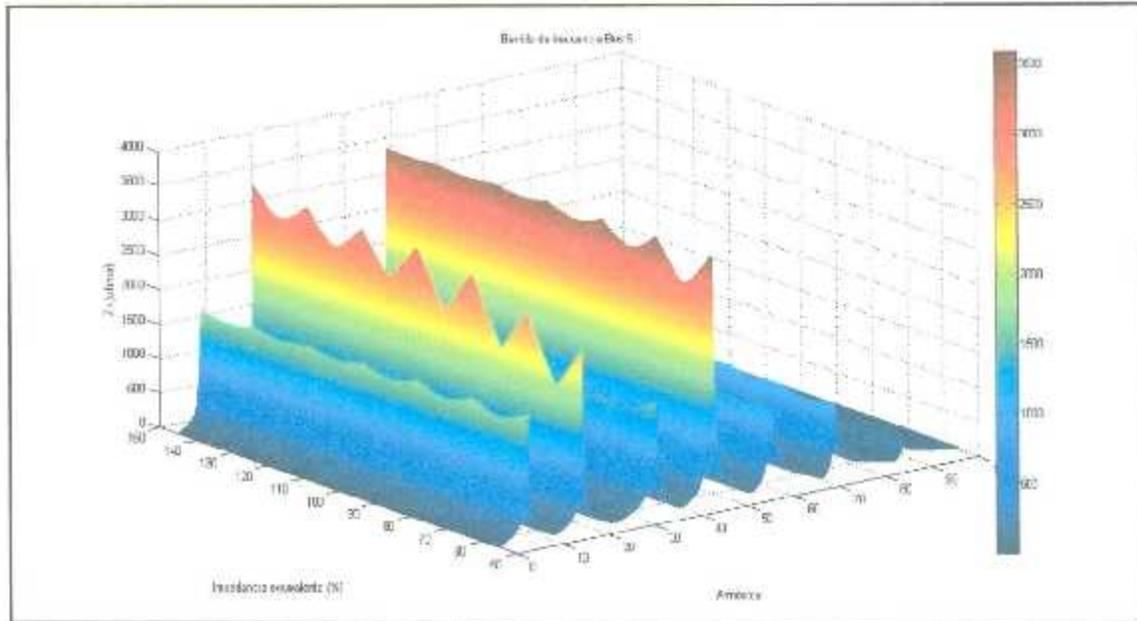


Figura 6.8. Barrido de frecuencias Bus 5.

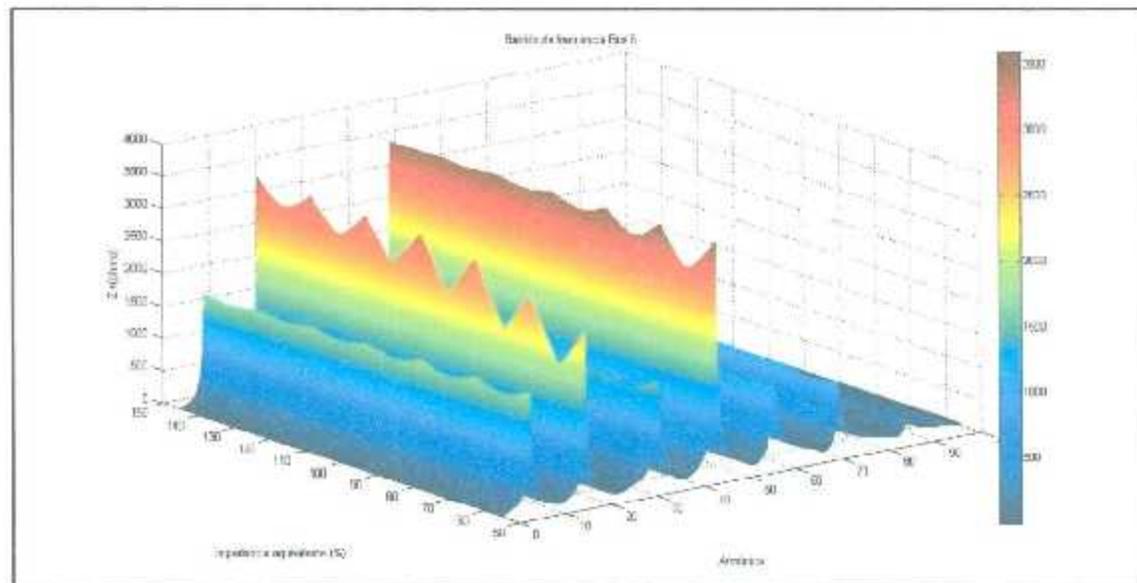


Figura 6.9. Barrido de frecuencias Bus 6.

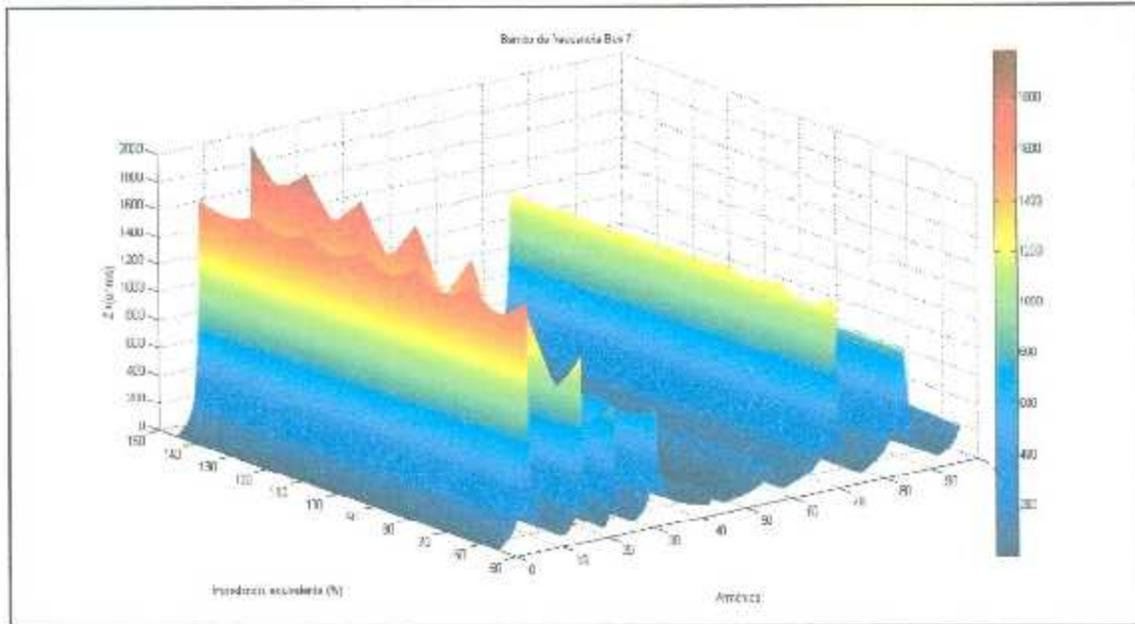


Figura 6.10. Barrido de frecuencias Bus 7.

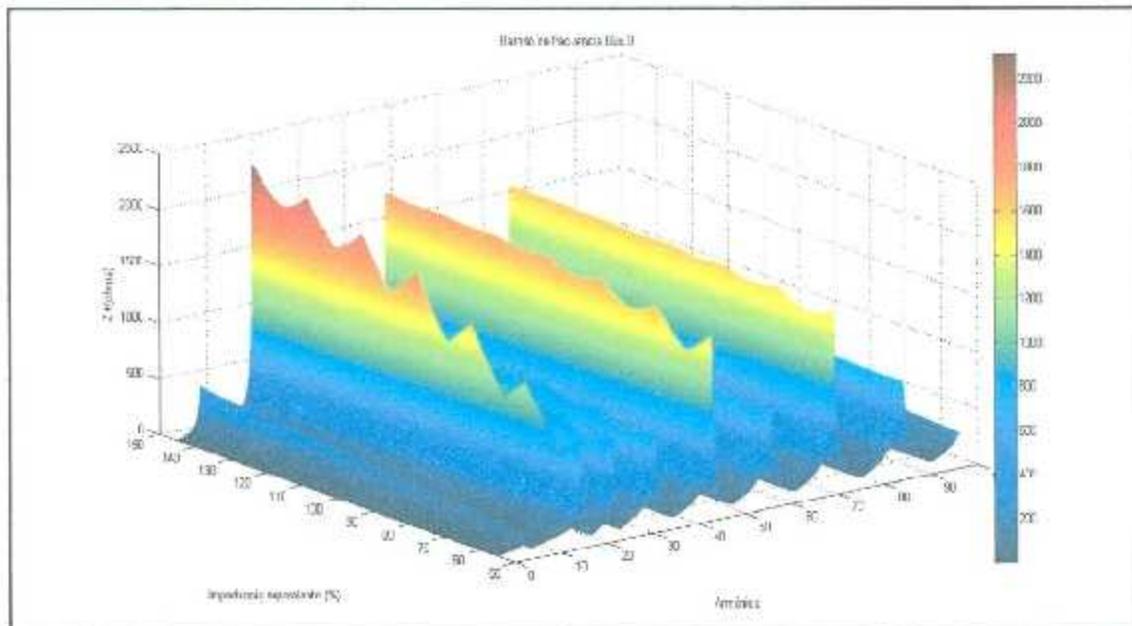


Figura 6.11. Barrido de frecuencias Bus 8.

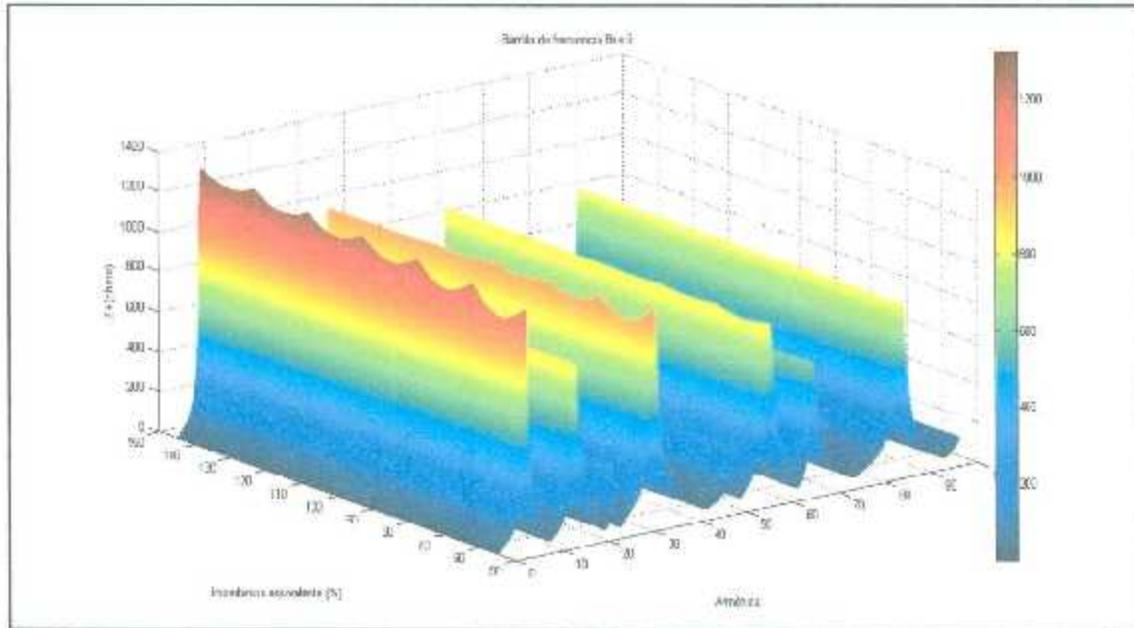


Figura 6.12. Barrido de frecuencias Bus 9.

En estas gráficas se observa que los buses que tienen menor amplitud de resonancia son los de la red de 34.5 kV, es decir B1, B2 y B4, pero el nivel de corriente con que opera dicha red, hace que el impacto de la distorsión armónica sea importante. Por otro lado, en la red de 230 kV, la mayor amplitud de resonancia se encuentra en B3, B5 y B6, es decir los buses más cercanos a los parques eólicos. El bus de carga B9 igual no tiene una alta impedancia de resonancia ya que la carga que se instaló fue con el propósito de que no ocasione alta distorsión armónica. Finalmente B7 y B8 (bus infinito), tienen una amplitud de resonancia mucho menor en comparación con los otros buses de la red de 230 kV, y por ello se obtienen niveles de distorsión armónica relativamente bajos en la tensión.

Se realizaron algunos análisis en relación con la robustez del sistema para identificar el impacto de esta variación en la resonancia armónica. Al variar la robustez del sistema, es decir la impedancia del bus infinito se observa que mientras haya una mayor robustez la resonancia se aleja más de los armónicos típicos, de igual manera la impedancia disminuye ocasionando que haya menor efecto de distorsión armónica al sistema estudiado. Con esto se concluye que una red más robusta ayuda a mejorar la operación del sistema eléctrico, y puede evitar ciertas problemáticas como el caso de los armónicos típicos.

Capítulo VII. Conclusiones

7.1 Conclusiones

Debido al aumento de generación energía eólica en el sistema eléctrico, es lógico pensar que los parques eólicos puedan influir en el comportamiento del sistema eléctrico tanto a nivel de generación de potencia como de mantenimiento. Por ello, es crucial que se conozca con antelación el comportamiento de las redes eléctricas con gran presencia de parques eólicos, para poder garantizar la continuidad del suministro a todos los usuarios. De ahí, la necesidad de obtener modelos de parques eólicos, que representen el comportamiento del conjunto de aerogeneradores que lo componen ante diferentes condiciones de viento y ante perturbaciones en el funcionamiento de la red eléctrica. Los modelos equivalentes mediante la agregación de aerogeneradores de velocidad variable se han empezado a estudiar recientemente, siendo la mayoría de los estudios realizados hasta la fecha de parques eólicos compuestos por aerogeneradores con generadores de inducción de doble alimentación (GIDA).

El control vectorial es una herramienta muy útil para facilitar el control de generación de máquinas eléctricas. En este trabajo fue de suma importancia emplear esta estrategia de control para manipular las variables de interés, tales como tensiones, corrientes y potencias, con la finalidad de tener un control adecuado sin perder estabilidad en el sistema.

Los estudios de calidad de la energía han tenido mayor auge conforme pasa el tiempo y la red eléctrica aumenta tanto en tamaño como en desarrollo tecnológico. En este estudio fue de suma importancia conocer el comportamiento de la red ante la contaminación armónica inyectada por el generador de inducción doblemente alimentado (GIDA), esta contaminación armónica es ocasionada por el convertidor estático del GIDA por lo cual puede repercutir de manera importante en la red en ciertas condiciones de resonancia armónica.

En este trabajo se modeló la red eléctrica a detalle y se observó que la inyección de corrientes armónicas impacta de manera importante en las variables de interés en el sistema ocasionando una distorsión armónica importante. Adicionalmente se realizaron varias

simulaciones modificando los niveles de potencia de generación de los parques eólicos para encontrar las distorsiones armónicas de tensión y de corriente en diferentes puntos de medición del sistema. Se propusieron diferentes casos, en donde el primer caso se consideró tener generación desde el 100% hasta el 40%, en varias escalas, donde pudo observarse que en ante las bajas generaciones de potencia la distorsión armónica total de corriente aumenta de manera considerable. Los buses igualmente son afectados por este caso de baja generación y esto se observa en las distorsiones armónicas de tensión, en las que se comprobó el impacto de manera negativa en los buses y el nivel de distorsión elevado que se obtuvo con las mediciones.

En el segundo escenario operativo se puso fuera de servicio cada parque eólico y se midió las distorsiones armónicas tanto de tensiones como de corrientes. Para este caso se observa que las distorsiones armónicas de tensión se elevan de manera importante ocasionando problemas de estabilidad en el sistema, por lo que se observa tensiones muy elevadas en los buses y el control de tensión no pueda regular adecuadamente. La distorsión de corriente se eleva también de manera importante, pero es en los buses más alejados del sistema en los que se ve un mayor impacto, entre los cuales destaca el bus infinito el cual para regular el sistema debe absorber gran parte de la potencia ocasionando que los buses cercanos sean afectados. Se comprobó que la generación de potencia de los parques eólicos al sistema eléctrico influye de manera importante a las distorsiones armónicas por los cambios de robustez que sufre el sistema, a mayor generación de potencia habrá más corriente armónica inyectada pero mayor robustez ocasionando un menor impacto en la distorsión armónica de tensiones y corrientes. En cambio, a menor generación de potencia se tienen menos corrientes armónicas pero con una disminución en la robustez, impactando de manera importante en la distorsión armónica del sistema.

El tercer escenario operativo se optó por variar la impedancia equivalente anexada al bus infinito, pasando del 55%, 70%, 85%, 100%, 115%, 130%, y 145%, y determinar el barrido de frecuencias de 1Hz a 5000Hz midiendo las impedancias de secuencia positiva. Todo esto permitió determinar que ante una menor impedancia equivalente aumenta la robustez del sistema y las frecuencias de resonancia se alejan más de la frecuencia fundamental. Al aumentar la impedancia equivalente del sistema, la red se vuelve menos robusta,

ocasionando una mayor impedancia de secuencia positiva en el barrido de frecuencia, y de igual manera la frecuencia de resonancia se acerca más a la fundamental.

Todo esto nos ayuda a comprender que en un sistema eléctrico es necesario conocer el tipo de red que se está empleando, y la robustez de un sistema puede determinar qué tan susceptible es el sistema ante las diferentes problemáticas, entre las cuales una de las más comunes es la contaminación armónica.

7.1 Trabajos futuros

En este trabajo acerca de la resonancia armónica a la red eléctrica ocasionada por la inyección de corriente armónica de los parques eólicos se puede complementar con los siguientes trabajos futuros:

- Encontrar modelos de convertidores estáticos para el GIDA e implementarlos al modelo, para así poder determinar de manera más exacta las corrientes armónicas inyectadas al sistema.
- Modelar las líneas de transmisión con datos más acordes a los que son empleados en la práctica, y realizar un estudio transitorio de onda viajera para conocer el impacto de estas variables.
- Realizar el mismo estudio pero cambiando la robustez del sistema, de esta manera se sabrá cómo repercute ante las distorsiones armónicas de corrientes y tensiones.

Anexos: Anexo A

A.1 Representación de vector espacial.

La notación de vector espacial es una herramienta muy comúnmente extendida que puede ser aplicada en máquinas de corriente alterna para representar el flujo, la tensión y magnitudes de corriente en una manera compacta. Al emplear la representación de vector espacial, es posible derivar modelos y obtener las ecuaciones diferenciales que representen su comportamiento, de una manera más simple que al emplear la clásica representación trifásica.

A.1.1 Notación de vector espacial.

Las magnitudes trifásicas representando el sistema pueden ser escritas idealmente como:

$$\begin{aligned}x_a &= \hat{X} \cos(\omega t + \phi) \\x_b &= \hat{X} \cos(\omega t + \phi - 2\pi/3) \\x_c &= \hat{X} \cos(\omega t + \phi + 2\pi/3)\end{aligned}\tag{A.1}$$

Con una frecuencia angular constante ω , amplitud \hat{X} y ángulo de fase constante ϕ . Este sistema trifásico balanceado puede ser representado en un plano como un vector espacial \vec{x} , que rota a una velocidad angular ω a través del origen de los tres ejes \vec{a} , \vec{b} , \vec{c} desfasados espacialmente 120° , como se muestra en la figura A.1.

La proyección de la rotación del vector espacial \vec{x} en cada uno de los ejes nos proporciona las magnitudes instantáneas x_a , x_b , x_c . Los ejes están definidos como sigue:

$$\vec{a} = 1\tag{A.2}$$

$$\vec{b} = e^{j(\frac{2\pi}{3})}\tag{A.3}$$

$$\vec{c} = e^{j(\frac{4\pi}{3})}\tag{A.4}$$

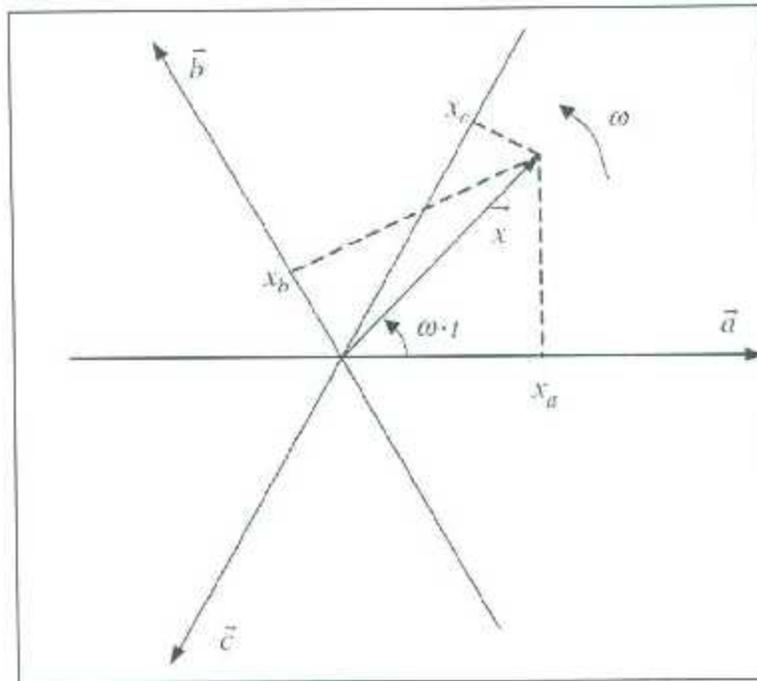


Figura A.1. Representación del vector espacial en los ejes $\vec{a}, \vec{b}, \vec{c}$.

Por lo que matemáticamente, el vector espacial puede ser expresado como:

$$\vec{x} = |\vec{x}|e^{j(\omega t + \phi)} \quad (\text{A.5})$$

Con la amplitud del vector espacial igual a la amplitud de las magnitudes trifásicas:

$$|\vec{x}| = \hat{X} \quad (\text{A.6})$$

Las magnitudes trifásicas pueden ser representadas alternativamente por el mismo vector espacial rotatorio por dos magnitudes (x_α y x_β) en el plano complejo real-imaginario, como se ilustra en la figura A.2. en este caso las proyecciones del vector espacial rotatorio en los ejes $\alpha\beta$ proporciona dos magnitudes x_α y x_β . Este hecho puede ser representado matemáticamente como:

$$\vec{x} = x_\alpha + jx_\beta = \frac{2}{3}(x_\alpha + ax_\beta + a^2x_\gamma) \quad (\text{A.7})$$

Dónde:

$$a = e^{j(\frac{2\pi}{3})} \quad (\text{A.8})$$

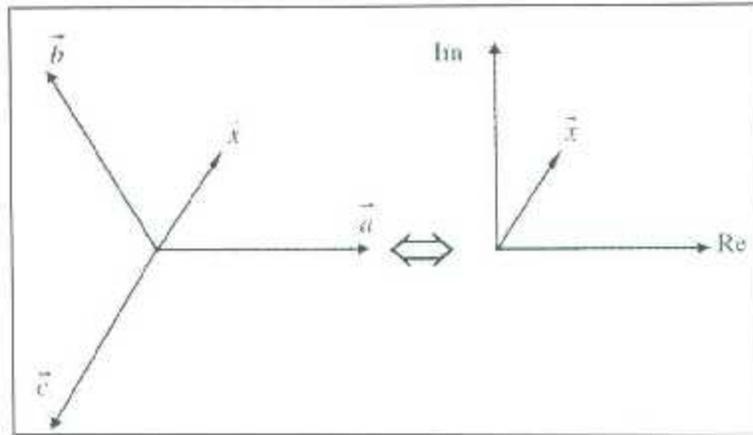


Figura A.2. Representación del vector espacial en los ejes estacionarios $\alpha\beta$.

La constante $2/3$ de la expresión (A.7) es escogida para escalar el vector espacial de acuerdo a la amplitud pico de las magnitudes trifásicas, esto está dado en la relación (A.6).

Las componentes $\alpha\beta$ del vector espacial pueden ser calculadas de las magnitudes abc de la siguiente manera:

$$x_{\alpha} = \text{Re}\{\vec{x}\} = \frac{2}{3}(x_a - \frac{1}{2}x_b - \frac{1}{2}x_c) \quad (\text{A.9})$$

$$x_{\beta} = \text{Im}\{\vec{x}\} = \frac{1}{\sqrt{3}}(x_b - x_c) \quad (\text{A.10})$$

Estas dos últimas expresiones pueden ser representadas en forma matricial como:

$$\begin{bmatrix} x_{\alpha} \\ x_{\beta} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.11})$$

Con la matriz T llamada normalmente la transformación directa de Clark:

$$T = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{A.12})$$

Esto puede ser representado en la figura A.3.

En adición, la transformación inversa de Clark está dada por la siguiente relación:

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_{\alpha} \\ x_{\beta} \end{bmatrix} \quad (\text{A.13})$$

Esto puede ser representado en la figura A.4.

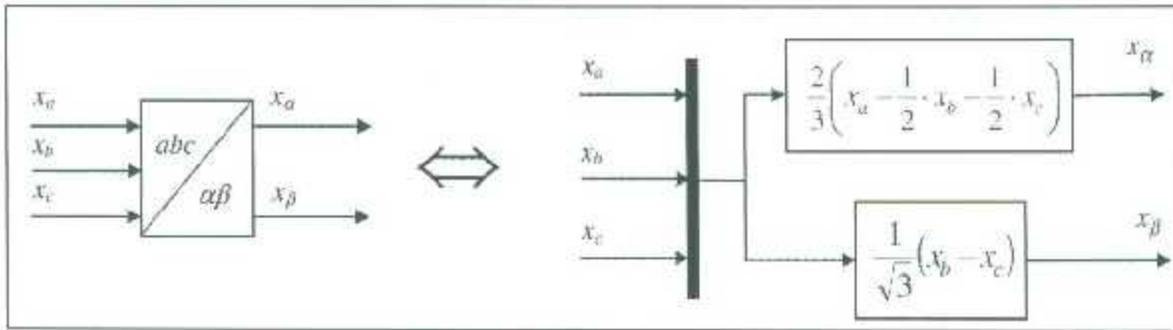


Figura A.3. Cálculo de las componentes $\alpha\beta$ desde las componentes abc.

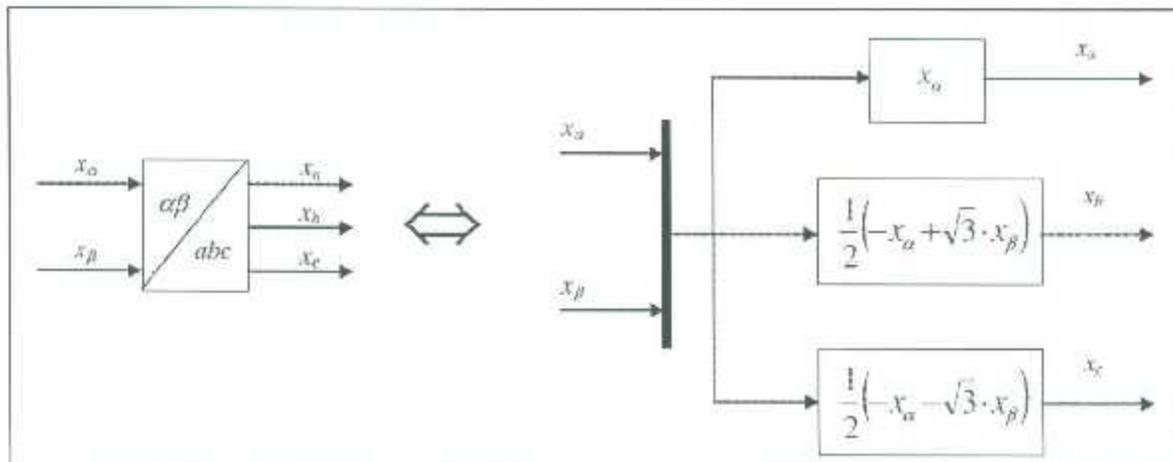


Figura A.4. Cálculo de las componentes abc desde las componentes $\alpha\beta$.

Es necesario recalcar lo siguiente:

- x_α y x_β son magnitudes sinusoidales variantes.
- La amplitud de x_α y x_β son iguales a las magnitudes de x_a, x_b y x_c .
- x_α y x_β están desfasados 90° .
- x_α es igual a x_a .

θ es la posición angular que puede ser calculada la frecuencia angular ω como:

$$\theta = \int \omega dt = \omega t \quad (\text{A.14})$$

Por lo tanto puede ser descrito nuevamente las ecuaciones:

$$\vec{x} = x_\alpha + jx_\beta = |\vec{x}| \cos(\omega t + \phi) + |\vec{x}| \text{sen}(\omega t + \phi) \quad (\text{A.15})$$

A.1.2 Transformaciones a diferentes marcos de referencia.

Para desarrollar el modelo dinámico del GIDA, es muy útil representar los vectores espaciales en diferentes marcos de referencia rotatorios y estacionarios. Por lo que, las magnitudes trifásicas del GIDA (flujos, corrientes y tensiones) son representados con la notación de espacio vectorial, pero en diferentes marcos de referencia.

Para denotar que vector espacial está siendo referenciado a un marco de referencia específico, el superíndice es anexado. Se pueden distinguir tres marcos de referencia distintos:

1. Marco de referencia del estator (α - β). Alineado con el estator, la velocidad rotatoria del marco es cero (estacionario). Y el vector espacial referido a este rota a la velocidad síncrona ω_s .

$$\vec{x}^s = x_\alpha + jx_\beta \quad (\text{A.16})$$

El superíndice denota los vectores espaciales referidos al marco de referencia del estator.

2. Marco de referencia del rotor (D-Q). Alineado con el rotor, la velocidad rotatoria del marco es la velocidad angular eléctrica ω_m , y el vector espacial referido a este rota a la velocidad del deslizamiento ω_r .

$$\vec{x}^r = x_D + jx_Q \quad (\text{A.17})$$

El superíndice r denota los vectores espaciales referidos al marco de referencia del rotor.

3. Marco de referencia síncrono (d-q). La velocidad rotatoria del marco es la velocidad síncrona ω_s , y el vector espacial referido a este no rota, por lo que presenta una constante con parte real e imaginaria.

$$\vec{x}^a = x_d + jx_q \quad (\text{A.18})$$

El superíndice a denota los vectores espaciales referidos al marco de referencia síncrono.

La figura A.5 muestra la representación de los tres diferentes marcos de referencia.

La frecuencia angular en el marco de referencia puede ser diferente de la frecuencia angular de las magnitudes siendo representadas en la notación de vector espacial.

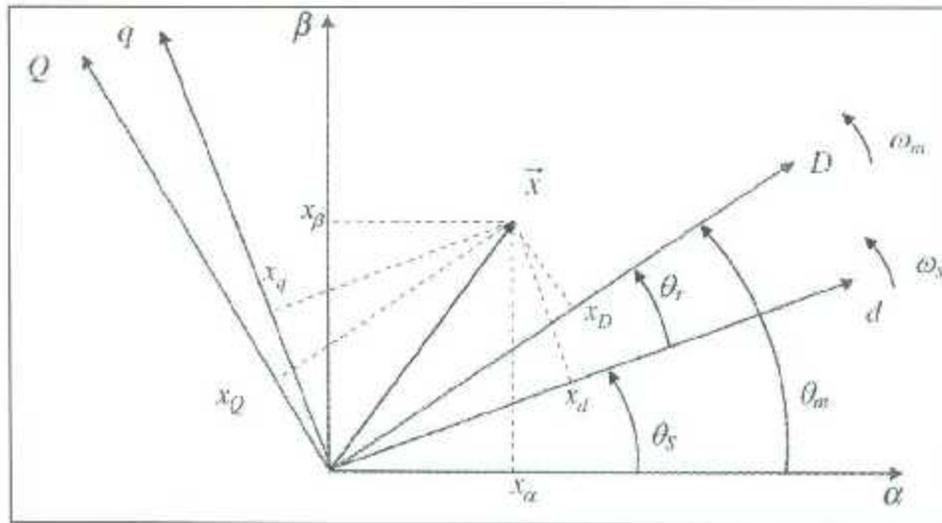


Figura A.5. Representación de un vector espacial en diferentes marcos de referencia.

Para referenciar vectores espaciales en diferentes marcos de referencia, se emplea la transformada rotacional. Para transformar de coordenadas $\alpha\beta$ a coordenadas DQ, la siguiente operación es empleada:

$$\vec{x}^r = \begin{bmatrix} x_D \\ x_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta_m & -\text{sen}\theta_m \\ \text{sen}\theta_m & \cos\theta_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{A.19})$$

Donde θ_m es la posición angular eléctrica del eje,

$$\theta_m = \int \omega_m dt = \omega_m t \quad (\text{A.20})$$

Empleamos la transformación rotacional directa M:

$$M = \begin{bmatrix} \cos\theta_m & -\text{sen}\theta_m \\ \text{sen}\theta_m & \cos\theta_m \end{bmatrix} \quad (\text{A.21})$$

De igual manera la transformación rotacional inversa está definida por la matriz:

$$M^{-1} = \begin{bmatrix} \cos\theta_m & \text{sen}\theta_m \\ -\text{sen}\theta_m & \cos\theta_m \end{bmatrix} \quad (\text{A.22})$$

Por lo que podemos definir las siguientes relaciones:

$$\vec{x}^r = e^{-j\theta_m} \vec{x}^s \quad (\text{A.23})$$

O también:

$$\vec{x}^s = e^{j\theta_m} \vec{x}^r \quad (\text{A.24})$$

Gráficamente esta transformación de coordenadas puede ser representada como se ilustra en las figuras A.6 y A.7.

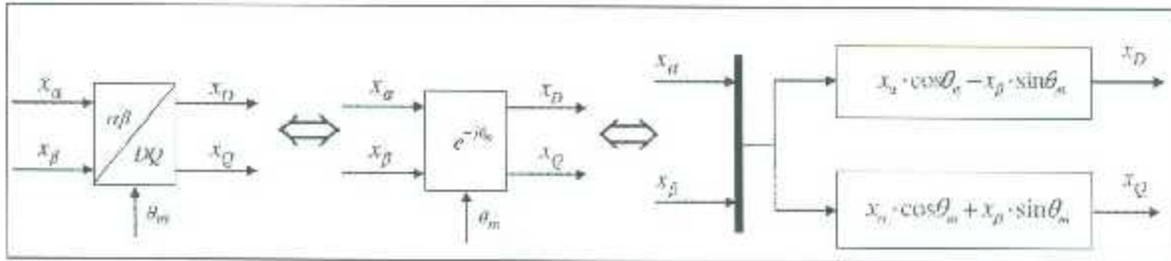


Figura A.6. Cálculo de las componentes DQ desde las componentes $\alpha\beta$.

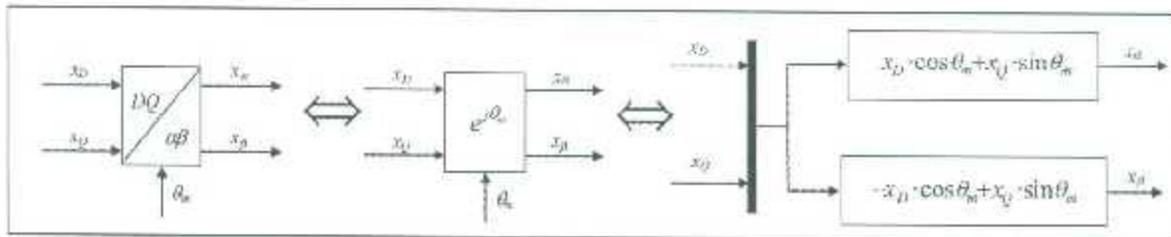


Figura A.7. Cálculo de las componentes $\alpha\beta$ desde las componentes DQ.

Finalmente las relaciones con el marco de referencia sincrónico son:

$$\vec{x}^a = e^{-j\theta_s} \vec{x}^s \quad (\text{A.25})$$

O también:

$$\vec{x}^a = e^{-j\theta_r} \vec{x}^r \quad (\text{A.26})$$

En donde:

$$\theta_r = \int \omega_r dt = \omega_r t \quad \theta_s = \int \omega_s dt = \omega_s t \quad (\text{A.27})$$

θ_r , θ_s , ω_r y ω_s son descritos en el capítulo 3.

A.1.3 Expresiones de potencia

Cuando consideramos tensiones y corrientes como magnitudes representadas en la notación de vector espacial, las potencias activas y reactivas pueden calcularse acorde a las

expresiones establecidas. La potencia aparente (S), es definida como la potencia compleja formada por la potencia reactiva Q y la potencia activa P :

$$S = P + jQ \quad (\text{A.28})$$

Por emplear la notación de vector espacial, la potencia aparente es calculada como:

$$S = \frac{3}{2}(\psi \psi^*) \quad (\text{A.29})$$

Donde el superíndice * representa el conjugado del vector espacial que está dado por:

$$\vec{x}^* = x_\alpha - jx_\beta \quad (\text{A.30})$$

Por lo consiguiente la potencia aparente queda como:

$$S = \frac{3}{2}[(v_\alpha + jv_\beta)((i_\alpha - ji_\beta))] = \frac{3}{2}[(v_\alpha i_\alpha + i_\beta v_\beta) + j(v_\beta i_\alpha - v_\alpha i_\beta)] \quad (\text{A.31})$$

De manera que, las potencias reactiva y activa pueden ser calculadas como:

$$P = \frac{3}{2}(v_\alpha i_\alpha + i_\beta v_\beta) \quad (\text{A.32})$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_\beta i_\alpha - v_\alpha i_\beta) \quad (\text{A.33})$$

Véase que el término 2/3 es necesario en las expresiones para mantener la correspondencia de potencia de coordenadas abc y coordenadas $\alpha\beta$. Por otro lado expresiones equivalentes pueden ser determinadas en coordenadas dq y DQ [3,24]:

$$P = \frac{3}{2}(v_D i_D + i_Q v_Q) \quad (\text{A.34})$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_Q i_D - v_D i_Q) \quad (\text{A.35})$$

$$P = \frac{3}{2}(v_d i_d + i_q v_q) \quad (\text{A.36})$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_q i_d - v_d i_q) \quad (\text{A.37})$$

A.2 Modelado de la turbina eólica de velocidad variable.

Las turbinas eólicas de velocidad variable requieren para su conexión al sistema de potencia, de un convertidor de frecuencia con complejos sistemas de control. Éstos permiten el control de la velocidad, con el fin de: optimizar la captura de energía, reducir fluctuaciones de potencia, así como los esfuerzos mecánicos sobre la estructura y el ruido acústico.

El par desarrollado por el viento sobre la turbina se calcula por la ecuación (A.38).

$$T_w = \frac{P_w}{\Omega} = \frac{1}{2} \frac{\rho \cdot C_p \cdot v_w^3 \cdot \pi R^2}{\Omega} \quad (\text{A.38})$$

Donde Ω es la velocidad de rotación de la turbina, $\rho = 1.25 \text{ kg/m}^3$ es la densidad del aire, v_w es la velocidad del viento, R es el radio del rotor de la turbina y $C_p(\lambda, \beta)$ es el coeficiente de potencia que depende del ángulo de pitch β y la relación de velocidad de punta de pala $\lambda = \frac{\Omega \cdot R}{v_w}$.

A.2.1 Modelo mecánico.

Se representa por un momento de inercia total, igual a la suma del momento de inercia del generador y el momento de inercia de la turbina, sobre el cual actúan el par del viento y el par del generador.

$$T_w - T_{em} = J_{tot} \frac{d\Omega}{dt} \quad (\text{A.39})$$

Donde $J_{tot} = J_{tur} + J_{gen}$ y T_{em} es el par del generador.

A.2.2 Convertidores de frecuencia

El control de los convertidores de tipo PWM se efectúa mediante los índices de modulación, transformados sobre ejes dq de la máquina síncrona y del lado red respectivamente. Se supone que la respuesta es muy rápida comparada con los tiempos de interés de los fenómenos a estudiar, y por lo tanto, se considera como una fuente controlada que sigue las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned} u_d &= K_v u_{dc} IM_d \\ u_q &= K_v u_{dc} IM_q \end{aligned} \quad (\text{A.40})$$

Donde IM_d es el índice de modulación de eje d. $|IM_d| < 1$, IM_q es el índice de modulación de eje q. $|IM_q| < 1$, K_0 es una constante que depende del método de modulación y u_{dc} es la tensión del Enlace de CD.

A.2.3 Sistemas de control de velocidad

A bajas velocidades de viento, la estrategia de control que se adopta en las turbinas de velocidad variable es la de ajustar la velocidad del rotor, y así poder maximizar la captura de energía manteniendo C_p en su valor máximo $C_{p_{max}}$. Éste valor se obtiene para una determinada relación de velocidad de punta de pala λ_{opt} . El par máximo extraíble del viento es función cuadrática de la velocidad óptima de la turbina

$$T_w^{max} = K_{opt} \cdot \Omega_{opt}^2 \quad (A.41)$$

Dónde:

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_{p_{max}}}{\lambda_{opt}^3} \quad (A.42)$$

A velocidades medias de viento, la estrategia de control se basa en controlar la velocidad de la turbina para que ésta se mantenga en su valor nominal, conservando también el ángulo de pitch en su posición óptima. Si se siguiese con la estrategia de mantener λ_{opt} , la velocidad de la turbina resultaría mayor a la nominal.

A velocidades altas de viento, superiores a velocidad nominal de viento $v_{w_{nom}}$ (ver Figura A.8), la estrategia de control se basa en limitar la potencia, variando el ángulo pitch con el fin de reducir el coeficiente de potencia C_p y mantener la potencia constante en su valor nominal. La potencia extraíble resultaría mayor que la potencia nominal de la turbina si se siguiese con la estrategia anterior. Las variaciones del viento son absorbidas por cambios en la velocidad de rotación del rotor, comportándose como un almacenador de energía, debido a que el par de referencia del generador se fija en su valor nominal mediante el rápido control de corriente.

Referencias Bibliográficas

- [1]. Andreas Petersson, "Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines" Chalmers University of Technology, 2005
- [2]. Manfred Stiebler, "Wind Energy Systems or Electric Power Generation", Springer, 2008 ISBN: 78-3-540-68762-7.
- [3]. Gonzalo Abad, Jesús López, Miguel A. Rodríguez, Luis Marroyo, Grzegorz Iwanski, "Wind energy generation-modelling and control", John Wiley & Sons, Inc, 2011 ISBN:978-0-470-76865-5
- [4]. Olimpo Anaya-Lara, Nick Jenkins, Janaka Ekanayake, Phill Cartwright, Mike Hughes, "Doubly fed induction machine-modeling and control for wind energy generation", John Wiley & Sons, Inc, 2009, ISBN:978-0-470-71433-1
- [5]. Mohammad Seyedi, "Evaluation of the DFIG Wind Turbine Built-in Model in PSS/E", Chalmers University of Technology, 2009.
- [6]. Phan Dinh Chung "Comparison of Steady-State Characteristics between DFIG and SCIG in Wind Turbine", International Journal of Advanced Science and Technology, volume 51, pp. 135-146.
- [7]. Bijaya Pokharel, "Modeling, Control and Analysis of a Doubly Feed Induction Generator Based Wind Turbine System With Voltage Regulation", Chalmers University of Technology, 2011.
- [8]. Camille Hamon, "Doubly-feed induction generator modelling and control in DigSilent power factory", KTH School of Electrical Engineering, 2010.
- [9]. Ashish Kumar Agrawal, "Study of wind turbine driven DFIG using AC/DC/AC converter", Department of Electrical Engineering National Institute of Technology Rourkela, 2008.
- [10]. Mohd Hasan Ali, "Wind energy systems Solutions for Power Quality and Stabilization", CRC press / balkema taylor & francis group, 2012, ISBN: 13: 978-1-4398-5615-4.
- [11]. Iulian Munteanu, Antoneta Iuliana Bratcu, Nicolaos-Antonio Cutululis, Emil Ceang, "Optimal Control of Wind Energy Systems Towards a Global Approach", springer, 2008, ISBN 978-1-84800-079-7
- [12]. Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins, Ervin Bossanyi, "Wind energy handbook", John Wiley & Sons, Inc. 2001, ISBN: 0-471-48997-2
- [13]. Jos Arrillaga, Bruce C Smith, Neville R Watson, Alan R Woodty, " Power Systems harmonics analysis", John Wiley & Sons, Inc, 1997, ISBN:0-471-97543-6
- [14]. Francisco C. De La Rosa, "Harmonics in Power Systems", CRC press / balkema taylor & francis group, 2006, ISBN:0-8493-3016-5
- [15]. G. T. Heydt, Electric Power Quality, West LaFayette: Stars in a Circle Publications, 1991.
- [16]. J.C.Dass, "Power System Analysis Short-Circuit Load Flow and Harmonics", Marcel Dekker, Inc, 2002 ISBN: 0-8247-0737-0.
- [17]. R. Sastry Vedam, Mulukutla S. Sarma, "Power quality VAR Compensation in Power Systems", CRC press / balkema taylor & francis group, 2009, ISBN: 13: 978-1-4200-6480-3.
- [18]. Mohamed E. El-Hawary, " Introduction to Electrical Power Systems", John Wiley & Sons, Inc, 2008. ISBN: 78-0470-40863-6.

