



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**“ANÁLISIS DE LAS PROTECCIONES EN
SUBESTACIONES DE INTERCONEXIÓN PARA
PARQUES EÓLICOS”**

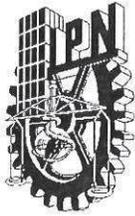
TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA:
DARIO ALFREDO CEJUDO SALINAS



Ciudad de México, 2016



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

SIP-14

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México siendo las 17:00 horas del día 13 del mes de septiembre del 2016 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E. S. I. M. E. para examinar la tesis titulada:

**“ANÁLISIS DE LAS PROTECCIONES EN SUBESTACIONES
DE INTERCONEXIÓN PARA PARQUES EÓLICOS”**

Presentada por el alumno:

CEJUDO

Apellido paterno

SALINAS

Apellido materno

DARIO ALFREDO

Nombre(s)

Con registro:

A	1	4	0	3	9	5
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERIA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACIÓN DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director de tesis

M. EN C. GILBERTO ENRÍQUEZ HARPER

Presidente

DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS

Segundo Vocal

DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR

Tercer Vocal

DR. HUGO AMBRIZ PÉREZ

Secretario

DR. RICARDO OCTAVIO A. MOTA PALOMINO

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. MIGUEL TOLEDO VELAZQUEZ

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE
POSGRADO E INVESTIGACIÓN





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARIA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

Carta de cesión de derechos

En la ciudad de México, el día 13 de Septiembre del año 2016. El que suscribe **Dario Alfredo Cejudo Salinas**, alumno del Programa de **Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica** con número de registro **A140395**, adscrito a la **Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME – Zacatenco del IPN**, manifiesta que es el autor intelectual del presente trabajo de tesis bajo la dirección del **M. en C. Gilberto Enríquez Harper** y cede los derechos del trabajo "**Análisis de las protecciones en subestaciones de interconexión para parques eólicos**", al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a las siguientes direcciones: **acesalinas@gmail.com** y **genriquez.harper@gmail.com.mx**.

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Dario Alfredo Cejudo Salinas', is written over a horizontal line.

Dario Alfredo Cejudo Salinas

Resumen

La interconexión de centrales eólicas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en México se va incrementando, en la actualidad este tipo de generación tiene una capacidad instalada del 3.1% de la capacidad total del país.

En esta tesis se simula y analiza el comportamiento eléctrico de dos centrales eólicas a gran escala aplicando fallas transitorias en el Punto de Interconexión (PDI) con el Sistema Eléctrico Nacional.

En primer lugar se simula una central eólica con Aerogeneradores de Inducción Doblemente Alimentados (AGIDA) y en segundo lugar una Central Eólica con Aerogeneradores Conectados a través de Convertidores (AGCC). Para ambos casos los puntos que se analizan son, el PDI y los aerogeneradores (AG's).

Las simulaciones de las diferentes fallas están hechas con base a las "Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para Generadores o Permisionarios con Fuentes de Energías Renovables o Cogeneración Eficiente" (REGISEN) publicada en el 2012 por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Las fallas simuladas corresponden a: trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica a tierra. Las variables eléctricas que se analizan son: voltaje, corriente, potencia activa y reactiva.

El análisis es realizado a partir de la respuesta de las variables eléctricas registradas en el PDI y en los AG's considerando el tipo de aerogenerador utilizado en cada caso.

El comportamiento eléctrico de las centrales eólicas modeladas en esta tesis se realiza con el software DIgSilent Power Factory versión 15.0.1, el cual tiene la capacidad de realizar simulaciones de corto circuito, flujos de carga, transitorios electromagnéticos, coordinación de protecciones, entre otros más.

Abstract

The interconnection of the Wind Farm Power Plants with the National Electrical System in Mexico is increasing, nowadays this kind of generation represents about 3.1% of the total capacity installed in the country.

In this thesis the electrical behavior of two wind farm power plant is analyzed under transient faults at the point of common coupling (PCC) with the National Electrical System.

First, a Doubly-Fed Induction Generators (DFIG) wind power plant is simulated, followed by Full Rated Converter Generator (FRCG) wind power plant. In both cases, the analyzed sites corresponds to the PCC and Wind Turbines (WT's).

The diversity of the faults simulated are made according to the document "Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para Generadores o Permissionarios con Fuentes de Energías Renovables o Cogeneración Eficiente" published in 2012 by the Energy Regulatory Commission.

The faults simulated are: three phase, two phase, two phase to ground and one phase to ground. The electrical variables analyzed are: voltage, current, active and reactive power.

The analysis is made from the behavior of the electrical variables registered at the PCC and WT's considering the type of wind turbine used in each case.

The electrical behavior of the wind farm power plants in this thesis are made with the DlgSilent Power Factory v.15.0.1 program, which has the capability of simulate short-circuit, load flow, electromagnetic transients, protection analysis among others.

.

Índice General

Resumen	II
Abstract	III
Índice General	IV
Índice de Figuras.....	VIII
Índice de Tablas	XV
Abreviaturas y Simbología	XVII

Capítulo 1 **1**

Introducción.....	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Objetivo2	
1.3 Justificación	2
1.4 Limitaciones y alcances.....	2
1.5 Estado del arte	3
1.5.1 Investigación desarrollada a nivel internacional	3
1.5.2 Trabajos realizados en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la E. S. I. M. E., Zacatenco	7
1.6 Aportaciones.....	8
1.7 Estructura de la tesis	9

Capítulo 2 **11**

Generación de energía eléctrica en centrales eólicas a gran escala	11
2.1 Panorama mundial de las centrales eólicas	11
2.2 Partes que integran a un aerogenerador	12
2.3 Generación de energía eléctrica con energía eólica	13
2.3.1 Velocidad del viento	14
2.3.2 Variación de la velocidad del viento con respecto a su altura	14
2.3.3 Potencia teórica del viento	15
2.3.4 Coeficiente de Betz o Coeficiente de Potencia “ C_p ”	17
2.3.5 Potencia real	18
2.4 Aerogeneradores y sus tecnologías	19

2.4.1	Generador síncrono de corriente alterna	19
2.4.2	Generador asíncrono o de inducción de corriente alterna	19
2.5	Clasificación de aerogeneradores	20
2.5.1	Aerogeneradores de velocidad constante	21
2.5.2	Aerogeneradores de velocidad variable	21
2.6	Configuración eléctrica de aerogeneradores	22
2.6.1	Tipo 1: Aerogenerador de Inducción Jaula de Ardilla (AGIJA)	22
2.6.2	Tipo 2: Aerogenerador de Inducción de Rotor Devanado (AGIRD)	23
2.6.3	Tipo 3: Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado (AGIDA)	24
2.6.4	Tipo 4: Aerogenerador Conectado a través de Convertidores (AGCC)	24
2.7	Evolución de las capacidades de los aerogeneradores	25
2.8	Centrales eólicas a gran escala	26
2.8.1	Aerogeneradores	26
2.8.2	Transformador de unidad	28
2.8.3	Sistema colector	28
2.8.4	Subestación colectora	29
2.8.5	Línea de transmisión de interconexión	29
2.9	Características operativas de una central eólica	29
2.9.1	Potencia activa en centrales eólicas a gran escala	30
2.9.2	Potencia reactiva en centrales eólicas	32
2.10	Códigos de red y requerimientos técnicos para la interconexión al sistema eléctrico de una central eólica a gran escala	34
2.10.1	Nivel de tensión	34
2.10.2	Frecuencia de corte	34
2.10.3	Equipo de protección, seccionamiento y medición	35
2.10.4	Calidad de la energía y niveles de armónicos	35
2.10.5	Variaciones periódicas de amplitud de la tensión (Flickers)	35
2.10.6	Operación de la central eólica ante fallas externas y en el punto de interconexión	36
2.10.7	Potencia reactiva	37
2.11	Esquemas de protección	37
2.11.1	Protección de los aerogeneradores y transformador de unidad	38
2.11.2	Protección del sistema colector	39
2.11.3	Subestación colectora	39
2.11.4	Líneas de transmisión	39

Capítulo 3

41

Modelado de centrales eólicas a gran escala con AGIDA y AGCC y su comportamiento ante disturbios	41
---	-----------

3.1	Electrónica de potencia en aerogeneradores	41
3.1.1	Convertidor de potencia de frecuencia variable “back-to-back”	41
3.1.2	Protección del convertidor de potencia de frecuencia variable	43
3.2	Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado (AGIDA)	44
3.2.1	Modos de operación de un AGIDA.....	44
3.2.2	Operación de un AGIDA en estado estable	45
3.2.3	Convertidores empleados en centrales eólicas con AGIDA	48
3.2.4	Control del ángulo de paso en las palas de los AG’s	49
3.2.5	Control de potencia y velocidad.	50
3.2.6	Sistema de protección “CrowBar” y operación del convertidor.....	50
3.3	Aerogenerador Conectado a través de Convertidores (AGCC).....	53
3.3.1	Convertidores de potencia en centrales eólicas con AGCC.....	53
3.3.2	Control de velocidad en el rotor	54
3.3.3	Convertidor lado generador y control de velocidad	54
3.3.4	Convertidor lado red.....	54
3.3.5	Sistemas de protección del convertidor empleado en el AGCC.....	55
3.4	Huecos de tensión.....	56
3.4.2	Duración de huecos de tensión.....	56
3.4.3	Clasificación de fallas de acuerdo al número de fases involucradas.....	57
3.4.4	Efecto de la propagación del voltaje en el lado de baja tensión de un transformador debido a la conexión en sus devanados ante una falla en el lado de alta tensión.	58

Capítulo 4 **61**

Simulación del comportamiento de centrales eólicas a gran escala ante fallas transitorias61

4.1	Modelo de una central eólica con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados (Modelo 1)	61
4.1.1	Caso base en central con AGIDA	62
4.1.2	Caso 1: Falla trifásica en central con AGIDA	64
4.1.3	Caso 2: Falla bifásica en central con AGIDA	73
4.1.4	Caso 3: Falla bifásica a tierra en central con AGIDA	82
4.1.5	Caso 4: Falla monofásica a tierra en central con AGIDA	91
4.2	Modelo de una central eólica con aerogeneradores conectados a través de convertidores (Modelo 2).....	100
4.2.1	Caso base en central con AGCC	100
4.2.2	Caso 5: Falla trifásica en central con AGCC	103
4.2.3	Caso 6: Falla bifásica en central con AGCC	111
4.2.4	Caso 7: Falla bifásica a tierra en central con AGCC	120

4.2.5 Caso 8: Falla monofásica a tierra en central con AGCC.....	129
--	-----

Capítulo 5 **139**

Análisis de Resultados 139

5.1 Análisis de la central eólica del Modelo 1 con AGIDA.....	139
5.1.1 Análisis del Caso 1: Falla trifásica.....	139
5.1.2 Análisis del Caso 2: Falla entre dos fases	141
5.1.3 Análisis del Caso 3: Falla de dos fases a tierra.....	143
5.1.4 Análisis del Caso 4: Falla de una fase a tierra	145
5.2 Análisis de la central eólica del Modelo 2 con AGCC.....	148
5.2.1 Análisis del Caso 5: Falla trifásica.....	148
5.2.2 Análisis del Caso 6: Falla entre dos fases	149
5.2.3 Análisis del Caso 7: Falla de dos fases a tierra.....	150
5.2.4 Análisis del Caso 8: Falla de una fase a tierra	150

Capítulo 6 **153**

Conclusiones y Recomendaciones..... 153

6.1 Conclusiones.....	153
6.2 Recomendaciones y trabajo futuro	157

Bibliografía..... 159

Índice de Figuras

Figura 2.1	Capacidad de generación a nivel mundial con centrales eólicas en el 2014 (MW). [35]	11
Figura 2.2	Capacidad de generación a nivel mundial con centrales eólicas en el 2015. [39]	12
Figura 2.3	Partes principales de un aerogenerador o turbina eólica [27].....	13
Figura 2.4	Relación de potencia de entrada y salida en un aerogenerador de velocidad variable.....	17
Figura 2.5	Curvas típicas del comportamiento de potencia activa con sistemas de control de ángulo de paso y control estático. [52]	22
Figura 2.6	Configuración de una turbina de viento con generador de inducción jaula de ardilla (Aerogenerador Tipo 1). [55].....	23
Figura 2.7	Configuración de una turbina de viento con generador de inducción de rotor devanado (Aerogenerador Tipo 2). [55].....	23
Figura 2.8	Configuración básica de un Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado (Aerogenerador Tipo 3). [56] [55].	24
Figura 2.9	Configuración básica de un Aerogenerador Conectado a través de Convertidores (Aerogenerador Tipo 4). [55] [48].	25
Figura 2.10	Evolución de las capacidades de los aerogeneradores hasta el año 2012, [27]	25
Figura 2.11	Topología de una central eólica a gran escala. [57]	26
Figura 2.12	Dimensionamiento para la separación entre aerogeneradores en una central eólica a gran escala de acuerdo con [51].	27
Figura 2.13	Curva característica de potencia entregada por un aerogenerador de velocidad variable.....	28
Figura 2.14	Potencia entregada por un aerogenerador a capacidad nominal y a magnitudes menores.	31
Figura 2.15	Comportamiento de la potencia activa producida por aerogeneradores con diferentes rampas de operación. [68]	32
Figura 2.16	Modos de operación de una máquina de inducción [69].	33

Figura 2.17	Curvas de capacidad de potencia de aerogeneradores doblemente alimentados. [15].....	33
Figura 2.18	Gráfica de la caída de tensión en el punto de interconexión debido a una falla.....	37
Figura 2.19	Esquema general de las zonas de protección en una central eólica a gran escala. [16].....	38
Figura 3.1	Convertidor de potencia de frecuencia variable con esquema back-to-back. [76].....	42
Figura 3.2	Esquema básico del flujo de potencia a través del enlace de CD del convertidor de potencia.....	42
Figura 3.3	Esquema de conexión de los componentes de un aerogenerador de inducción doblemente alimentado [76].....	44
Figura 3.4	Flujo de potencia en un generador de inducción de rotor devanado doblemente alimentado en modo subsíncrono.	45
Figura 3.5	Flujo de potencia en un generador de inducción de rotor devanado doblemente alimentado en modo supersíncrono.	45
Figura 3.6	Circuito equivalente monofásico simplificado de un AGIDA. [49].....	45
Figura 3.7	Relación de potencias de un aerogenerador doblemente alimentado. [71].....	46
Figura 3.8	Diagrama detallado de un aerogenerador de inducción doblemente alimentado. [78].....	49
Figura 3.9	Esquema de protección crowbar en un aerogenerador doblemente alimentado.....	51
Figura 3.10	Flujo de corriente en el convertidor lado rotor y crowbar.....	51
Figura 3.11	Esquema de conexión de los componentes de un aerogenerador conectado a través de convertidores.	53
Figura 3.12	Comportamiento de un hueco de tensión debido a una falla [84].....	56
Figura 3.13	Porcentaje de fallas, de acuerdo al número de fases asociadas a este, que provocaron un hueco de tensión de hasta 0.85 p.u.....	57
Figura 3.14	Porcentaje de fallas, de acuerdo al número de fases asociadas a este, que provocaron un hueco de tensión por debajo de 0.10 p.u.....	57
Figura 3.15	Incidencia anual de disturbios de acuerdo al número de fases involucradas.....	58
Figura 4.1	Modelo de una central eólica de 67.5 MW con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados con FP=1.0 en el PDI. (Modelo 1)	63

Figura 4.2	Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 1.....	64
Figura 4.3	Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 1.....	65
Figura 4.4	Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 1.....	65
Figura 4.5	Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 1.....	66
Figura 4.6	Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 1.....	67
Figura 4.7	Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 1.....	67
Figura 4.8	Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 1.....	68
Figura 4.9	Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 1.....	68
Figura 4.10	Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 1.....	69
Figura 4.11	Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 1.....	70
Figura 4.12	Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 1.....	71
Figura 4.13	Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 1.....	72
Figura 4.14	Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 2.....	73
Figura 4.15	Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 2.....	74
Figura 4.16	Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 2.....	74
Figura 4.17	Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 2.....	75
Figura 4.18	Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 2.....	76
Figura 4.19	Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 2.....	76
Figura 4.20	Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 2.....	77
Figura 4.21	Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 2.....	77
Figura 4.22	Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 2.....	78
Figura 4.23	Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 2.....	79
Figura 4.24	Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 2.....	80
Figura 4.25	Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 2.....	81
Figura 4.26	Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 3.....	82
Figura 4.27	Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 3.....	83

Figura 4.28	Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 3.	83
Figura 4.29	Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 3.....	84
Figura 4.30	Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 3.	85
Figura 4.31	Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 3.....	85
Figura 4.32	Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 3.	86
Figura 4.33	Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 3.....	86
Figura 4.34	Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 3.	87
Figura 4.35	Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 3.....	88
Figura 4.36	Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 3.....	89
Figura 4.37	Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 3.	90
Figura 4.38	Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 4.....	91
Figura 4.39	Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 4.....	92
Figura 4.40	Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 4.	92
Figura 4.41	Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 4.....	93
Figura 4.42	Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 4.	94
Figura 4.43	Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 4.....	94
Figura 4.44	Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 4.	95
Figura 4.45	Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 4.....	96
Figura 4.46	Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 4.	96
Figura 4.47	Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 4.....	97
Figura 4.48	Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 4.....	98
Figura 4.49	Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 4.	99
Figura 4.50	Modelo de una central eólica de 67.5 MW con aerogeneradores conectados a través de convertidores con FP=1.0 en el PDI. (Modelo 2).....	102
Figura 4.51	Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 5.....	103
Figura 4.52	Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 5.....	104
Figura 4.53	Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 5.	104

Figura 4.54	Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 5.....	105
Figura 4.55	Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 5.....	106
Figura 4.56	Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 5.....	106
Figura 4.57	Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 5.....	107
Figura 4.58	Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 5.....	107
Figura 4.59	Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 5.....	108
Figura 4.60	Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 5.....	108
Figura 4.61	Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 5.....	109
Figura 4.62	Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 5.....	110
Figura 4.63	Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 6.....	111
Figura 4.64	Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 6.....	112
Figura 4.65	Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 6.....	112
Figura 4.66	Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 6.....	113
Figura 4.67	Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 6.....	114
Figura 4.68	Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 6.....	114
Figura 4.69	Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 6.....	115
Figura 4.70	Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 6.....	115
Figura 4.71	Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 6.....	116
Figura 4.72	Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 6.....	117
Figura 4.73	Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 6.....	118
Figura 4.74	Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 6.....	119
Figura 4.75	Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 7.....	120
Figura 4.76	Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 7.....	121
Figura 4.77	Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 7.....	121
Figura 4.78	Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 7.....	122
Figura 4.79	Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 7.....	123

Figura 4.80	Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 7.....	123
Figura 4.81	Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 7.	124
Figura 4.82	Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 7.....	124
Figura 4.83	Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 7.	125
Figura 4.84	Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 7.....	126
Figura 4.85	Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 7.....	127
Figura 4.86	Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 7.	128
Figura 4.87	Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 8.....	129
Figura 4.88	Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 8.	130
Figura 4.89	Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 8.	130
Figura 4.90	Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 8.....	131
Figura 4.91	Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 8.	132
Figura 4.92	Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 8.....	132
Figura 4.93	Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 8.	133
Figura 4.94	Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 8.....	133
Figura 4.95	Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 8.	134
Figura 4.96	Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 8.....	135
Figura 4.97	Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 8.....	136
Figura 4.98	Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 8.	137
Figura 5.1	Corrientes de fase en AG's con operación del crowbar para el Caso 1.	140
Figura 5.2	Corrientes de fase del rotor en AG's con operación del crowbar para el Caso 1.	141
Figura 5.3	Corriente Reactiva en los AG's con operación del crowbar para el Caso 1.	141
Figura 5.4	Corrientes de fase en AG's con operación del crowbar para el Caso 2.	142
Figura 5.5	Corrientes de fase del rotor en AG's con operación del crowbar para el Caso 2.	143
Figura 5.6	Corriente Reactiva en los AG's con operación del crowbar para el Caso 2.	143
Figura 5.7	Corrientes de fase en AG's con operación del crowbar para el Caso 3.	144
Figura 5.8	Corrientes de fase del rotor en AG's con operación del crowbar para el Caso 3.	145
Figura 5.9	Corriente Reactiva en los AG's con operación del crowbar para el Caso 3.	145
Figura 5.10	Corrientes de fase en AG's con operación del crowbar para el Caso 4.	146

Figura 5.11	Corrientes de fase del rotor en AG's con operación del crowbar para el Caso 4.	146
Figura 5.12	Corriente Reactiva en los AG's con operación del crowbar para el Caso 4.....	147
Figura 5.13	Corrientes activa y reactiva en AG's para el Caso 5.	149
Figura 5.14	Corrientes activa y reactiva en AG's para el Caso 6.	149
Figura 5.15	Corrientes activa y reactiva en AG's para el Caso 7.	150
Figura 5.16	Corrientes activa y reactiva en AG's para el Caso 8.	151

Índice de Tablas

Tabla 2.1	Clasificación de la intensidad de viento de acuerdo a la escala de Beaufort. [7]	14
Tabla 2.2	Valores típicos del coeficiente de Shear de acuerdo a las características del terreno.....	15
Tabla 2.3	Tiempos de ajuste de las protecciones ante frecuencias anormales en centrales eólicas.....	34
Tabla 2.4	Límites de emisiones flicker permisibles.....	36
Tabla 2.5	Tipos de fallas y tiempos máximos de duración.....	36
Tabla 3.1	Voltajes en el lado secundario del transformador debido a una falla de línea a tierra en el lado primario [86].....	59

Abreviaturas y Simbología

Abreviaturas

AG, AG's	Aerogenerador, Aerogeneradores
AGCC	Aerogenerador Conectado a través de Convertidores
AGIDA	Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado
AGIJA	Aerogenerador de Inducción Jaula de Ardilla
AGIRD	Aerogenerador de Inducción Rotor Devanado
CA	Corriente Alterna
CD	Corriente Directa
CEV	Compensador Estático de Var's
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DFIG	Del inglés, Doubly-Fed Induction Generator (Generador de Inducción Doblemente Alimentado)
Et. al.	Entre otros (del latín, et.alii)
EUA	Estados Unidos de América
FORTTRAN	Del inglés Formula Translation (Traducción de Formula)
FRCG	Del inglés, Full Rated Converter Generator (Generador Conectado a través de Convertidores)
GCC	Generador Conectado a través de Convertidores
GD	Generación Distribuida
GIDA	Generador de Inducción Doblemente Alimentado
GIRD	Generador de Inducción Rotor Devanado
GSIP	Generador Síncrono de Imanes Permanentes
GSRD	Generador Síncrono Rotor Devanado
GWEC	Global Wind Energy Council (Consejo Mundial de Energía Eólica)
IGBT, IGBT's	Del inglés, Insulated Gate Bipolar Transistor (Transistor bipolar de compuertas aisladas)
INEA	Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas
LTI	Línea de Transmisión de Interconexión
p.u.	Por Unidad (Parametro de medición en Sistemas Eléctricos de Potencia)
PCC	Del inglés, Point of Common Coupling (Punto de Interconexión)
PDI	Punto De Interconexión

REGISEN	Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional
s.f.	Sin fecha
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaria de Energía
SEP, SEP's	Sistema o Sistemas Eléctricos de Potencia
STATCOM	Del inglés, Static Synchronous Compensator (Compensador síncrono estático)
WECC	Del inglés Western Electricity Coordinating Council (Consejo de coordinación de electricidad del occidente)
WECS	Del inglés, Wind Electricity Conversion Systems (Sistemas de conversión de energía eólica)
WGMG	Del inglés, Wind Generation Modelling Group (Grupo de modelado de generación eólica)
WT, WT's	Del inglés, Wind Turbine, Wind Turbines (Aerogenerador, Aerogeneradores)

Simbología

α	Coefficiente de Shear
A	Área [m ²]
B	Número de Beaufort (coeficiente en velocidad del viento)
β	Ángulo de paso en las palas del aerogenerador [grados]
C	Capacitor [Faraday]
C_p	Coefficiente de Potencia o Coeficiente de Betz
D	Diámetro del rotor de las palas del aerogenerador [m]
EC	Energía Cinética
f	Frecuencia fundamental [Hz]
f_r	Frecuencia del rotor [Hz]
h	Altura de montaje del aerogenerador [m]
η	Eficiencia del grupo turbina generador
h_0	Altura de referencia para el montaje del aerogenerador [m]
η_g	Eficiencia en el generador eléctrico
η_m	Eficiencia mecánica
I_r	Corriente en el rotor [A]
i_r	Corriente en el rotor [A]
i_s	Corriente en el estator [A]

λ	Relación de la velocidad de punta de un aerogenerador
m	Masa [kg]
NP	Número de polos del aerogenerador
n_r	Velocidad del rotor [rpm]
n_s	Velocidad síncrona (calculada teóricamente) [rpm]
P	Potencia activa [W]
$P_{aerogenerador}$	Potencia en terminales del aerogenerador [W]
P_{aire}	Potencia teórica de un aerogenerador o potencia del aire [W]
P_{cap}	Potencia que fluye a través del capacitor [W]
$P_{entrehierro}$	Potencia en el entrehierro del generador
P_{gen}	Potencia del generador [W]
P_m	Potencia a la entrega del generador
P_r	Potencia en el rotor
P_{real}	Potencia real del aerogenerador [W]
P_{red}	Potencia entregada a la red [W]
P_s	Potencia en el estator
P_T	Potencia teórica [W]
Q	Potencia reactiva [Var]
ρ	Densidad del aire [Kg/m ³]
R	Radio del rotor de las palas del aerogenerador [m]
Re	Parte real de un numero complejo
r_r	Resistencia en el rotor [Ω]
r_s	Resistencia en el estator [Ω]
s	Deslizamiento [%]
S_{base}	Potencia base del generador
t	Tiempo [s]
T_{ag}	Par mecánico del aerogenerador
T_e	Par eléctrico
THD_{AT}	Nivel de distorsión armónica total permitido en alta tensión [%]
v	Velocidad del viento [m/s]
v_0	Velocidad de referencia del viento [m/s]
v_{CD}	Voltaje de Corriente Directa
V_r	Voltaje en el rotor [v]

V_s	Voltaje en el estator [v]
ω_{ag}	Velocidad rotacional del rotor [rpm]
ω_r	Velocidad en el rotor [rpm]
ω_s	Velocidad síncrona [rpm]
X_m	Reactancia de magnetización [Ω]
X_r	Reactancia de dispersión en el rotor [Ω]
X_s	Reactancia de dispersión en el estator [Ω]

Unidades de medición

<i>A</i>	Amperes
<i>C</i>	Capacitor [Faraday]
<i>F</i>	Faradios
<i>Hz</i>	Hertz
<i>kA</i>	Kilo Amperes
<i>Kg</i>	Kilogramo
<i>kV</i>	Kilo Vots
<i>kW</i>	Kilo Watts
<i>m</i>	Metro
<i>m²</i>	Metros cuadrados
<i>m³</i>	Metros cúbicos
<i>μF</i>	Micro faradios
<i>mF</i>	Mili faradios
<i>ms</i>	milisegundos
<i>Mvar</i>	Mega Volt-amper reactivo
<i>MW</i>	Mega Watts
<i>rpm</i>	Revoluciones por minuto
<i>s</i>	Segundo
<i>Var</i>	Volt-amper reactivo
<i>W</i>	Watts

Capítulo 1

Introducción

En este capítulo se describe el enfoque que tiene este trabajo de investigación. Se da a conocer el objetivo y las justificaciones alrededor del análisis del comportamiento eléctrico de una central eólica a gran escala. Por otro lado, se muestra un breve resumen de algunos trabajos de investigación alrededor de esta tesis, a nivel mundial y en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y eléctrica del Instituto Politécnico Nacional.

1.1 Generalidades

La generación de energía eléctrica con recurso eólico a nivel mundial va en incremento debido a que su tecnología avanza rápidamente y los costos han disminuido. Para finales del 2014, en México, la capacidad instalada de generación con energías renovables y tecnologías limpias es del 25.9% (16,921 MW) de la capacidad total instalada en el país (65,452 MW).

La energía eólica representa el 12% del total de energías renovables instaladas, porcentaje equivalente al 3.1% (2,036 MW) del total de la capacidad instalada en el país. Cabe resaltar que la mayoría de esta tecnología está instalada en los estados de Oaxaca y Baja California. [1].

Debido al incremento de la penetración de las centrales eólicas a gran escala a los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's), y que actualmente están conformadas de nueva tecnología, se requiere un análisis del comportamiento de estas centrales para su planeación, operación e interconexión al SEN.

Cuando se pretende interconectar una central eólica a gran escala al SEN es necesario cumplir los requerimientos indicados en la "REGISEN" en México [2]. Dentro de los requerimientos a cumplir existen los de carácter legal, administrativo, económico, entre otros más. Sin embargo, esta tesis está enfocada a la parte eléctrica.

La mayoría de los aerogeneradores empleados en una central eólica a gran escala en el país son a base de aerogeneradores de inducción doblemente alimentados y recientemente se tienen aerogeneradores conectados a través de convertidores. [3].

Estos dos tipos de centrales eólicas son modeladas utilizando el programa DIgSilent Power Factory, software especializado en el análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, simulando fallas transitorias en el punto donde se interconecta la central con el SEN.

1.2 Objetivo

Analizar el comportamiento eléctrico de centrales eólicas a gran escala, conformadas por aerogeneradores de inducción doblemente alimentados y aerogeneradores conectados a través de convertidores, a partir de simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo de distintas fallas transitorias en el punto de interconexión.

1.3 Justificación

- La incorporación de plantas de generación de energía eléctrica a base de energía eólica en el sistema eléctrico nacional se ha incrementado sustantivamente.
- Las características propias del recurso primario han ocasionado que los aerogeneradores utilicen tecnología distinta a la de generación convencional.
- Por el alto porcentaje de integración de energía eólica en los SEP's, este tipo de centrales está sujeta al cumplimiento de requerimientos técnicos para su interconexión.
- Las centrales eólicas se componen de una gran diversidad de elementos para entregar su potencia generada en los puntos de interconexión con la red.
- El comportamiento eléctrico de los sistemas de generación ante fallas transitorias está en función del tipo y duración de falla.
- El comportamiento dinámico de los sistemas de generación ante fallas transitorias es de suma importancia en la planificación, diseño y operación de los SEP's.
- El diseño y ajuste de los sistemas de protección asociados a las centrales eólicas a gran escala debe realizarse considerando el comportamiento en función de la tecnología utilizada en las mismas.
- Lo esquemas de protección brindan seguridad a los sistemas eléctricos, por ello, es indispensable conocer el comportamiento eléctrico de las centrales eólicas ante fallas para el correcto ajuste de las protecciones.

1.4 Limitaciones y alcances

- La generación a base de energía eólica puede presentarse en capacidades menores a 30 MW, (Generación Distribuida) y en capacidades superiores que representan las centrales eólicas a gran escala. En este trabajo de tesis se analiza el comportamiento de centrales eólicas a gran escala.

- Las centrales eólicas utilizan distintos tipos de tecnología, en esta tesis se analizan dos tipos: aerogeneradores de inducción doblemente alimentados y aerogeneradores conectados a través de convertidores.
- Se utiliza el software DIgSilent Power Factory versión 15.0.1.
- Se modelan todos los elementos que integran a una central eólica a gran escala: aerogeneradores, transformador de unidad a pie de torre, cables de potencia del sistema colector, transformador de potencia y subestación colectora y línea de transmisión de interconexión de 20 km.
- Los modelos de las centrales eólicas se analizan para una condición en los aerogeneradores entregando su potencia nominal.
- Para condiciones previas a la falla se considera una operación con un factor de potencia unitario en el PDI.
- Se modelan los sistemas dinámicos de control de los aerogeneradores incluidos en el software de simulación.
- Se analiza el comportamiento de las centrales eólicas con base en simulaciones de transitorios electromagnéticos.
- Se simulan fallas transitorias en el PDI con base a las magnitudes y tiempos establecidos en la REGISEN, sin desconexión de elementos.

1.5 Estado del arte

A continuación se presenta un resumen de la investigación que se ha realizado a nivel internacional y dentro de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y eléctrica del Instituto Politécnico Nacional con relación a centrales de generación de energía eléctrica en base a la energía eólica y algunas otras energías renovables. Y que además son de gran aportación a este trabajo de tesis.

1.5.1 Investigación desarrollada a nivel internacional

Basado en los estudios realizados por el Tecnológico de Massachusetts en Estados Unidos de América [4], se tiene que en el año 1888 Charles Brush construye un aerogenerador basándose en el diseño de la rosa de los vientos con una capacidad de 17 KW y 17 metros de diámetro, este diseño se considera la primera turbina a gran escala. Para el año 1890, la compañía “Lewis Electric” adapta generadores acoplándolos a sistemas de giro impulsados por el viento iniciando a comercializar estos dispositivos en la ciudad de Nueva York. Entre los años de 1920’s y 1950’s, se presentan los primeros sistemas de conversión de energía eléctrica (de sus siglas en inglés Wind Electricity Conversion Systems “WECS”) de 2 y 3 palas. Para los años de 1940’s y 1960’s, la aplicación de WECS tienen un descenso en USA y

Europa. En los años 1970's la aplicación de aerogeneradores desciende casi en su totalidad pasando, considerando esto como una crisis de aplicación.

Para los años posteriores de 1970's, según [5], prevalece el uso de las turbinas de eje horizontal y en la actualidad se mantiene este principio.

En 1994, C. Becker, W. Braun Jr., entre otros colaboradores desarrollan un análisis de los huecos de voltaje ocasionados por un corto circuito en el SEP. Toma en cuenta los tiempos de liberación de acuerdo al tipo de falla aplicada enfocado a los sistemas de protección. De igual forma analiza el efecto que tiene la conexión de los transformadores para los lados de alta y baja tensión en estos. [6]

En 1997, A. Pinilla en conjunto con el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas (INEA) de Colombia promueven el desarrollo de las energías no convencionales, principalmente la de energía eólica. Plantean además el levantamiento del mapa de vientos en ese país ya que observaron que el aprovechamiento de este recurso era muy bajo y esto se debía al desconocimiento del potencial que tiene el viento. El principal objetivo era dar las herramientas técnicas necesarias para la aplicación de generación en pequeña escala. [7]

Para el año 2003, Vladislav Akhmatov desarrolla una tesis doctoral en donde modela una central eólica de generación a gran escala conectada al SEP de Dinamarca aplicando una falla trifásica en la red de transmisión de interconexión y analizando la estabilidad de voltajes transitorios del SEP. [8]

En ese mismo año, M. A. Poller evalúa la estabilidad de una central eólica a base de AGIDA interconectada a la red eléctrica de Alemania. Analiza además los modelos detallados de este tipo de aerogeneradores resaltando las características y propiedades de control ante disturbios. [9]

En el 2005, Andreas Peterson en su trabajo de doctorado analiza algunos modelos de control de dos aerogeneradores de velocidad fija y aerogeneradores de velocidad variable que emplean generadores de inducción doblemente alimentados y generadores de imanes permanentes. Compara los resultados del comportamiento de los aerogeneradores para condiciones de operación con intermitencia de voltaje y algunas otras condiciones que afectan la velocidad del rotor. En algunos casos compara los resultados de los modelos matemáticos de forma experimental utilizando aerogeneradores de diferentes fabricantes. [10]

En el año 2006, F. Blaabjerg, Z. Chen, R. Teodorescu y F. Iov, muestran la evolución, aplicación y comportamiento de los dispositivos de control que emplean electrónica de potencia integrados a una central eólica en la red eléctrica de Dinamarca. [11]

En el mismo año, D. Xiang, L. Ran, P. Tavner y S. Yang, analizan el comportamiento de los modelos de los AGIDA en el marco de referencia "dq" ante huecos de tensión debidos a una falla. Desarrollan además un método de control empleado en los aerogeneradores que integran la central eólica que incrementa la eficiencia para soportar los disturbios generados en un SEP. [12]

Para el mismo año 2006, W. Christiansen y D. Johnsen presentan un análisis y comparación de 6 códigos de red aplicados a centrales eólicas, pertenecientes a: Canadá, Dinamarca, Irlanda, Alemania, Escocia y el Reino Unido respectivamente. Sus estudios son realizados en dos etapas, la primera se

concentra en el estudio de flujos de carga en estado estable para los peores casos del factor de potencia requerido en el PDI. La segunda aborda la dinámica de la central eólica analizando las la magnitud de tensión ocasionado por una falla en la red. [13]

Continuando en el año 2006, I. Erlich, W. Winter, y A. Dittrich presentan el estudio de los requerimientos eléctricos que necesita una central eólica para conectarse con el sistema de transmisión de Alemania. Mencionan que en ese país la capacidad instalada para finales del 2006 a base de recurso eólico es de 18 GW y además pronostican que para el 2020 será de 50 GW. [14]

Para el año 2007, I. Erlich, M. Wilch y C. Feltes muestran el comportamiento de la potencia reactiva generada por AGIDA utilizando cables de potencia en corriente alterna para su interconexión con la red. [15]

En el año 2008, T. Kawady, N. Mansour y A. Taalab aplican esquemas de protección en centrales eólicas y analizan su comportamiento ante diferentes disturbios. Dan estadísticas de ocurrencia de fallas al interior de la central y enfatizan la importancia de contar con un buen esquema de protección en estas centrales. [16]

Para el mismo año, la asociación "Wind Generation Modelling Group (WGMG) pertenecientes al consejo Western Electricity Coordinating Council (WECC) dan a conocer algunas recomendaciones a nivel técnico de los flujos de potencia requeridos en la zona geográfica abarcada por este consejo (Canadá, E.U.A. y México). Además muestran un panorama de cómo se encuentra hasta ese momento la presencia de generación eólica en la misma zona. [17]

Continuando en el año 2008, L. Solano en España, analiza el comportamiento del intercambio de potencia reactiva entre una central eólica y el PDI utilizando el programa PSS/E para realizar las simulaciones de su modelo. [18]

En 2009, la asociación europea de energía eólica genera un reporte enfocado, en primera instancia al análisis de beneficios, costos y riesgos que representa la instalación de una central eólica. Encamina su investigación enfatizando que la implementación de centrales eólicas reduce el nivel de CO₂ generado por plantas de generación convencionales. [19]

En el mismo año, E.H. Camm, M. R. Behnke, O. Bolado, entre otros investigadores, estudian la evolución que ha tenido el comportamiento del intercambio de potencia reactiva de las centrales eólicas ante fallas. [20]. Analizan algunos tipos de aerogeneradores y sus características operativas. [21]

Para el año 2010, D. Opila, A. Zeynu y I. Hiskens analizan la operación de Compensadores Estáticos de Vars (CEV) y compensadores estáticos síncronos (del inglés Static Synchronous Compensator "STATCOM") utilizados en centrales eólicas para la compensación de potencia reactiva en condiciones de estable y/o dinámico. [22]

Continuando en el 2010, W. G. O. Suvire y P. E. Mercado simulan el comportamiento dinámico de la potencia activa y reactiva, en diferentes niveles de tensión, en una central eólica interconectada a un SEP débil. Los modelos son realizados en el programa SIMULINK/MATLAB en el apartado de SimPowersystems. [23]

Para el año 2011, Sanjay K. Chaudhary analiza el comportamiento de un parque eólico interconectado en corriente directa al SEP de Dinamarca, utiliza el programa PSCAD/EMTDC para modelar y simular su sistema. [24]

En el mismo año, Roni Irniwan muestra una metodología para la detección de fallas en sistemas eólicos interconectados en CD con el fin de proteger los AGCC además de analizar el comportamiento de la magnitud de corriente generada ante una falla. [25]

Continuando en el 2011, J. Yang muestra y analiza los esquemas de protección en centrales eólicas con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados interconectadas a través de una línea de transmisión de interconexión en CD con la red externa. [26]

Un año más tarde en el 2012, la empresa Suiza ABB desarrolla un documento en donde se abordan temas desde los conceptos básicos, descripción técnica, desempeño y posibles soluciones de las aplicaciones que pueden tener los aerogeneradores que ofrece esa empresa. [27]

En el mismo año, Omer Goksu en su tesis de doctorado en Dinamarca presenta un algoritmo aplicado a AGCC para el control de potencia activa y reactiva durante disturbios. Analiza fallas desbalanceadas comparando métodos convencionales de compensación de potencia y propone alternativas a estos. [28]

Para el mismo año, A. Ellis, R. Nelson, entre otros investigadores, analizan la regulación de voltaje y potencia reactiva en centrales eólicas y plantas solares. [29]

En el año 2013, M. Gascó González en su tesis doctoral en España presenta el estudio de energías fotovoltaicas y eólicas integradas a redes eléctricas inteligentes. Analiza su comportamiento estático y dinámico en sistemas de distribución y en sistemas de almacenamiento (baterías). [30]

En el mismo año en México, la Secretaria de Energía publica en el diario oficial de la federación una versión actualizada de la “Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética” dada a conocer en el año 2008. En este documento la SENER fija una meta para la integración de energías renovables estableciendo que para el año 2024 la participación de la generación de energía eléctrica a partir de recursos no fósiles sea del 35%, para el 2035 el 40% y para el 2050 el 50% de la capacidad total instalada en el país. [31]

En 2014, Z. Chen, Z. Hao, y S. Qin, analizan el comportamiento de la potencia reactiva en el PDI tomando en cuenta los retrasos de tiempo que tienen los canales de comunicación de los controles que interactúan en una central eólica durante un comportamiento dinámico. Sus estudios parten de la hipótesis basada en las distancias de interconexión entre aerogeneradores y la red. [32]

Continuando en el año 2014, G. Enríquez Harper escribe un documento en donde habla de las energías renovables utilizadas en los sistemas eléctricos en México. Da a conocer estadísticas de capacidades de generación con este tipo de energías, abarcando generación aislada de pequeña escala, hasta el cálculo para capacidades a gran escala. Destacan en esta investigación las centrales eólicas y centrales con sistemas fotovoltaicos. [33]

En el mismo año, la asociación "" (GWEC) expresan en dos documentos los beneficios y el panorama que representa el uso de generación eólica en más de 80 países, muestran estadísticas de las capacidades de generación a nivel regional y mundial. Además dan a conocer la expectativa que se tiene para el año 2020, 2030 e inclusive al 2050 sobre las centrales eólicas. [34] [35]

Siguiendo en el 2014, M. Mohapi, C. Buque y S. Chowdhury muestran el modelo de una central eólica con aerogeneradores síncronos de imanes permanentes haciendo simulaciones y exhibiendo la eficiencia que tiene el prescindir de una caja de engranes entre la turbina y el generador. Desarrollan además un esquema de protección para este tipo de aerogeneradores manifestando que ante fallas tienen un mejor desempeño que los de aerogeneradores de inducción. [36]

Continuando en ese mismo año, H. Stiesdal y la empresa alemana SIEMENS dan a conocer el prototipo de un aerogenerador de imanes permanentes (AGIM) de 6 MW. En el mismo documento muestran la evolución que han tenido los diseños de sus aerogeneradores. [37]

Para el año 2015, R. Walling, R. Miller y G. Henneberg modela una central eólica con 5 tipos de aerogeneradores en el programa "PSCAD" analizando algunos esquemas de protecciones en aerogeneradores y en las líneas de comunicación de los dispositivos de protección. [38]

Continuando en este año, la SENER en su Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) muestra un panorama general de la situación en la que se encuentra la generación de energía eléctrica en todas sus modalidades. Da estadísticas actuales para cada tipo de generación, ya sea convencional y con energías renovables. En varios apartados de ese documento menciona capacidades de las centrales eólicas así como su proyección a futuro. [1]

Para finales del 2014, la energía eólica representa el 12% del total de energías renovables instaladas, porcentaje equivalente al 3.1% (2,036 MW) del total de la capacidad instalada en el país. Cabe resaltar que la mayoría de esta tecnología está instalada en los estados de Oaxaca y Baja California. [1].

Para finales del mismo año, la asociación "Global Wind Energy Council" (GWEC) da a conocer su nuevo reporte con respecto al aprovechamiento de la energía eólica a nivel mundial. Muestra los incrementos de las capacidades instaladas de generación de energía eléctrica a base de centrales eólicas en diversos países respecto a su reporte de un año antes. [35] [39]

1.5.2 Trabajos realizados en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la E. S. I. M. E., Zacatenco

En el año 2005, González García Ismael desarrolla una estrategia para optimizar la potencia que entrega el aerogenerador al sistema. Elabora un control neuronal aplicándolo al convertidor de potencia conectado en terminales del rotor de aerogenerador para obtener la máxima potencia de generación. [40]

En el mismo año, Alicia Vega Santamaría hace un estudio de una red de distribución subterránea de un parque eólico, analizando las pérdidas en la misma y evaluando su confiabilidad, para lograr esos objetivos desarrollo un programa en lenguaje FORTRAN. [41]

Ya en el año 2010, P. Suárez Velázquez por medio de su investigación analiza el impacto que presenta el interconectar centrales de tipo eólico y solar en el sistema eléctrico. También determina la capacidad de generación que se puede instalar en base a las características del sitio en donde se realiza su estudio tomando en cuenta las de los equipos que integran a las centrales en cuestión. [42]

Para el año 2015, M. Mariscal muestra datos estadísticos sobre la tendencia que presenta la aplicación de energías renovables en la generación de energía eléctrica. Su principal objetivo es estudiar el comportamiento de una central fotovoltaica operando de forma aislada y en un segundo caso operando de manera interconectada al sistema eléctrico. [43]

En el mismo año, M. Blas Pérez analiza el comportamiento e impacto que tienen la presencia de armónicos generados en las centrales eólicas y fotovoltaicas, principalmente por la integración de electrónica de potencia en sus sistemas de protección y control, al interconectarse con el sistema eléctrico. [44]

Continuando en el año 2015, N. García Fierro desarrolla un relevador con el fin de proteger sistemas de generación distribuida de media tensión. Una de las aplicaciones que le dio fue en una central eólica en la línea de transmisión de interconexión. Algunas de las protecciones con las que evaluó su funcionamiento fueron: sobrecorriente, sobre/bajo voltaje, sobre/baja frecuencia. [45]

1.6 Aportaciones

- Modelados de los elementos que integran a una central eólica a gran escala.
- Análisis del comportamiento de una central eólica a gran escala ante distintos tipos de fallas transitorias.
- Simulación de fallas transitorias con base a los requerimientos técnicos en la REGISEN.
- Descripción del funcionamiento de los aerogeneradores de inducción doblemente alimentados y aerogeneradores conectados a través de convertidores para su análisis.
- Modelado de una central eólica con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados y aerogeneradores conectados a través de convertidores en el programa DIgSILENT.
- Análisis del comportamiento que presenta el modelo de la central eólica a gran escala con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados ante la simulación de fallas en el PDI.
- Análisis del comportamiento que presenta el modelo de la central eólica a gran escala con aerogeneradores conectados a través de convertidores ante la simulación de fallas en el PDI.
- Graficado de variables eléctricas por fase, trifásicas y de secuencia positiva.
- Graficado de formas de onda de corriente y voltaje en el PDI y en los aerogeneradores.

- Graficado de la operación de los sistemas de protección de los aerogeneradores.

1.7 Estructura de la tesis

Esta tesis está integrada de la siguiente forma:

En el capítulo 1, se presenta un panorama general de la situación en la que se encuentra la generación de energía eléctrica a base de energías renovables, en particular las de tipo eólico. Se define el objetivo de la tesis y a su vez se justifica la importancia que tiene el analizar este tipo de centrales. Además se puntualizan las limitantes del proyecto al igual que los alcances y aportaciones del mismo. Asimismo se describe parte de la literatura que formo parte de esta investigación con trabajos y artículos relacionados sobre el análisis de las centrales eólicas a gran escala.

En el capítulo 2, están descritos conceptos generales de los elementos que integran a una central eólica a gran escala, abordando temas como la generación de electricidad a partir del recurso eólico, configuración de los aerogeneradores y otros componentes que integran a las centrales de ese tipo. Se describen las características operativas que deben de cumplir para su interconexión con el sistema eléctrico nacional, además de los esquemas de protección a los que son sujetas las centrales eólicas a gran escala en México.

En el capítulo 3, se describe la operación de las centrales eólicas a gran escala con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados y aerogeneradores conectados a través de convertidores en condiciones de operación en estado de pre-falla y ante disturbios, se muestran también sus sistemas de control y protección de los aerogeneradores. Asimismo, en este capítulo se muestran gráficas de ocurrencia de fallas de acuerdo al número de fases involucradas

En el capítulo 4 se muestra el comportamiento eléctrico de las centrales eólicas a gran escala modeladas en el en el programa DlgSilent Power Factory. Se modelan los casos base de dos centrales eólicas a gran escala con capacidad de 67.5 MW, una con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados y la segunda con aerogeneradores conectados a través de convertidores, posteriormente se realizan simulaciones de distintos tipos de fallas aplicadas en el PDI cumpliendo los requerimientos que se especifican en la REGISEN para sistemas interconectados.

En el capítulo 5 se analiza el comportamiento eléctrico en base a la tecnología empleada en cada central eólica modelada. Para su análisis, se agregan gráficas del comportamiento de los sistemas de protección y control de las mismas.

En el capítulo 6 se muestran las conclusiones del análisis del comportamiento eléctrico de las centrales eólicas a gran escala modeladas en esa tesis. Posteriormente se hacen algunas recomendaciones para investigación futura alrededor de los temas abordados en este trabajo.

Dentro de los apéndices se encuentran descritas algunas características como datos y/o fichas técnicas de los diferentes elementos que integran a las centrales eólicas a gran escala modeladas y analizadas en los capítulos 4 y 5.

Capítulo 2

Generación de energía eléctrica en centrales eólicas a gran escala

La generación de energía eléctrica a base de energías renovables continúa en aumento a nivel mundial. En México, el aprovechamiento del recurso eólico en zonas de condiciones de viento óptimas se está incrementando, debido al desarrollo de nuevas tecnologías empleadas en centrales eólicas a gran escala interconectadas al sistema eléctrico nacional.

2.1 Panorama mundial de las centrales eólicas

Se tiene conocimiento que desde 1888 se ha utilizado la energía eólica como método de generación de energía eléctrica, para ese entonces la capacidad generada era de pocos kW (17 kW), que sin duda, en ese tiempo era un gran desarrollo tecnológico [4]. Con forme el paso del tiempo se fueron desarrollando las bases que conforman a la tecnología empleada por las centrales eólicas a gran escala.

En la Figura 2.1 y Figura 2.2 se aprecian la capacidad que tienen algunos países de generar electricidad a base de recursos eólicos para finales del 2014 y 2015 respectivamente.

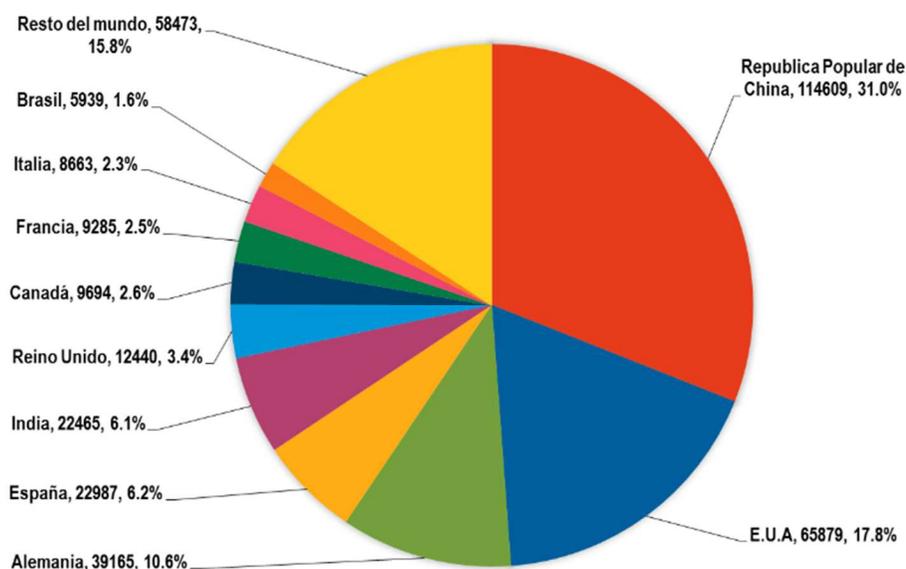


Figura 2.1 Capacidad de generación a nivel mundial con centrales eólicas en el 2014 (MW). [35]

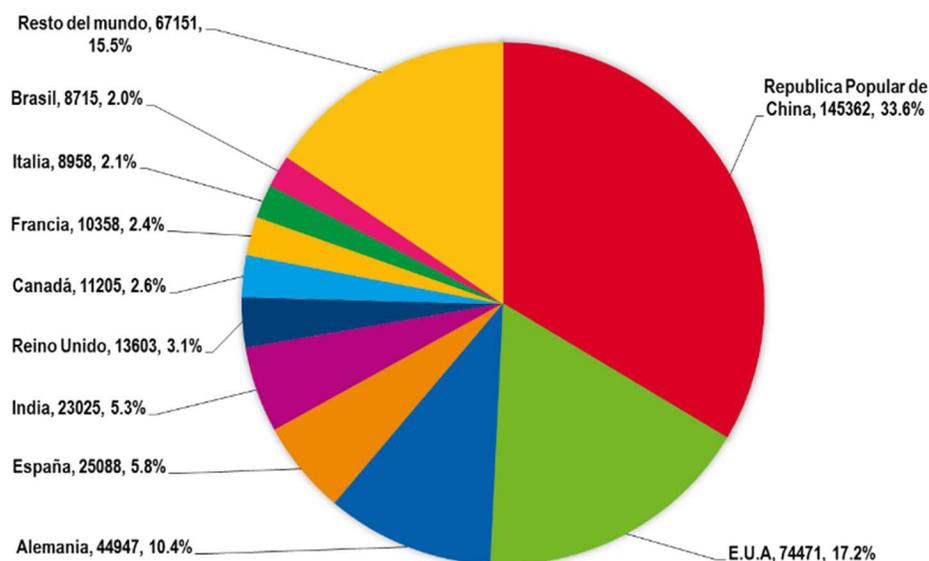


Figura 2.2 Capacidad de generación a nivel mundial con centrales eólicas en el 2015. [39]

En México para finales del 2014 se tiene una capacidad instalada de 65,452 MW de los cuales el 25.9% son generados a base de recursos renovables. Del total de la energía eléctrica generada por energías renovables le corresponde el 12% a las centrales eólicas, esto implica que la generación a base de recurso eólico es el 3.1% (2,036 MW) de la capacidad total instalada en el país.

Las centrales eólicas se encuentran instaladas en sitios donde las condiciones del viento son óptimas, estos lugares corresponden a los estados de Oaxaca, Baja California, Chiapas, Jalisco, Tamaulipas, San Luis Potosí y Nuevo León, prevaleciendo la mayoría de estas centrales en los estados de Oaxaca y Baja California. Algunos de los aerogeneradores empleados en las centrales eólicas son de la marca: Acciona, Gamesa, Enel, Vestas, Iberdrola, Peñoles, entre otros fabricantes.

Según [39], en el 2015 la capacidad de generación a base de recurso eólico en México es de 3,073 MW, esta magnitud equivale al 4.7% de la capacidad total instalada en el país a finales de este año.

La Secretaria de Energía en [31], menciona las metas a conseguir para la generación de energía eléctrica a base de recursos renovables. Para el 2014 la meta es del 35%, para el 2035 el 40% y para el 2050 el 50% de la capacidad instalada en el país respectivamente a cada año.

2.2 Partes que integran a un aerogenerador

Una central eólica a gran escala emplea diferentes tipos de tecnologías para la generación de energía eléctrica, por lo cual es necesario conocer las partes que integran a un elemento primordial en este tipo de generación. En la Figura 2.3 se muestran las partes principales que conforman a un aerogenerador.

- | | |
|---|---|
| 1. Palas del rotor del AG | 11. Frenos mecánicos |
| 2. Soporte de las palas | 12. Generador eléctrico |
| 3. Actuador del control de ángulo de paso | 13. Convertidor de potencia, sistemas de protección y control |
| 4. Buje de sujeción de las palas | 14. Transformador |
| 5. Cubierta del buje de sujeción | 15. Anemómetros |
| 6. Soporte principal del rotor del AG | 16. Góndola |
| 7. Eje principal del rotor del AG | 17. Torre |
| 8. Luces de señalización aérea | 18. Mecanismo actuador de orientación |
| 9. Multiplicador o caja de engranes | |
| 10. Sistema hidráulico de refrigeración | |

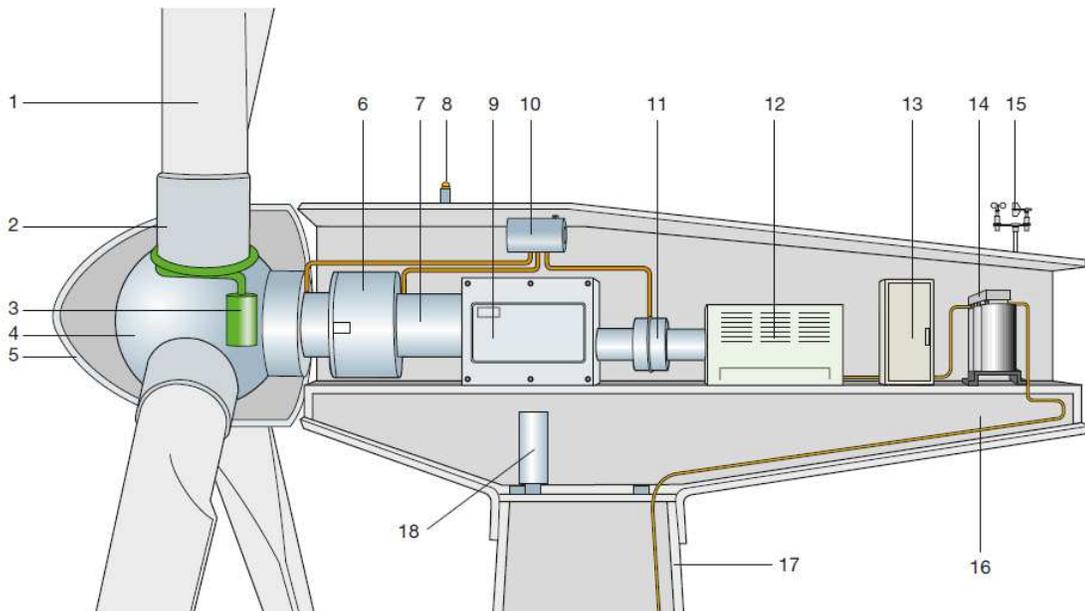


Figura 2.3 Partes principales de un aerogenerador o turbina eólica [27].

2.3 Generación de energía eléctrica con energía eólica

El viento es procedente directamente de la energía solar, el sol calienta el aire a diferentes temperaturas. El aire caliente es más ligero, por lo que tiende a elevarse generando zonas de baja presión. A una determinada altura, el viento vuelve a enfriarse y tiende a bajar, estos fenómenos generan rozamientos con el aire caliente por lo cual se origina el viento. Este ciclo se repite de forma continua, generando corrientes de viento en diferentes puntos del planeta.

La velocidad del viento depende, además de los fenómenos antes descritos, de las características de la zona geográfica en los puntos de instalación como: zonas montañosas, valles, zonas marítimas. [7], [46]

2.3.1 Velocidad del viento

La velocidad del viento es cambiante, está en función a la altura en sitios de instalación y los horarios durante el día. Una buena aproximación de la velocidad del viento puede obtenerse a través de la escala de Beaufort mostrada en la Tabla 2.1, en esta escala no se incluye el efecto que tiene la altura con respecto a nivel del mar. Otros autores indican que esta escala está realizada con base a una altura de 10 MSNM. [47]

Tabla 2.1 Clasificación de la intensidad de viento de acuerdo a la escala de Beaufort. [7]

Velocidad del viento [m/s]	Número Beaufort	Efectos observados en tierra
0.0 - 0.2	0	Calma (en esta condición el humo asciende verticalmente)
0.3 - 1.5	1	El humo se mueve en dirección del viento, sin embargo no es lo suficientemente fuerte para mover a un molino de viento
1.6 - 3.3	2	Se siente el viento en la cara: se mueven hojas de los arboles. El viento comienza a mover las aspas de un molino
3.4 - 5.4	3	Hojas y ramas se mueven constantemente; banderas livianas se extienden
5.5 - 7.9	4	Polvo, hojas y papel en el piso se levantan; ramas se mueven
8.0 - 10.7	5	Pequeños arboles comienzan a bambolear
10.8 - 13.8	6	Ramas grandes de los arboles en movimiento, silbido emana de cuerdas
13.9 - 17.1	7	Todo el árbol se mueve; resistencia fuerte al caminar contra el viento
17.2 - 20.7	8	Ramitas y ramas de los arboles se rompen se rompen; caminar es difícil

Por medio de la ecuación (2.1) se puede realizar un cálculo aproximado de la velocidad del viento de acuerdo al tipo de terreno en donde se pretenden instalar aerogeneradores. Sin embargo esta ecuación no relaciona las condiciones de viento a alturas superiores.

$$v = 0.837 B^{\left(\frac{3}{2}\right)} \left[\frac{\text{m}}{\text{s}} \right] \quad (2.1)$$

Dónde:

B = Número de Beaufort

v = Velocidad del viento [m/s]

2.3.2 Variación de la velocidad del viento con respecto a su altura

Tomando en cuenta que la velocidad del viento que incide en las palas de los aerogeneradores cambia conforme aumenta la distancia al suelo, y debido a que las mediciones de velocidad del viento no se

realizan a la altura donde se instala el aerogenerador, se debe aplicar un factor de corrección de acuerdo a la ecuación (2.2).

$$v = v_0 \left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha \quad \left[\frac{\text{m}}{\text{s}} \right] \quad (2.2)$$

Donde:

v = Velocidad del viento a la altura “h” deseada [m/s]

v_0 = Velocidad de referencia del viento (medición a una altura de 10 m.) [m/s]

h = Altura de montaje del aerogenerador [m]

h_0 = Altura de referencia (por lo general a 10 m) [m]

α = Coeficiente de Shear (Para una altura de instalación de 10 m)

En la Tabla 2.2 se muestran valores típicos para el coeficiente de Shear “ α ” basados en las características del terreno en donde se quieren ubicar los aerogeneradores [46].

Tabla 2.2 Valores típicos del coeficiente de Shear de acuerdo a las características del terreno.

Tipo de terreno	α
Liso (mar, llano, nieve)	0.10 - 0.13
Moderadamente rugoso (hierba corta, campos)	0.13 - 0.20
Rugoso (bosques, edificios bajos)	0.20 - 0.27
Muy rugoso (ciudades, edificios altos)	0.27 - 0.40

2.3.3 Potencia teórica del viento

La acción del viento sobre las palas de los aerogeneradores desarrolla una energía cinética cuyo valor está definido con la ecuación (2.3):

$$EC = \frac{1}{2} m v^2 \quad (2.3)$$

La masa del aire se obtiene con la ecuación (2.4):

$$m = \rho A v t \quad [\text{Kg}] \quad (2.4)$$

Sustituyendo la ecuación (2.4) en (2.3) se tiene:

$$EC = \frac{1}{2} (\rho A v t) v^2 \quad (2.5)$$

Se sabe además que la potencia está definida como:

$$P = \frac{EC}{t} \quad (2.6)$$

Sustituyendo la ecuación (2.5) en (2.6):

$$P = \frac{\frac{1}{2}(\rho A v t) v^2}{t} \quad [\mathbf{W}] \quad (2.7)$$

Reduciendo términos de la ecuación (2.7) obtenemos la ecuación general para calcular la potencia teórica que puede entregar un aerogenerador:

$$P_T = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad [\mathbf{W}] \quad (2.8)$$

Para un valor de densidad del aire de la ecuación (2.9) y del cálculo del área de un círculo (2.10) respectivamente:

$$\rho = 1.225 \quad \left[\frac{\mathbf{Kg}}{\mathbf{m}^3} \right] \quad (2.9)$$

$$A = \frac{\pi}{4} D^2 \quad \left[\mathbf{m}^2 \right] \quad (2.10)$$

Finalmente sustituyendo (2.9) y (2.10) en (2.7) y reduciendo términos, la ecuación final para la potencia teórica que entrega un aerogenerador es:

$$P_T = 0.48106 D^2 v^3 \quad [\mathbf{W}] \quad (2.11)$$

De las ecuaciones (2.3) a (2.11) :

EC = Energía Cinética

m = Masa (del aire) [Kg]

v = Velocidad del viento [m/s]

ρ = Densidad del aire [Kg/m³]

A = Área [m²]

t = Tiempo [s]

D = Diámetro del rotor [m]

P_T = Potencia teórica [W]

2.3.4 Coeficiente de Betz o Coeficiente de Potencia “C_p”

Con la ecuación (2.11) se calcula la potencia teórica (o potencia del aire) que podría dar un aerogenerador, en la cual no se toma en cuenta la eficiencia de la turbina ni las pérdidas de energía. La potencia entregada en terminales aerogenerador se ve afectada por un coeficiente de potencia, el cual se obtiene por medio de la relación de la potencia entregada por el aerogenerador entre la potencia teórica del aire (Figura 2.4).

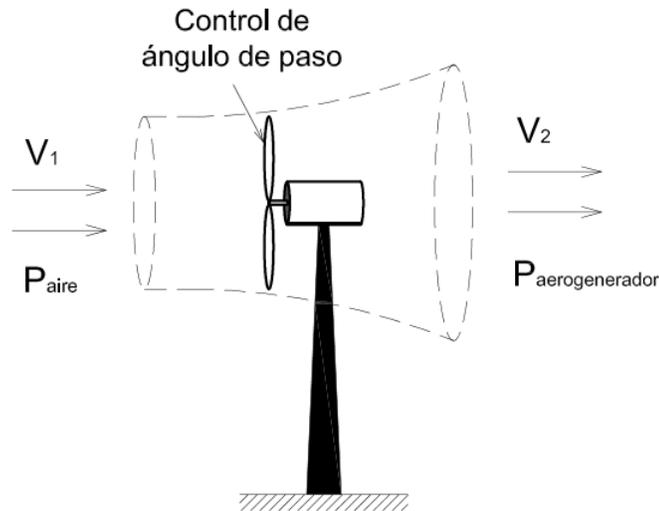


Figura 2.4 Relación de potencia de entrada y salida en un aerogenerador de velocidad variable.

El coeficiente de potencia se puede calcular con la ecuación (2.12).

$$C_p = \frac{P_{aerogenerador}}{P_{aire}} \quad (2.12)$$

De la ecuación (2.12) se puede calcular la potencia que entrega un aerogenerador sin considerar la eficiencia del mismo.

$$P_{aerogenerador} = C_p \left(\frac{1}{2} \rho A v^3 \right) \quad [\text{W}] \quad (2.13)$$

En aerogeneradores de velocidad variable, el coeficiente de potencia está función del ángulo de paso en las palas “ β ” y la relación de velocidad de punta “ λ ” de los aerogeneradores, es decir:

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \rightarrow C_p[\lambda, \beta] \quad (2.14)$$

El Físico Alemán Albert Betz encontró un coeficiente que relaciona la diferencia entre la continuidad del viento que entra y la que sale, este coeficiente es llamado “Coeficiente de Betz o Coeficiente de potencia (C_p)”, cuyo valor teórico es determinado experimentalmente en túneles de viento. Según [48], el coeficiente de potencia presenta un valor teórico igual a:

$$C_p = 0.5925 \quad (2.15)$$

En [4] y [49], mencionan también que un aerogenerador la máxima eficiencia que puede tener es del 59% y 59.3% respectivamente.

De las ecuaciones (2.12) a (2.15):

P_{aire} = Potencia teórica de un aerogenerador o potencia del aire [W]

$P_{aerogenerador}$ = Potencia en terminales del aerogenerador [W]

C_p = Coeficiente de Potencia o Coeficiente de Betz

ρ = Densidad del aire [Kg/m³]

A = Área de barrido del aerogenerador [m²]

v = Velocidad del viento [m/s]

λ = Relación de la velocidad de punta de un aerogenerador

ω = Velocidad rotacional del rotor

R = Radio de las palas del aerogenerador [m]

β = Ángulo de paso en las palas del aerogenerador [grados]

2.3.5 Potencia real

Para determinar la potencia real que puede entregar el aerogenerador, se deben considerar las pérdidas en el equipo eólico, las cuales se presentan en dos secciones: pérdidas en el generador eléctrico denominadas " η_g " y pérdidas mecánicas (por fricción en componentes) denominadas " η_m ", en conjunto se determina la eficiencia de la máquina " η "

$$\eta = \eta_g \eta_m \quad (2.16)$$

La potencia que entrega un aerogenerador está en función de las siguientes condiciones operativas:

- Es proporcional a la densidad del aire, la cual varía con la altitud y la temperatura.
- Es proporcional al área de barrido de las aspas del aerogenerador.
- Está en función a la velocidad del viento elevada al cubo (v^3).

Estas características están contenidas en la ecuación (2.17) y (2.18) en las que se integra el coeficiente de potencia. Estas ecuaciones definen la potencia entregada por un aerogenerador.

$$P_{real} = P_T C_p \eta \quad [\mathbf{W}] \quad (2.17)$$

$$P_{real} = \left(\frac{1}{2} \rho A v^3 \right) C_p \eta \quad [\mathbf{W}] \quad (2.18)$$

De las ecuaciones (2.16) a (2.18):

η = Eficiencia del grupo turbina generador
 η_g = Pérdidas en el generador eléctrico
 η_m = Pérdidas mecánicas
 P_T = Potencia teórica [W]
 C_p = Coeficiente de Betz
 ρ = Densidad del aire [Kg/m³]
 A = Área de barrido del aerogenerador [m²]
 v = Velocidad del viento [m/s]

2.4 Aerogeneradores y sus tecnologías

Un aerogenerador, es una máquina que entrega energía eléctrica a través de un proceso de conversión de la energía del viento. La energía cinética del viento impacta las palas de los aerogeneradores convirtiéndola en energía mecánica rotacional en el rotor. El rotor está acoplado a través de una caja de engranes a un generador eléctrico, quien es el que finalmente entrega potencia eléctrica en sus terminales [49].

Un generador eléctrico es una máquina que transforma energía mecánica en energía eléctrica [50], según [51] y [52] los más usados comúnmente en turbinas eólicas son:

- Generadores síncronos de corriente alterna
- Generadores asíncrono o de inducción de corriente alterna

2.4.1 Generador síncrono de corriente alterna

El generador síncrono convierte la energía mecánica en energía eléctrica cuya velocidad de rotación está en función a la frecuencia de operación en la que se encuentra conectada. Este tipo de generadores son mayormente empleados en centrales hidroeléctricas, térmicas y nucleares [53].

Una máquina síncrona tiene dos componentes principales: el campo del rotor y la armadura del estator. Los devanados del campo son excitados por una fuente de alimentación en corriente directa. Cuando el rotor está acoplado a un primo-motor, el campo magnético rotatorio de los devanados del campo induce voltajes de corriente alterna en los devanados de la armadura del estator. Se dice que una máquina es síncrona si la frecuencia de las magnitudes eléctricas del estator están sincronizadas con la velocidad mecánica del rotor [54].

2.4.2 Generador asíncrono o de inducción de corriente alterna

En este tipo de máquinas el voltaje del rotor se induce en el devanado del estator, de aquí el nombre de máquina de inducción. La mayor parte de la potencia eléctrica en la industria es consumida por

máquinas de inducción, es por eso que se considera una tecnología con bases establecidas. En la actualidad se tiene una mayor aplicación de turbinas eólicas empleando generadores de inducción en potencias grandes (2 MW – 8 MW) debido a dos factores importantes:

- Tienen un mejor comportamiento en base a sus sistemas de control.
- Mayor disponibilidad y funcionamiento en zonas de vientos fuertes o variantes en su velocidad.

El principio de un generador de inducción es el producir energía eléctrica cuando se opera a una velocidad superior a la velocidad de sincronismo [50] [33], a esa diferencia se le conoce como deslizamiento y se obtiene con la ecuación (2.19):

$$s = \frac{n_s - n_r}{n_s} \quad [\%] \quad (2.19)$$

La velocidad de sincronismo y la frecuencia en el rotor son:

$$n_s = \frac{120 f}{NP} \quad [\text{rpm}] \quad (2.20)$$

$$f_r = s f \quad [\text{Hz}] \quad (2.21)$$

Dónde:

s = Deslizamiento [%]

n_s = Velocidad síncrona (calculada teóricamente) [rpm]

n_r = Velocidad del rotor [rpm]

f_r = Frecuencia del rotor [Hz]

f = Frecuencia de sincronismo [Hz]

NP = Número de polos

Los aerogeneradores que emplean este tipo de tecnología presentan las siguientes características:

- Se pueden aplicar a sistemas de generación distribuida.
- Llegan a tener una eficiencia teórica de un 60 %
- No usa combustibles fósiles, ni emite contaminantes de tipo CO₂

2.5 Clasificación de aerogeneradores

En la actualidad principalmente se tienen dos tipos de diseños de aerogeneradores, y son:

1. Aerogeneradores de velocidad constante
2. Aerogeneradores de velocidad variable

Cabe mencionar que el control de la velocidad en el rotor tiene efecto en la potencia entregada por los aerogeneradores.

2.5.1 Aerogeneradores de velocidad constante

Los aerogeneradores de velocidad constante, generalmente emplean generadores de inducción convencionales (Tipo 1 y Tipo 2, descritos en la sección 2.6). Este tipo de AG's utilizan un sistema de control de velocidad llamado "control pasivo o estático", en el idioma inglés es llamado "stall control".

Como su nombre lo dice, este control se considera pasivo, en el cual, se modifica el ángulo de las palas de los AG's, manteniendo su posición durante la operación de los mismos. Ante incrementos en la velocidad del viento se presentan turbulencias en las palas, lo que ocasiona una disminución en la velocidad de giro e inclusive pueden dejar de operar, debido a que los sistemas de protección se activarían frenando a los aerogeneradores.

Estos equipos presentan las siguientes características:

- A igualdad de potencia son más baratos que los de velocidad variable.
- Su diseño no contiene muchas partes mecánicas móviles incluyendo sus controles.
- Presentan variaciones de voltaje ante ráfagas de viento.

2.5.2 Aerogeneradores de velocidad variable

Los aerogeneradores de velocidad variable, principalmente utilizan un sistema de control de velocidad llamado "control de ángulo de paso" y en el idioma inglés es nombrado "pitch control". La función que tiene este control es, adecuar la posición de las palas ajustando el ángulo de incidencia del viento sobre ellas, con el objetivo de obtener el mayor aprovechamiento de este, y en caso de requerirlo, modificar la velocidad en el rotor de acuerdo a la condición de operación de los aerogeneradores [11].

Estos aerogeneradores presentan las siguientes características:

- Son mayormente usados en centrales eólicas de generación a gran escala.
- El control de ángulo de paso principalmente es utilizado en aerogeneradores doblemente alimentados (Tipo 3) y en aerogeneradores conectados a través de convertidores (Tipo 4).
- Presentan pocas variaciones de voltaje ante ráfagas de viento.

La Figura 2.5 muestra el comportamiento de la potencia activa de un aerogenerador con control de ángulo de paso y control estático. En esta figura se aprecia que el control de ángulo de paso tiene un mejor control sobre la velocidad en el rotor, reflejado en la potencia entregada por el AG (curva en color azul). Al control estático (curva en color verde) le toma más tiempo en estabilizar la potencia entregada por el AG.

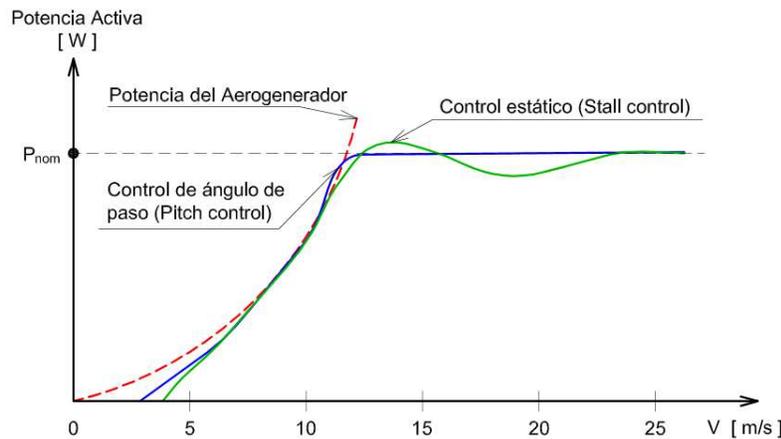


Figura 2.5 Curvas típicas del comportamiento de potencia activa con sistemas de control de ángulo de paso y control estático. [52]

2.6 Configuración eléctrica de aerogeneradores

Las turbinas eólicas usan principalmente generadores de tipo asíncronos, es decir, generadores de inducción, se tienen 4 configuraciones principales y son:

1. Tipo 1: Aerogenerador de Inducción Jaula de Ardilla (AGIJA)
2. Tipo 2: Aerogenerador de Inducción de Rotor Devanado (AGIRD)
3. Tipo 3: Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado (AGIDA)
4. Tipo 4: Aerogenerador Conectado a través de Convertidores (AGCC)

2.6.1 Tipo 1: Aerogenerador de Inducción Jaula de Ardilla (AGIJA)

El principio de un generador de inducción jaula de ardilla corresponde al de los motores de inducción con rotor jaula de ardilla, este nombre se da, debido a que el rotor está construido por un conjunto de barras conectadas en corto circuito formando un cilindro que asimila a la jaula de una ardilla.

En la Figura 2.6 se muestra la configuración de un aerogenerador Tipo 1, el cual presenta las siguientes características:

- El generador está acoplado al rotor de la turbina a través de la caja de engranes y el conjunto turbina-generador están conectados directos a la red.
- Este generador es usado en turbinas de viento de velocidad constante.
- Genera potencia activa cuando supera la velocidad de sincronismo.
- Para excitar el campo del generador se requiere de suministro de la red eléctrica, esto es que, consume potencia reactiva generando grandes magnitudes de corriente, motivo por el cual utiliza un arrancador que atenúe este comportamiento.

- Se debe tener un sistema de compensación de potencia reactiva para tener estabilidad de voltaje ante fallas, en la Figura 2.6 se tiene un banco de capacitores para cumplir ese objetivo. Si la falla no es liberada, el generador sigue demandando reactivos del sistema, por lo que tiende a empeorar la estabilidad de voltaje.

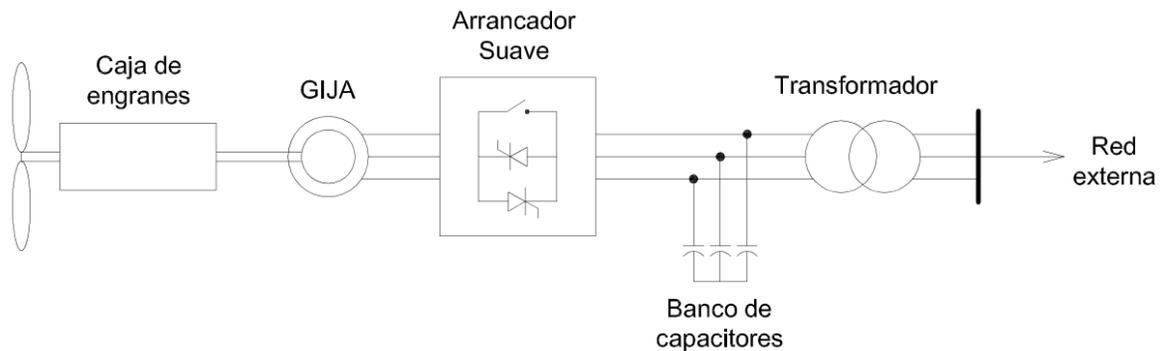


Figura 2.6 Configuración de una turbina de viento con generador de inducción jaula de ardilla (Aerogenerador Tipo 1). [55]

2.6.2 Tipo 2: Aerogenerador de Inducción de Rotor Devanado (AGIRD)

Este tipo de generador cuenta con fuente de alimentación de tensión externa que excita el devanado del rotor a través de anillos rozantes y escobillas o por medio de electrónica de potencia.

La Figura 2.7 muestra una configuración de un aerogenerador Tipo 2. En esta figura se observa que cuenta con un módulo de resistencias variables conectadas al circuito del rotor. Mediante este arreglo de resistencias se puede obtener una variación en el par electromagnético del generador como control de velocidad en el rotor ante los cambios de velocidades de viento (ráfagas de viento) con el fin de mantenerse entregando una magnitud de potencia constante.

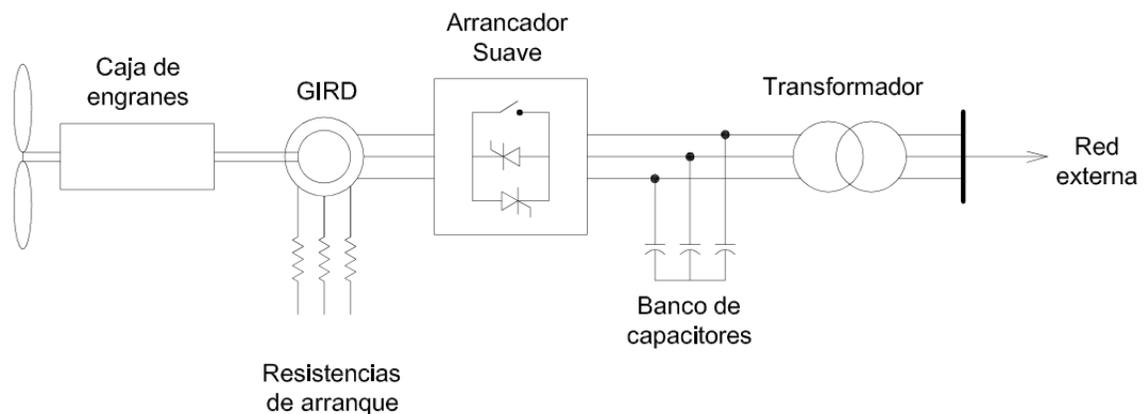


Figura 2.7 Configuración de una turbina de viento con generador de inducción de rotor devanado (Aerogenerador Tipo 2). [55].

2.6.3 Tipo 3: Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado (AGIDA)

Se denomina “doblemente alimentado” debido a que el devanado del estator esta alimentado directamente de la red eléctrica, mientras que el rotor se alimenta desde convertidor de potencia de frecuencia variable, sustituyendo el módulo de resistencias variables del aerogenerador Tipo 2. En la sección 3.2 se aborda a profundidad el estudio de este tipo de AG.

En la Figura 2.8 se presenta su configuración general del aerogenerador Tipo 3, en este tipo de aerogenerador la velocidad de operación se puede controlar en un rango de $\pm 30\%$ respecto a su velocidad síncrona, con el fin de regular la potencia reactiva, además de presentar las siguientes características:

- El convertidor de potencia está integrado por: el convertidor lado rotor y el convertidor lado red y se controlan de forma independiente.
- Ante cualquier condición de operación de velocidad, el estator entrega potencia activa a la red. Sin embargo a velocidad síncrona no existe algún intercambio de potencia reactiva, entre el aerogenerador y la red.

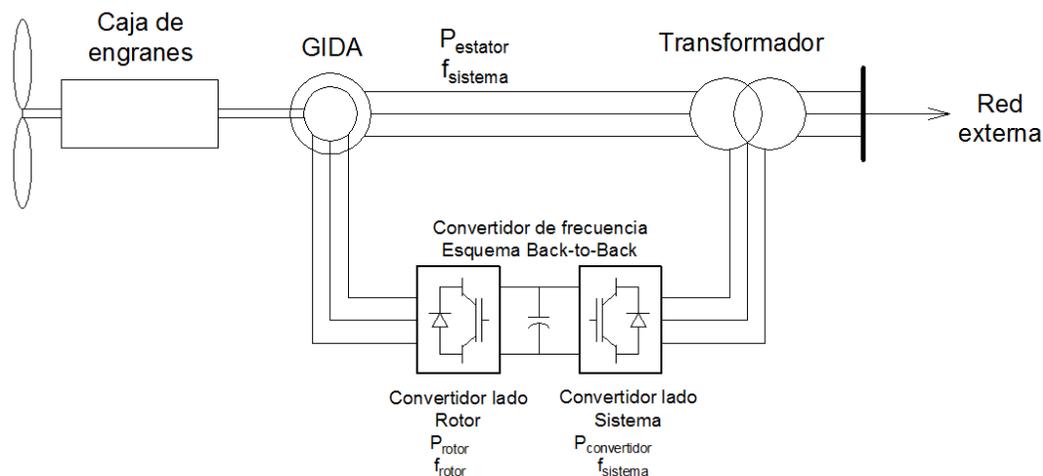


Figura 2.8 Configuración básica de un Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado (Aerogenerador Tipo 3). [56] [55].

2.6.4 Tipo 4: Aerogenerador Conectado a través de Convertidores (AGCC)

Este tipo de aerogeneradores emplean generadores síncronos de rotor devanado (GSRD) o de imanes permanentes (GSIP) o también generadores de inducción de rotor devanado (GIRD). En el caso de GSIP al no tener devanados en el rotor se reducen las pérdidas por excitación y la ausencia de anillos rozantes reduce el mantenimiento. Sin embargo esas características incrementan el costo de los AGCC.

Una configuración básica de del aerogenerador Tipo 4 se muestra en la Figura 2.9. En esta figura se aprecia que el generador esta acoplado directamente a la red a través de un convertidor de potencia

back-to-back, el cual está conformado por el convertidor lado generador y convertidor lado red. En la sección 3.3 se analiza a detalle este tipo de AG.

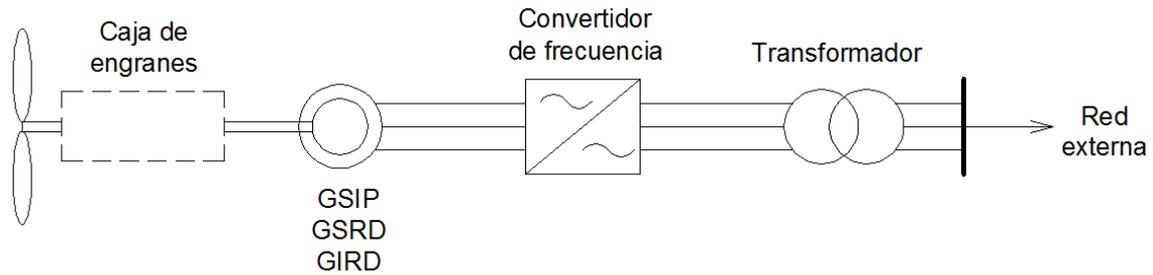


Figura 2.9 Configuración básica de un Aerogenerador Conectado a través de Convertidores (Aerogenerador Tipo 4). [55] [48].

2.7 Evolución de las capacidades de los aerogeneradores

Con el paso del tiempo, la tecnología empleada por los aerogeneradores han tenido una evolución significativamente, debido a esto, las capacidades de los AG's se han ido incrementado. La Figura 2.10 muestra un panorama de la evolución que han experimentado los aerogeneradores, tanto físicamente como en sus capacidades.

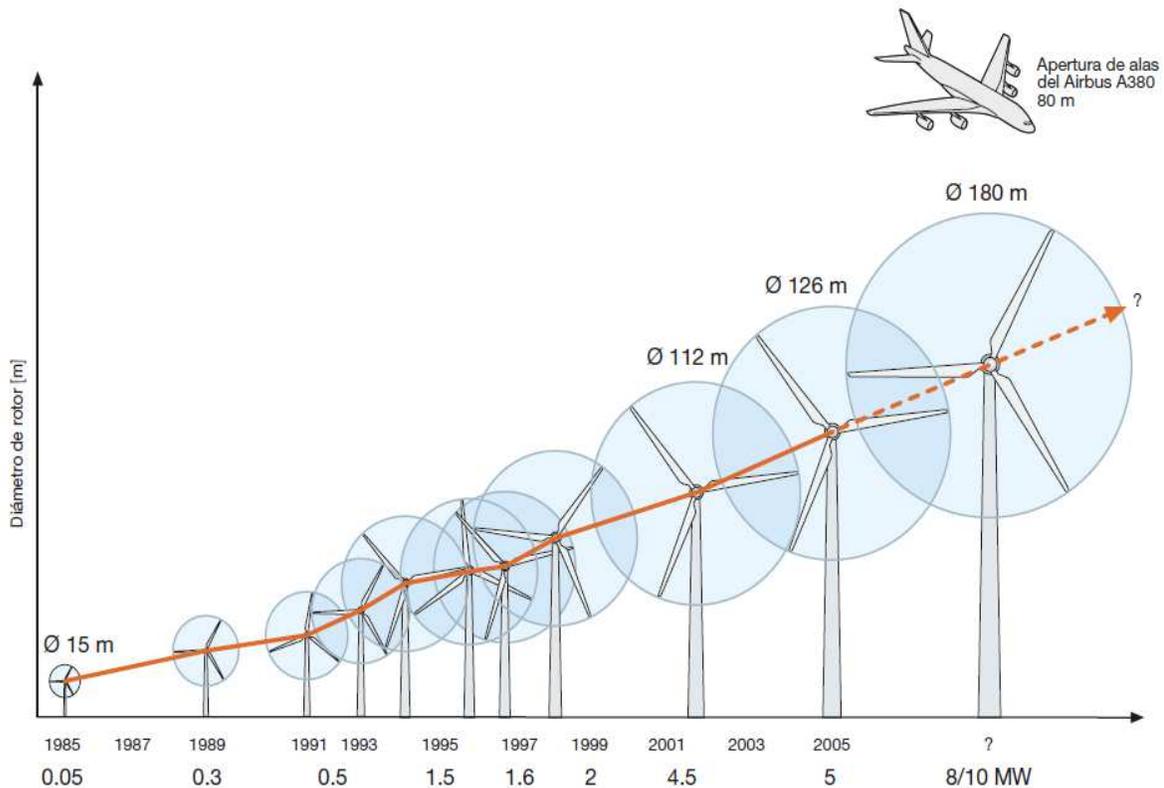


Figura 2.10 Evolución de las capacidades de los aerogeneradores hasta el año 2012, [27]

2.8 Centrales eólicas a gran escala

Para sistemas de generación distribuida, las capacidades de generación se consideran por debajo de 30 MW. Una central eólica a gran escala está conformada por un grupo de aerogeneradores que se encuentran conectados entre ellos a través de un sistema colector a través de cables de potencia, estos a su vez se interconectan en la subestación colectora, la cual está enlazado a la red transmisión. De acuerdo con [17] [33], dependiendo del nivel de voltaje al que están conectados se puede conectar a una red de distribución.

La Figura 2.11 muestra el esquema de los componentes que integran una central eólica a gran escala.

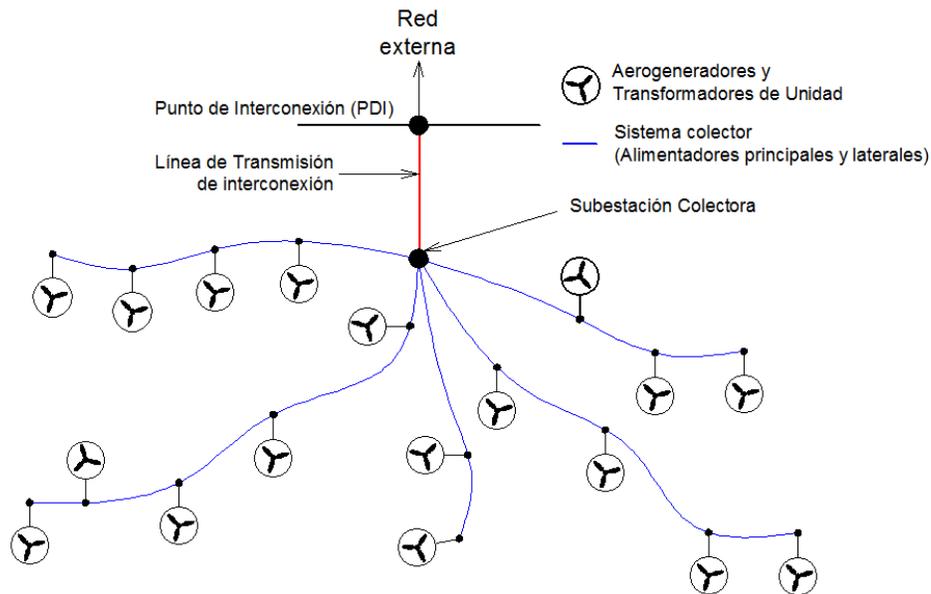


Figura 2.11 Topología de una central eólica a gran escala. [57]

2.8.1 Aerogeneradores

En la actualidad los aerogeneradores tienen una capacidad de 1 MW a 8 MW con un voltaje en terminales de 0.4 a 12 kV. Algunos aerogeneradores con estas capacidades son enlistados a continuación:

- En el 2004 REpower Systems AG dan a conocer un aerogenerador de 5 MW con un diámetro del rotor de 126 m [58].
- En el 2006 WinWinD presenta un aerogenerador con una capacidad de 3 MW con un diámetro de 100 m [59].
- En el 2011 Siemens presenta un aerogenerador de 6 MW y un diámetro de 154 m [60].
- En el 2012 la compañía ABB da a conocer generadores con potencias nominales de 1 a 6 MW con magnitudes de voltaje entre 690 a 3300 volts [27].

- En 2014 GAMESA da a conocer aerogeneradores con capacidades de 4.5 y 5 MW con un diámetro de 128 y 132 m [61].
- En 2015 VESTAS presenta un prototipo de un aerogenerador Tipo 4 instalado en Dinamarca, el cual tiene una capacidad de generación de 8 MW [62].

Para el caso de los aerogeneradores instalados en el mar (en el idioma inglés llamados “offshore”), sus capacidades son grandes con el objetivo de hacer factible su inversión. Los aerogeneradores están montados sobre torres tubulares cuya altura está en función del diámetro de las palas. La disposición de los aerogeneradores se realiza considerando el no afectar la operación entre ellos por efectos de turbulencias. Una práctica común es instalarlos a una distancia de separación de 5 a 7 veces el diámetro de las palas [33]. En la literatura internacional algunos autores consideran un dimensionamiento entre aerogeneradores como el que se muestra en la Figura 2.12

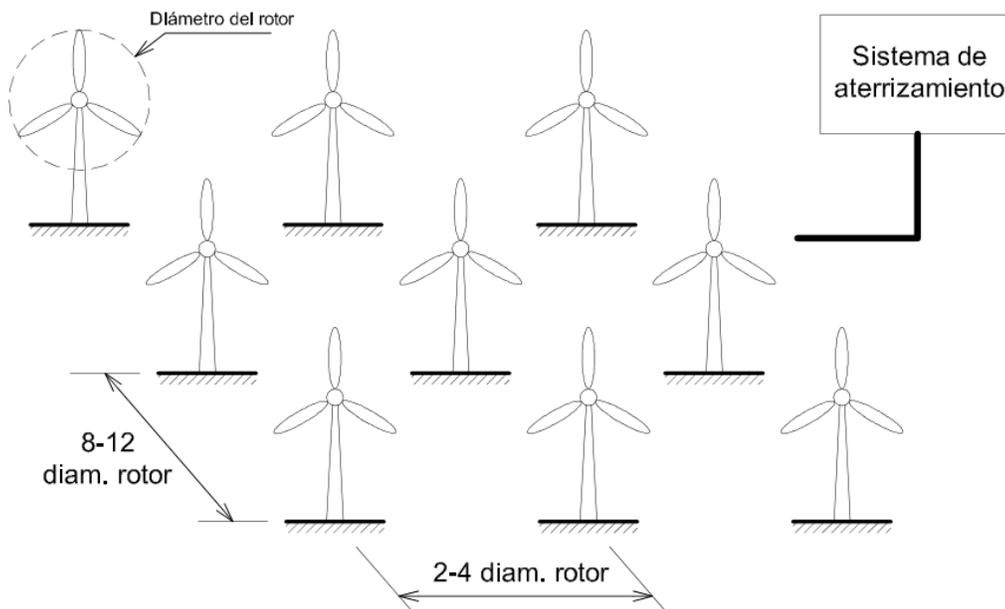


Figura 2.12 Dimensionamiento para la separación entre aerogeneradores en una central eólica a gran escala de acuerdo con [51].

Por sus cualidades sobre el control de la potencia ante variaciones de la velocidad y el control sobre la potencia reactiva. En México de acuerdo con [3] la tecnología mayormente utilizada en las centrales eólicas son los aerogeneradores de inducción doblemente alimentados y aerogeneradores conectados a través de convertidores. Este tipo de aerogeneradores muestra curvas de operación como la mostrada en Figura 2.13, el principio de este comportamiento se mantiene desde los primeros aerogeneradores de velocidad variable, sin embargo, con el avance de la tecnología las magnitudes de potencia entregada por un AG van en incremento.

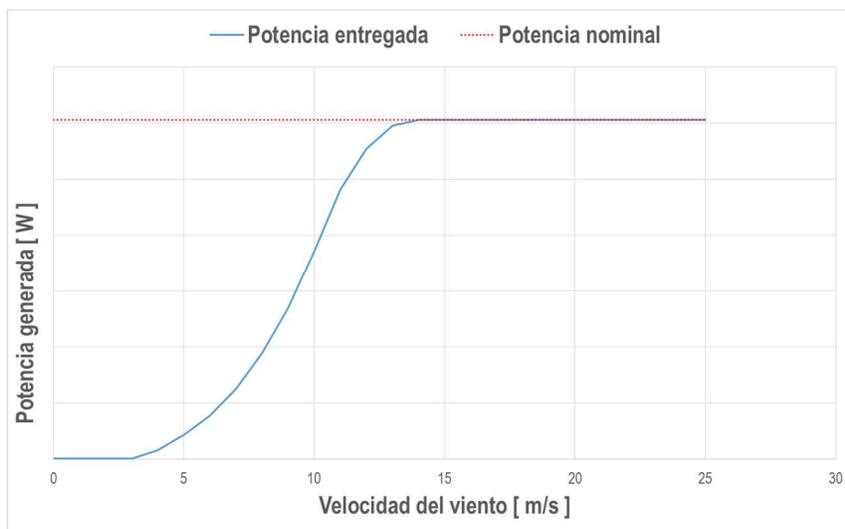


Figura 2.13 Curva característica de potencia entregada por un aerogenerador de velocidad variable.

2.8.2 Transformador de unidad

Por lo general cada aerogenerador que conforma una central eólica cuenta con un transformador que lo interconecta con el sistema colector de la central. Estos transformadores elevan la tensión del generador hasta 12 kV o 34.5 kV dependiendo del nivel de voltaje requerido. Generalmente tienen conexión en sus devanados en estrella aterrizada/delta en los lados de baja y alta tensión respectivamente. La capacidad de potencia en MVA que tienen los transformadores es similar a la de los aerogeneradores.

2.8.3 Sistema colector

El sistema colector se integra de varios alimentadores conectados a una subestación colectora. Su objetivo principal es transmitir la energía generada desde los aerogeneradores hasta la subestación colectora. El diseño de un sistema colector se realiza con base a la capacidad de los aerogeneradores y el número de estos conectados a cada circuito lateral, además de realiza un análisis detallado de la caída de tensión.

Debido a las altas velocidades del viento en donde están instaladas las centrales eólicas, el sistema colector es generalmente subterráneo a través de cables de potencia. Este arreglo brinda mayores facilidades para su mantenimiento sin interferir con la operación de los aerogeneradores.

Existen distintos tipos de aterrizamiento en los sistemas colectores [63] [64]. Los tres métodos más comunes son:

- Regreso de la corriente por tierra y por cubierta.
- Regreso de la corriente únicamente por cubierta.

- Regreso de la corriente únicamente por tierra.

Algunas características eléctricas de los cables de potencia son encontradas en [65] [66] [67].

2.8.4 Subestación colectora

El objetivo de la subestación colectora es el concentrar la energía generada por los aerogeneradores y transformarla a niveles de tensión para su transmisión. En una subestación de este tipo se usan uno o más transformadores para obtener el nivel deseado de voltaje y conectar la central eólica a la red de transmisión mediante una línea de interconexión.

El diseño del transformador debe realizarse considerando los requerimientos de potencia reactiva, la capacidad máxima de generación coincidente de los aerogeneradores entre otros factores.

La mayoría de las centrales eólicas instalan dispositivos de compensación de potencia reactiva en la subestación colectora. Estos dispositivos pueden ser capacitores y reactores, conectados y operados mecánicamente o a través de electrónica de potencia (STATCOM o CEV). La compensación de reactivos, pérdidas y regulación de voltaje están en base a los requerimientos y normas de interconexión y al propio diseño del parque eólico.

2.8.5 Línea de transmisión de interconexión

Comúnmente las centrales eólicas a gran escala se conectan a las redes de distribución o transmisión de las empresas suministradoras. El recurso eólico típicamente se encuentra alejado de las redes eléctricas existentes, por esta razón, se hace necesaria la construcción de líneas de transmisión en niveles de alta y extra alta tensión.

Los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión están en función de la distancia entre la subestación colectora y el punto de interconexión, la capacidad de la central y un análisis de la caída de tensión.

Por las características de recurso primario en este tipo de centrales, las líneas de interconexión deben diseñarse considerando las velocidades máximas y los niveles de corrosión apropiados.

2.9 Características operativas de una central eólica

Existen varios escenarios en los que una central eólica puede enviar potencia al sistema eléctrico. Un operador debe actuar para saber disponer de ella ante los cambios de demanda de potencia de acuerdo a la naturaleza de las cargas. También debe tomar en cuenta factores meteorológicos, así como los horarios de generación de la propia central.

2.9.1 Potencia activa en centrales eólicas a gran escala

Para entender el comportamiento de la disponibilidad de potencia activa en una central eólica a gran escala es necesario definir los siguientes términos en base a [68]:

- **Rampa:** es un cambio en el envío de potencia en un periodo definido de tiempo, el cual puede ser para incrementar o disminuir la potencia entregada. [MW/min], [MW/10min], [MW/hr]. Esta definición es de suma importancia para tener una perspectiva de la capacidad que tiene una central eólica.
- **Límite de Velocidad de Rampa:** es un cambio máximo en el envío de potencia en un periodo de tiempo, el cual es controlado en base a la tecnología empleada en las centrales eólicas. Al igual que la rampa, los límites pueden ser para el incremento o disminución de potencia entregada. [kW/s]
- **Reducción:** es limitar la potencia activa entregada por la central eólica en una magnitud establecida por debajo de la nominal, inclusive puede ser 0 MW.

Disponibilidad de potencia activa

El costo de producción de energía eléctrica es un factor primordial en una central de generación, es por eso que se debe disponer de toda la energía producida. En una central eólica, debido a factores meteorológicos (ráfagas de viento) y de condiciones operativas del sistema eléctrico (congestión en transmisión) la potencia entregada se debe ir ajustando en base a la disponibilidad de esta y a los requerimientos del operador del sistema eléctrico.

Si el operador requiere que la central eólica reduzca el envío de potencia al sistema, la producción restante puede ser utilizada para dar servicios auxiliares propios de la central o del sistema eléctrico. Sin tomar en cuenta los factores ambientales, la generación de potencia en la central está en función a la velocidad en el rotor de los AG's, motivo por el cual, los controles de estos se deben tomar en cuenta ya que son estos los que regulan la magnitud de potencia activa requerida en ese momento. A partir de estas condiciones de operación, se define el tiempo que le toma a una central eólica a gran escala entregar potencia activa a la red, así como sus limitantes operativas.

En la Figura 2.14 se muestran curvas de operación de un aerogenerador a velocidad nominal y por debajo de esta. En la curva azul, se aprecia que a una velocidad de 0 m/s el aerogenerador no produce potencia. Conforme aumenta la velocidad, la potencia generada comienza a incrementarse hasta llegar a una magnitud nominal a una cierta velocidad del viento. La flecha en color rojo indica el tipo de rampa a la que es sometido el aerogenerador, ya sea que aumente o disminuya el envío de potencia, siempre y cuando sea para una condición en reducción, es decir, que se encuentre enviando potencia por debajo de la nominal. Las líneas interrumpidas en color rojo, indican que el aerogenerador está enviando potencia bajo una condición reducida.

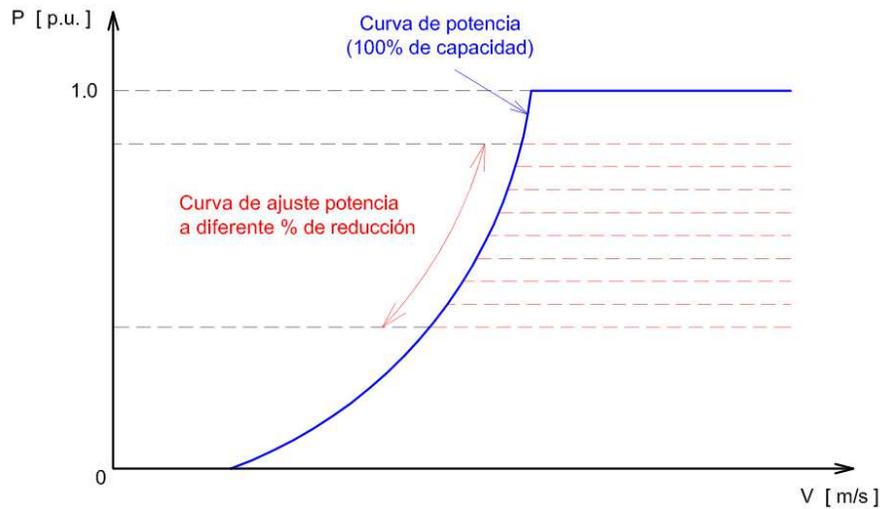


Figura 2.14 Potencia entregada por un aerogenerador a capacidad nominal y a magnitudes menores.

Límite de la velocidad de rampa en aerogeneradores

Cuando el operador del sistema eléctrico da instrucciones a una central eólica de cuanta potencia es requerida por la red. La central eólica debe decir en qué tiempo puede entregar esa magnitud, o en el caso contrario, en que tiempo puede disminuir la potencia entregada cumpliendo los requerimientos de interconexión de estas centrales.

Los siguientes factores de tiempo son contemplados en los controles de los aerogeneradores:

- Velocidad de incremento de potencia cuando la velocidad del viento aumenta.
- Velocidad de incremento de potencia cuando se deja de operar una condición en reducción.
- Velocidad de disminución de potencia cuando una condición de reducción es requerida.

La Figura 2.15 muestra el comportamiento de la potencia activa entregada por una central eólica bajo dos condiciones de operación.

En el primer caso se puede observar que al inicio de la curva 1 en color verde, la central se encuentra operando de forma reducida enviando 4 MW. Una vez que es liberada esa condición, comienza a incrementar el envío de potencia a una razón de 3 MW/min, es decir, se tiene un rampa de incremento de envío de potencia de 3 MW/min. Por otro lado en la curva 2 de color rojo se aprecia que al momento en que se libera la condición de operación reducida, a la central le toma 1s incrementar su envío de potencia a 50 kW, es decir, envía potencia a razón de 50kW/s. De esta segunda curva se deduce que el límite de velocidad de rampa de la central es de 50kW/s.

Para el segundo caso, en la curva 3 de color azul se muestra una rampa de incremento de potencia de aproximadamente 2 MW/min, si se prolonga el tiempo se tiene una rampa de 20 MW/10min.

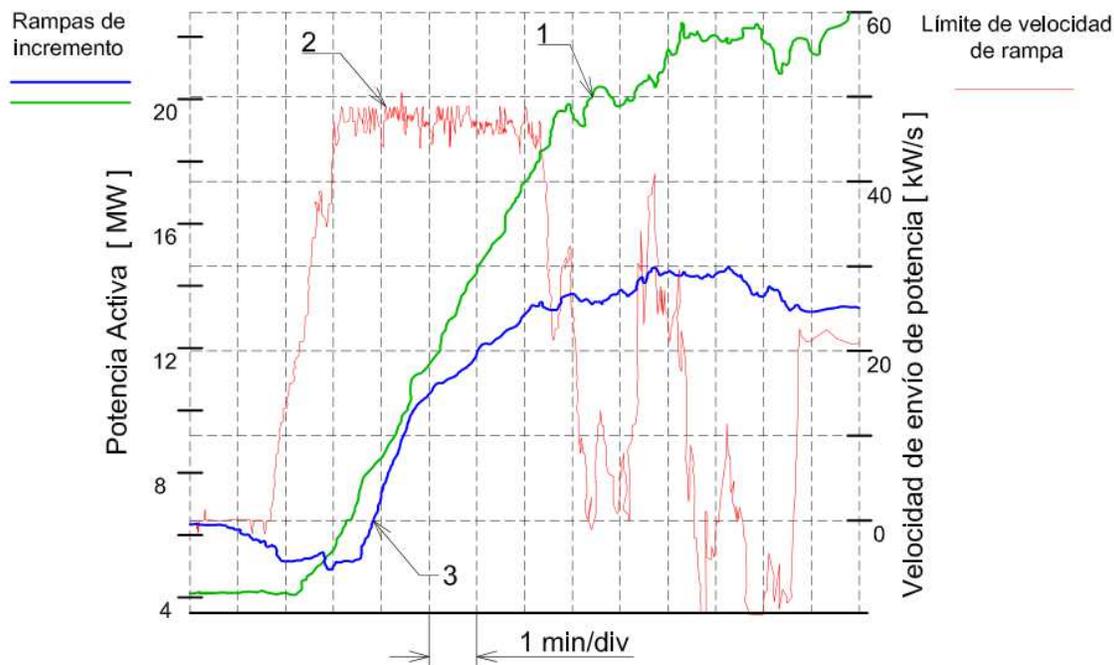


Figura 2.15 Comportamiento de la potencia activa producida por aerogeneradores con diferentes rampas de operación. [68]

2.9.2 Potencia reactiva en centrales eólicas

Con el paso del tiempo la tecnología empleada en aerogeneradores permite tener un mejor control de la operación de estos. Un generador de inducción convencional durante su operación normal consume potencia reactiva, la cual es proveniente del sistema eléctrico si no se tiene algún sistema de compensación reactiva. El uso de aerogeneradores de inducción doblemente alimentados controlados por electrónica de potencia al igual que los aerogeneradores conectados a través de convertidores permiten tener un mejor control sobre la potencia reactiva.

En estos tipos de aerogeneradores, el control de potencia reactiva se logra empleando convertidores de potencia de frecuencia variable, abordados en la sección 3.1. Estos dispositivos son construidos a base de electrónica de potencia, la cual permite tener control más rápido y eficiente de los aerogeneradores, en este caso, sobre la potencia reactiva. Dependiendo de las condiciones de operación del sistema, los convertidores pueden enviar o recibir reactivos, aunque en ocasiones no se requiere ningún intercambio de potencia reactiva con el sistema eléctrico.

Por otro lado, la central eólica está sometida a cumplir los requerimientos de entrega de potencia en el punto de interconexión. La Figura 2.16 muestra la operación que podría tener un aerogenerador (modo generador) y en el punto de interconexión (modo motor)

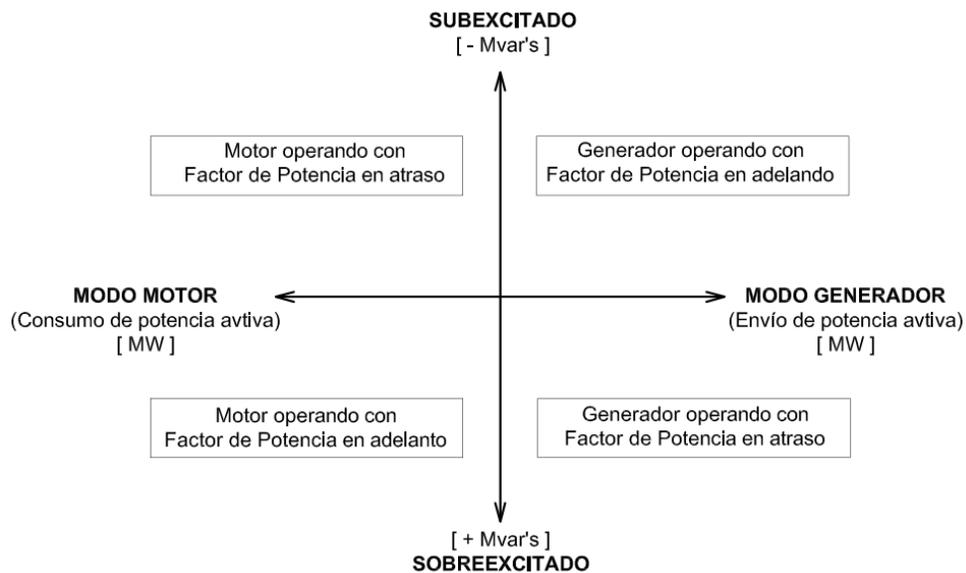


Figura 2.16 Modos de operación de una máquina de inducción [69].

La figura 2.13 muestra las características de potencia reactiva de un generador de inducción doblemente alimentado. Las curvas en color rojo muestran los límites de operación de un generador para entregar potencia respecto a factores de potencia de 0.95 en atraso y adelanto respectivamente. La curva azul muestra la capacidad de diseño que tiene el generador para generar potencia

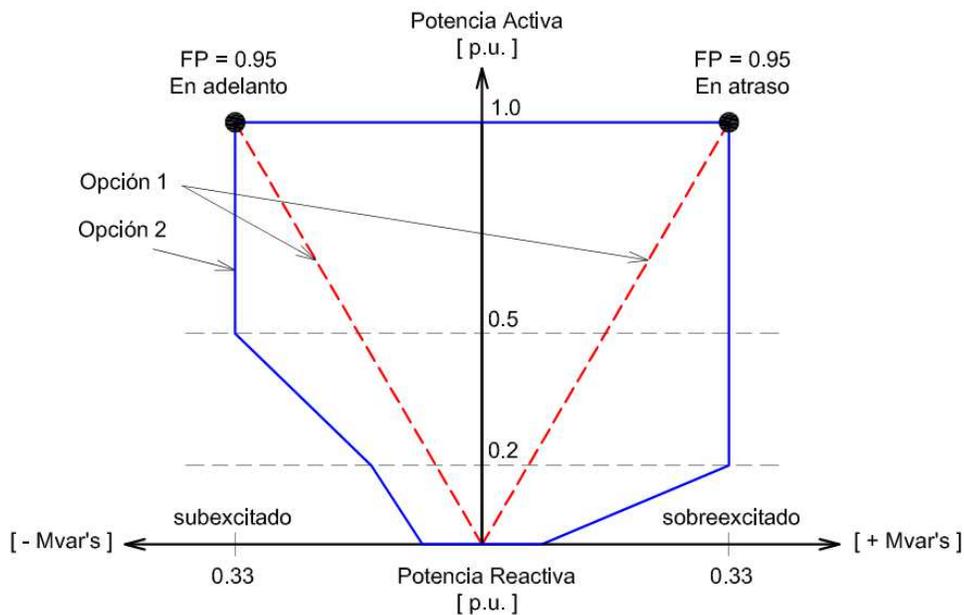


Figura 2.17 Curvas de capacidad de potencia de aerogeneradores doblemente alimentados. [15]

En algunos casos, las capacidades que tienen los generadores de producir potencia reactiva no son suficiente para cumplir los requisitos de interconexión de la central eólica con la red. Existen sistemas de compensación reactiva como lo son: STATCOM, CEV. [70]

2.10 Códigos de red y requerimientos técnicos para la interconexión al sistema eléctrico de una central eólica a gran escala

La interconexión de una central eólica al sistema eléctrico nacional debe cumplir ciertos requerimientos primordiales para que se cumpla la estabilidad, confiabilidad y calidad de potencia que mantiene al sistema operando correctamente. El documento en donde están registrados estos requerimientos es llamado “código de red”. En México tiene el nombre de “Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para Generadores o Permissionarios con Fuentes de Energías Renovables o Cogeneración Eficiente”, publicado en el 2012. [2]

En este documento se establecen requerimientos administrativos, legales y técnicos, para la interconexión de generación con energías renovables al sistema eléctrico. Sin embargo, en esta tesis solo se abordan los cumplimientos de parámetros eléctricos para una operación de la central eólica a gran escala en estado estable y/o ante disturbios.

2.10.1 Nivel de tensión

El nivel de tensión de la central eólica a gran escala que se modela en esta tesis entra en el nivel de alta tensión de acuerdo a la REGISEN donde los voltajes de operación son entre 69 a 400 kV.

Una central eólica en estado estable debe mantenerse operando y conectada al sistema eléctrico ante variaciones de voltaje que no excedan $\pm 5\%$ respecto al voltaje nominal (± 0.05 p.u.) y en condiciones de emergencia hasta $\pm 10\%$. Una emergencia no necesariamente es una falla, puede ser pérdida súbita de carga.

La ocurrencia de cambios rápidos de voltaje ocasionados por una central eólica a gran escala dentro del $\pm 5\%$ del voltaje nominal, son permitidos por máximo de cuatro eventos por día.

2.10.2 Frecuencia de corte

Se considera como frecuencia de corte, a los límites de frecuencia ante los cuales los esquemas de protecciones de la central eólica deben operar para las condiciones de alta y baja frecuencia. En la Tabla 2.3 se muestran los rangos y tiempos de operación en los que las protecciones deben ajustarse ante variaciones en la frecuencia.

Tabla 2.3 Tiempos de ajuste de las protecciones ante frecuencias anormales en centrales eólicas.

Rango de frecuencia	Tiempo de ajuste de la protección
> 62 Hz.	Instantáneo
$57.5 \geq$ operación normal ≤ 62 Hz.	Operación continua
< 57.5 Hz.	Instantáneo

2.10.3 Equipo de protección, seccionamiento y medición.

El objetivo principal de las sistemas de protección en una central eléctrica es aislar la falla del resto de los equipos que la integran y de igual forma proteger al personal en turno.

En una central eólica a gran escala, los sistemas de protección se dividen en base a las necesidades operativas de la central y por lo regular se tienen las siguientes áreas:

- Protecciones de subestación y punto de interconexión.
- Protecciones de la línea de transmisión de interconexión.
- Protecciones de unidades generadoras.

Los dispositivos designados para protección, seccionamiento y medición deben estar regularizados y estandarizados por las normas establecidas en la REGISEN para garantizar su correcta operación.

2.10.4 Calidad de la energía y niveles de armónicos

Cuando se tienen variaciones periódicas de voltaje, consideradas fuera de la operación normal respecto al nivel de tensión, el efecto de esas variaciones se ve reflejado en el desbalance de voltaje en las fases, además de que se presentan corrientes armónicas. Estas características demeritan la calidad de la energía en el servicio otorgado a los usuarios finales, por lo que se deben considerar criterios de compensación de la calidad de la energía.

La distorsión armónica total en el voltaje (% THD, Total Harmonic distortion en el idioma inglés) se mide en el punto de interconexión de forma continua. Para un nivel en alta tensión, este índice debe mantenerse por debajo del 3%.

$$THD_{AT} = 3\% \quad (2.22)$$

Dónde:

$$THD_{AT} = \text{Nivel de distorsión armónica total permitido en alta tensión [\%]}$$

2.10.5 Variaciones periódicas de amplitud de la tensión (Flickers)

De acuerdo con [13], el “flicker” es un cambio rápido en el valor RMS del voltaje. En [71] se define como el incremento y disminución de luminiscencia en luminarias conectadas a la red eléctrica. En los sistemas eléctricos los flickers se pueden dar debido a la conexión y desconexión de líneas, transformadores o capacitores. La unidad de medida de estas variaciones son “unidades de perceptibilidad en P.U.”

Dentro de la REGISEN se tienen dos índices para evaluar la severidad de las variaciones en la amplitud de tensión y son las siguientes:

Índice de variación de tensión a corto plazo (Pst): Evalúa los cambios en la amplitud de onda en intervalos de 10 minutos.

Índice de variación de tensión a largo plazo (Pit): Evalúa los cambios en la amplitud de onda en intervalos de 2 horas, calculando a partir de los valores sucesivos del Pst.

La interconexión de una planta de generación en un alimentador de AT no debe causar niveles de emisión individuales que se encuentren fuera de los límites establecidos permisibles en la Tabla 2.4:

Tabla 2.4 Límites de emisiones flicker permisibles.

Indicador	Límites
E_{Psti}	0.35
E_{pslt}	0.25

2.10.6 Operación de la central eólica ante fallas externas y en el punto de interconexión

La central eólica debe tener la capacidad de permanecer conectada al sistema sin perder estabilidad ante fallas transitorias externas durante el tiempo máximo de liberación de la falla soportando los huecos de tensión ocasionados por estas.

En la Tabla 2.5 se muestran los tipos de falla y tiempos de duración de las mismas en el PDI.

Tabla 2.5 Tipos de fallas y tiempos máximos de duración.

Tipo de falla	Tiempo máximo de duración de falla (ms)		
	Nivel de tensión		
	69 - 161 kV	230 kV	400 kV
Trifásica a tierra	150	100	80
Bifásica con o sin conexión a tierra	150	100	80
Monofásica a tierra	150	100	80

Una vez que la falla es liberada, el sistema eléctrico se deberá recuperar al 80% del voltaje nominal después de 1s de haber iniciado esta, con la participación de todos los elementos conectados al sistema. Una central eólica deberá permanecer conectada al sistema ante la ocurrencia de dos fallas consecutivas, como las descritas en la Tabla 2.5, en un lapso de dos minutos.

Durante una falla, el consumo de potencia activa en la central eólica debe mantenerse el mínimo en base a la tecnología empleada por la central.

Sin embargo, al presentarse una falla al interior de la central eólica, esta debe desconectarse.

La Figura 2.18 muestra el comportamiento permisible, dentro de la REGISEN, de la magnitud del voltaje en el PDI ante a disturbios y fallas transitorias para centrales eólicas con niveles de tensión en el rango de de 69 a 400 kV.

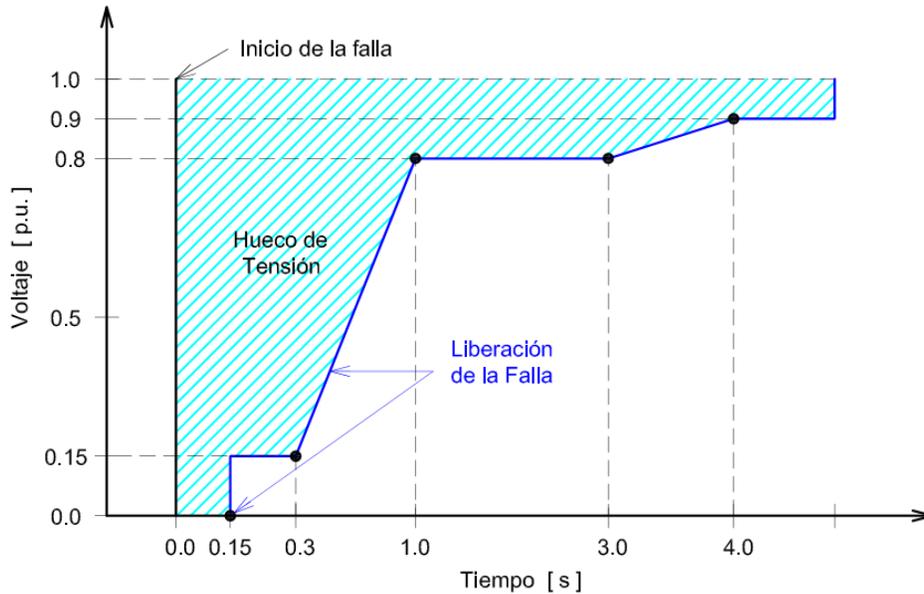


Figura 2.18 Gráfica de la caída de tensión en el punto de interconexión debido a una falla.

2.10.7 Potencia reactiva

Durante una falla, la central debe aportar los reactivos necesarios para mantener la estabilidad del sistema y una vez liberada, debe mantener los flujos de potencia previos al disturbio.

La central eólica debe contar con las siguientes características:

- Capacidad de generación y absorción de potencia reactiva de acuerdo a su capacidad de transmisión de potencia activa.
- Ajustar su potencia reactiva a disposición del operador del sistema eléctrico.
- Control del factor de potencia en el rango desde 0.95 en atraso hasta 0.95 en adelanto.
- Soporte de control de tensión, para centrales mayores a 10 MW.

2.11 Esquemas de protección

Con el fin de que una central eólica cumpla los requerimientos de la REGISEN ante disturbios se deben implementar sistemas de protección. La Figura 2.19 muestra un esquema general de las zonas de protección de una central eólica interconectada al sistema eléctrico.

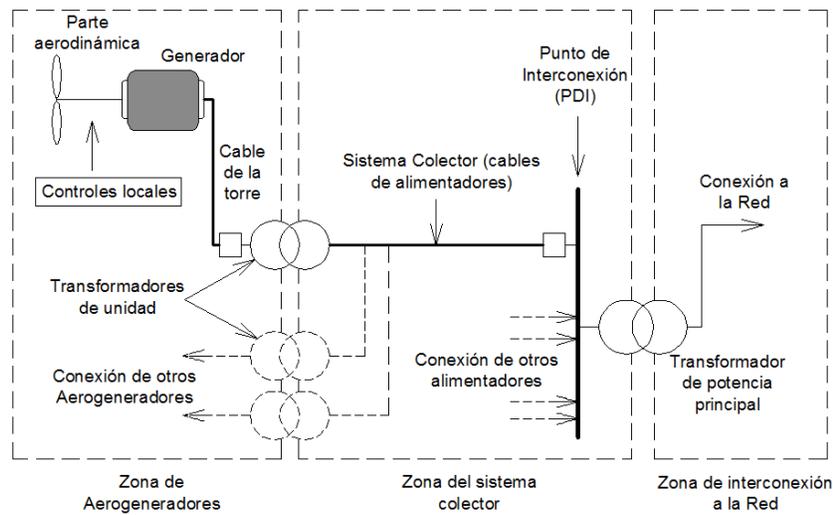


Figura 2.19 Esquema general de las zonas de protección en una central eólica a gran escala. [16]

Dentro de las zonas de protección se consideran los siguientes elementos:

- ❖ Zona de aerogeneradores y transformador de unidad
- ❖ Sistema colector
- ❖ Subestación colectora y transformador de potencia principal
- ❖ Línea de transmisión

2.11.1 Protección de los aerogeneradores y transformador de unidad

Las características de los relevadores empleados en los diferentes esquemas de protección están conformados en base [72]. A continuación se muestran algunas de las protecciones con las que debe de contar cada elemento, el resto son encontradas en las referencias correspondientes.

Protección de los aerogeneradores

Algunas de las protecciones con las que se deben de contar en el generador de acuerdo a [73]

- Relevador de sobreexcitación del generador (24G)
- Relevador de sincronismo (25).
- Esquema de protección y monitoreo de sobre temperatura en los devanados del estator (26/49).
- Relevador de baja potencia o baja corriente (37)
- Relevador de corriente inducida en la flecha (51F)
- Relevador de sobre voltaje (59)
- Relevador de fallas a tierra en el estertor (64G)

- Relevador por pérdida sincronismo (78)
- Relevador por pérdida de campo del generador (40G)

Transformador

Para el transformador de unidad de cada aerogenerador (ya sea a pie de torre o dentro de la góndola) usualmente tienen una conexión “estrella aterrizada/delta” para los devanados de baja y alta tensión respectivamente, por lo menos se contemplan las siguientes protecciones:

- Sobre temperatura en el aceite del transformador (26 TP)
- Sobreexcitación (24 V/Hz)
- Sobre temperatura en los devanados (49 TP)
- Sobrecorrientes en el neutro aterrizado (51 NTP)
- Sobrepresión súbita y acumulación de gases, protección Buchholz (63 TP)
- Protección diferencial (87 TP)

2.11.2 Protección del sistema colector

El sistema colector se considera un circuito radial donde se emplean protecciones que consideran los siguientes parámetros en base a [74]:

- Protecciones contra sobrecorriente (50/51)
- Protección de sobre voltaje (59) y bajo voltaje (27)
- Altas y bajas frecuencias

Como se tienen grupos de aerogeneradores conectados al alimentador principal es necesario mantener y considerar la distribución adecuada de estos, con el fin de tener la mínima zona de falla y así mantener la potencia inyectada al sistema eléctrico.

2.11.3 Subestación colector

Elementos como el transformador de potencia, líneas de enlace, equipos auxiliares conforman la subestación colector, las protecciones de estos deben cumplir los requerimientos establecidos en la especificación [73]. Algunas de las protecciones son:

2.11.4 Líneas de transmisión

Para un nivel de tensión de 69 kV o superior, la línea se considera como de transmisión o de subtransmisión, para las cuales existen los siguientes esquemas normalizados:

Línea corta: se considera una distancia ≤ 15 km.

Línea media: se considera una distancia > 15 km y ≤ 40 km.

Línea larga: se considera una distancia > 40 km

Para una línea con un nivel de voltaje de 69 kV a 161 kV, de acuerdo con [74], se deben implementar las protecciones primaria 1 y 2, protecciones de respaldo y protecciones contra falla de interruptor., algunas de las protecciones en líneas de transmisión son las siguientes:

- Protección de distancia para fallas entre fases y de fase a tierra (21/21N)
- Protección de sobre corriente de fases instantánea y temporizada (50/51)
- Protección de falla de interruptor (50FI)
- Protección de sobre corriente de neutro instantánea y temporizada (50N/51N)
- Protección de sobre corriente direccional de fase y neutro (67/67N)
- Recierre de interruptores (79)
- Protección de comparación direccional de secuencia positiva y negativa o de onda viajera o superpuesta (85L)
- Protección de comparación de secuencia positiva, cero y negativa, de operación tripolar (95LT)
- protección diferencial de línea (87L).

Capítulo 3

Modelado de centrales eólicas a gran escala con AGIDA y AGCC y su comportamiento ante disturbios

En este capítulo se describen las características de los componentes que intervienen en la operación y control de una central eólica con tecnología con AGIDA y AGCC en estado estable y principalmente ante disturbios.

3.1 Electrónica de potencia en aerogeneradores

La potencia producida por los aerogeneradores está en función a la velocidad del rotor, y esta a su vez al recurso eólico. Como la velocidad del viento es variable y una central eólica conectada al sistema eléctrico debe cumplir normas de interconexión de acuerdo a las condiciones de operación de la red, la mayoría de las centrales eólicas en la actualidad emplean dispositivos a base electrónica de potencia para manipular y acondicionar variables eléctricas, de tal forma que se pueda enviar potencia a la red.

3.1.1 Convertidor de potencia de frecuencia variable “back-to-back”

En la Figura 3.1 se muestra un diagrama de un convertidor de potencia de frecuencia variable back-to-back de dos niveles, es decir, puede enviar o recibir potencia. El convertidor de potencia está localizado entre el generador y la red externa. Asimismo, este dispositivo es integrado por dos convertidores: el convertidor lado generador y el convertidor lado red o lado sistema, ambos interconectados por un enlace de CD.

El convertidor de potencia está construido a base de tecnología IGBT y sus sistemas de control para ambos convertidores son independiente uno del otro. De acuerdo con [75], un convertidor es capaz de entregar una magnitud de potencia superior a la nominal de las maquinas en donde están instalados.

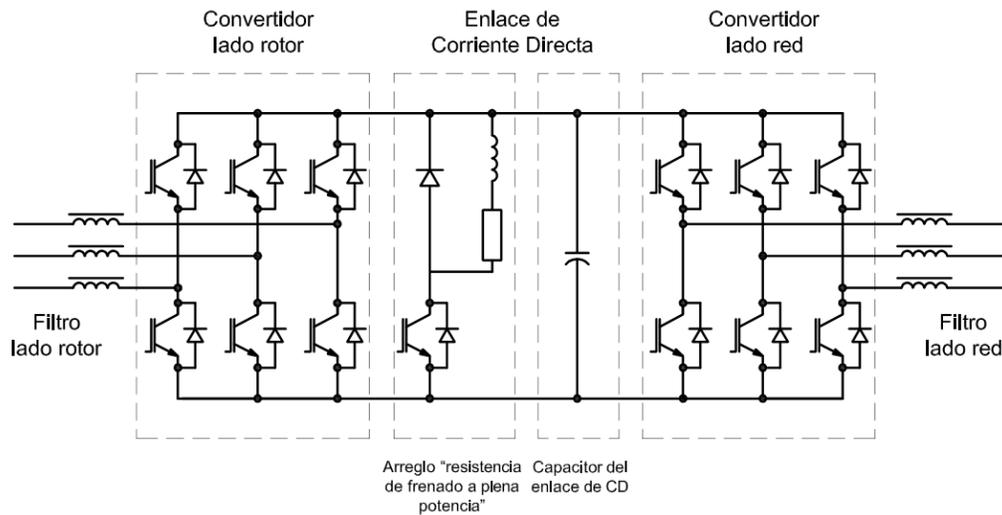


Figura 3.1 Convertidor de potencia de frecuencia variable con esquema back-to-back. [76]

El enlace de Corriente Directa (Capacitor y resistencia de frenado a plena potencia)

El voltaje en el enlace de CD es regulado al controlar la potencia enviada hacia el sistema. En la Figura 3.2 se aprecia el flujo de potencia en el enlace de CD como se plantea en [75] [25].

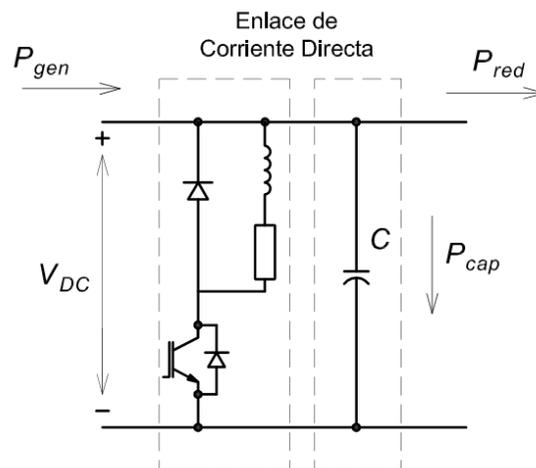


Figura 3.2 Esquema básico del flujo de potencia a través del enlace de CD del convertidor de potencia.

Dónde

- P_{gen} = Potencia entregada por el generador [W]
- P_{red} = Potencia entregada por el convertidor hacia la red [W]
- P_{cap} = Potencia que fluye a través del capacitor [W]
- C = Capacitor en el enlace de CD [Faraday]
- v_{DC} = Voltaje en el enlace de CD [V]

En condiciones de estado estable, la potencia a la salida del enlace de CD es igual a la potencia producida por el generador ($P_{red}=P_{gen}$, sin considerar las pérdidas en el enlace de CD), por lo tanto no existe energía almacenada en el capacitor ($P_{cap}=0$).

Ante disturbios, la potencia entregada a la red se reduce rápidamente ($P_{red}\approx 0$). Mientras que en lado del generador, las componentes mecánicas son más lentas que las eléctricas es por eso que la potencia producida por el generador no se reduce tan rápido, de tal forma que no se cumple que $P_{red}=P_{gen}$, por lo tanto la potencia en el capacitor ya presenta una magnitud de potencia ($P_{cap}\neq 0$). Este flujo de potencia se puede calcular con la ecuación (3.1).

$$v_{CD} + C \frac{dv_{CD}}{dt} = P_{gen} - P_{red} \quad (3.1)$$

$$\frac{dv_{CD}}{dt} = \frac{P_{gen} - P_{cap}}{C v_{CD}} \quad (3.2)$$

Al presentarse excesos de potencia en el capacitor se incrementa el voltaje en el enlace de CD, este sobrevoltaje puede destruir al capacitor y/o al convertidor de frecuencia, por lo cual se toman medidas de protección para evitarlo.

Un sistema de protección del convertidor, adicional al cálculo detallado del capacitor del enlace de CD, es llamado “resistencia de frenado a plena potencia” en el idioma ingles es conocido como “full power braking resistor” o también “braking chopper”. Este esquema desempeña la mejor opción de protección en condiciones de disturbios. Algunos valores típicos de la capacidad del capacitor de según [76] y [25] son: de 55 a 270 μ F por 1HP o de 70 a 400 mF para un aerogenerador de 2 MW.

El nombre del arreglo “resistencia de frenado a plena potencia” es designado en base a su funcionamiento, ya que la energía que podría llegar a fluir por el capacitor (P_{cap}) es igual a la energía producida por el aerogenerador (P_{gen}). La función de este arreglo es disipar el exceso de energía (P_{cap}) que fluye en el capacitor del enlace de CD.

3.1.2 Protección del convertidor de potencia de frecuencia variable

El sistema de protección del convertidor monitorea parámetros como: temperatura, corriente y voltaje en los IGBT's que lo integran, el voltaje en el enlace de CD y la corriente en los convertidores del lado generador y lado sistema. Ante alguna variación fuera de los límites de operación de esos parámetros el convertidor se bloquea. El tiempo y los parámetros de activación de bloqueo del convertidor requieren una alta precisión en el cálculo para su ajuste. Además de considerar las variables mencionadas, se debe tener en cuenta los transitorios en el propio generador (corriente inrush), ya que pueden ocasionar que se bloquee el convertidor y la posible desconexión del aerogenerador y que actualmente no se permite.

3.2 Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado (AGIDA)

La Figura 3.3 muestra los componentes que integran un aerogenerador de inducción doblemente alimentado. En esta figura se aprecia que el estator está conectado directamente a la red operando en sincronía a la misma frecuencia. El circuito del rotor está conectado a la red a través de un convertidor de potencia bidireccional, por lo cual los AGIDA pueden operar en modo subsíncrono o supersíncrono. [48]

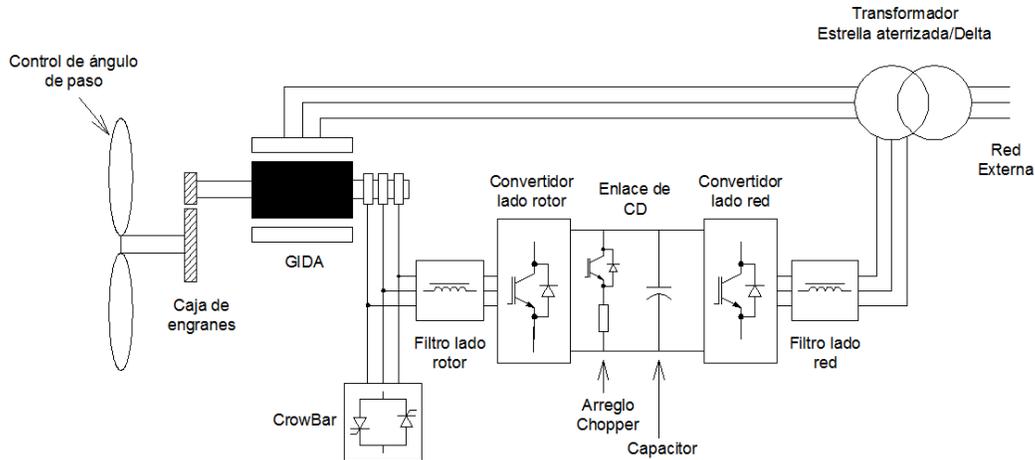


Figura 3.3 Esquema de conexión de los componentes de un aerogenerador de inducción doblemente alimentado [76]

3.2.1 Modos de operación de un AGIDA

Se tienen dos condiciones principales de operación de un AGIDA: operación a velocidad subsíncrona y operación a velocidad supersíncrona. La diferencia entre una condición y otra es que el rotor mantiene una velocidad relativa respecto a su velocidad síncrona enviando el flujo de potencia en diferente dirección para cada modo de operación.

La Figura 3.4 muestra la operación en modo subsíncrono, en donde la velocidad del rotor es menor a la síncrona. Bajo esta condición de operación el deslizamiento del rotor es positivo, por esta razón absorbe potencia de la red a través del convertidor de potencia. La Figura 3.5 muestra la operación en modo supersíncrono. En esta condición de operación la potencia mecánica de entrada en el AG se divide hacia el estator y el rotor, esto provoca que el deslizamiento en el rotor sea negativo incrementando su velocidad. En este caso, tanto el rotor a través del convertidor de potencia y el estator entregan potencia a la red. [50], [48]

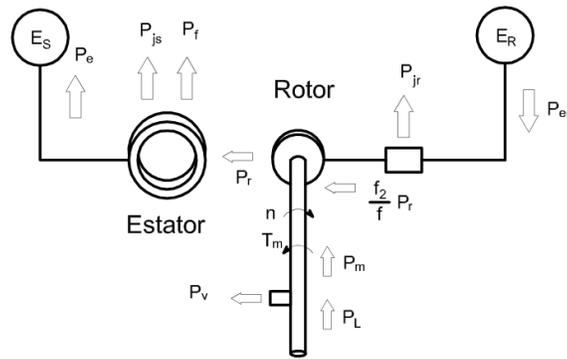


Figura 3.4 Flujo de potencia en un generador de inducción de rotor devanado doblemente alimentado en modo subsíncrono.

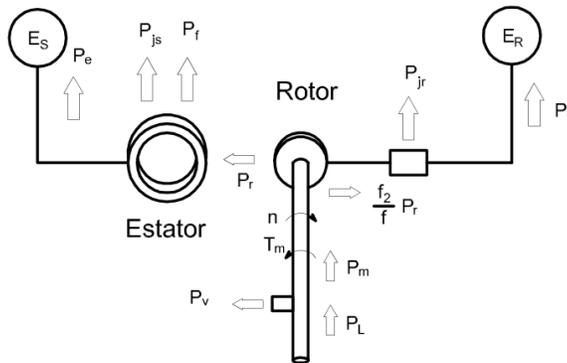


Figura 3.5 Flujo de potencia en un generador de inducción de rotor devanado doblemente alimentado en modo supersíncrono.

3.2.2 Operación de un AGIDA en estado estable

Con ayuda del circuito monofásico equivalente simplificado de un aerogenerador, mostrado en la Figura 3.6, se puede obtener la potencia que entrega un AGIDA en estado estable. [77] [49].

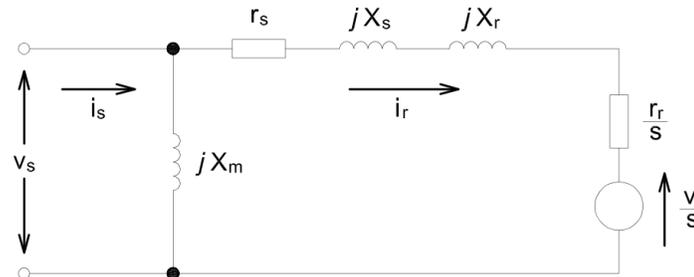


Figura 3.6 Circuito equivalente monofásico simplificado de un AGIDA. [49]

Dónde:

$$v_s = \text{Voltaje en el estator [v]}$$

v_r = Voltaje en el rotor [v]
 i_s = Corriente en el estator [A]
 i_r = Corriente en el rotor [A]
 r_s = Resistencia en el estator [Ω]
 r_r = Resistencia en el rotor [Ω]
 X_s = Reactancia de dispersión en el estator [Ω]
 X_r = Reactancia de dispersión en el rotor [Ω]
 X_m = Reactancia de magnetización [Ω]
 s = Deslizamiento [%]

La corriente en el rotor se calcula con la ecuación (3.3):

$$I_r = \frac{V_s - \left(\frac{V_r}{s} \right)}{\left(r_s + \frac{r_r}{s} \right) + j(X_s + X_r)} \quad [\text{A}] \quad (3.3)$$

La potencia generada o absorbida se controla inyectando voltaje en el circuito del rotor y se calcula la ecuación (3.4) o (3.5):

$$P_r = \frac{V_r}{s} I_r \cos(\theta) \quad [\text{W}] \quad (3.4)$$

$$P_r = \text{Re} \left(\frac{V_r}{s} I_r^* \right) \quad [\text{W}] \quad (3.5)$$

Por lo que para el par eléctrico de la máquina es:

$$T_e = \left(I_r^2 \frac{r_r}{s} \right) + \frac{P_r}{s} \quad (3.6)$$

La Figura 3.7 muestra la relación, en estado estable, entre la potencia mecánica y la potencia activa del rotor y estator de la máquina.

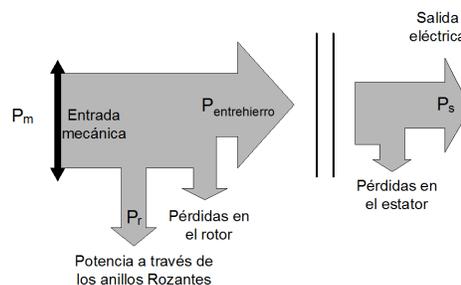


Figura 3.7 Relación de potencias de un aerogenerador doblemente alimentado. [71]

Despreciando las pérdidas en el estator se tiene:

$$P_{entrehierro} = P_s \quad (3.7)$$

Despreciando las pérdidas en el rotor se tiene:

$$P_m = P_r - P_{entrehierro} \quad (3.8)$$

$$P_{entrehierro} = P_m - P_r \quad (3.9)$$

Igualando las ecuaciones (3.7) y (3.9), se puede obtener la potencia en el estator

$$P_s = P_m - P_r \quad (3.10)$$

Tomando en cuenta que la potencia a la salida del estator y la potencia mecánica pueden ser expresadas en términos del par del generador:

$$P_s = T \omega_s \quad (3.11)$$

$$P_m = T \omega_r \quad (3.12)$$

Sustituyendo (3.11) y (3.12) en (3.10)

$$T \omega_s = T \omega_r - P_r \quad (3.13)$$

La potencia a través de los anillos rozantes es:

$$P_r = T \omega_r - T \omega_s \quad (3.14)$$

Tomando en cuenta que el deslizamiento es:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (3.15)$$

La ecuación (3.14) queda de la siguiente forma:

$$P_r = -T(\omega_s - \omega_r) \quad (3.16)$$

$$P_r = -T(\omega_s - \omega_r) \left(\frac{\omega_s}{\omega_s} \right) = -T \omega_s \left(\frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \right) \quad (3.17)$$

$$P_r = -T \omega_s s \quad (3.18)$$

Finalmente sustituyendo la ecuación (3.11) en (3.18) se obtiene la ecuación para calcular la potencia en el rotor con base al deslizamiento:

$$P_r = -s P_s \quad (3.19)$$

Por otro lado la potencia mecánica se calcula como sigue

$$P_m = P_s + P_r \quad (3.20)$$

$$P_m = P_s - s P_s \quad (3.21)$$

$$P_m = (1-s)P_s \quad (3.22)$$

Finalmente la potencia total entregada por un aerogenerador es:

$$P_{AG} = P_s + P_r \quad (3.23)$$

Dónde:

P_m = Potencia de entrada entregada por la turbina

P_r = Potencia entregada por el rotor a través del convertidor

$P_{entrehierro}$ = Potencia en el entrehierro del generador

P_s = Potencia entregada por el estator

P_{AG} = Potencia total entregada por el aerogenerador

3.2.3 Convertidores empleados en centrales eólicas con AGIDA

La Figura 3.8 muestra un diagrama detallado de un aerogenerador de inducción doblemente alimentado. Como se menciona en la sección 3.1.1, los convertidores de potencia se interconectan entre el generador y la red externa. En el caso de los AGIDA, el convertidor está conectado entre el circuito del rotor y la red externa. Cabe mencionar que el sistema de enlace de CD (capacitor y arreglo “resistencia de frenado a plena potencia”) se describe en la sección 3.1.1. El filtro lado red es el encargado de filtrar los armónicos de acuerdo a los requerimientos del código de red.

Convertidor lado rotor

La función principal del convertidor lado rotor es controlar el par electromagnético de la máquina de acuerdo con parámetro de referencia (T_{ref} Figura 3.8) asegurando que el AG no sobre pase sus límites de velocidad. Cuando se tiene el voltaje más alto energizando el rotor la velocidad de este será cero, mientras que cuando se tiene un voltaje cero la velocidad del rotor será la síncrona.

La potencia nominal del convertidor lado rotor está definida por dos factores, uno es la potencia máxima de deslizamiento y la segunda es la capacidad del control de la potencia reactiva. Este convertidor supone que el voltaje del enlace de CD es regulado por el convertidor lado red [76].

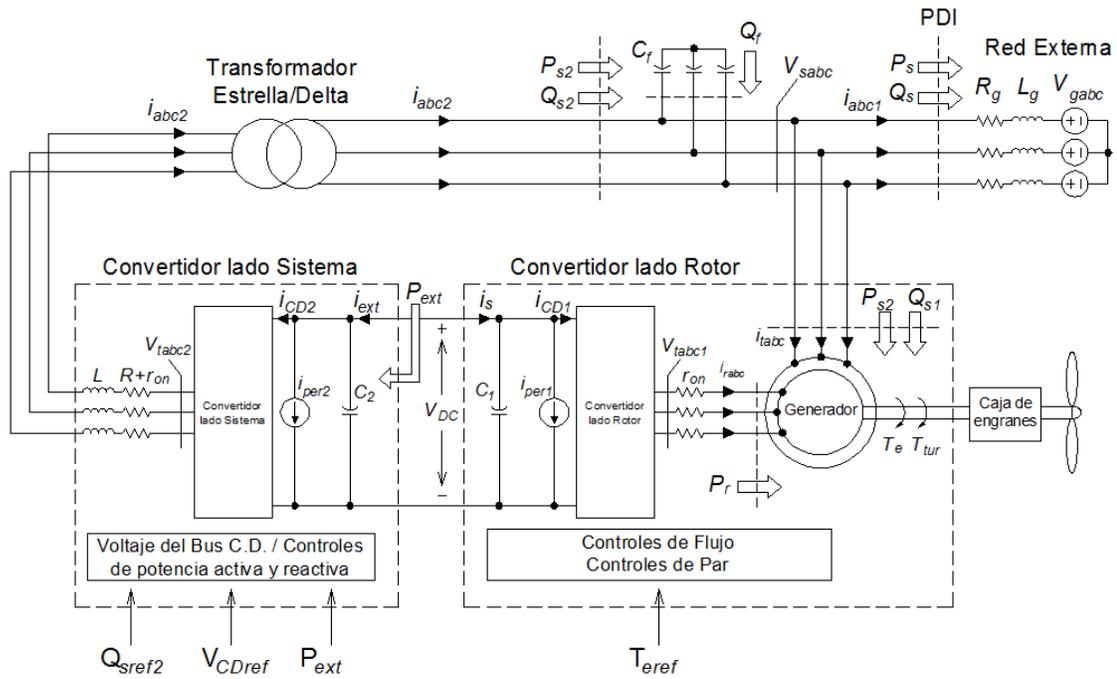


Figura 3.8 Diagrama detallado de un aerogenerador de inducción doblemente alimentado. [78]

Convertidor lado red

Una de las funciones del convertidor lado red es controlar el voltaje de alimentación del enlace de CD independientemente de la dirección del flujo de potencia que cruce por el convertidor. Este convertidor puede dar soporte de potencia reactiva ante disturbios, puede además ser utilizado para mejorar la calidad de la potencia en la red.

3.2.4 Control del ángulo de paso en las palas de los AG's

El control de ángulo de paso, que en el idioma inglés es llamado "Pitch Controller", es un sistema aerodinámico que convierte la energía cinética del viento que impacta las palas de los AG's en energía mecánica rotacional transformándola en par mecánico (velocidad). Este par se puede calcular con la ecuación (3.24) en base a [76].

$$T_{ag} = \left(\frac{1}{2\omega_{ag} S_{base}} \right) \rho \pi R^2 v^3 (C_p[\lambda, \beta]) \quad (3.24)$$

De las ecuaciones (2.3) a (2.11) :

T_{ag} = Par mecánico del aerogenerador

ω_{ag} = Velocidad rotacional del rotor

S_{base} = Potencia base del generador

- ρ = Densidad del aire [Kg/m³]
 R = Radio de las palas del aerogenerador [m]
 v = Velocidad del viento [m/s]
 C_P = Coeficiente de Potencia o Coeficiente de Betz
 λ = Relación de la velocidad de punta de un aerogenerador
 β = Ángulo de paso en las palas del aerogenerador [grados]

Las altas velocidades en el viento que incide en las palas del AG hace que se eleve la velocidad en el rotor. En consecuencia, el control del convertidor sobre el par electromagnético no mantiene la velocidad nominal deseada en el rotor, si solo el convertidor tratara de controlar este parámetro podría dañarse por sobrecarga. Para evitar daños al convertidor e inclusive al AG, se debe limitar la potencia extraída del viento activando el control de ángulo de paso. Como se menciona en la sección 2.3.4 al modificar el ángulo de paso se logra reducir el coeficiente de potencia C_p , reduciendo a su vez la potencia entregada por el AG. Asimismo, si la velocidad del viento supera a la de operación del propio AG, este se bloquea.

3.2.5 Control de potencia y velocidad.

El control de los AGIDA se logra desacoplando los controles de potencia activa de la reactiva. Esta acción permite aprovechar la máxima extracción de potencia activa de los aerogeneradores en estado estable y aportar potencia reactiva ante disturbios. Al presentarse un disturbio, los controles de los AG's al estar desacoplados, llevan la potencia activa a cero mientras que la potencia reactiva comienza a aportarse.

El control de la velocidad en el rotor y la potencia activa generada por el AG, se logra comparando la velocidad final entregada en el rotor contra un parámetro de velocidad de referencia. Si la velocidad no es la adecuada para que el AG entregue una magnitud de potencia activa requerida, los controles del convertidor lado rotor y de ángulo de paso se activan regulando la potencia entregada en terminales del aerogenerador [79] [80].

El control de la potencia activa y reactiva se logra a través de la regulación de la corriente en el eje d y el eje q del marco de referencia "dq".

3.2.6 Sistema de protección "CrowBar" y operación del convertidor

Ante la presencia de un disturbio en el sistema eléctrico, la central eólica debe tener capacidad de soportar huecos de tensión por determinados lapsos de tiempo de acuerdo a los requerimientos y códigos del sistema sin desconectarse del mismo.

El esquema de protección crowbar es mostrado en la Figura 3.9, este sistema da soporte a un AGIDA ante la presencia de un disturbio (hueco de tensión), con el objetivo de proteger al convertidor lado rotor de sobrecorrientes y sobrevoltajes en el capacitor del enlace de CD.

Básicamente, el crowbar, está integrado por un puente de diodos y un interruptor semiconductor (IGBT), es controlado en su totalidad por electrónica de potencia. El arreglo también cuenta con una resistencia de un valor bajo conectada en serie con el interruptor, así cuando un disturbio ocurre, las altas magnitudes de corriente presentadas el circuito del rotor pueden ser disipadas.

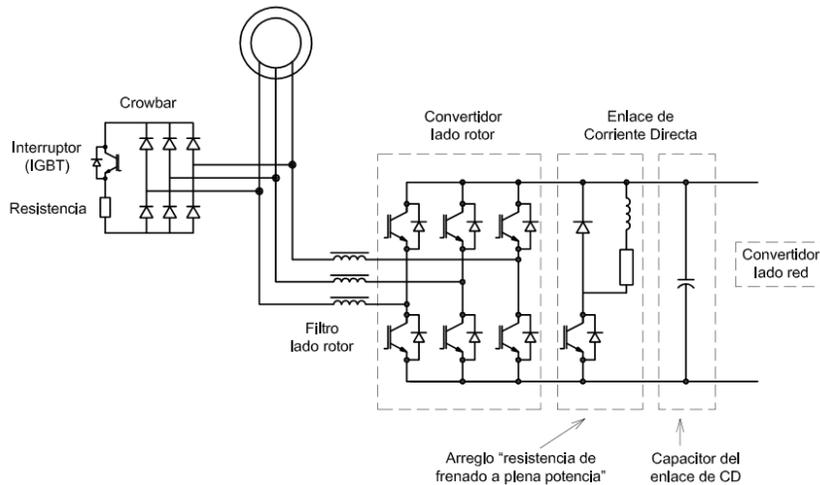


Figura 3.9 Esquema de protección crowbar en un aerogenerador doblemente alimentado.

Operación del crowbar y desconexión del convertidor lado rotor

La desconexión del convertidor lado rotor se da al presentarse una sobrecorriente en el rotor debido a una falla. En la Figura 3.10 se muestra que los IGBT's se encuentran bloqueados debido a esta sobrecorriente.

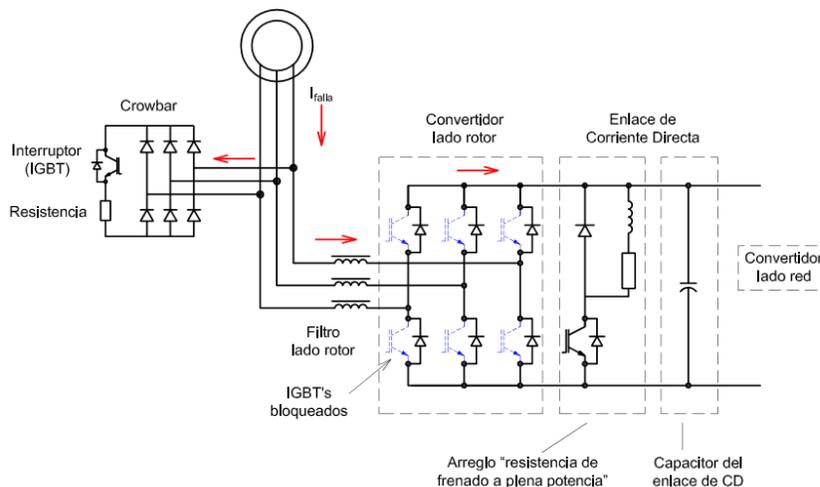


Figura 3.10 Flujo de corriente en el convertidor lado rotor y crowbar

La activación del crowbar se da al presentarse incrementos, de corriente en el rotor o de voltaje en el enlace de CD, que sobrepasan los ajustes de los sistemas de protección del convertidor. La magnitud de sobrecorriente está ajustada en función a las características de los IGBT's que integran al convertidor, por lo regular pueden soportar el doble de la corriente pico del rotor por aproximadamente 1ms [76]. Algunos autores ajustan este parámetro a 1.8 p.u. la corriente nominal del rotor [81]. El ajuste para el sobrevoltaje está aproximadamente entre el 12% y 20% del voltaje nominal en el enlace de CD [15], [82], [76]. Ambos parámetros dependen del diseño de los AG's.

Desactivación del crowbar y reconexión del convertidor lado rotor

Típicamente en un tiempo de 60 a 100 ms aproximadamente, la corriente medida en el crowbar se atenúa lo suficiente para que el convertidor lado rotor sea capaz de volver a controlar. El voltaje en el enlace de CD también disminuye a valores nominales debido a que el convertidor del lado del estator ha entregado a la red la energía adicional que se encontraba almacenada en el capacitor del enlace de CD.

En una segunda etapa, cuando el crowbar es desconectado. La corriente en el rotor fluye hacia el convertidor lado rotor, como sus transistores aún están bloqueados la corriente es desviada hacia los diodos conectados en paralelo a los transistores. Si el voltaje en el circuito del rotor es menor que el voltaje en el enlace de CD, la corriente en el rotor disminuirá rápidamente a cero. La corriente en el estator también disminuirá a un valor bajo. Después de que la corriente en el rotor ha llegado a valores cercanos a cero por un tiempo suficiente para determinar que ha concluido el disturbio, el convertidor lado rotor puede reactivarse nuevamente.

Consideraciones en la operación del sistema de protección crowbar

En ocasiones la corriente en el rotor no disminuye lo suficientemente rápido, el voltaje en el enlace de CD puede incrementarse a niveles que disparo, entonces el interruptor del crowbar es reactivado. Ante huecos de tensión drásticos el crowbar puede actuar varias veces.

Al ocurrir una falla asimétrica el soporte del hueco de tensión es más complejo debido a que los voltajes de fase son desbalanceados presentándose componentes de secuencia negativa (de voltaje). Si el desbalance es muy alto la corriente del rotor provocará que el voltaje en el enlace de CD se incremente y causará una operación repetitiva del crowbar, al suceder esto, el arreglo de "resistencia de frenado a plena potencia" (Figura 3.1) opera. Comúnmente el convertidor lado rotor no se activa si se tiene un evento que presenta voltajes en el estator de componentes de secuencia negativa mayores al 30 % del voltaje nominal.

Al liberarse la falla el convertidor lado rotor vuelve a su operación de control habitual siempre y cuando el crowbar ya este desactivado y el control lado rotor vuelve operar normalmente.

En ocasiones cuando se presenta un disturbio, las magnitudes de sobrecorriente y sobrevoltaje no superan los ajustes de las protecciones, en este caso los controles de potencia activa y reactiva puede operar de tal forma que cumplan los requerimientos del código de red.

3.3 Aerogenerador Conectado a través de Convertidores (AGCC)

Este tipo de AG's puede tener aplicaciones que emplean generadores síncronos de rotor devanado (GSRD) o de imanes permanentes (GSIP) o también generadores de inducción de rotor devanado (GIRD). En el caso de GSIP debido a que no tienen devanados en el rotor se reducen las pérdidas por excitación, la ausencia de anillos rozantes reduce el mantenimiento. Estas características incrementan el costo de los AGCC. Una configuración básica de un AGCC conectado a la red se presentó en la sección 2.6.4 en la Figura 2.9.

La Figura 3.11 muestra una configuración más detallada de los componentes que integran un AGCC conectado a la red externa a través de un convertidor de potencia de frecuencia variable, situado entre las terminales del AG y el PDI con la red externa.

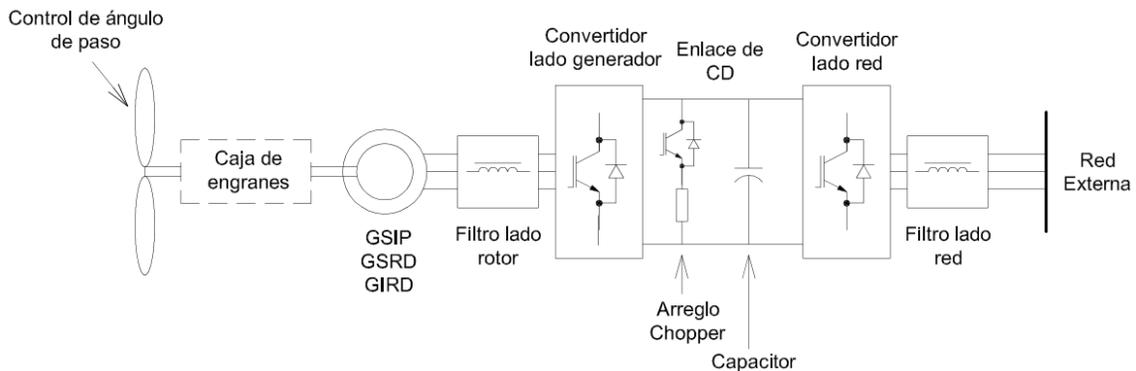


Figura 3.11 Esquema de conexión de los componentes de un aerogenerador conectado a través de convertidores.

Los controles de un AGCC, principalmente son: control de velocidad (control de ángulo de paso), control del convertidor, que a su vez se divide en el control del convertidor lado generador y lado red, regulados de manera independiente.

Los convertidores de potencia empleados en AGCC presentan mayores pérdidas eléctricas además de ser más costosos, en comparación a los utilizados en los AGIDA [10] [76].

3.3.1 Convertidores de potencia en centrales eólicas con AGCC.

El uso de convertidores de potencia para interconectar un aerogenerador a la red, permite el desacoplamiento del generador con la red, reduciendo los efectos que podría causar al generador una falla en la red. El convertidor lado generador opera ante un rango más amplio de velocidades del viento aprovechando la mayor cantidad de energía eólica y mejorando el funcionamiento del AGCC. El convertidor lado red es capaz de aportar una mayor cantidad de potencia reactiva al sistema en comparación con los AGIDA.

La potencia producida por el generador es absorbida por el convertidor lado generador y enviada a través del enlace de CD hacia el convertidor lado red y este a su vez al sistema. El enlace de CD es el

que puede acoplar o desacoplar al generador de la red. Por lo que el convertidor lado sistema es el que tiene el control sobre la potencia reactiva y el voltaje enviados a la red. El control de la potencia activa y del voltaje en el enlace de CD, son regulados mediante la manipulación de la corriente activa, mientras que el control de la potencia reactiva es regulado con la corriente reactiva. Estos controles son capaces de manipular de forma independiente y están modelados en diferentes marcos de referencia

Por otra parte, las características, función y comportamiento del sistema de enlace de CD (capacitor y “resistencia de frenado a plena potencia”) se describen en la sección 3.1.1.

3.3.2 Control de velocidad en el rotor

Al igual que en los AGIDA el control de velocidad en los AGCC opera cuando la velocidad en el rotor no es la deseada. Si la velocidad del viento es elevada, esto implica que la velocidad en el rotor del generador también lo es, es entonces cuando el control de ángulo de paso se activa (sección 3.2.4) reduciendo la velocidad en el rotor, siempre y cuando la velocidad del viento este dentro de los límites de diseño de operación del AG, de lo contrario se bloqueara.

3.3.3 Convertidor lado generador y control de velocidad

La potencia producida por el generador está en función de la velocidad en el rotor. El convertidor lado generador controla esta velocidad a través de la regulación del par electromagnético. El de control de ángulo de paso también tiene efecto en la velocidad del rotor. Ambos controles pueden trabajar en conjunto en caso de ser necesario

El convertidor lado generador se puede utilizar para mantener el voltaje en el enlace de CD. Además puede controlar el factor de potencia ya que es capaz de permitir el intercambio de potencia reactiva.

3.3.4 Convertidor lado red

Por lo general el convertidor lado red se encarga de mantener el voltaje en el enlace de CD y de maximizar la inyección de potencia reactiva hacia la red. Otra característica de este convertidor es que puede ser usado para mantener el control de la potencia activa del AG.

Ante una falla en la red, el convertidor lado red se desacopla, por lo que la potencia que le llega al convertidor lado generador hace que el voltaje en el enlace de CD se incremente. Como se mencionó en la sección 3.1.1, la potencia proveniente del generador es producida por la parte mecánica del mismo, por lo cual, no se puede disminuir de forma rápida.

Para evitar que el voltaje en el enlace de CD se incremente a una magnitud alta, de tal manera que se bloquee el convertidor y el AGCC se desconecte de la central eólica, el arreglo de la “resistencia de frenado a plena potencia” debe ser usado (Figura 3.1).

Si el SEP al que está conectado el AGCC es débil, el voltaje puede presentar variaciones. En este caso el convertidor lado sistema debe complementarse con un control adicional de potencia reactiva.

3.3.5 Sistemas de protección del convertidor empleado en el AGCC

Los convertidores de potencia empleados en AGCC's, tienen prácticamente todo el control de la operación de los AG's. Parámetros como: corriente en el generador y el convertidor lado generador, voltaje en el enlace de corriente de CD, voltaje y corriente en el convertidor lado red, entre otros más, se deben estar monitoreando.

Al ser violados los parámetros de las protecciones, puede presentarse el caso en donde el AGCC se desconecte, dicho evento no está permitido dentro de los códigos de red. Debido a esto la gran importancia de tener protecciones que aseguren su buen funcionamiento, sobre todo, ante condiciones de disturbios.

Protección contra sobrevoltaje en el enlace de CD

El principal ajuste en el enlace de CD es el voltaje, debido a esto, una protección contra sobrevoltaje debe ser incluida en el convertidor. [8] Ajusta este parámetro a 1.45 p.u. del voltaje nominal de operación en el enlace de CD. De manera general, este parámetro es proporcionado por los fabricantes de AGCC. Cualquier sobrevoltaje por encima del ajuste de la protección hará que el convertidor se bloquee, desconectando al AGCC. Si en condiciones en estado estable el voltaje en el enlace de corriente de CD activa la protección de sobrevoltaje, un dimensionamiento nuevo del convertidor o un convertidor de potencia de mayores capacidades debe ser elegido.

Protección contra sobrecorriente en el convertidor lado red

Debido a la tecnología empleada (IGBT's) por los convertidores, sensible a sobrecorrientes y sobrecargas térmicas, protecciones contra estos parámetros son empleados y ajustados de tal forma que no provoque que el convertidor se bloquee y a su vez la desconexión de los AGCC. El ajuste de sobrecorriente, al igual que el de sobrevoltaje, es proporcionado por los fabricantes de AGCC, un ajuste de sobrecorriente en el convertidor lado red empleado en AGCC es de 2 veces su corriente nominal.

Protección en el Generador

Una protección de gran importancia en el generador es la de sobrecorriente. La corriente inrush del generador debe ser considerada cuando se ajusta esta protección con el fin de evitar que se desconecte el convertidor como se menciona en la sección 3.1.2. Para aerogeneradores de imanes permanentes se agrega una protección contra sobrecargas térmicas ya que la operación de los AGIP puede llegar a temperaturas denominadas "Curie" y perder el magnetismo en los imanes.

3.4 Huecos de tensión

Un hueco de tensión es considerado como la disminución súbita de voltaje ante un disturbio o falla en el sistema. La mayoría de los huecos de tensión se presentan de manera local en la red de distribución. Sin embargo una falla lejana, por ejemplo en la línea de transmisión, provoca huecos de tensión reflejados en diferentes puntos punto de medición.

Los dispositivos electrónicos son sensibles a cambios de voltaje. La mayoría de las protecciones de estos llegan a disparar cuando la magnitud de voltaje cae por debajo del 90% de su valor nominal durante un tiempo mayor a dos ciclos.

La Figura 3.12 presenta una gráfica de un hueco de tensión en una fase con una duración aproximada de dos ciclos debido a una falla en la red. Los datos graficados son resultados de prueba proporcionados por Larry Morgan miembro IEEE de la referencia [83], [84].

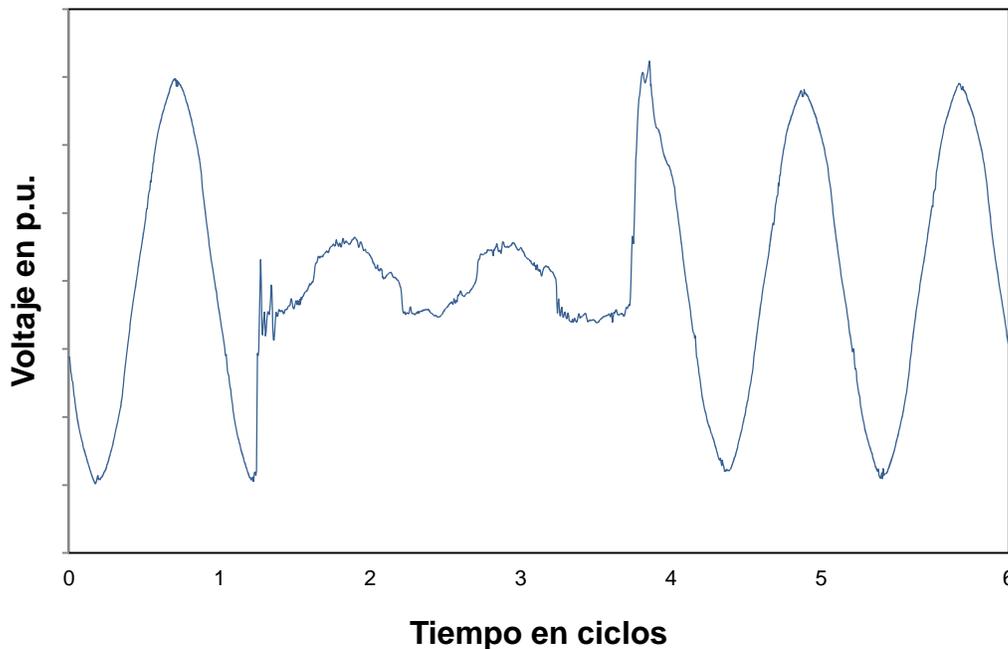


Figura 3.12 Comportamiento de un hueco de tensión debido a una falla [84].

3.4.2 Duración de huecos de tensión

Cuando se presenta un hueco de tensión ocasionado por un disturbio en un sistema eléctrico, el equipo de control y protección debe actuar para liberar la falla y en consecuencia el voltaje vuelva a su valor original. La duración del hueco de tensión está determinado por los tiempos de liberación de la falla establecidos en los códigos de red. Generalmente en sistemas de transmisión las fallas son liberadas más rápido que en sistemas de distribución [6].

3.4.3 Clasificación de fallas de acuerdo al número de fases involucradas

Cuando se presenta una falla en el sistema eléctrico, la magnitud de esta es diferente para cada evento. La Figura 3.13 muestra un promedio de las fallas registradas, de acuerdo al número de fases involucradas, que provocaron que la magnitud de voltaje se redujera a 0.85 p.u. De forma similar en la Figura 3.14 se muestra un promedio de las fallas que llevaron la magnitud de voltaje por debajo de 0.10 p.u. [85]

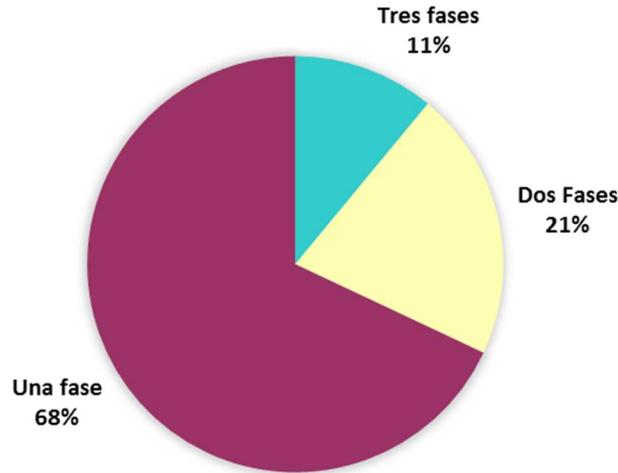


Figura 3.13 Porcentaje de fallas, de acuerdo al número de fases asociadas a este, que provocaron un hueco de tensión de hasta 0.85 p.u.

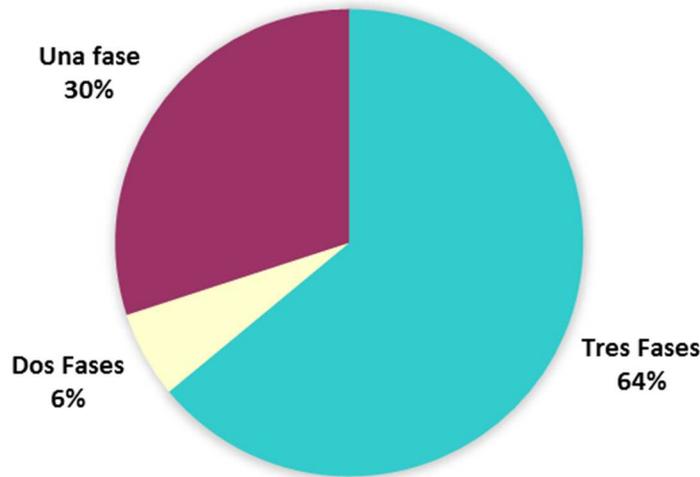


Figura 3.14 Porcentaje de fallas, de acuerdo al número de fases asociadas a este, que provocaron un hueco de tensión por debajo de 0.10 p.u.

La gráfica de la Figura 3.15 muestra el porcentaje anual de incidencia de disturbios de acuerdo al número de fases involucradas. En el eje vertical se tiene el porcentaje anual de disturbios y en el eje horizontal la magnitud de voltaje.

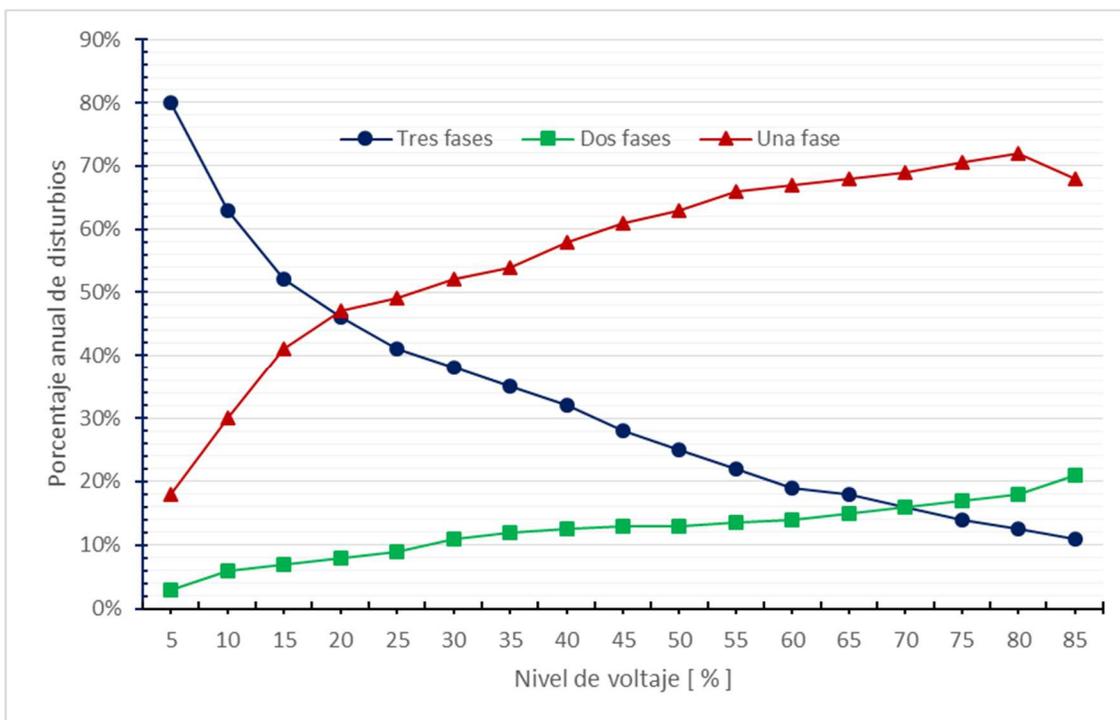


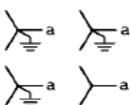
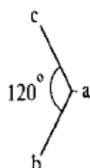
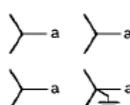
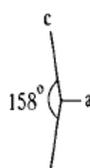
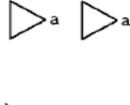
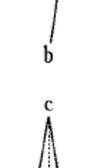
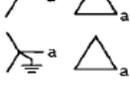
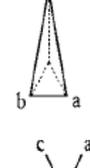
Figura 3.15 Incidencia anual de disturbios de acuerdo al número de fases involucradas

3.4.4 Efecto de la propagación del voltaje en el lado de baja tensión de un transformador debido a la conexión en sus devanados ante una falla en el lado de alta tensión.

El comportamiento de un hueco de tensión está en función a varios factores cuando se presenta un disturbio en la red, el valor del voltaje en p.u. en el punto de falla no es el mismo que en el algún otro punto del sistema. Diversos factores intervienen en la diferencia de magnitudes del voltaje, entre los cuales están: la caída de tensión de los propios elementos, el tipo de falla y por otro lado la conexión de los devanados de los transformadores para alimentar servicios auxiliares o bien cargas en el sistema.

En la Tabla 3.1 se muestran las magnitudes de voltaje que se presentan de acuerdo a la conexión de los transformadores, en esta tabla se presentan las magnitudes ante una falla monofásica a tierra [83] [86]

Tabla 3.1 Voltajes en el lado secundario del transformador debido a una falla de línea a tierra en el lado primario [86].

Conexión del transformador (primario/secundario)	$V_{ab} / V_{cb} / V_{ca}$	$V_{an} / V_{bn} / V_{cn}$	Diagrama fasorial
	0.58 1.00 0.58	0.00 1.00 1.00	
	0.58 1.00 0.58	0.33 0.88 0.88	
	0.33 0.88 0.88	— — —	
	0.88 0.88 0.33	0.58 1.00 0.58	

Capítulo 4

Simulación del comportamiento de centrales eólicas a gran escala ante fallas transitorias

Las simulaciones aplicadas al modelo de las centrales eólicas presentadas en esta tesis están realizadas en base a los requerimientos especificados en el código de red que rige actualmente en México.

Las fallas simuladas se aplican en el punto de interconexión. Considerando que el nivel de voltaje de operación en ese punto es de 115 kV, los tiempos máximos de duración de la falla para los distintos tipos de estas son los siguientes:

- Falla trifásica: 150 ms.
- Falla entre dos fases: 150 ms.
- Falla de dos fases a tierra: 150 ms.
- Falla de una fase a tierra: 150 ms.

Se modelan dos centrales eólicas diferentes:

1. Central eólica con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados (Modelo 1)
2. Central eólica con aerogeneradores conectados a través de convertidores (Modelo 2)

4.1 Modelo de una central eólica con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados (Modelo 1)

Se modela una central eólica con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados, la cual es mostrada en la Figura 4.1. Esta central tiene una capacidad de generación de 67.5 MW que se interconecta a la red externa a un nivel de tensión de 115 kV cumpliendo un factor de potencia en el PDI de $FP=1.0$.

La línea de transmisión de interconexión es aérea y tiene una longitud de 20 km con un conductor de 795 MCM a 115 kV.

La subestación colectora cuenta con un transformador de potencia de una capacidad de 125 MVA con voltajes nominales de 115/20 kV y una conexión Estrella aterrizada/Delta en sus devanados (lado de alta y baja tensión respectivamente). Cuenta además con 4 bancos de capacitores de 3.6 Mvar cada uno para el ajuste de potencia reactiva entregada en el PDI.

La central se compone de 25 aerogeneradores de inducción doblemente alimentados con capacidad de 2.7 MW, cada uno cuenta con un transformador a pie de torre que eleva su voltaje de 0.69 kV en baja tensión a 20 kV en media tensión. La capacidad de cada transformador es de 3 MVA con una conexión en sus devanados en Delta/Estrella aterrizada (Alta y Baja tensión respectivamente).

Para el sistema colector, los alimentadores secundarios son de tipo XLPE-RA 25 kV 3(1x500 KCM) de aluminio y los alimentadores principales son de tipo XLPE 25 kV 3(1x750 KCM) de aluminio.

4.1.1 Caso base en central con AGIDA

Para el caso base se considera que la central eólica está entregando su máxima capacidad de generación de potencia activa, es decir 67.5 MW.

En el punto de interconexión se tienen las siguientes condiciones operativas:

- Corriente máxima de corto circuito: $I_{cc}=17$ kA
- Potencia máxima de corto circuito: $S_{cc}=3386$ MVA
- Factor de potencia: $FP_{PDI}=1.0$
- Corriente nominal a factor de potencia unitario: $I_{nom_PDI}=0.33$ kA

Para lograr que se cumpla el factor de potencia unitario en el PDI, el factor de potencia en los aerogeneradores es ajustado, por lo que los aerogeneradores se encuentran operando con las siguientes características:

- Factor de potencia en los aerogeneradores: $FPAG= 0.99$ en atraso
- Voltaje de operación de los aerogeneradores: 0.69 kV
- Corriente nominal en aerogeneradores: $I_{nom_AG}=2.51$ kA

En la misma Figura 4.1 podemos observar que en el PDI se reciben 66.5 MW de potencia activa trifásica la cual es enviada por el parque eólico mientras que la potencia reactiva trifásica recibida es de 0 Mvar comprobando así que se cumple el factor de potencia requerido en el PDI para este modelo.

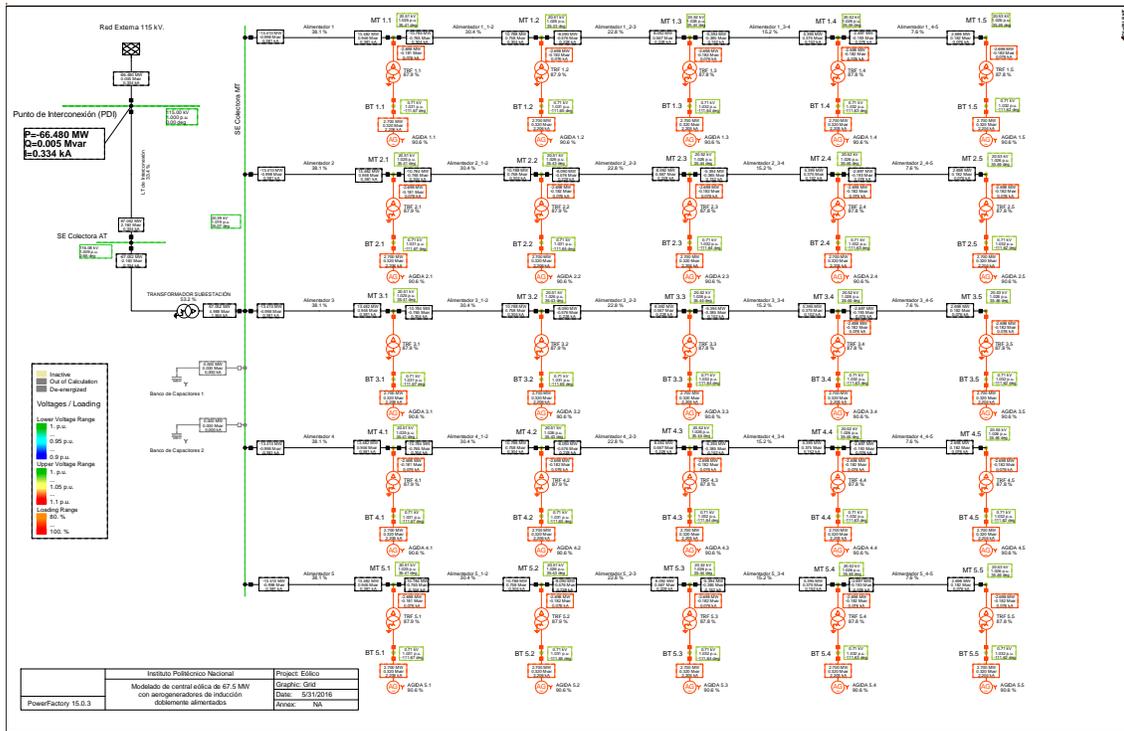


Figura 4.1 Modelo de una central eólica de 67.5 MW con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados con $FP=1.0$ en el PDI. (Modelo 1)

4.1.2 Caso 1: Falla trifásica en central con AGIDA

Se simula una falla trifásica en el PDI en el modelo de la central con AGIDA. Se hacen mediciones mostrando el comportamiento antes, durante y posterior a la falla en el punto de aplicación de la falla y en los aerogeneradores. Su comportamiento es ilustrado de la Figura 4.2 a la Figura 4.13.

La Figura 4.2 muestra las formas de onda de voltaje de línea a tierra en el PDI para el Caso 1. Se observa que en estado de pre-falla el voltaje pico es de 93.8 kV por fase. Al aplicar la falla en $t=0s$ el nivel de tensión desciende hasta 0 volts permaneciendo así hasta el instante de la liberación en $t=0.150s$. Una vez terminado el disturbio, los niveles de voltaje vuelven a sus valores de pre-falla.

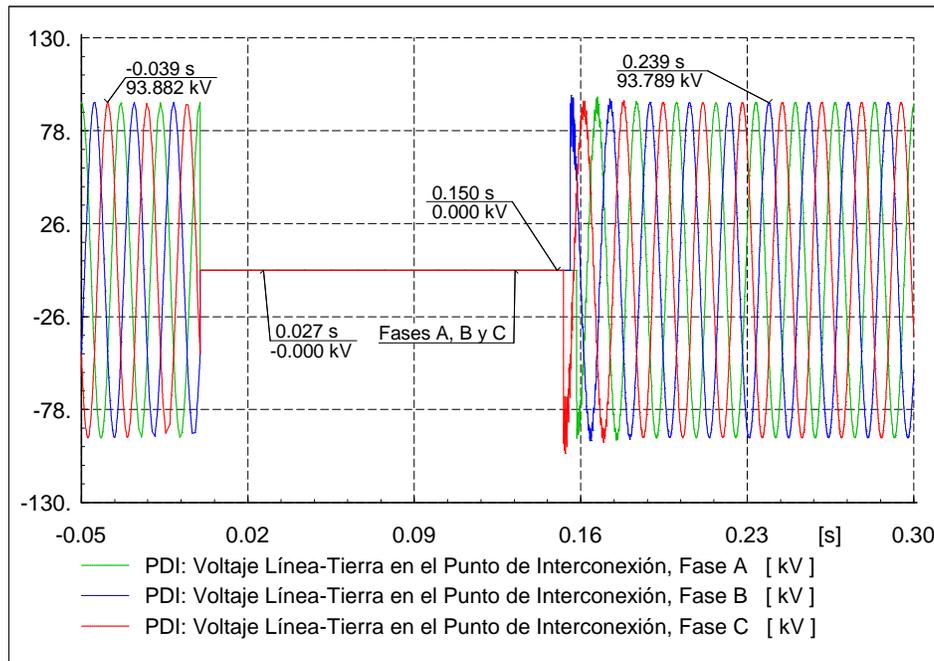


Figura 4.2 Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 1.

La Figura 4.3 muestra el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en el PDI para el Caso 1. En esta figura se observa que la magnitud de los voltajes de pre-falla es de 1.0 p.u. Una vez que se aplica la falla en $t=0s$ los niveles de voltaje caen a 0 p.u. en las tres fases mantenido este comportamiento hasta que se libera el disturbio en $t=0.150s$. Posterior a su liberación los niveles de voltaje vuelven a recuperar inmediatamente sus valores de pre-falla.

La Figura 4.4 muestra el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en los aerogeneradores para el Caso 1. Se aprecia que la magnitud de voltaje a la cual están operando previo al disturbio es de 1.0 p.u. Cuando se inicia la falla en $t=0s$ su nivel baja a 0.13 p.u., para el instante $t=0.042s$ se eleva a 0.15 p.u. permaneciendo en este valor hasta el fin del disturbio en $t=0.150s$. Una vez ya liberado, el voltaje se incrementa, en $t=0.189s$ ya se encuentra en 0.99 p.u. y posteriormente recupera su nivel previo al disturbio.

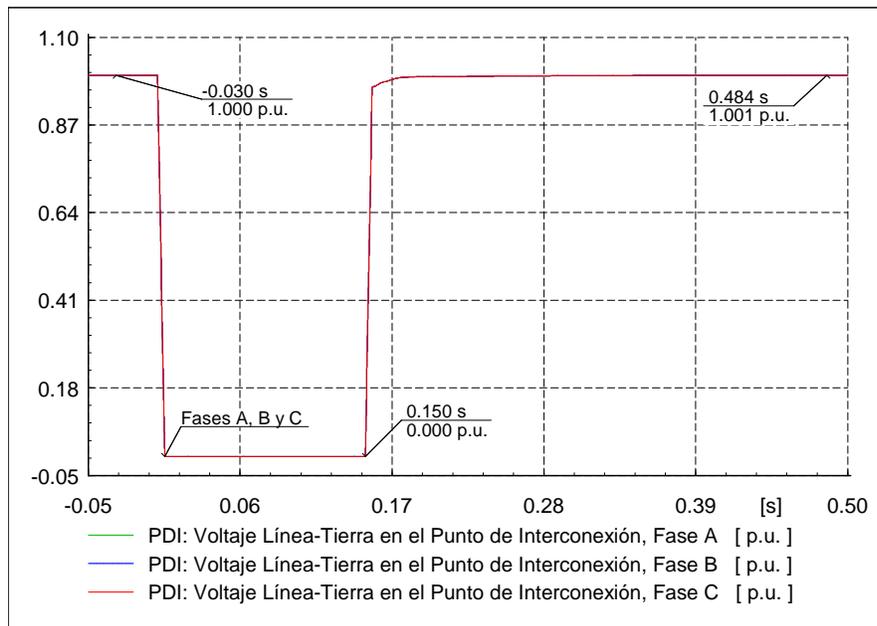


Figura 4.3 Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 1.

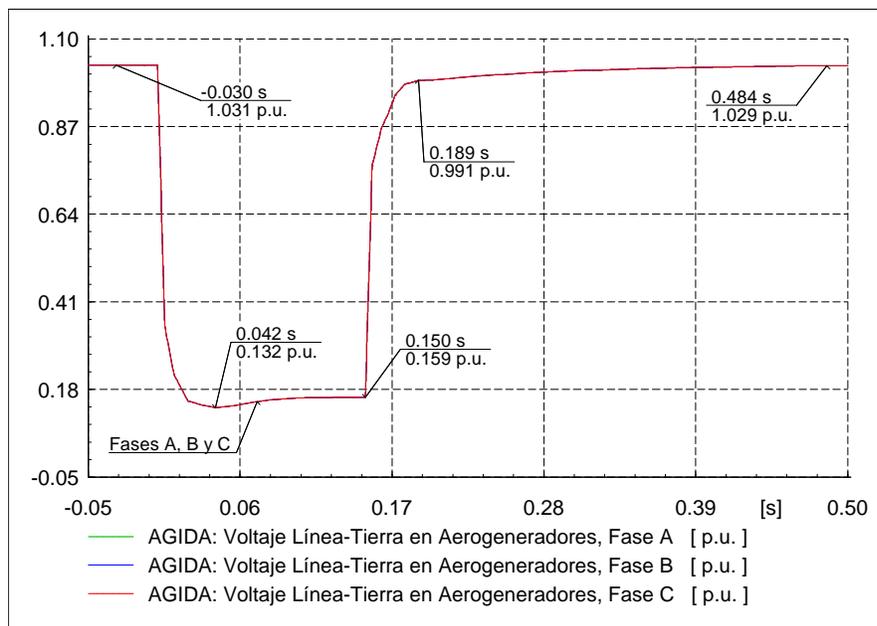


Figura 4.4 Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 1.

La Figura 4.5 muestra el comportamiento de la corriente de secuencia positiva (RMS) en el PDI para el Caso 1. Previo a la aplicación de la falla se puede ver que se están consumiendo 0.33 kA. Una vez iniciada la falla en $t=0s$ la corriente se incrementa, para el instante $t=0.006s$ presenta un valor máximo de 1.6 kA (esta magnitud es aproximadamente 4.8 veces la corriente nominal), posteriormente la corriente comienza a disminuir con el comportamiento mostrado hasta llegar a 0.43 kA (1.4 veces la corriente nominal) en el momento de liberación del disturbio en $t=0.150s$. Después de que se libera la

falla, la corriente va disminuyendo llegando a un valor de 0.003 kA en $t=0.184s$, después de ese instante comienza a incrementarse hasta recuperar la magnitud de pre-falla.

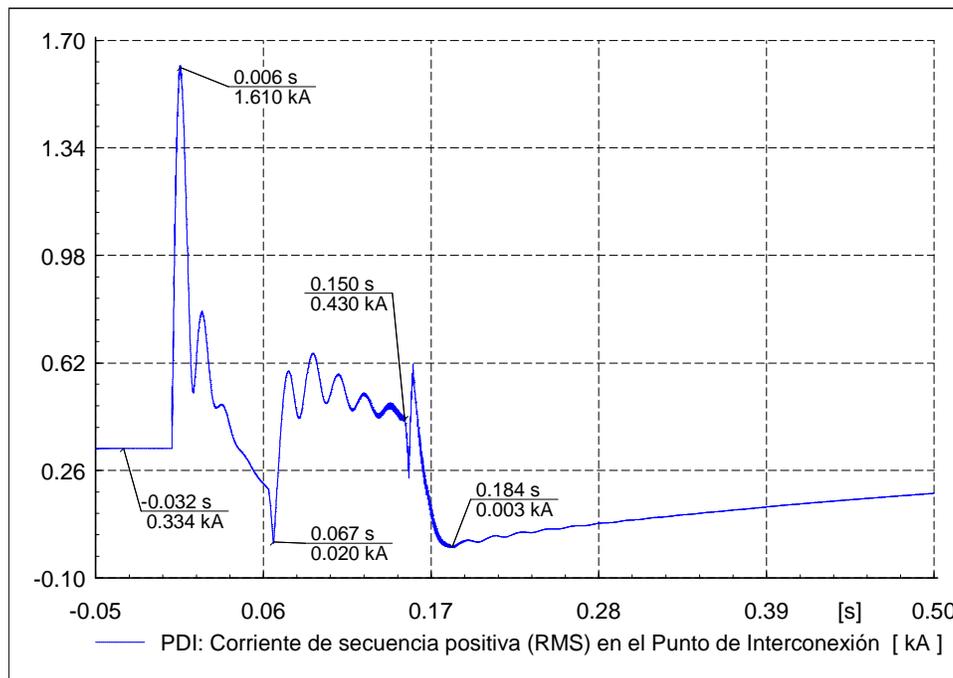


Figura 4.5 Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 1.

La Figura 4.6 muestra las formas de onda de corriente de fase en el PDI para el Caso 1. En esta figura se puede apreciar que la corriente (pico) que se consume antes de la falla es de 0.46 kA. Al momento de aplicación de la falla en $t=0s$ la corriente en las tres fases se incrementa, presentándose en la fase C la magnitud más alta con 2.2 kA (pico) en $t=0.005s$ (este valor es aproximadamente 5 veces mayor al de la corriente de pre-falla), posterior a ese momento los niveles de corriente comienzan a disminuir hasta llegar a 0.07 kA, después de $t=0.066s$ se elevan a un valor promedio de 0.66 kA (pico) (siendo este valor 1.5 veces mayor que la corriente de pre-falla) manteniéndose así hasta el instante en que se libera la falla en $t=0.150s$. Una vez que el disturbio termina, las corrientes se reducen hasta un valor de 0.002 kA y de inmediato se incrementan hasta a recuperar su estado de pre-falla.

La Figura 4.7 muestra las formas de onda de corriente de fase en los aerogeneradores para el Caso 1. En la gráfica se ilustra que previo al inicio de la falla los AG's están operando a 3.1 kA (pico). A partir de la aplicación del disturbio en $t=0s$ su consumo aumenta, mostrando que en la fase B se presenta la magnitud más alta con 14.9 kA en el instante $t=0.005s$ (lo que equivale aproximadamente a 4.7 veces la corriente de pre-falla en los AG's), posterior a ese instante van decreciendo hasta llegar a 0.4 kA, después del instante $t=0.066s$ se elevan a un valor promedio de 4.5 kA (1.4 veces la corriente de pre-falla en los aerogeneradores) permaneciendo de esta manera hasta el momento de su liberación en $t=0.150s$. Tras la liberación de la falla, los niveles disminuyen llegando a 0.01 kA para posteriormente comenzar a recuperar niveles previos al disturbio.

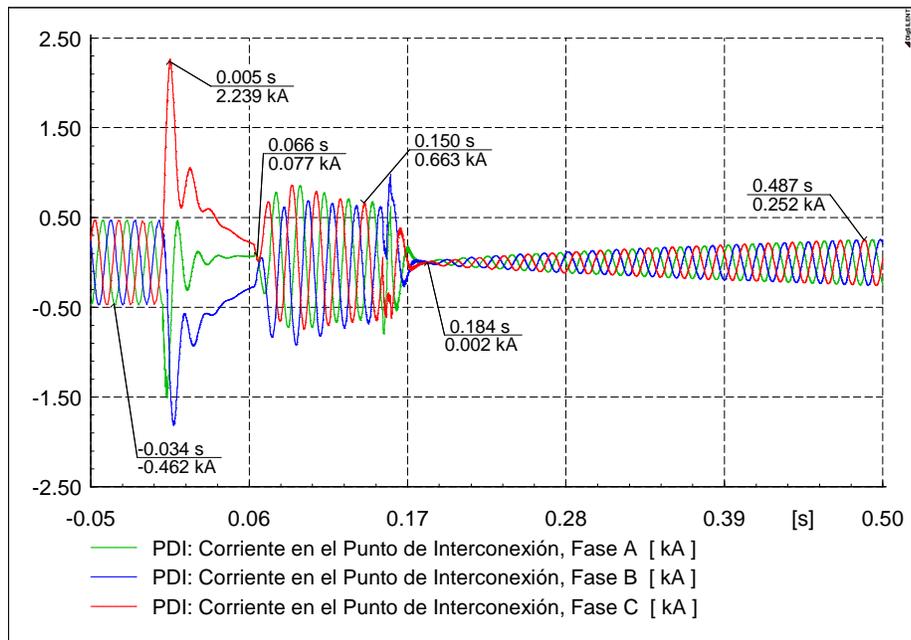


Figura 4.6 Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 1.

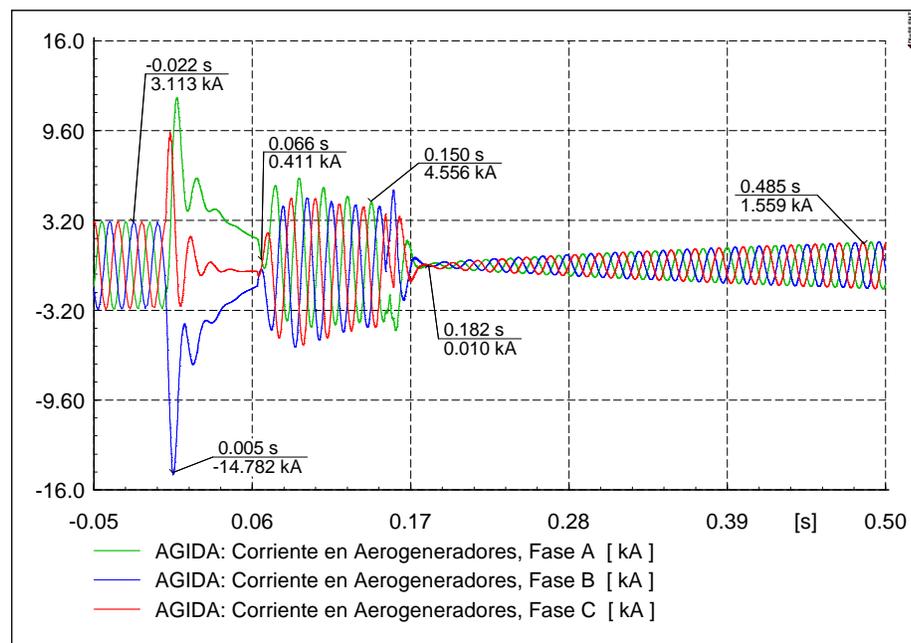


Figura 4.7 Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 1.

La Figura 4.8 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en el PDI para el Caso 1. Se puede observar que previo al inicio de la falla la potencia recibida es de 22.1 MW por fase. Ya una vez que se aplica la falla en $t=0s$ la potencia disminuye a 0 MW manteniendo este valor hasta el momento de la liberación en $t=0.150s$. Cuando el disturbio es liberado se comienza a recibir nuevamente potencia activa hasta recuperar niveles de pre-falla conforme a la curva mostrada.

La Figura 4.9 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en los aerogeneradores para el Caso 1. Como se puede apreciar cada aerogenerador en estado de pre-falla envía 0.9 MW. Desde el momento en que se aplica el disturbio en $t=0s$, la potencia enviada disminuye a 0.015 MW y mantiene este comportamiento hasta que finaliza la falla en $t=0.150s$. Para instantes posteriores al disturbio los AG's van incrementando el envío de potencia activa hasta recuperar valores previos al disturbio.

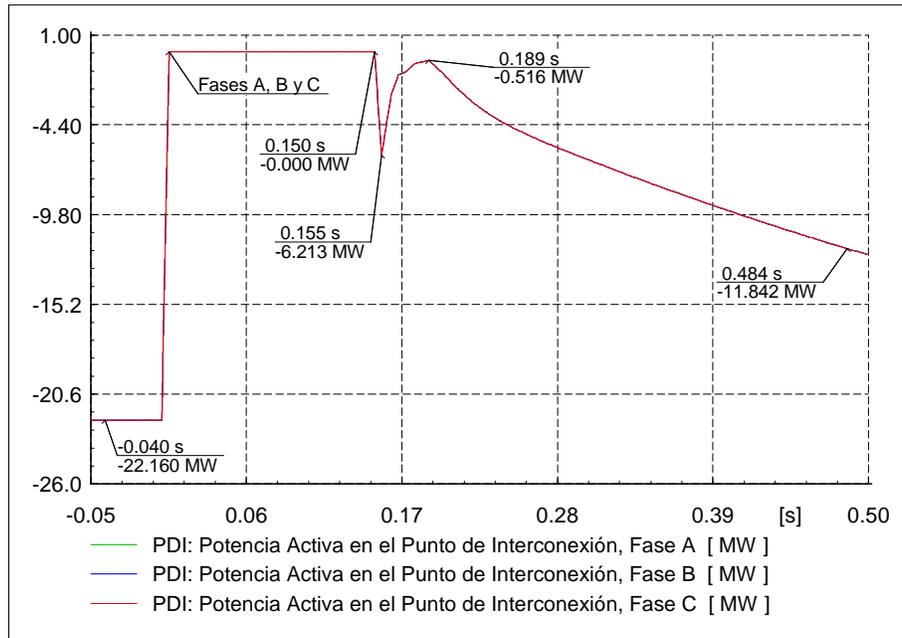


Figura 4.8 Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 1.

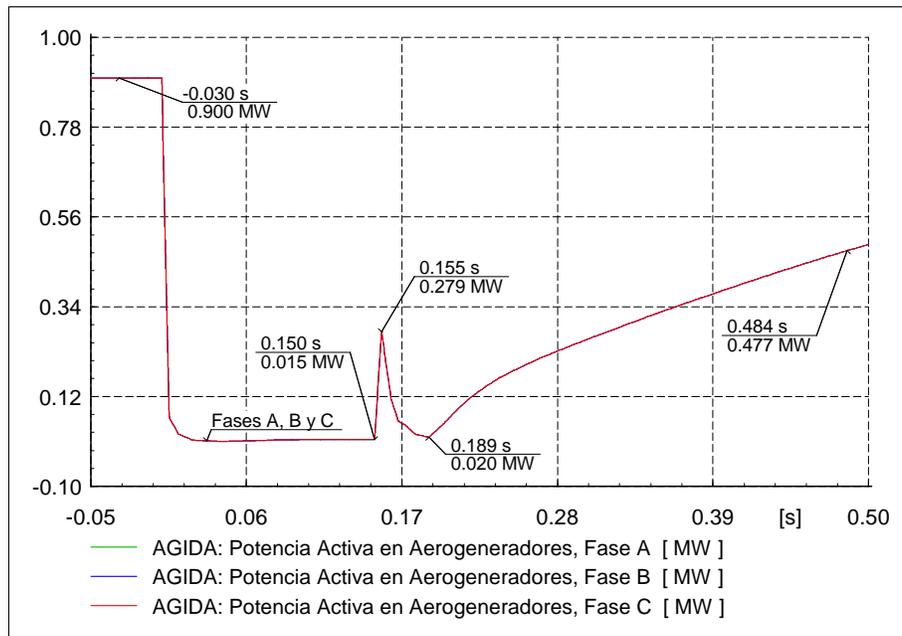


Figura 4.9 Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 1.

La Figura 4.10 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en el PDI para el Caso 1. Se observa que previo a la aplicación de la falla no se recibe cantidad alguna de potencia reactiva. A partir de la aplicación de la falla en $t=0s$ la potencia permanece en 0 Mvar hasta el término del disturbio en $t=0.150s$. Instantes posteriores a la liberación de la falla se envían reactivos al parque, en $t=0.155s$ se presenta un valor máximo de envío de 30.5 Mvar por fase que de inmediato comienza a disminuir hasta regresar a las magnitudes previas al disturbio, sin embargo en algunos momentos posterior a la liberación de la falla se recibe potencia reactiva (1.8 Mvar).

La Figura 4.11 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en los aerogeneradores para el Caso 1. Se observa que en estado de pre-falla los aerogeneradores están enviando 0.107 Mvar. Una vez que se aplica la falla en $t=0s$ aumentan el envío, en $t=0.005s$ de inmediato envían un pico de 0.7 Mvar que de igual forma lo reducen a 0.1 Mvar en $t=0.052s$, posterior a ese instante y hasta el momento en que termina el disturbio en $t=0.150s$ elevan un poco el envío manteniéndolo en 0.14 Mvar. Después de que se deja de aplicar la falla los aerogeneradores disminuyen el envío de potencia reactiva, sin embargo en $t=0.155s$ consumen un pico 0.9 Mvar, para el instante $t=0.264s$ comienzan a generar potencia reactiva nuevamente para retomar valores previos a la falla logrando esto a partir del instante $t=0.684s$.

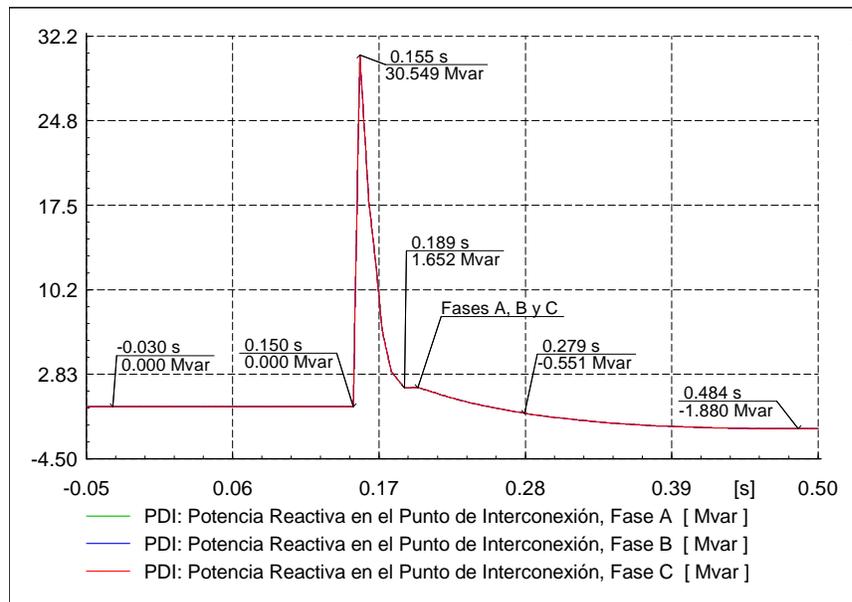


Figura 4.10 Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 1.

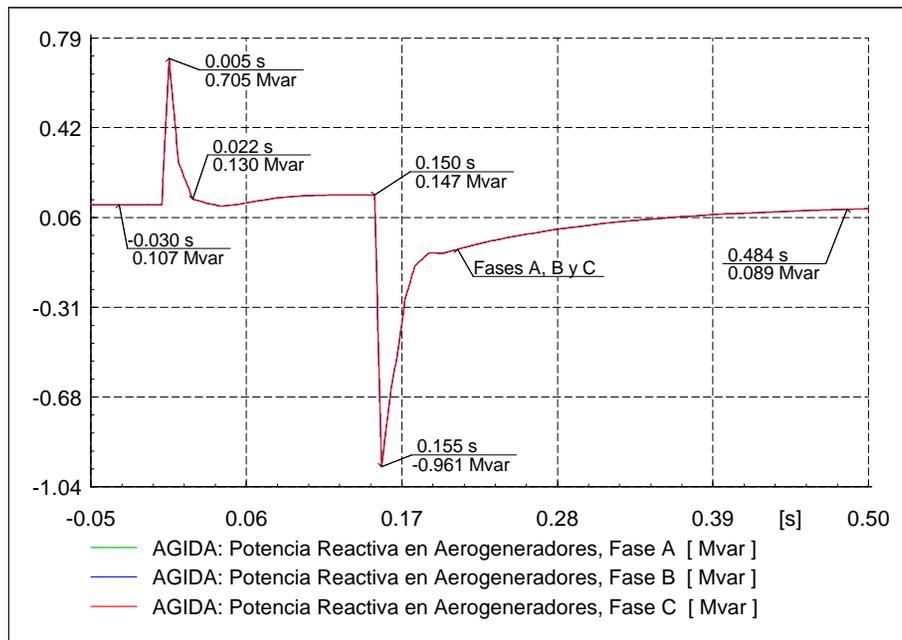


Figura 4.11 Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 1.

La Figura 4.12 en la curva de color verde muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en el PDI para el Caso 1. Se observa hasta antes de la aplicación de la falla se están recibiendo 66.4 MW. Una vez que inicia la falla en $t=0s$ se deja de recibir potencia activa en su totalidad manteniendo ese comportamiento hasta el momento en que finaliza la falla en el instante $t=0.150s$. Después de finalizada la falla se vuelve a incrementar la recepción de potencia activa hasta llegar a niveles de pre-falla.

Continuando con la Figura 4.12 ahora en la curva de color rosa se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en el PDI para el Caso 1. De esta gráfica se observa que el nivel recibido previo al disturbio es de 0 Mvar. Cuando se inicia la falla en $t=0s$ aún continúa sin recibirse ninguna cantidad de potencia reactiva, permaneciendo esta condición hasta el momento de su liberación en $t=0.150s$. Después del disturbio, la red externa envía un pico de 91.6 Mvar hacia la central eólica disminuyendo este envío rápidamente a 4.9 Mvar, para un tiempo superior a $t=0.189s$ se comienza a recuperar el nivel de pre-falla, resaltando que en algunos momentos se recibe potencia reactiva (5.6 Mvar).

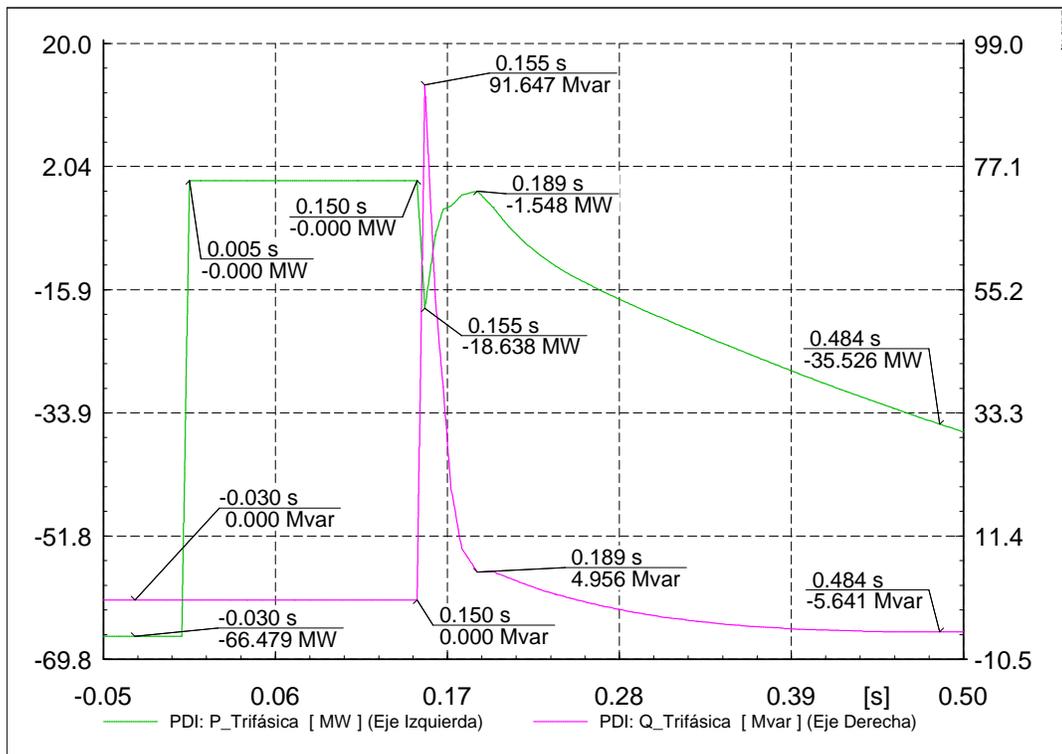


Figura 4.12 Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 1.

La Figura 4.13 en la curva de color verde muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en los aerogeneradores para el Caso 1. Se aprecia que en estado de pre-falla cada aerogenerador envía 2.7 MW trifásicos. Una vez que inicia el disturbio en $t=0s$ disminuyen su envío a 0.04 MW manteniendo esta condición hasta su liberación en $t=0.150s$. Posterior al disturbio comienzan a aumentar el envío hasta llegar a magnitudes previas a este.

En la misma Figura 4.13 en la curva de color rosa se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en los aerogeneradores para el Caso 1. Se ilustra que en condiciones de pre-falla cada aerogenerador envía 0.32 Mvar. Una vez que se inicia la falla en $t=0s$ aumentan el envío, en el instante $t=0.005s$ se presenta un pico de 2.1 Mvar disminuyendo de forma inmediata a 0.39 Mvar, posteriormente al instante $t=0.022s$ se mantienen enviando un promedio de 0.4 Mvar hasta el final de la falla en $t=0.150s$. Una vez finalizado el disturbio, cada aerogenerador consume un pico de 2.8 Mvar que igualmente lo reducen rápidamente para continuar recuperando sus valores de pre-falla conforme a la curva mostrada.

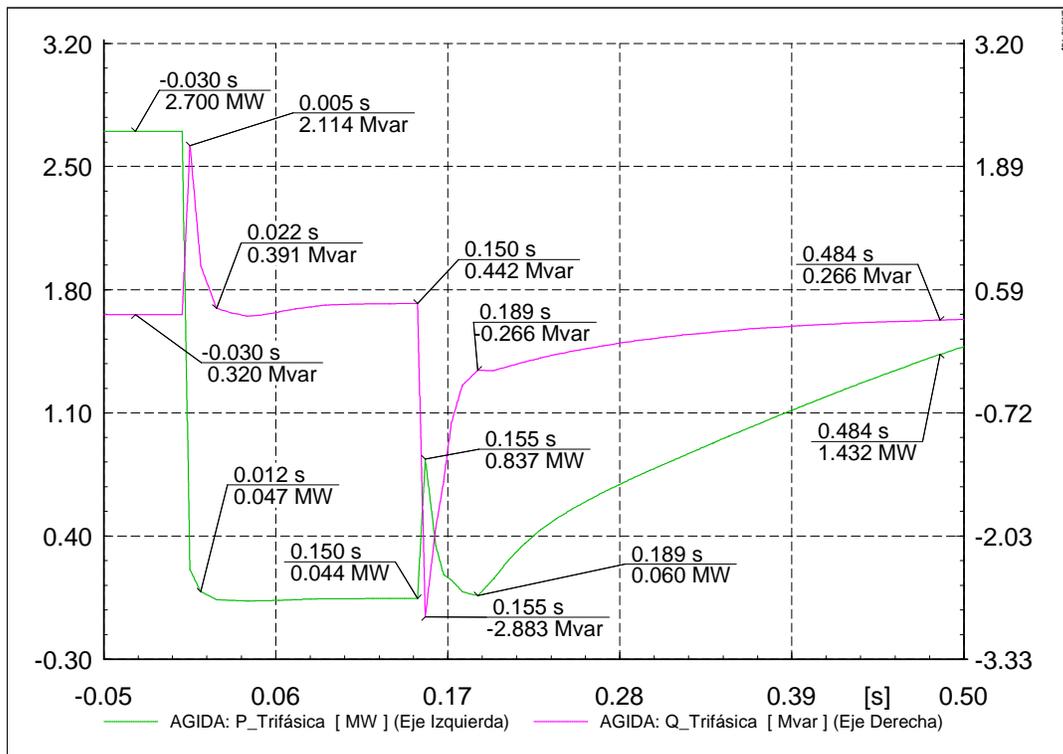


Figura 4.13 Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 1.

4.1.3 Caso 2: Falla bifásica en central con AGIDA

Se simula una falla entre dos fases en el PDI en el modelo de la central con AGIDA. Al igual que en el Caso 1 se hacen mediciones mostrando el comportamiento antes, durante y posterior a la falla en el punto de aplicación de la falla y en los aerogeneradores. Su comportamiento es mostrado de la Figura 4.14 a la Figura 4.25.

La Figura 4.14 muestra las formas de onda de voltaje de línea a tierra en el PDI para el Caso 2. Al inicio de la simulación se observa que los voltajes pico en estado de pre-falla son de 93.8 kV para cada fase. Desde el inicio de la falla en $t=0s$ hasta el momento de su liberación el nivel de tensión en las fases A y B disminuye a 45.3 kV mientras que en la fase C permanece en 92.1 kV. Una vez finalizado el disturbio en $t=0.150s$, los niveles de voltaje vuelven a sus valores previos a este.

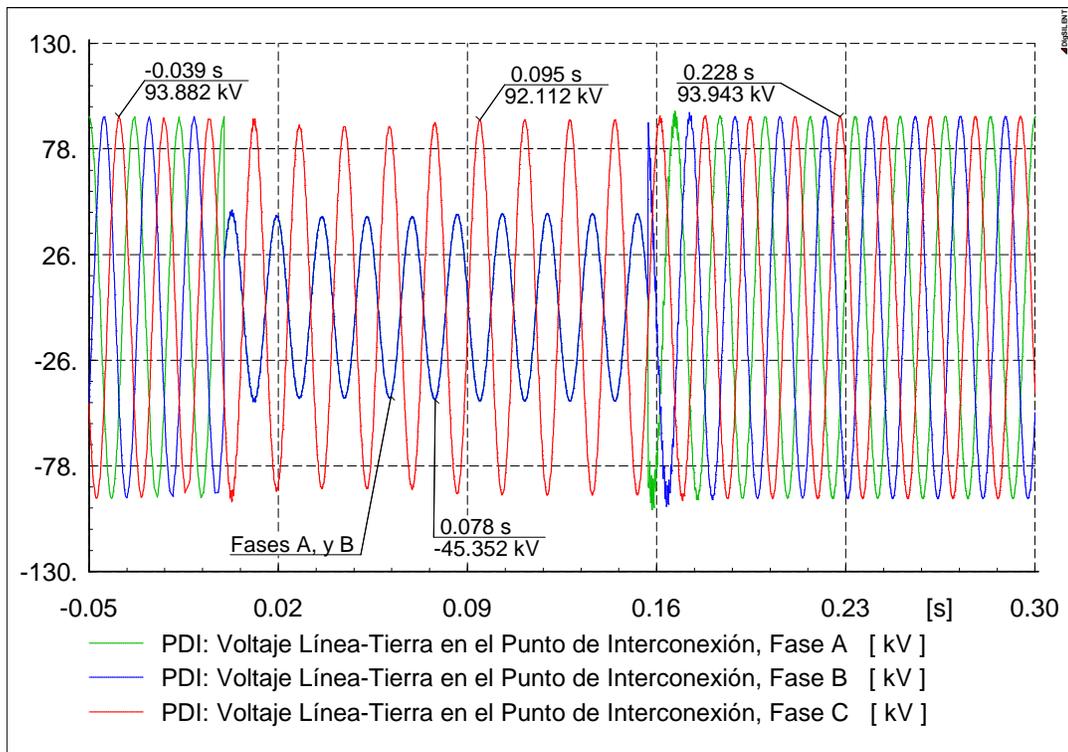


Figura 4.14 Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 2.

La Figura 4.15 muestra el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en el PDI para el Caso 2. En esta figura se observa que las magnitudes en estado de pre-falla son de 1.0 p.u. Cuando la falla es aplicada en $t=0s$ el nivel de tensión disminuye: para las fases A y B a 0.5 p.u. y en la fase C a 0.98 p.u. permaneciendo en esta condición hasta que se libera el disturbio en $t=0.150s$. Posterior a la liberación los niveles de voltaje vuelven a recuperar su estado previo a la falla.

En la Figura 4.16 se observa el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en los aerogeneradores para el Caso 2. Se ilustra que los niveles de voltaje de pre-falla son de 1.0 p.u. Cuando se inicia la falla en $t=0s$ los voltajes descienden presentándose la magnitud más baja en la fase C asimismo se observa que para el instante $t=0.022s$ tiene un valor mínimo de 0.3 p.u., instantes

después se eleva a 0.48 p.u. permaneciendo en ese nivel hasta el momento de la liberación de la falla en $t=0.150$ s. A partir de su liberación, los voltajes en las tres fases vuelven a niveles previos al disturbio.

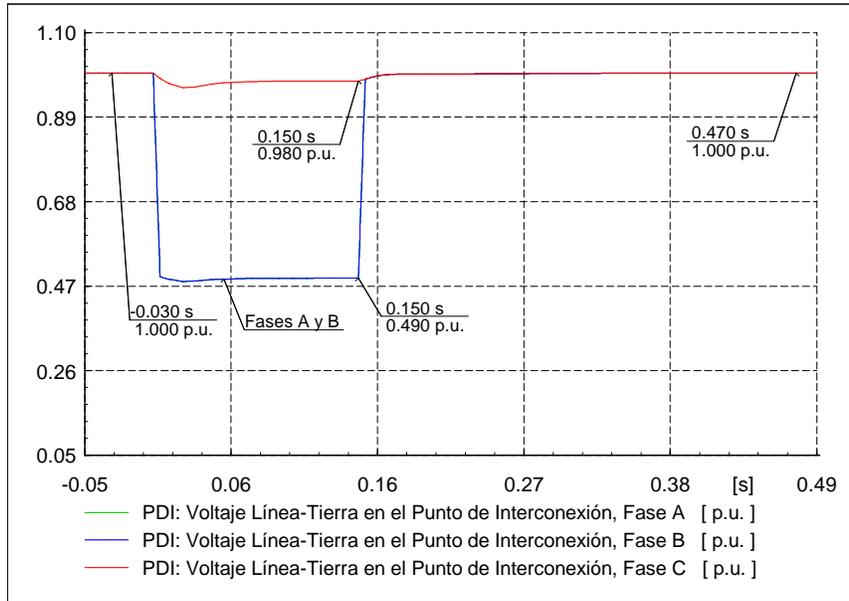


Figura 4.15 Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 2.

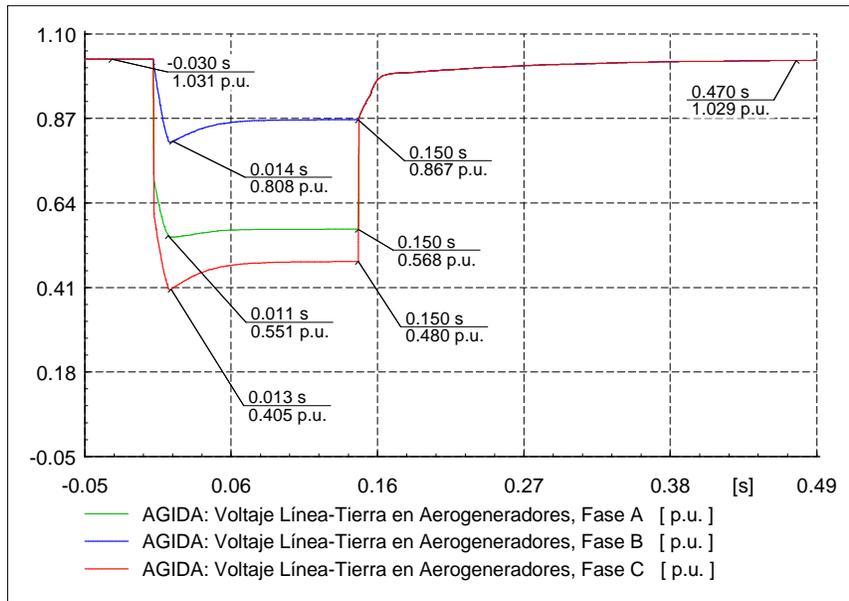


Figura 4.16 Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 2.

La Figura 4.17 muestra el comportamiento de la corriente de secuencia positiva (RMS) en el PDI para el Caso 2. Al inicio de la simulación se observa que en estado de pre-falla se tiene una corriente nominal de 0.33 kA. Una vez iniciado el disturbio en $t=0$ s la corriente se incrementa y para el momento en $t=0.009$ s presenta un valor máximo de 1.3 kA, esto valor es aproximadamente 4 veces la corriente nominal, posterior a ese instante la corriente comienza a disminuir con el comportamiento mostrado

hasta llegar a 0.8 kA (aproximadamente 2.3 veces la corriente nominal) al momento en que finaliza la falla en $t=0.150s$, sin embargo en algunos instantes durante la falla también se presentan valores mínimos de 0.071 kA. Una vez que se libera la falla la corriente disminuye a 0.007 kA y de inmediato comienza a elevarse hasta recuperar valores previos al disturbio.

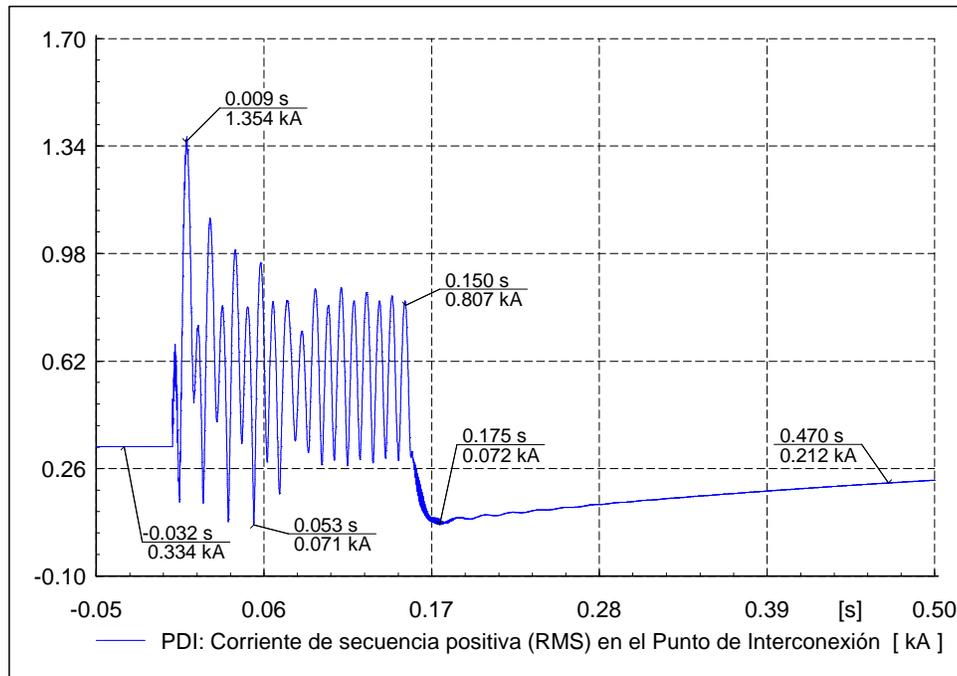


Figura 4.17 Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 2.

La Figura 4.18 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en el PDI para el Caso 2. En esta figura se aprecia que se consume una corriente (pico) de 0.47 kA por fase previo a la aplicación de la falla. Tras el inicio del disturbio en $t=0s$ la corriente aumenta, presentándose en la fase A la magnitud más alta con 1.8 kA (pico) en el instante $t=0.009s$, este valor es aproximadamente 4 veces mayor a la corriente de pre-falla, posterior a ese momento disminuye a 1.04 kA permaneciendo así hasta el término del disturbio en $t=0.150s$, para este último instante la fase C presenta la magnitud de menor valor con 0.4 kA (siendo esta el 80% de la corriente de pre-falla). Una vez finalizado el disturbio, las corrientes disminuyen hasta un valor de 0.09 kA en $t=0.18s$, posterior a ese instante comienzan a recuperar las magnitudes de pre-falla.

La Figura 4.19 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en los aerogeneradores para el Caso 2. De esta figura observamos que previo a la falla operan a 3.1 kA (pico) en cada fase. A partir del inicio de la falla en $t=0s$ su consumo aumenta en las tres fases, la magnitud más alta se presenta en la fase C con 12.1 kA en el instante $t=0.009s$, esta magnitud equivale a 4 veces la corriente de pre-falla en los AG's, posterior a ese instante las corrientes disminuyen y para el momento en que se libera la falla las fases A y C tienen un valor de 6.7 kA mientras que en la fase B se tiene el valor más bajo con 2.7 kA (aproximadamente 85% de la corriente de pre-falla en los AG's). Tras la liberación del disturbio, los niveles en las tres fases disminuyen a 0.7 kA en $t=0.175s$, después comienzan a retomar niveles previos al disturbio.

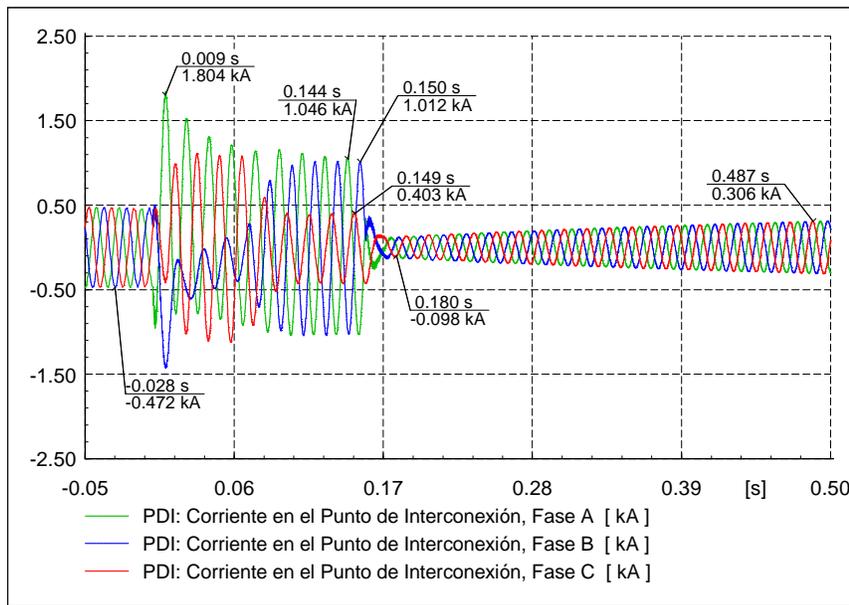


Figura 4.18 Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 2.

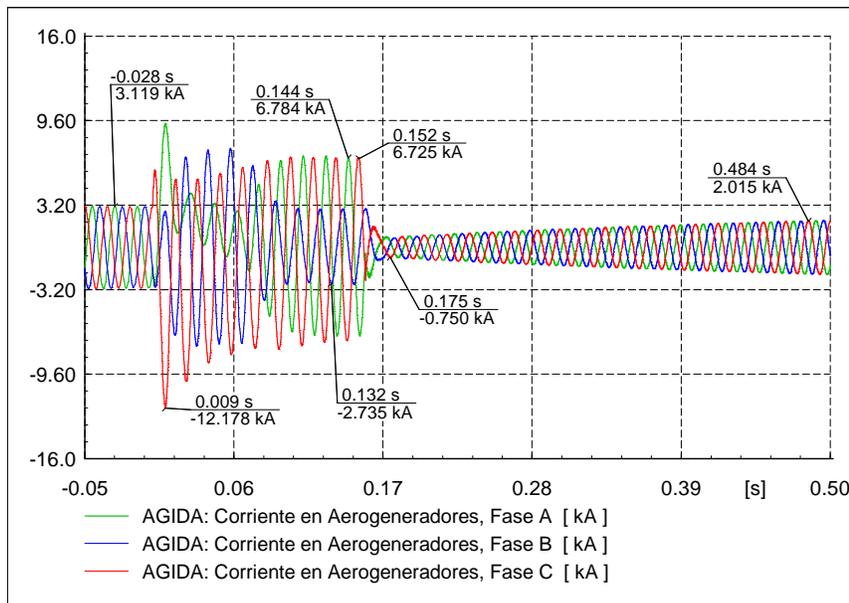


Figura 4.19 Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 2.

La Figura 4.20 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en el PDI para el Caso 2. Pevio al inicio de la falla la potencia recibida es de 22.1 MW por fase. Una vez que se inicia en $t=0s$, la fase B y C envían potencia hacia parque, de las cuales tan solo la fase B en el instante $t=0.005s$ envía 23.3 MW disminuyendo rápidamente a 16.3 MW y manteniéndose en ese valor hasta el momento de la liberación de la falla, mientras que en la fase A para los mismos tiempos absorbe 33.9 MW y que de igual forma disminuye a 23.3 MW hasta liberarse el disturbio en $t=0.150s$. Después de que es liberada la falla, las tres fases comienzan a retomar niveles previos a esta conforme a la curva mostrada.

La Figura 4.21 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en los aerogeneradores para el Caso 2. Se puede ver que en condiciones de pre-falla cada aerogenerador envía 0.9 MW por fase. Cuando se inicia la falla en $t=0s$ las fases B y C aún se mantienen enviando reactivos, por un lado la fase B lo disminuye hasta llegar a 0.5 MW mientras que la C lo aumenta a 1 MW, la fase A a partir de la aplicación de la falla de inmediato absorbe potencia reactiva manteniéndose en un promedio de 0.6 MW en los tres casos hasta que la falla es liberada en el instante $t=0.150s$. Posteriormente se comienza a recuperar las magnitudes de potencia previo al disturbio.

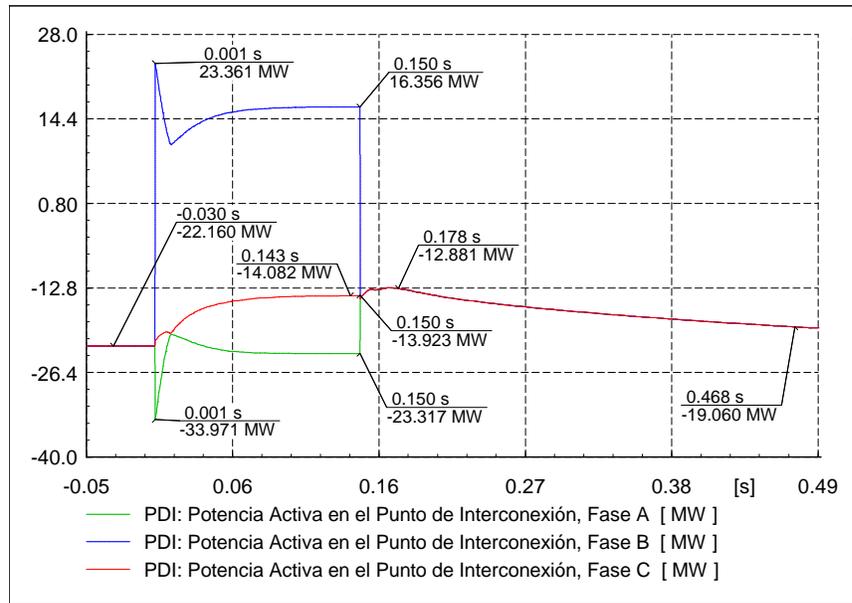


Figura 4.20 Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 2.

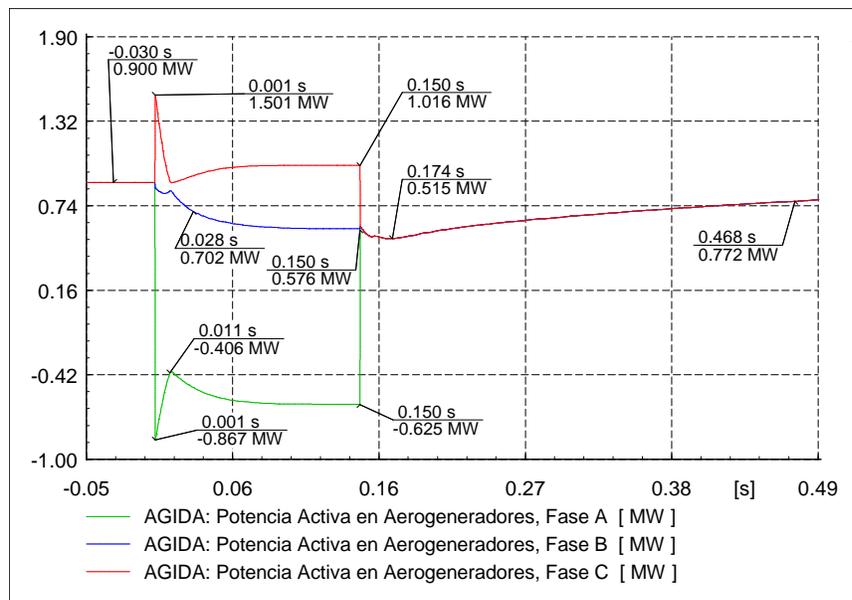


Figura 4.21 Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 2.

La Figura 4.22 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en el PDI para el Caso 2. Se observa que previo al inicio de falla no se recibe potencia reactiva. Ya una vez iniciada en $t=0s$, las fases A y C de inmediato envían reactivos al parque siendo la fase C la de mayor magnitud con 28.9 Mvar en el instante $t=0.022s$ y posteriormente lo disminuye hasta llegar a 19.6 Mvar en $t=0.150s$. De igual forma, la fase B absorbe 3.6 Mvar manteniendo este nivel desde $t=0.022s$ hasta que la falla es liberada en el instante $t=0.150s$. Ya una vez que finaliza el disturbio, la potencia reactiva en las tres fases comienza a recuperar las magnitudes de pre-falla.

La Figura 4.23 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en los aerogeneradores para el Caso 2. Se aprecia que momentos antes del disturbio los aerogeneradores están enviando 0.107 Mvar por fase. Una vez que inicia la falla en $t=0s$, las fases A y C aumentan el envío destacando la fase A con 1.1 Mvar en el instante $t=0.001s$ disminuyéndolo rápidamente y a partir del instante $t=0.042s$ se mantiene en 0.4 Mvar hasta el momento de la liberación del disturbio. Para la fase B, se observa que absorbe reactivos desde el inicio de la falla, en el instante $t=0.022s$ presenta su máximo consumo de 0.8 Mvar disminuyéndolo rápidamente a 0.6 Mvar manteniendo ese nivel de envío desde $t=0.082s$ hasta llegar al tiempo de liberación de la falla en $t=0.150s$. Posterior a la extinción del disturbio las magnitudes comienzan a recuperar valores previos a este.

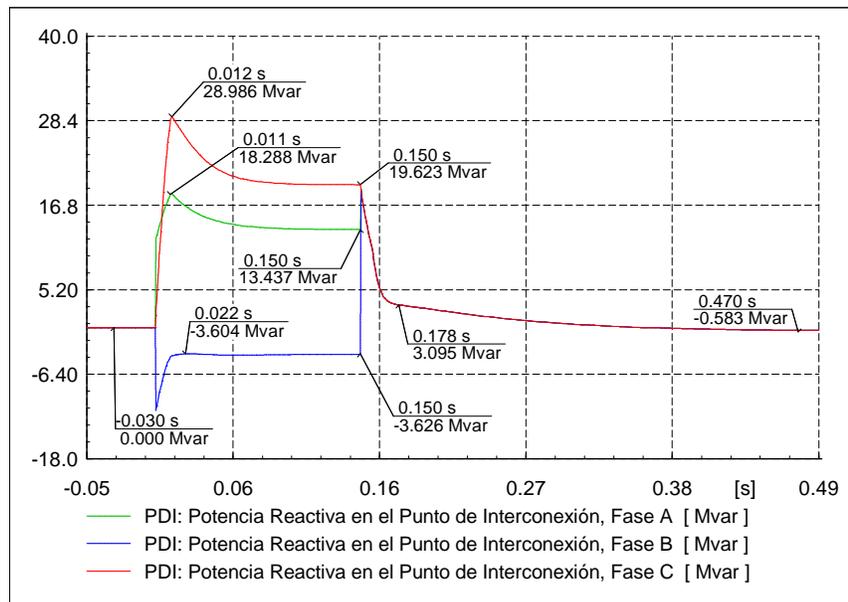


Figura 4.22 Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 2.

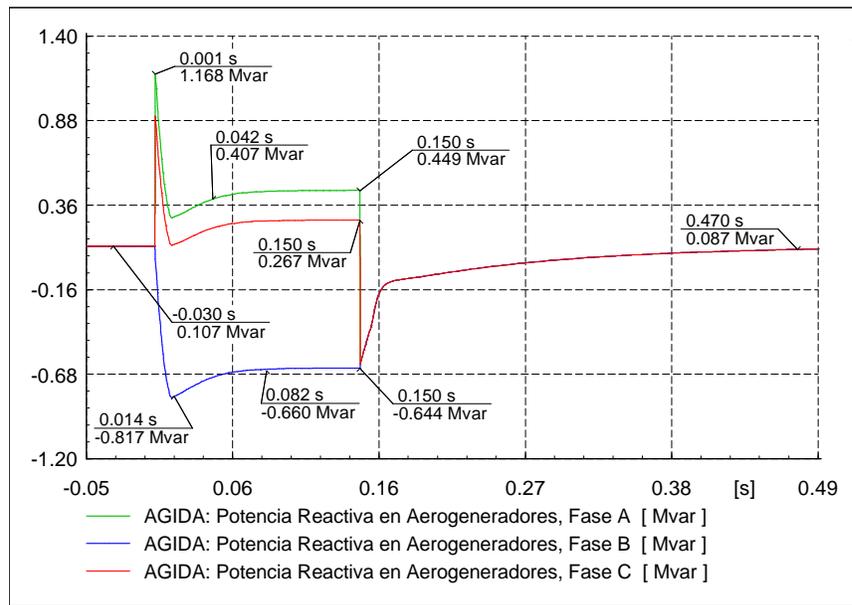


Figura 4.23 Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 2.

La Figura 4.24 en la curva de color verde muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en el PDI para el Caso 2. Se aprecia que en condiciones previas al disturbio se están recibiendo 66.4 MW. Ya una vez que inicia la falla en $t=0s$ se disminuye esa cantidad, en $t=0.005s$ se reciben 30.7 MW y continua disminuyendo la recepción hasta llegar a 20.8 MW en el instante de la liberación de la falla. Posterior a su liberación se comienza a recibir nuevamente potencia activa hasta llegar a niveles de previos al disturbio.

Continuando con la Figura 4.24 ahora en la curva de color rosa se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en el PDI para el Caso 2. Se observa que el nivel de potencia reactiva recibido en condiciones previas a la falla es de 0 Mvar. Cuando se inicia el disturbio en $t=0s$ se comienza a enviar potencia reactiva hacia el parque, en $t=0.012s$ se presenta un máximo de 43.4 Mvar, posterior a ese instante disminuye hasta llegar a 29.4 Mvar en el momento de la liberación de la falla en $t=0.150s$. Una vez que finaliza la aplicación del disturbio, disminuye rápidamente el envío de reactivos, para el instante $t=0.180s$ ya se encuentra en 9.6 Mvar y para tiempos posteriores continua la recuperación de los niveles previos a la falla. Asimismo para instantes posteriores al disturbio en algunos momentos se absorben algunas cantidades de reactivos (1 Mvar).

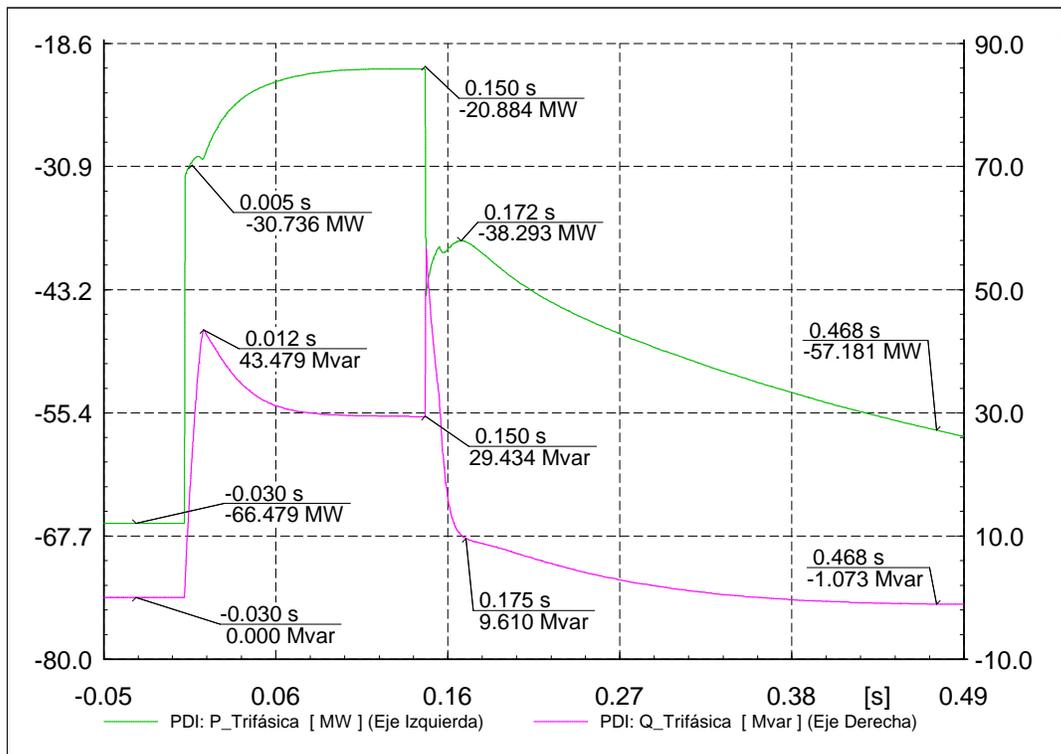


Figura 4.24 Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 2.

La Figura 4.25 en la curva de color verde muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en aerogeneradores para el Caso 2. En estado previo al disturbio cada aerogenerador envía 2.7 MW trifásicos. Una vez que es iniciada la falla en $t=0s$ disminuyen su envío, en $t=0.005s$ ya está en 1.3 MW, posterior a ese instante continua disminuyendo el envío hasta llegar a 0.9 MW al momento en que se libera la falla en $t=0.150s$. Una vez liberada, aumentan el envío de potencia activa hasta recuperar las magnitudes que tenían en estado de pre-falla.

En la misma Figura 4.25 en la curva de color rosa se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en aerogeneradores para el Caso 2. En condiciones de pre-falla cada aerogenerador envía 0.32 Mvar. Una vez que se inicia el disturbio en $t=0s$ envían un pico de 2.1 Mvar hacia el PDI que de inmediato disminuyen, para el instante $t=0.022s$ se encuentran ahora consumiendo 0.7 Mvar, posterior a esto vuelven a enviar reactivos hasta llegar a un valor de 0.07 Mvar en el momento de la liberación en $t=0.150s$. Después de la liberación del disturbio, para el instante $t=0.155s$ vuelven a consumir 1.4 Mvar y después de ese pico de potencia consumida nuevamente envían potencia reactiva hasta llegar a valores de pre-falla.

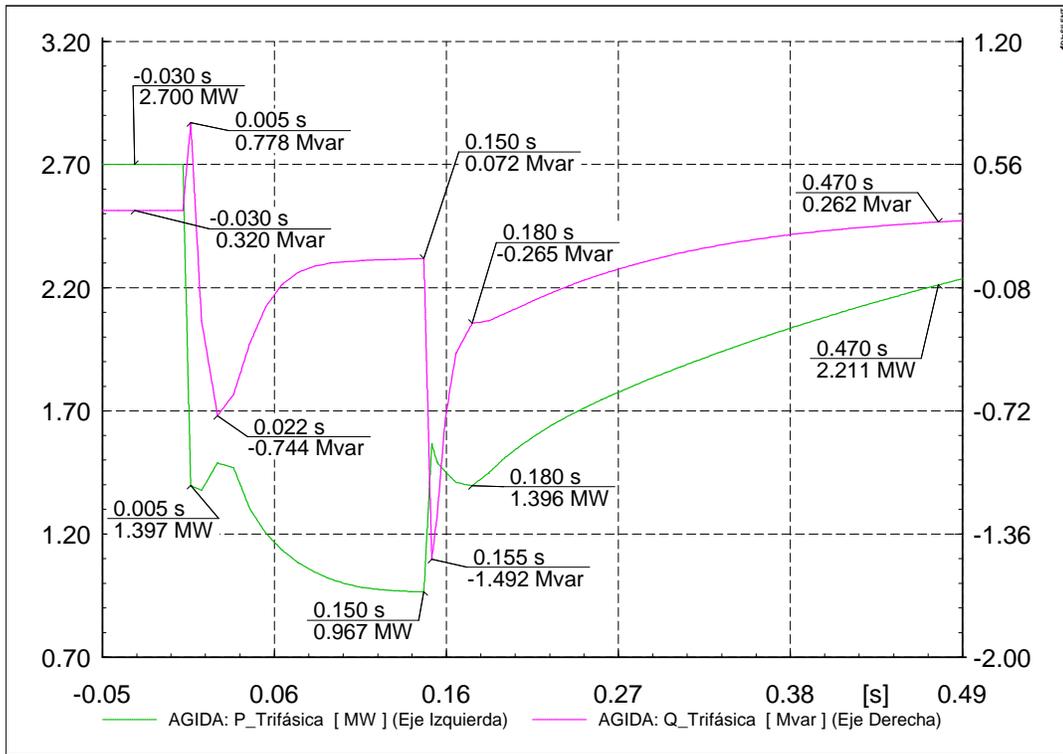


Figura 4.25 Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 2.

4.1.4 Caso 3: Falla bifásica a tierra en central con AGIDA

Se simula una falla de dos fases a tierra en el PDI en el modelo de la central con AGIDA. Al igual que el Caso 1 y Caso 2 se hacen mediciones mostrando el comportamiento antes, durante y posterior a la falla en el punto de aplicación de la falla y en los aerogeneradores. Su comportamiento es mostrado de la Figura 4.26 a la Figura 4.37.

La Figura 4.26 muestra las formas de onda de voltaje de línea a tierra en el PDI para el Caso 3. Se observa que los voltajes pico en estado de pre-falla son de 93.8 kV en cada fase. Desde el inicio de la falla en $t=0$ s los voltajes disminuyen, en las fases A y B cae a 0 kV mientras que la fase C desciende a 90 kV, estos niveles se mantienen hasta el momento de la liberación de la falla en $t=0.150$ s. Ya una vez que fue liberada, los niveles de voltaje vuelven a sus valores de pre-falla.

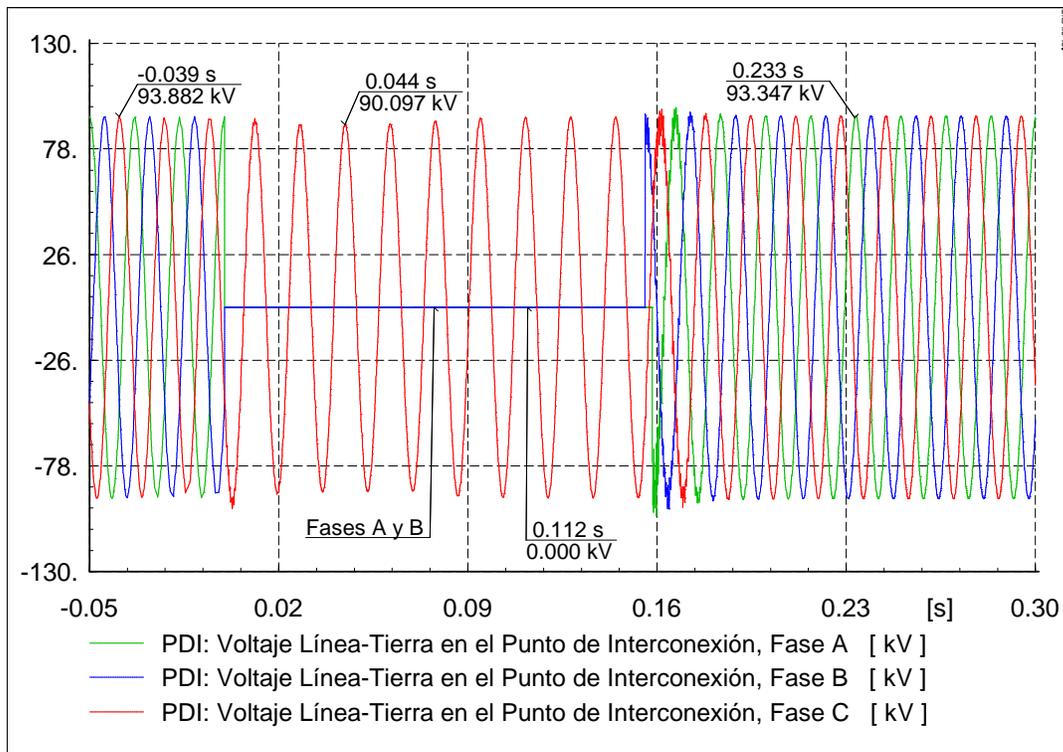


Figura 4.26 Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 3.

La Figura 4.27 muestra el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en el PDI para el Caso 3. Se observa que momentos previos al disturbio se tiene un voltaje de 1.0 p.u en cada fase. Una vez que se inicia la falla en $t=0$ s los niveles de voltaje disminuyen, para las fases A y B desciende a 0 p.u mientras que la fase C solo llega a 0.99 p.u., estos niveles de voltaje se mantienen hasta el momento en que finaliza el disturbio en $t=0.150$ s. Ya una vez que se libera la falla los voltajes vuelven a sus magnitudes de pre-falla.

En la Figura 4.28 se observa el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en los aerogeneradores para el Caso 3. Los niveles de voltaje previo a la aplicación de la falla son de 1.0 p.u. A partir del inicio de la falla en $t=0$ s los voltajes descienden en las tres fases, presentándose en la fase

C la menor magnitud, en el instante $t=0.022s$ está en 0.22 p.u., posterior a esto se eleva un poco hasta llegar a 0.39 p.u. en el momento de que finaliza el disturbio en $t=0.150s$. Para el instante $t=0.179s$ el voltaje ya se encuentra en 0.98 p.u. continuando su recuperación a niveles de pre-falla.

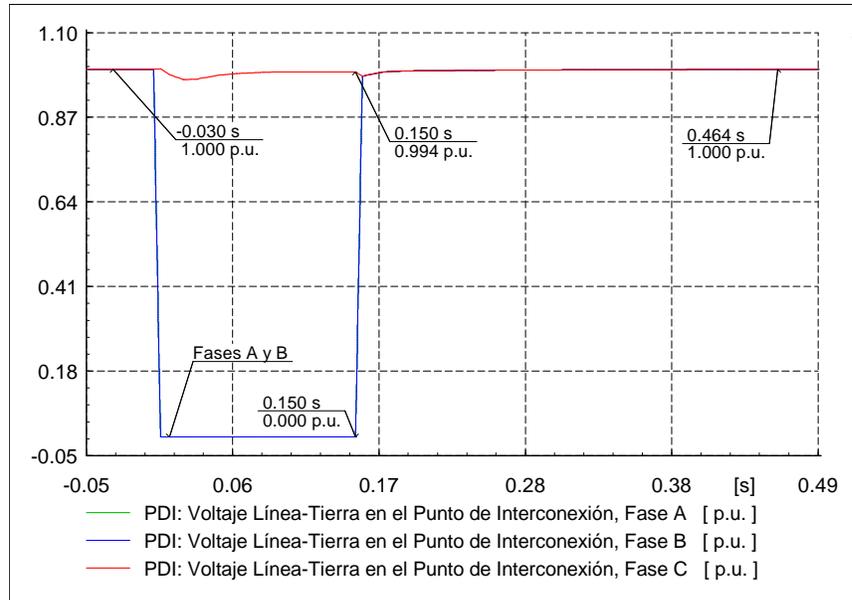


Figura 4.27 Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 3.

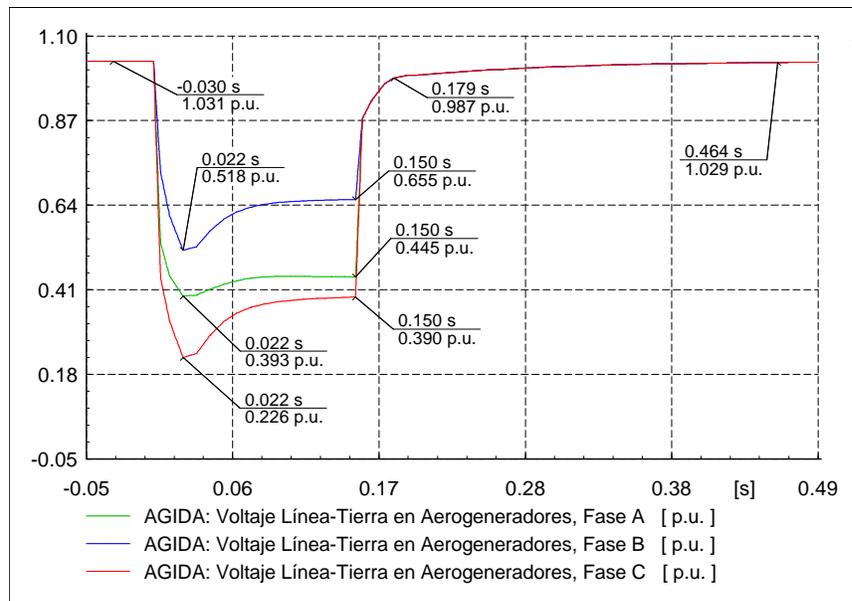


Figura 4.28 Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 3.

En la Figura 4.29 se ilustra el comportamiento de la corriente de secuencia positiva (RMS) en el PDI para el Caso 3. Se aprecia que previo a la aplicación de la falla la corriente nominal es de 0.33 kA. A partir del inicio de la falla en $t=0s$ su magnitud aumenta, para el instante $t=0.009s$ ya se encuentra en 1.19 kA, este nivel equivale aproximadamente a 3.5 veces la corriente nominal, posterior a ese instante

la corriente disminuye y para el final del disturbio en $t=0.150s$ ya ha llegado a en un valor de 0.72 kA (aproximadamente 2 veces la corriente nominal). Ya que fue liberada la falla la corriente presenta su nivel más bajo de 0.04 kA en $t=0.171s$, después de ese instante la corriente comienza a retomar sus niveles de pre-falla.

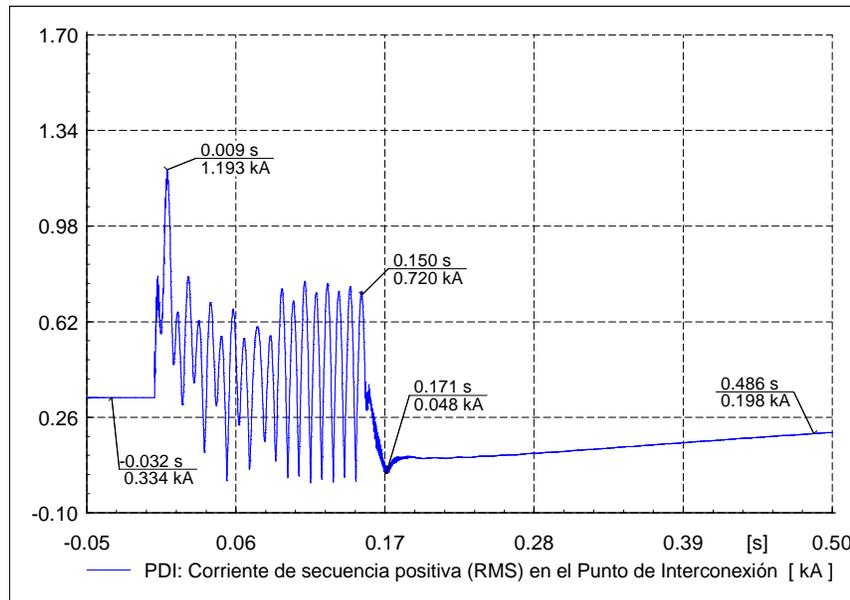


Figura 4.29 Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 3.

En la Figura 4.30 se muestra el comportamiento de las corrientes de fase en el PDI para el Caso 3. En esta figura se aprecia que en el momento previo al disturbio la corriente (pico) es de 0.46 kA por fase. Ya que es aplicada la falla en $t=0s$ la corriente aumenta, se observa que la fase A es la mayor con una magnitud pico de 1.7 kA en el instante $t=0.01s$, siendo esta aproximadamente 3.6 veces mayor a la corriente de pre-falla, asimismo podemos observar que después de esa magnitud las corrientes disminuyen y para el final de la falla en $t=0.150s$ la fase A esta en 1.2 kA , la fase B en 0.5 kA y la menor de las corrientes se presenta en la fase C con 0.3 kA (80% la corriente de pre-falla en el PDI). Ya una vez que se libera el disturbio la corriente comienza a aumentar manteniendo ese comportamiento hasta llegar a su magnitud de pre-falla.

En la Figura 4.31 se observa el comportamiento de las corrientes de fase en los aerogeneradores para el Caso 3. En esta figura apreciamos que antes del disturbio operan a 3.1 kA (pico) en cada fase. A partir del inicio de la falla en $t=0s$ el consumo de corriente aumenta, la magnitud más alta se presenta en la fase C con 9.7 kA (3.1 veces la corriente de pre-falla en AG's) en el instante $t=0.009s$, para tiempos posteriores a ese las corrientes disminuyen y para el momento en que el disturbio finaliza en $t=0.150s$, la corriente en la fase A y C es aproximadamente de 6 kA , mientras que en la fase B se tiene el nivel más bajo con 0.08 kA . Una vez que finaliza la falla los niveles previos al disturbio comienzan a recuperarse.

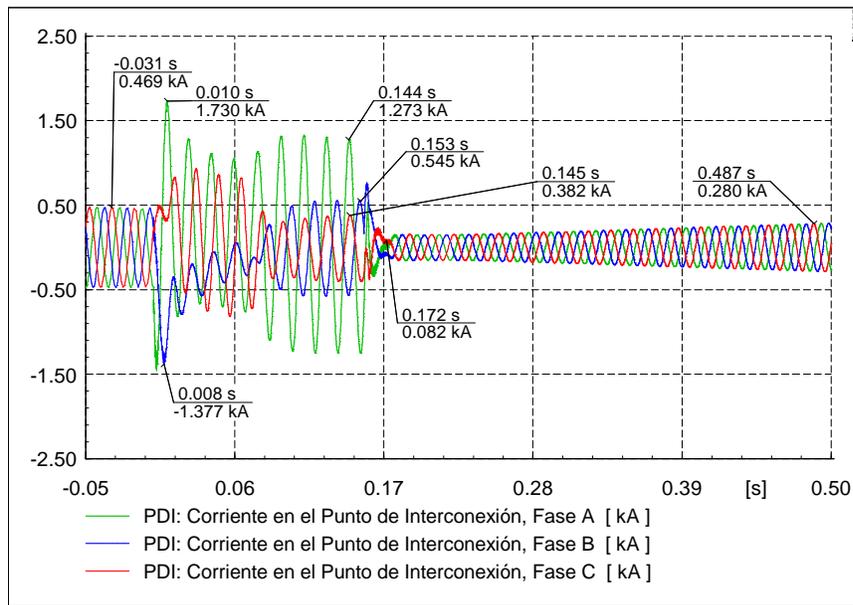


Figura 4.30 Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 3.

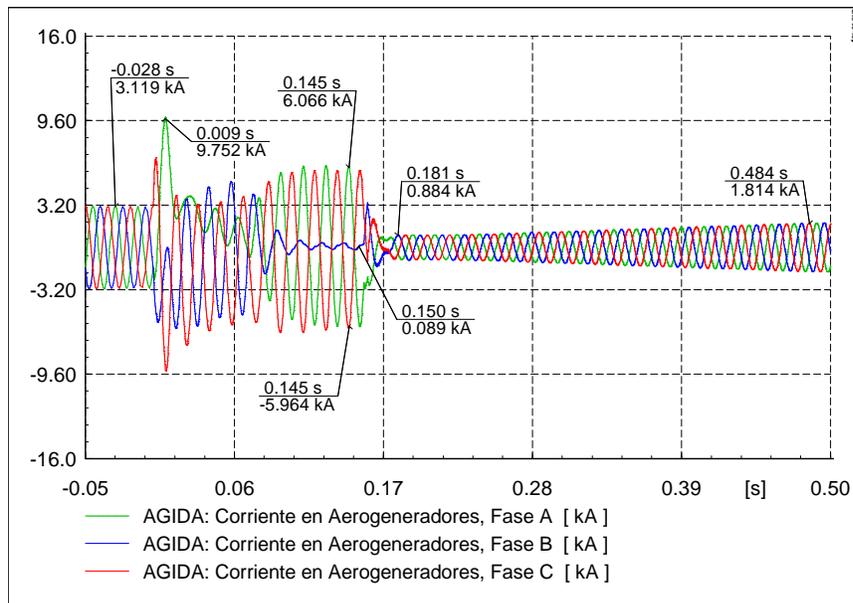


Figura 4.31 Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 3.

La Figura 4.32 se aprecia el comportamiento de la potencia activa por fase en el PDI para el Caso 3. Para una operación en estado de pre-falla la potencia recibida es de 22.1 MW por fase. Una vez en que la falla es iniciada en $t=0s$, en las fases A y B la potencia recibida disminuye a 0 MW y esta condición se mantiene durante la duración de la aplicación de la falla. Se aprecia que la fase C para el instante $t=0.012$ la potencia recibida es de 4.9 MW, asimismo se aprecia que entre $t=0.052$ y $t=0.062s$ se comienza a enviar potencia activa hacia el parque y para el momento de liberación de la falla se encuentra enviando 5.9 MW. Ya una vez que la falla termina en $t=0.150s$ nuevamente se comienza a recibir potencia activa hasta recuperar los niveles previos al disturbio.

La Figura 4.33 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en los aerogeneradores para el Caso 3. En esta figura se puede observar que en condiciones de pre-falla cada aerogenerador envía 0.9 MW por fase. Ya una vez que la falla es aplicada en $t=0s$, las fases B y C comienzan a disminuir el envío de potencia, al momento en que finaliza la falla en $t=0.150s$ la fase B está enviando 0.3 MW, mientras que la fase C en el mismo instante envía 0.6 MW. El comportamiento de la fase A es distinto, a partir de la aplicación del disturbio esta fase consume en promedio de 0.3 MW hasta que la falla es liberada. Una vez que termina el disturbio las magnitudes de potencia en cada fase vuelven a recuperar sus valores previos a este.

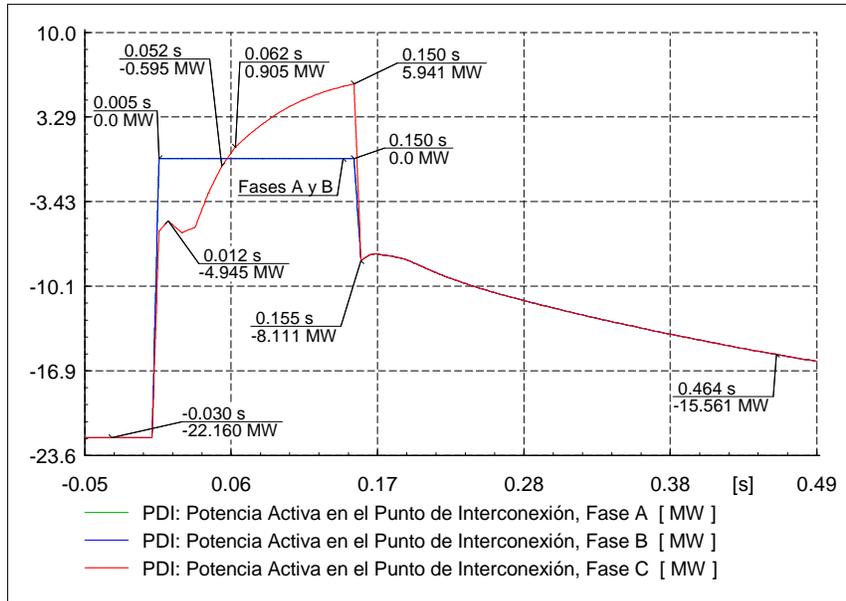


Figura 4.32 Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 3.

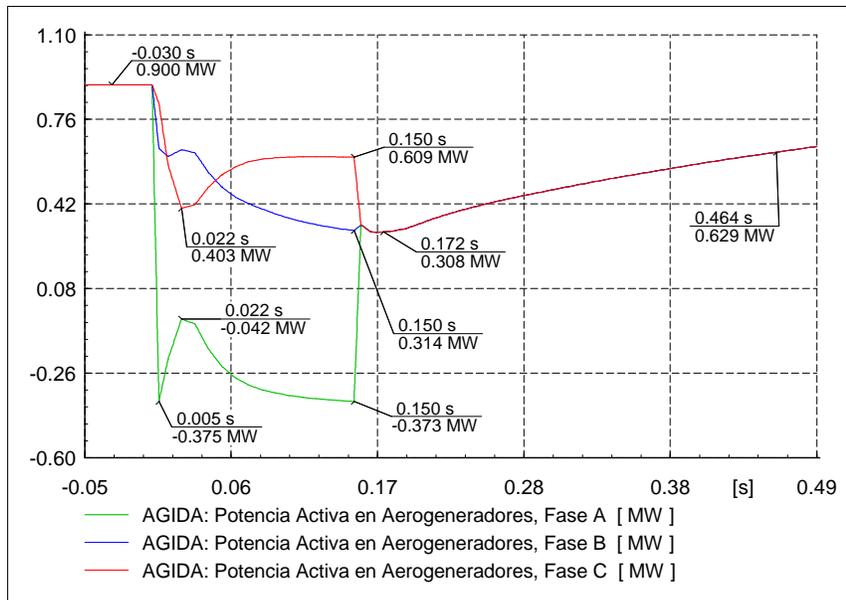


Figura 4.33 Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 3.

La Figura 4.34 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en el PDI para el Caso 3. En esta figura se observa que en estado de pre-falla no se recibe potencia reactiva en ninguna fase. Una vez que se aplica el disturbio en $t=0s$, las fases A y B se mantienen sin recibir potencia reactiva hasta que la falla se libera, se observa además que la fase C comienza a enviar reactivos hacia el parque y en $t=0.022s$ envía un pico de potencia de 28.1 Mvar y de inmediato comienza a disminuir el envío hasta llegar a 5.7 Mvar en el instante de la liberación de la falla en $t=0.150s$. Posterior al término del disturbio, para el instante $t=0.155s$ cada fase envía 17.3 Mvar hacia el parque, tras pasar ese instante comienza a disminuir ese envío de reactivos para retomar sus magnitudes de pre-falla.

La Figura 4.35 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en los aerogeneradores para el Caso 3. Se observa que momentos antes del disturbio los aerogeneradores están enviando 0.107 Mvar por fase. Una vez que la falla inicia en $t=0s$, las fases A y C aumentan el envío de potencia reactiva, siendo la fase A la de mayor magnitud, en el instante $t=0.005s$ envía un pico de 0.77 Mvar disminuyéndolo rápidamente a 0.15 Mvar, después de instante $t=0.022s$ comienza a aumentar el envío nuevamente para así llegar a un valor de 0.43 Mvar al momento de la liberación del disturbio. Se puede observar además que la fase B durante la falla absorbe potencia reactiva, para los mismos instantes de tiempo que la fase A, primero absorbe 0.36 Mvar disminuyendo paulatinamente esa cantidad hasta llegar a 0.067 Mvar al momento en que se libera la falla. Una vez finalizado el disturbio a partir de $t=0.150s$ se comienzan a recuperar los niveles previos al disturbio, sin embargo en $t=0.155s$ cada aerogenerador consumen 0.6 Mvar por fase.

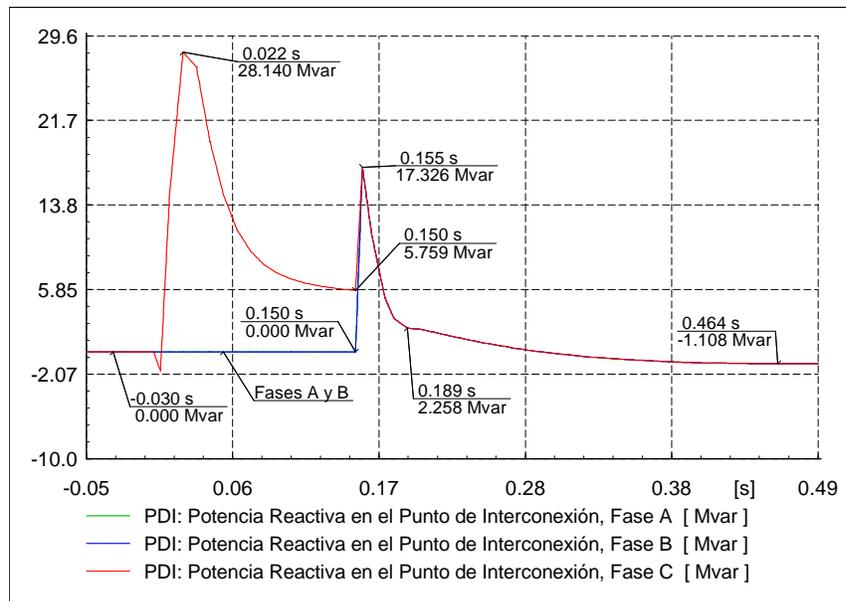


Figura 4.34 Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 3.

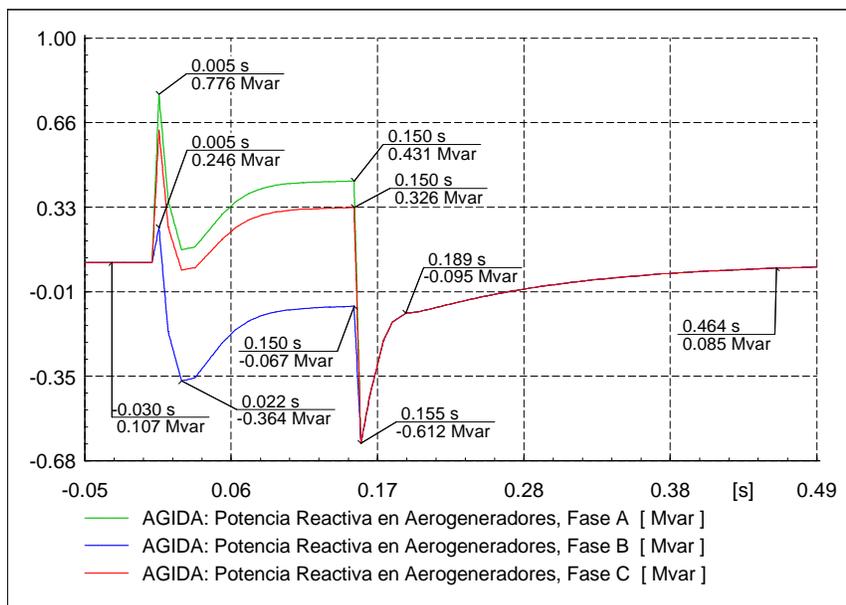


Figura 4.35 Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 3.

La Figura 4.36 en la curva de color verde muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en el PDI para el Caso 3. Se observa que previo a la aplicación de la falla se están recibiendo 66.4 MW. Al momento de la aplicación del disturbio en $t=0s$ disminuye la recepción de potencia activa, en $t=0.005s$ se reciben 5.7 MW continuando este comportamiento, sin embargo para instantes posteriores a $t=0.06s$ se comienza a enviar potencia activa hacia el parque y para el momento $t=0.150s$ se están enviando 5.9 MW. Después de que se libera la falla se inicia nuevamente a recibir potencia activa hasta recuperar la magnitud de pre-falla.

Continuando con la Figura 4.36 ahora en la curva de color rosa se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en el PDI para el Caso 3. De esta figura se puede apreciar que el nivel de potencia reactiva recibido en condiciones previas a la falla es de 0 Mvar. Cuando se inicia el disturbio en $t=0s$ se comienza a enviar potencia reactiva hacia el parque, en $t=0.022s$ se presenta un máximo envío de 28.1 Mvar, posterior a ese instante comienza a disminuir y para el momento en que la falla es liberada ya se encuentra en 5.7 Mvar. Una vez que el disturbio termina en $t=0.150s$ nuevamente se envía un pico de 51.9 Mvar disminuyéndolo de forma inmediata y para el instante $t=0.189s$ ya solo envía 6.7 Mvar, después de esto continua disminuyendo hasta recuperar los valores en estado de pre-falla.

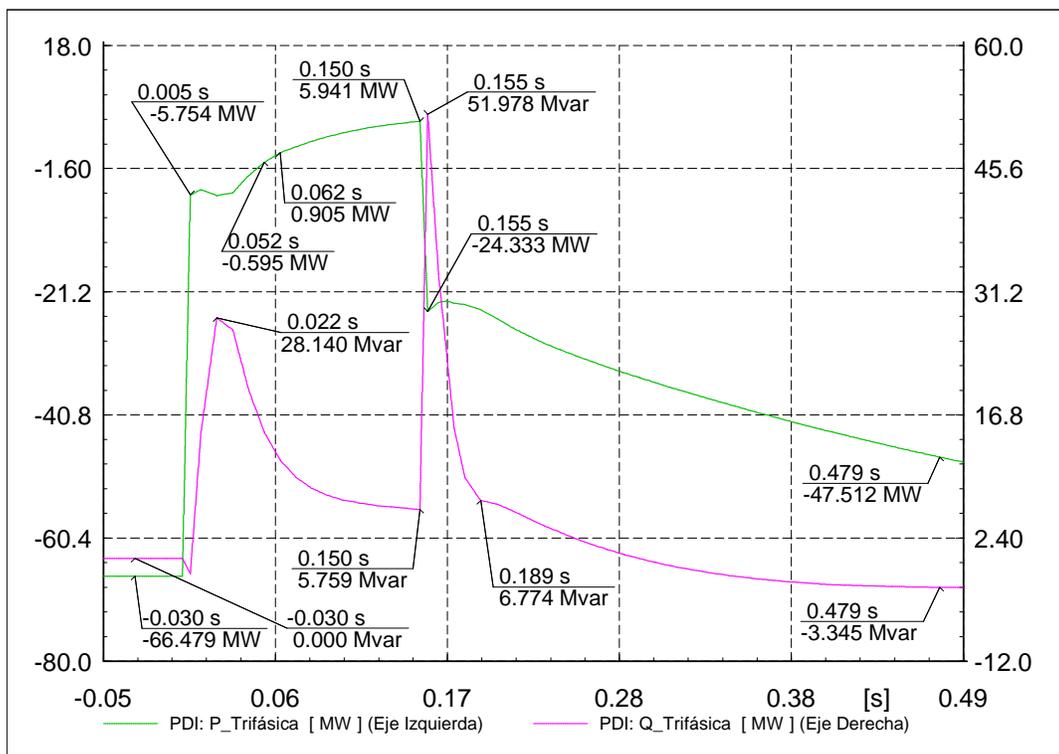


Figura 4.36 Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 3.

La Figura 4.37 en la curva de color verde muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en aerogeneradores para el Caso 3. Se observa que previo al disturbio cada aerogenerador envía 2.7 MW trifásicos. A partir de la aplicación de la falla en $t=0s$ se disminuye el envío, en $t=0.005s$ solo están enviando 1.1 MW, el envío continúa disminuyéndose hasta el momento en que la falla es liberada en $t=0.150s$ y para este instante ya solamente se encuentran enviando 0.5 MW. Una vez que el disturbio termina nuevamente comienzan a enviar potencia activa hasta recuperar las magnitudes que tenían en estado de pre-falla.

En la misma Figura 4.37 en la curva de color rosa se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en aerogeneradores para el Caso 3. Se observa que previo a la falla cada aerogenerador envía 0.32 Mvar. Una vez que se aplica la falla en $t=0s$ aumentan el envío, para el instante $t=0.005s$ envían un pico de 1.6 Mvar, de inmediato comienzan a disminuir el envío y para el instante $t=0.022s$ ahora se encuentran absorbiendo 0.12 Mvar, después del instante $t=0.022s$ nuevamente vuelven a enviar reactivos hasta llegar a 0.69 Mvar en el momento de la liberación del disturbio. Tras la liberación de la falla en $t=0.150s$ los AG's comienzan a retomar los niveles previos a esta, sin embargo en $t=0.155s$ consumen 1.8 Mvar y de inmediato disminuyen esta condición y continúa la recuperación de la potencia reactiva que se tenía en estado de pre-falla.

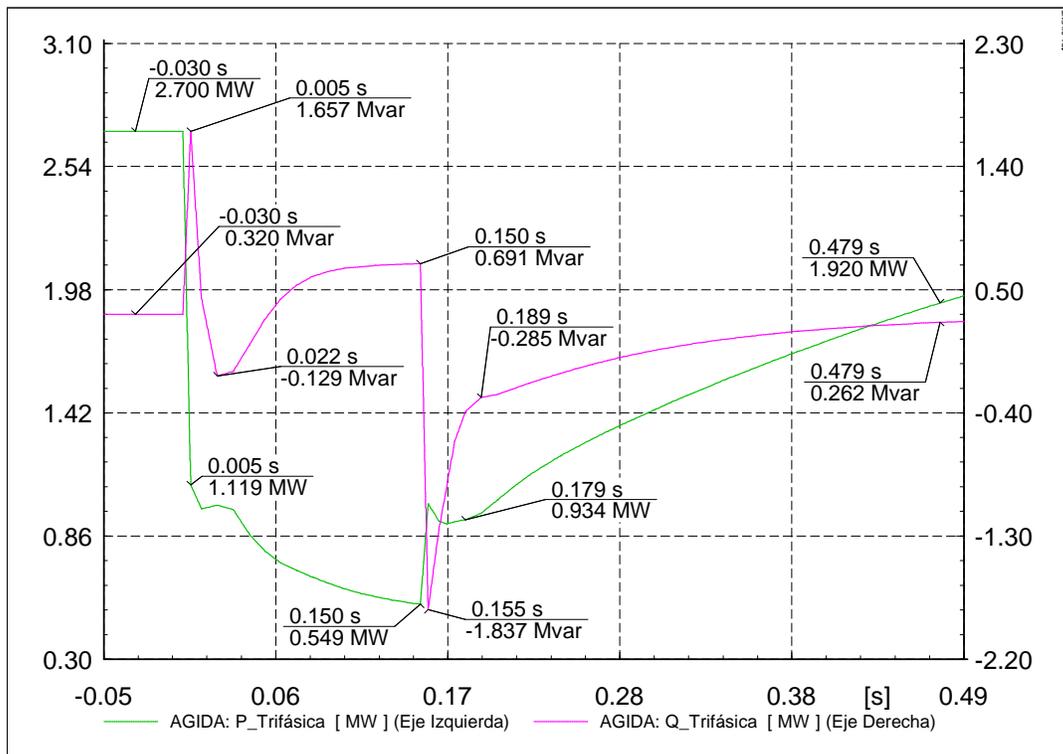


Figura 4.37 Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 3.

4.1.5 Caso 4: Falla monofásica a tierra en central con AGIDA

Se simula una falla de fase a tierra en el PDI en el modelo de la central con AGIDA. Al igual que el Caso 1, Caso 2 y Caso 3 se hacen mediciones mostrando el comportamiento antes, durante y posterior a la falla en el punto de aplicación de la falla y en los aerogeneradores. Su comportamiento es mostrado de la Figura 4.38 a la Figura 4.49.

La Figura 4.38 muestra las formas de onda de voltaje de línea a tierra en el PDI para el Caso 4. En la gráfica se ilustra que los voltajes pico en estado de pre-falla son de 93.8 kV para cada fase. Desde el inicio de la falla en $t=0s$ hasta el momento de su liberación el nivel de tensión en la fase A disminuye a 0 kV, mientras que las fases B y C mantienen el nivel en 90 kV y 05 kV respectivamente. Una vez finalizado el disturbio en $t=0.150s$, los niveles de voltaje vuelven a sus valores de pre-falla.

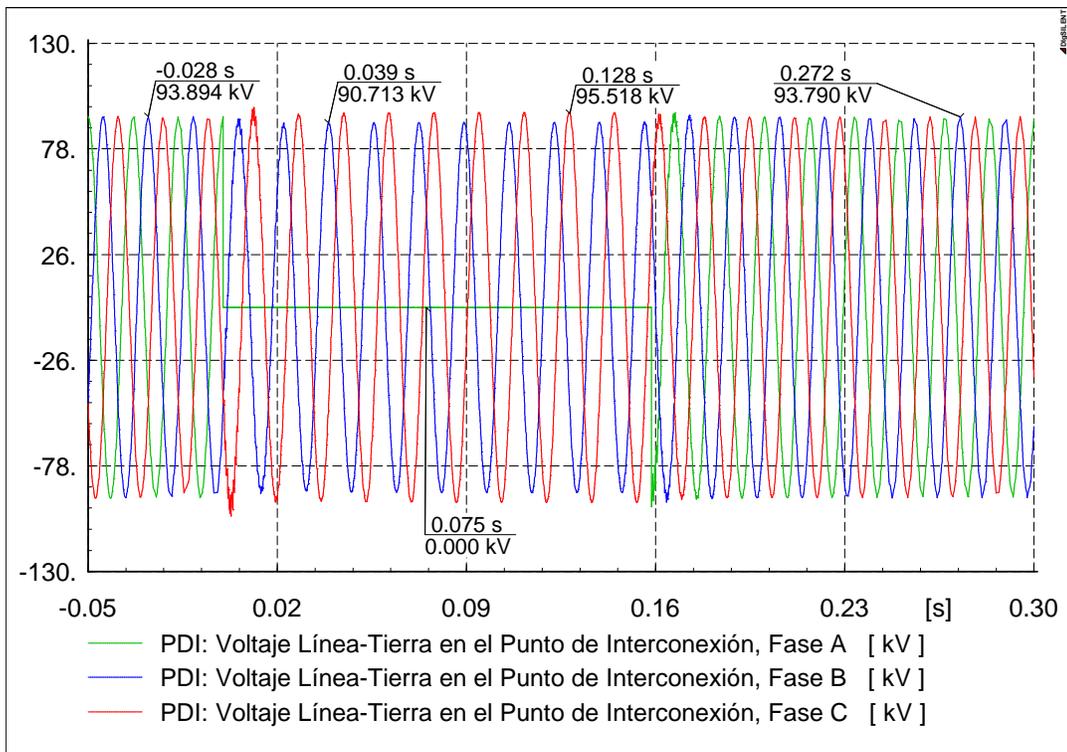


Figura 4.38 Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 4.

La Figura 4.39 muestra el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en el PDI para el Caso 4. Se puede observar que previo al inicio de la falla los voltajes están en 1.0 p.u. A partir de la aplicación de la falla en $t=0s$, el nivel de voltaje en las fases A y B disminuyen a 0 p.u. y 0.96 p.u. respectivamente, mientras que el voltaje en la fase C aumenta ligeramente a 1.02 p.u., esos niveles de voltaje se mantienen hasta que el disturbio termina en $t=0.150s$. Para instantes posteriores, los niveles de voltaje vuelven a su estado previo a la falla.

En la Figura 4.40 se observa el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en los aerogeneradores para el Caso 4. En esta figura se puede apreciar que en estado de pre-falla la magnitud de voltaje en AG's es de 1.0 p.u por fase. Una vez que se aplica la falla en $t=0s$ los voltajes

descienden y la magnitud más baja se presenta en la fase C llegando a un valor de 0.5 p.u. manteniendo ese nivel hasta el momento de la liberación en $t=0.150$ s. Instantes posteriores a la falla los niveles de tensión vuelven a recuperar sus valores previos al disturbio.

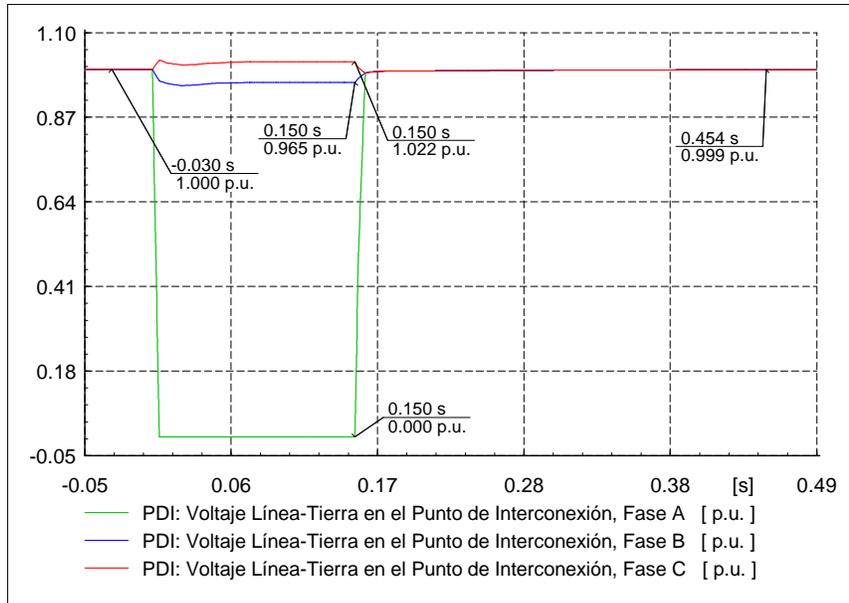


Figura 4.39 Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 4.

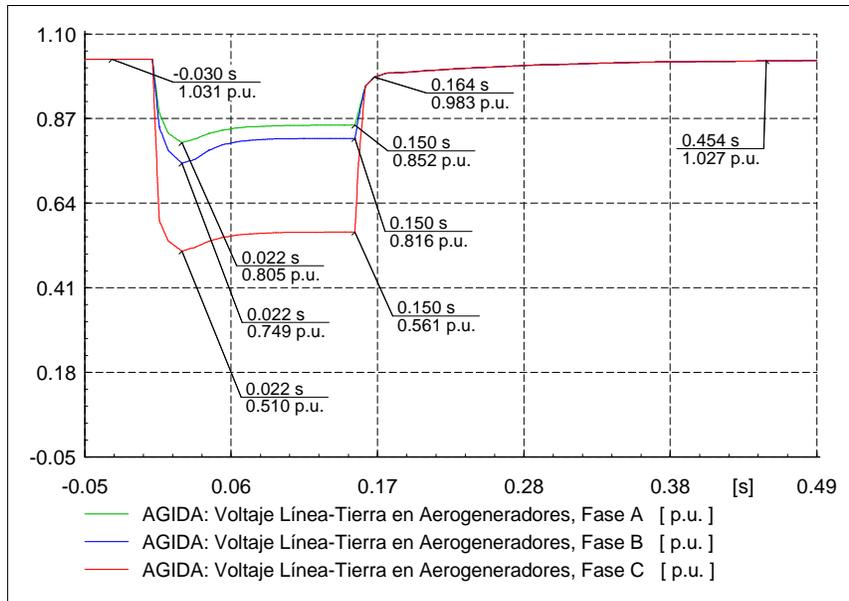


Figura 4.40 Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 4.

La Figura 4.41 muestra el comportamiento de la corriente de secuencia positiva (RMS) en el PDI para el Caso 4. Se observa que previo a la aplicación de la falla la corriente nominal es de 0.33 kA. Una vez iniciado el disturbio en $t=0$ s el nivel de corriente aumenta presentándose un máximo de 0.75 kA (2 veces la corriente nominal) en el instante $t=0.002$ s, después la corriente comienza a disminuir hasta

llegar a 0.5 kA al momento en que la falla es liberada en $t=150s$. Una vez terminado el disturbio la corriente comienza a retomar niveles previos a la falla. Sin embargo en el instante $t=0.181s$ se presenta el nivel más bajo de corriente con 0.2 kA (60% de la corriente nominal).

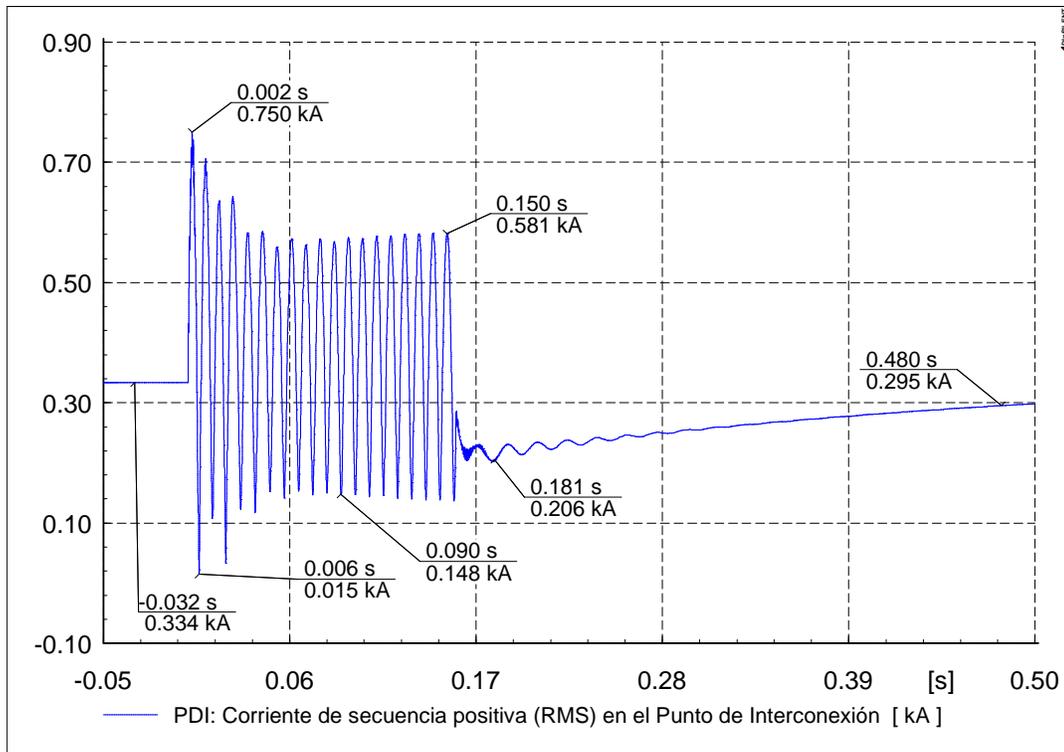


Figura 4.41 Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 4.

La Figura 4.42 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en el PDI para el Caso 4. En esta figura se observa que en estado de pre-falla se consume una corriente (pico) de 0.46 kA por fase. Después de que la falla es iniciada en $t=0s$ las corrientes aumentan, siendo la fase A la de mayor magnitud y para el instante $t=0.002s$ tiene un valor de 1.3 kA (2.8 veces mayor a la corriente de pre-falla), después de ese instante la corriente disminuye un poco y se mantiene en un valor de 1.06 kA hasta el momento de su liberación. Asimismo se observa que las fases B y C para el final de la falla tienen un valor aproximado de 0.47 kA y 0.39 kA respectivamente. Después de que finaliza la falla a partir de $t=0.150s$ los niveles de corriente comienzan a recuperar los valores de pre-falla.

La Figura 4.43 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en los aerogeneradores para el Caso 4. Se observa que desde el inicio de la simulación y hasta el instante en que inicia la falla el valor de la corriente (pico) es de 3.1 kA. Después de que inicia el disturbio en $t=0s$ las corrientes en las fases B y C aumentan, la fase C es la de mayor magnitud con un valor en el instante $t=0.003s$ de 6.4 kA (2 veces la corriente de pre-falla), para instantes posteriores a ese disminuye un poco y para el momento en que se libera la falla ya se encuentra en 5.2 kA. La fase A disminuye a 1.6 kA en promedio (50% de la corriente de pre-falla) durante casi todo el tiempo de aplicación de la falla. Una vez que el disturbio finaliza en $t=0.150s$ los niveles de corriente se comienzan a incrementar hasta retomar los previos al disturbio.

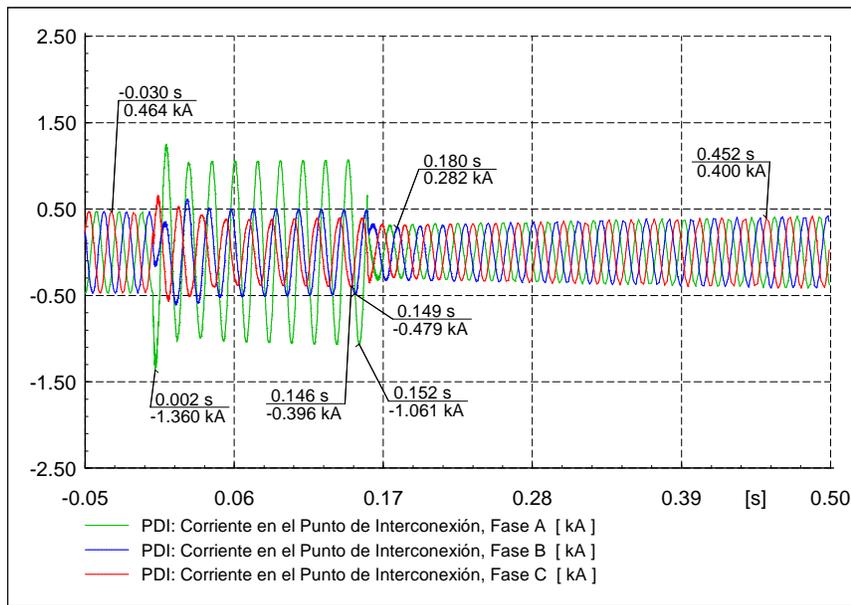


Figura 4.42 Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 4.

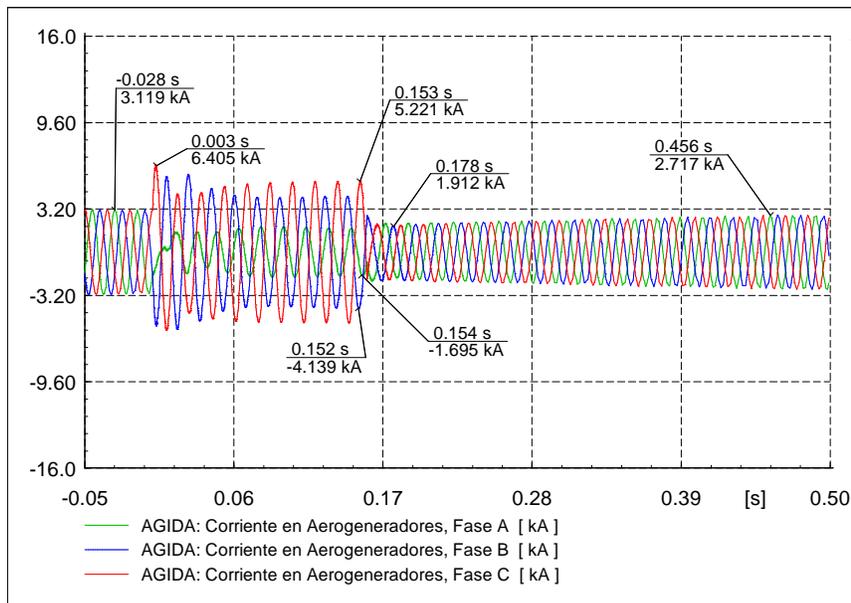


Figura 4.43 Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 4.

La Figura 4.44 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en el PDI para el Caso 4. De esta figura se observa que previo al inicio de la falla la potencia recibida es de 22.1 MW por fase. Una vez que se inicia el disturbio en $t=0s$, la fase A disminuye en su totalidad la potencia recibida, la fase B envía en promedio de 4.7 MW hacia el parque, ambas fases mantienen esa condición durante la aplicación de la falla. Se aprecia además que la fase C continua recibiendo potencia, en el instante $t=0.032s$ se recibe un máximo de 33.2 MW que de forma inmediata disminuye a 28.2 MW manteniendo este valor hasta el momento en que la falla termina en $t=0.150s$. Posterior al disturbio en el instante

$t=0.174s$ cada fase recibe 15.8 MW para posteriormente aumentar esta recepción hasta llegar a magnitudes previas al disturbio.

La Figura 4.45 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en los aerogeneradores para el Caso 4. Se observa que en estado de pre-falla cada aerogenerador envía 0.9 MW por fase. Al momento en que se inicia la falla en $t=0s$, las fases A y C disminuyen su envío, por un lado la fase A manda en promedio 0.08 MW, y la C un promedio de 0.3 MW. Se observa además que la fase B aumenta el envío de potencia activa a un valor de 1.2 MW en promedio, esos comportamientos se mantienen en cada fase durante la aplicación de la falla. Una vez que finaliza el disturbio en $t=0.150s$ los niveles de envío de pre-falla se vuelven a recuperar conforme avanza el tiempo.

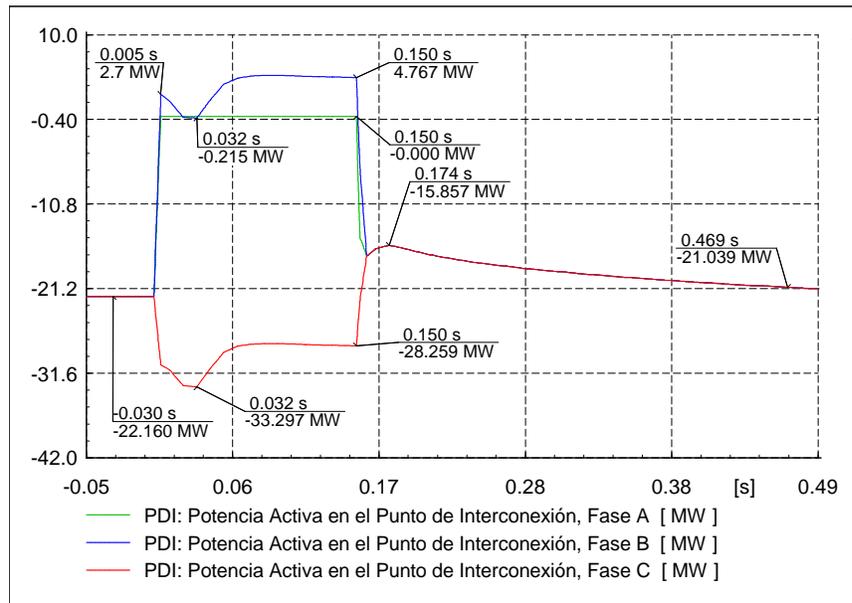


Figura 4.44 Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 4.

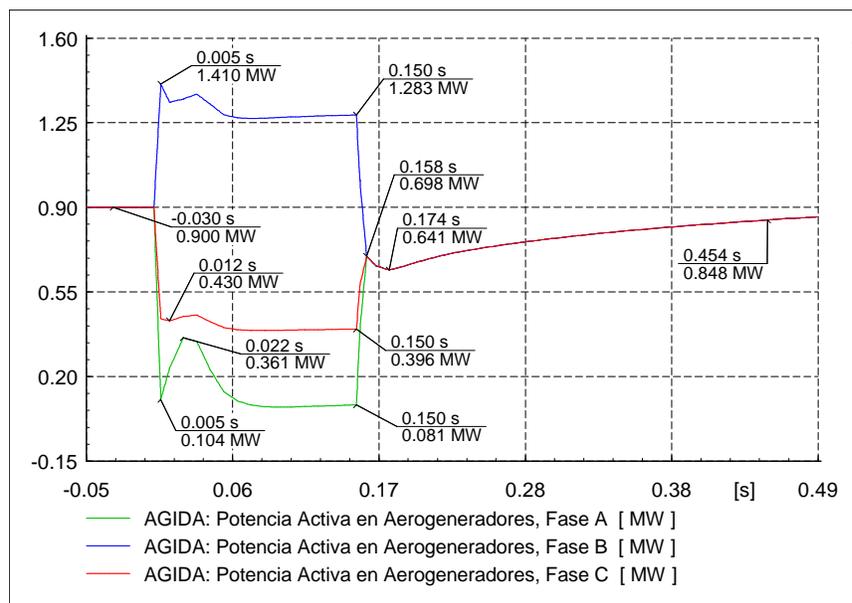


Figura 4.45 Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 4.

La Figura 4.46 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en el PDI para el Caso 4. En esta figura se observa que en condiciones de pre-falla la potencia recibida es de 0 Mvar. A partir de la aplicación del disturbio en $t=0s$, la fase A continua sin recibir potencia reactiva, la fase B en el instante $t=0.022s$ envía 27.7 Mvar, instantes después comienza a disminuir el envío hasta llegar a 18.8 Mvar y la fase C recibe un promedio de 6.7 Mvar. Una vez que el disturbio finaliza en $t=0.150s$ los niveles de potencia comienzan a recuperar valores de pre-falla.

La Figura 4.47 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en los aerogeneradores para el Caso 4. De esta figura se parecía que antes del disturbio los aerogeneradores están enviando 0.107 Mvar por fase. Desde el momento en que se aplica la falla en $t=0s$, las fases A y B absorben en promedio 0.08 y 0.2 Mvar respectivamente, mientras que la fase C envía 0.76 Mvar en promedio, este comportamiento lo mantienen hasta el instante en que finaliza el disturbio en $t=0.150s$. Posterior a la liberación de la falla los niveles de potencia reactiva comienzan a recobrar sus valores previos a la falla.

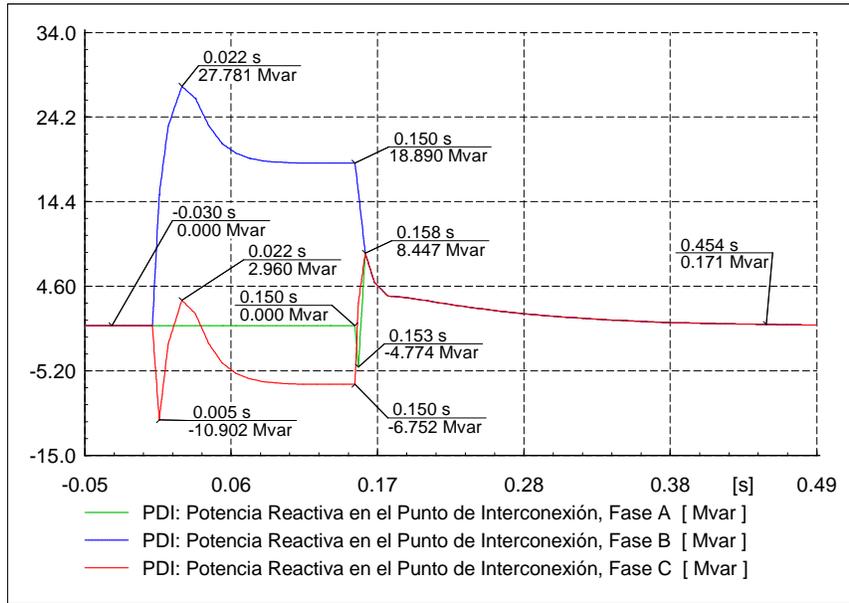


Figura 4.46 Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 4.

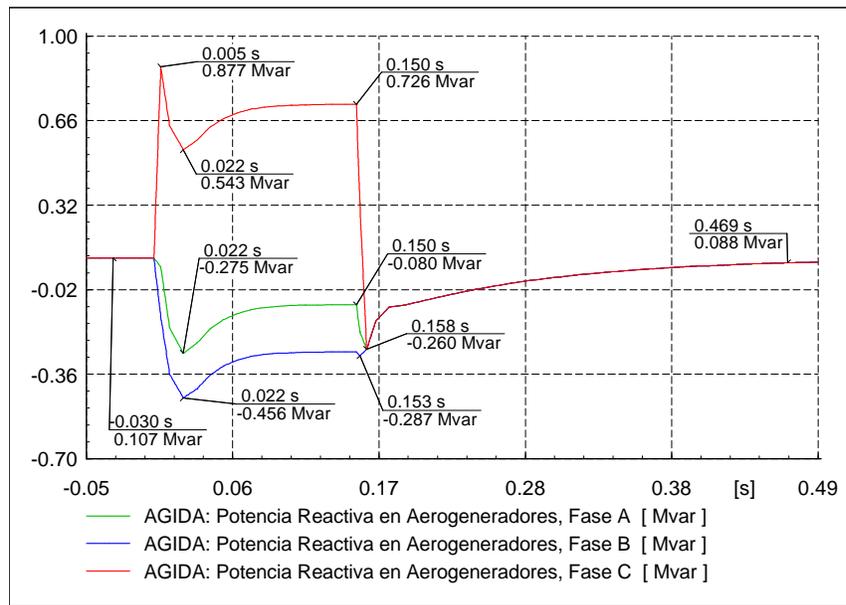


Figura 4.47 Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 4.

La Figura 4.48 en la curva de color verde muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en el PDI para el Caso 4. Se observa que en estado de pre-falla se están recibiendo 66.4 MW. Ya que se aplica la falla en $t=0s$ la potencia recibida disminuye, en $t=0.005s$ se reciben 27.8 MW, después de ese momento va disminuyendo hasta llegar a 23.4 MW. Una vez que se termina el disturbio en $t=0.150s$ los niveles de potencia activa comienzan recuperar sus valores previo al disturbio.

Continuando con la Figura 4.48 ahora en la curva de color rosa se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en el PDI para el Caso 4. En esta figura se observa que la magnitud de potencia recibida previo a la falla es de 0 Mvar. Una vez que se aplica la falla en $t=0s$ se comienza a enviar potencia hacia el parque, en el instante $t=0.022s$ se envían 30.7 Mvar, de inmediato comienza a disminuir este envío y para el momento de liberación de la falla ya se encuentra en 12.1 Mvar. Posterior al momento de la liberación del disturbio en $t=0.150s$ el envío de potencia comienza a disminuir, para el instante $t=0.174s$ ya está en 10.3 Mvar, después de ese valor continua disminuyendo hasta recuperar los valores de pre-falla.

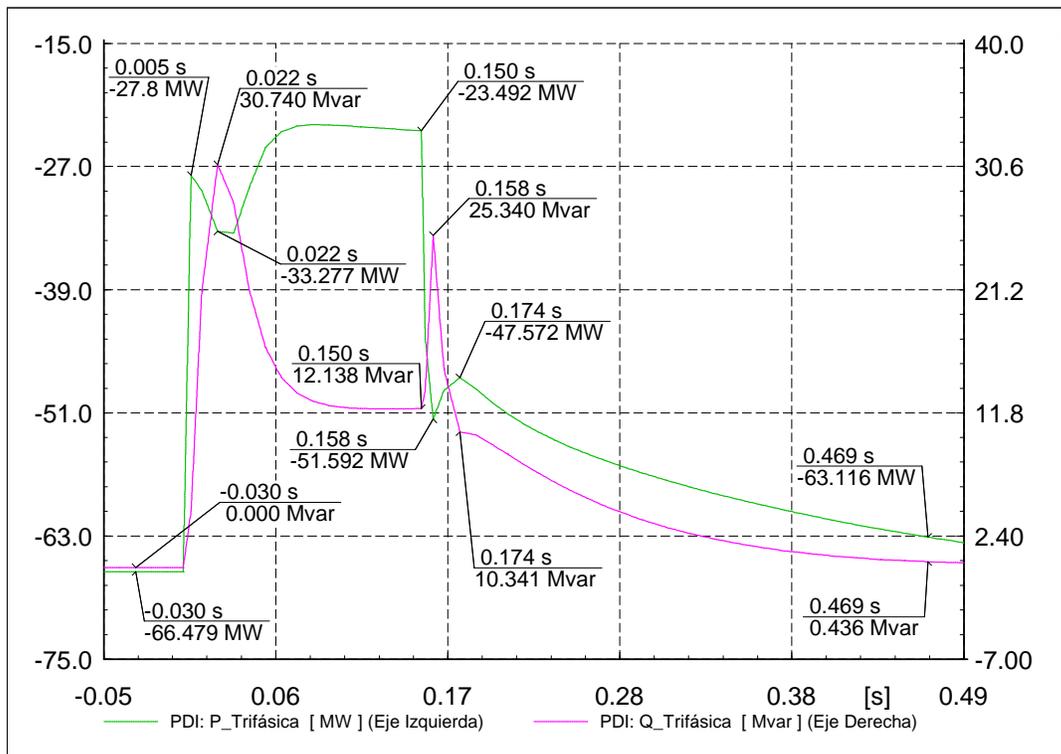


Figura 4.48 Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 4.

La Figura 4.49 en la curva de color verde muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en aerogeneradores para el Caso 4. Se aprecia que previo al inicio del disturbio cada aerogenerador envía 2.7 MW. Una vez que inicia la falla en $t=0.150s$ disminuyen la cantidad enviada, para el instante $t=0.005s$ envían 1.9 MW, después de este valor aun lo disminuyen más y aproximadamente desde $t=0.082s$ envían un promedio de 1.7 MW hasta $t=0.150s$. Ya que es liberada la falla vuelven a aumentar el envío de potencia activa hacia el PDI recuperando sus niveles previos al disturbio.

En la misma Figura 4.49 en la curva de color rosa se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en aerogeneradores para el Caso 4. Se aprecia que en condiciones de pre-falla cada aerogenerador envía 0.32 Mvar. Al momento en que se aplica la falla en $t=0s$ aumentan el envío de reactivos, en el instante $t=0.005s$ se aprecia un pico de potencia reactiva de 0.8 Mvar y para el momento en que finaliza la falla se encuentran enviando 0.37 Mvar, sin embargo en el instante $t=0.022s$ absorben 0.18 Mvar. Una vez que el disturbio termina para el instante $t=0.158s$ cada AG consume 0.77 Mvar, posterior a esto los AG's comienzan a enviar reactivos hasta recuperar niveles de pre-falla.

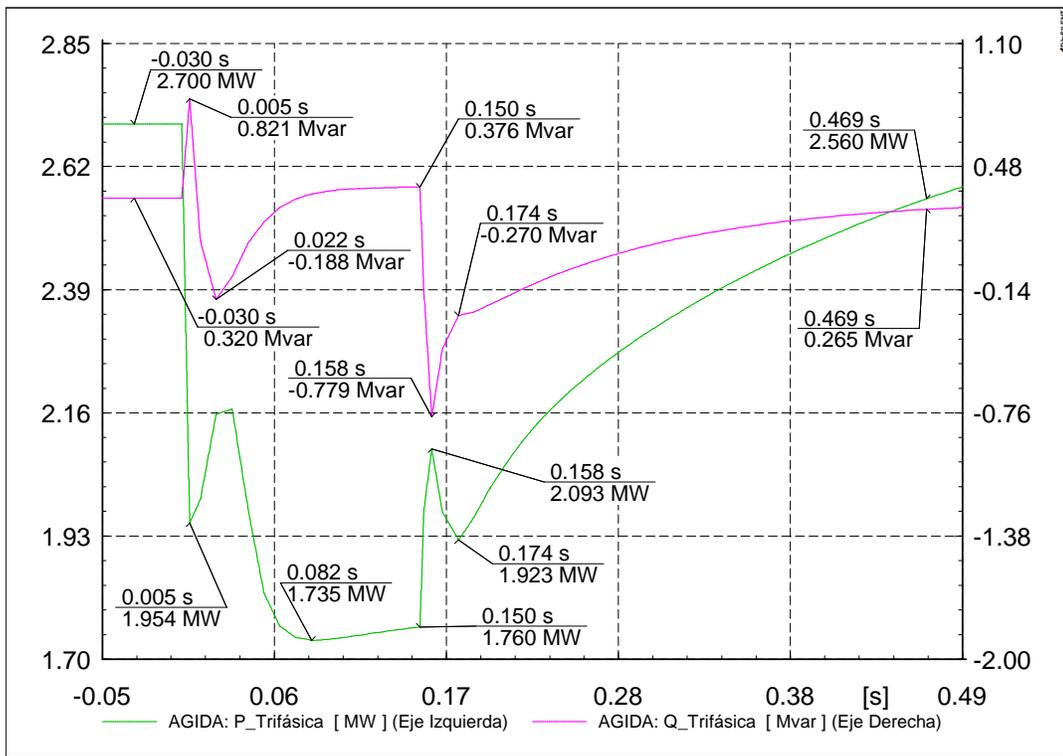


Figura 4.49 Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 4.

4.2 Modelo de una central eólica con aerogeneradores conectados a través de convertidores (Modelo 2)

Se modela una central eólica con aerogeneradores conectados a través de convertidores, este modelo es mostrado en la Figura 4.50. La capacidad de esta central es la misma que la del Modelo 1, es decir 67.5 MW, de igual forma esta interconectada a la red externa a un nivel de tensión de 115 kV cumpliendo un factor de potencia de $FP=1.0$ en el PDI

La línea de transmisión de interconexión aérea tiene una longitud de 20 km con un conductor de 795 MCM a 115 kV.

La subestación colectora cuenta con un transformador de potencia de una capacidad de 125 MVA con voltajes nominales de 115/20 kV y una conexión Estrella aterrizada/Delta en sus devanados (lado de alta y baja tensión respectivamente). Cuenta además con 4 bancos de capacitores de 3.6 Mvar cada uno para el ajuste de potencia reactiva entregada en el PDI.

La central se compone de 25 aerogeneradores de inducción doblemente alimentados con capacidad de 2.7 MW, cada uno cuenta con un transformador a pie de torre que eleva su voltaje de 0.4 kV en baja tensión a 20 kV en media tensión. La capacidad de cada transformador es de 3 MVA con una conexión en sus devanados en Delta/Estrella aterrizada (Alta y Baja tensión respectivamente).

Para el sistema colector, los alimentadores secundarios son de tipo XLPE-RA 25 kV 3(1x500 KCM) de aluminio y los alimentadores principales son de tipo XLPE 25 kV 3(1x750 KCM) de aluminio.

La descripción de las características y especificaciones de cada elemento que integran a la central con AGCC están descritos en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

4.2.1 Caso base en central con AGCC

Para el caso base de esta central nuevamente se considera que se encuentra entregando su capacidad máxima de generación, 67.5 MW.

En el punto de interconexión se tienen las siguientes condiciones operativas:

- Corriente máxima de corto circuito: $I_{cc}=17$ kA
- Potencia máxima de corto circuito: $S_{cc}=3386$ MVA
- Factor de potencia: $FP_{PDI}=1.0$
- Corriente nominal a factor de potencia unitario: $I_{nom_PDI}=0.33$ kA

Como el factor de potencia a cumplir es de $FP=1.0$ en el PDI, los aerogeneradores que conforman la central con AGCC son ajustados y se encuentran operando con las siguientes condiciones:

- Factor de potencia en los aerogeneradores: $FP_{AG}= 0.9931$ en atraso
- Voltaje de operación de los aerogeneradores: 0.4 kV

- Corriente nominal en aerogeneradores: $I_{nom_AG}=4.33$ kA.

Continuando con la Figura 4.50 podemos observar que en el PDI se reciben 66.5 MW de potencia activa trifásica la cual es enviada por el parque eólico mientras que la potencia reactiva trifásica recibida es de 0 Mvar comprobando así que se cumple el factor de potencia requerido en el PDI para este modelo. Además en este punto se aprecia también que la corriente de operación es de 0.334 kA.

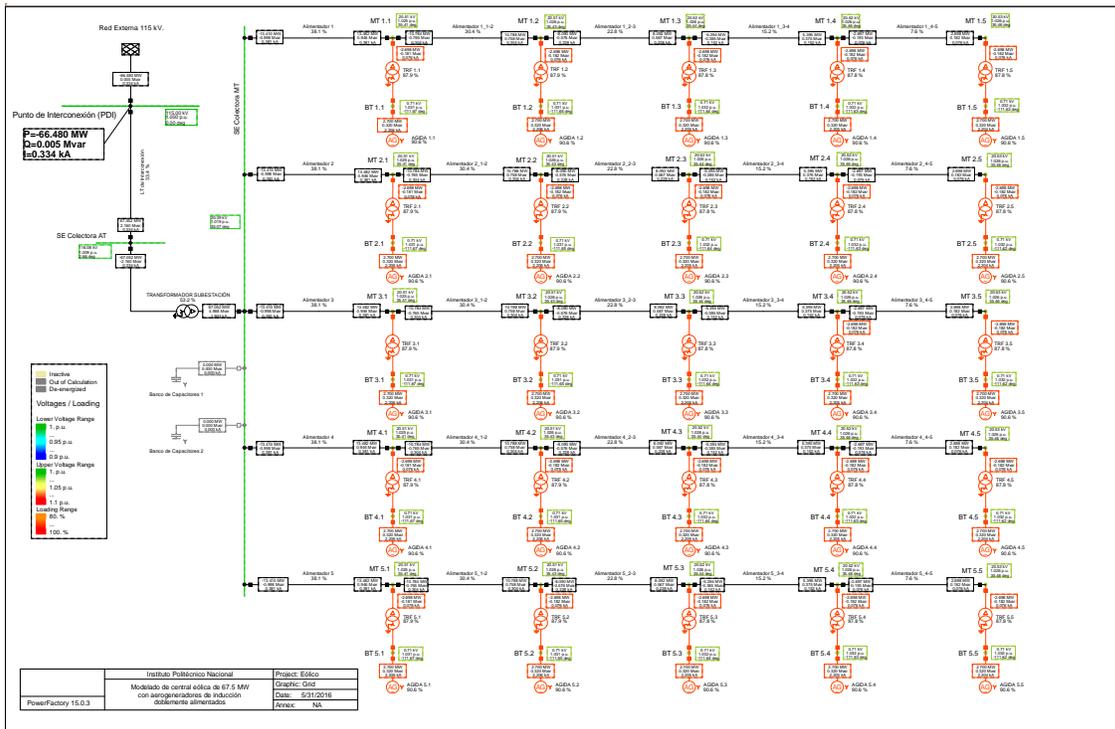


Figura 4.50 Modelo de una central eólica de 67.5 MW con aerogeneradores conectados a través de convertidores con FP=1.0 en el PDI. (Modelo 2)

4.2.2 Caso 5: Falla trifásica en central con AGCC

Se simula una falla trifásica en el PDI en el modelo de la central con AGCC. De igual forma que los casos anteriores del Modelo 1 se hacen mediciones mostrando el comportamiento antes, durante y posterior a la falla en el punto de aplicación de la falla y en los aerogeneradores. Su comportamiento es mostrado de la Figura 4.51 a la Figura 4.62.

La Figura 4.51 muestra las formas de onda de voltaje de línea a tierra en el PDI para el Caso 5. Se aprecia que los voltajes pico en estado de pre-falla son de 93.8 kV para cada fase. Desde el inicio de la falla en $t=0$ s el nivel de voltaje en las tres fases disminuye en su totalidad permaneciendo esta condición hasta el momento en que termina la falla. Una vez que se libera el disturbio en $t=0.150$ s los niveles de voltaje vuelven a sus valores previos a este.

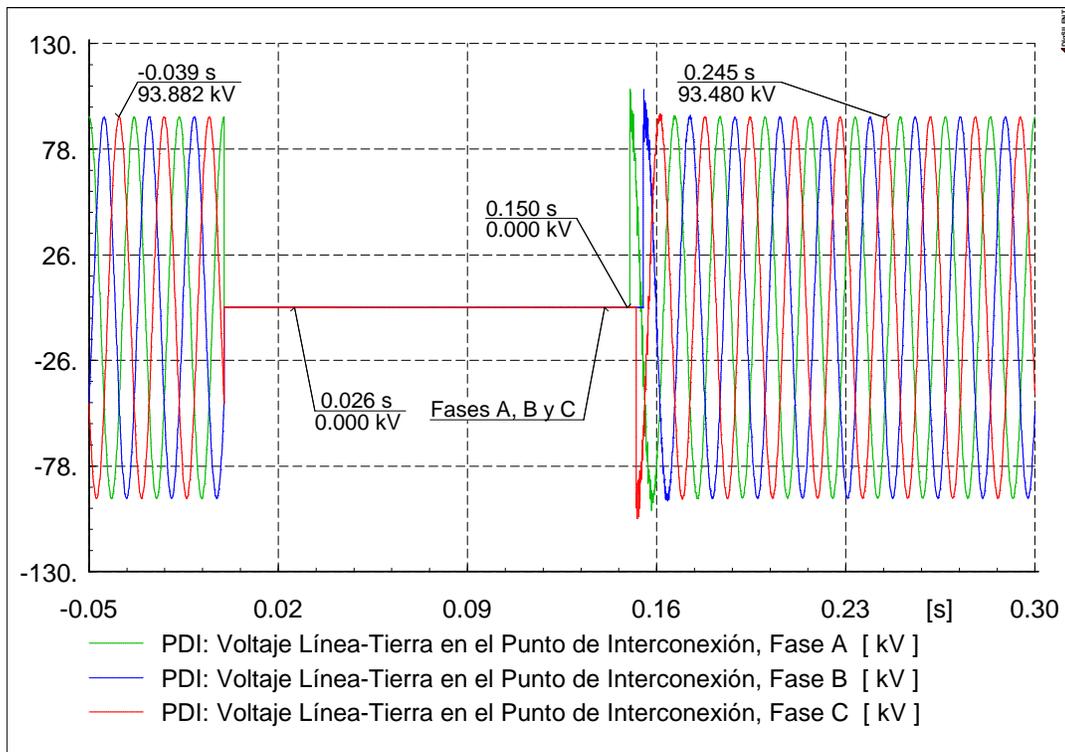


Figura 4.51 Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 5.

La Figura 4.52 muestra el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en el PDI para el Caso 5. Se observa que previo al disturbio el nivel de voltaje se encuentra en 1.0 p.u. Ya una vez que la falla es iniciada en $t=0$ s los niveles de voltaje descienden a 0 p.u. en las tres fases y este nivel se mantiene hasta el momento en que finaliza en $t=0.150$ s. Posterior a su liberación, los niveles de voltaje vuelven a recuperar inmediatamente sus valores de pre-falla.

En la Figura 4.53 se observa el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en los aerogeneradores para el Caso 5. Se puede apreciar que los niveles de voltaje en los AG's previo al disturbio es de 1.0 p.u. Una vez que inicia la falla en $t=0$ s los niveles bajan, para el instante $t=0.014$ s su nivel está en 0.14 p.u. posterior a esto se eleva el voltaje y para el instante $t=0.05$ ya está en 0.17 p.u.

permaneciendo en este último valor hasta que se libera la falla en $t=0.150$ s. Ya que termina el disturbio el voltaje se incrementa volviendo a su nivel previo a este.

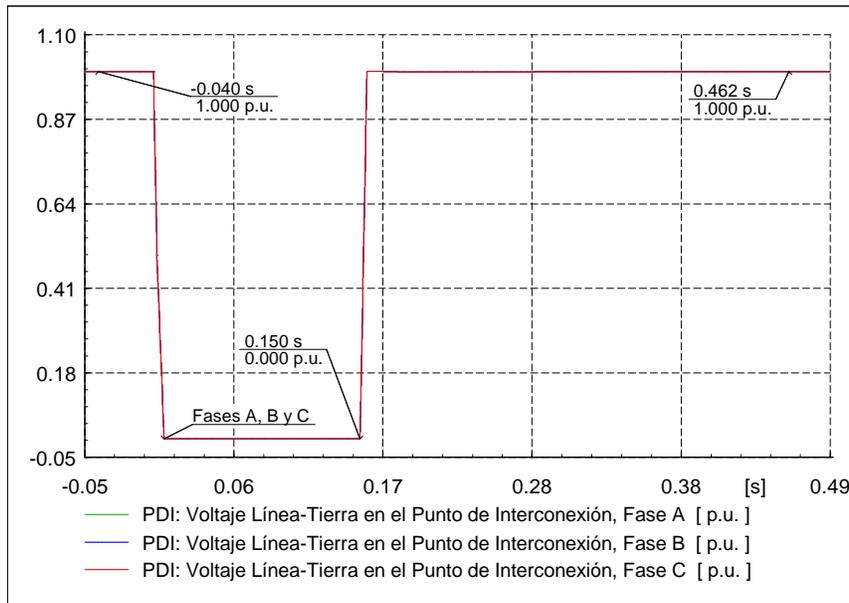


Figura 4.52 Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 5.

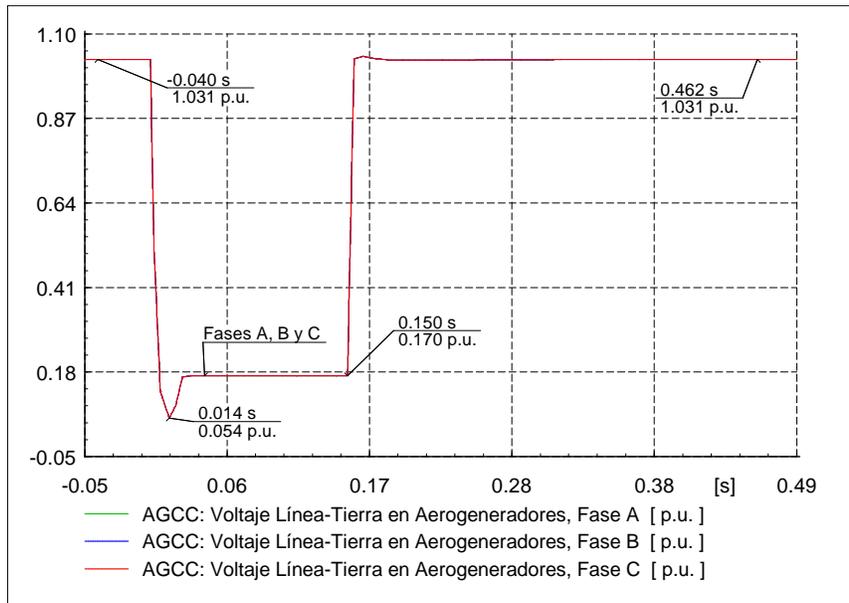


Figura 4.53 Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 5.

La Figura 4.54 muestra el comportamiento de la corriente de secuencia positiva (RMS) en el PDI para el Caso 5. Previo a la aplicación de la falla se observa se consumen 0.33 kA. Una vez iniciada la falla en $t=0$ s la corriente se incrementa, llega a un valor máximo de 0.6 kA en $t=0.006$ s (aproximadamente 2 veces la corriente nominal), posterior a ese valor la corriente disminuye a 0.38 kA y permanece así hasta que se termina la aplicación de la falla. Después de que se libera en $t=0.150$ s la corriente

desciende a 0.054 kA para de inmediato comenzar a incrementarse hasta recuperar la magnitud de pre-falla.

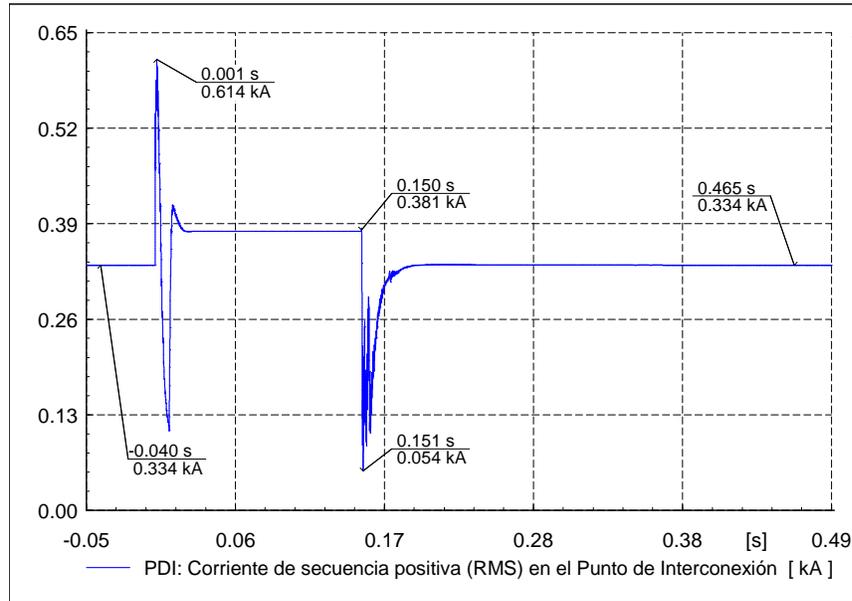


Figura 4.54 Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 5.

La Figura 4.55 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en el PDI para el Caso 5. En esta figura se puede apreciar que la corriente de operación hasta antes de la falla es de 0.47 kA (pico). Al momento de aplicación de la falla en $t=0$ s la corriente en las tres fases se incrementa y de inmediato las fases A y C presentan un máximo nivel de 0.8 kA (este valor es 2 veces la corriente de pre-falla). Para el instante $t=0.01$ s las tres están operando a 0.53 kA (aproximadamente 1.3 veces la corriente de pre-falla) esta magnitud la mantienen hasta el momento en que se libera el disturbio en $t=0.150$ s. Ya una vez finalizado, las corrientes recuperan niveles de pre-falla.

La Figura 4.56 muestra las formas de onda de corriente de fase en los aerogeneradores para el Caso 5. En la gráfica se ilustra que previo al inicio de la falla están operando a 5.2 kA (pico). A partir de la aplicación del disturbio en $t=0$ s su consumo aumenta, en la fase B se presenta un valor máximo de 9.1 kA (1.7 veces a corriente de pre-falla en AG's), para instantes posteriores a $t=0.001$ s el nivel de las corrientes en las tres fases se mantiene en un valor de 6.07 kA (1.2 veces la corriente de pre-falla) hasta el momento de liberación en $t=0.150$ s. Tras el término de la falla, los niveles disminuyen a 2.3 kA aunque de inmediato se recuperan los niveles previos al disturbio.

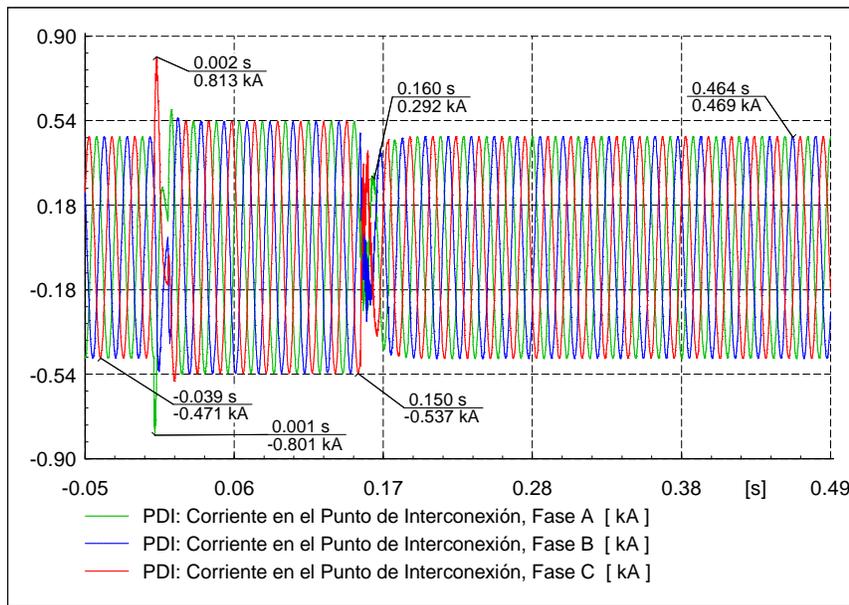


Figura 4.55 Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 5.

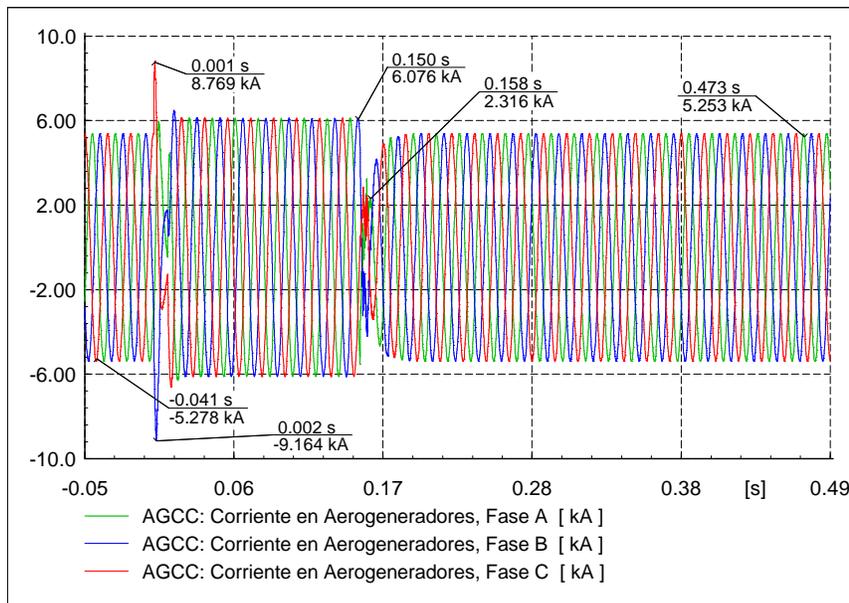


Figura 4.56 Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 5.

La Figura 4.57 se ilustra el comportamiento de la potencia activa por fase en el PDI para el Caso 5. Se aprecia que previo al inicio del disturbio la potencia recibida es de 22.1 MW. Ya una vez que se aplica la falla en $t=0s$ la potencia disminuye a 0 MW manteniéndose así hasta el momento en que termina en $t=0.150s$. Posterior a ese momento para el instante $t=0.17s$ la potencia ya está recuperada a niveles de pre-falla en su totalidad.

La Figura 4.58 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en los aerogeneradores para el Caso 5. Como se puede apreciar cada aerogenerador en estado de pre-falla envía 0.9 MW. Desde el

momento en que se aplica el disturbio en $t=0s$ la potencia enviada disminuye a 0.017 MW en promedio y mantiene este comportamiento hasta que finaliza la falla en $t=0.150s$. Para instantes posteriores a $t=0.17s$ la potencia enviada recupera sus valores de pre-falla en su totalidad casi de forma inmediata.

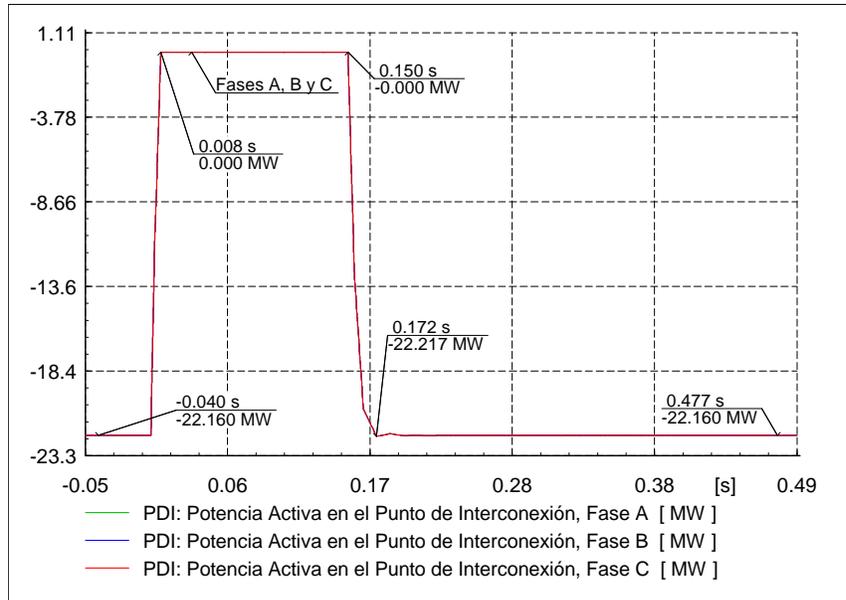


Figura 4.57 Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 5.

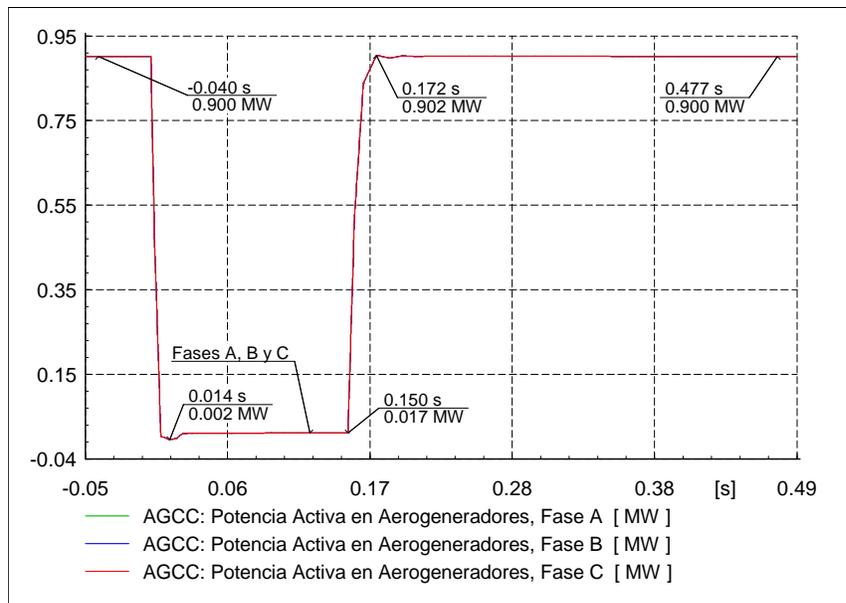


Figura 4.58 Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 5

La Figura 4.59 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en el PDI para el Caso 5. Se observa que previo a la aplicación de la falla no se recibe potencia reactiva. En el momento de la aplicación de la falla en $t=0s$ se envía hacia el parque un pico de potencia reactiva de 0.6 Mvar de inmediato es disminuido a 0 Mvar permaneciendo así durante el resto de la aplicación de la falla hasta

$t=0.150$ s. Al momento en que la falla es liberada se reciben 2.1 Mvar, para el instante $t=0.192$ s se envían nuevamente 0.27 Mvar para así continuar recuperando magnitudes previo al disturbio.

La Figura 4.60 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en los aerogeneradores para el Caso 5. Se observa que en estado de pre-falla los aerogeneradores están enviando 0.106 Mvar. Una vez que se aplica la falla aumenta el envío de reactivos a 0.17 hasta el momento en que la falla es liberada en $t=0.150$ s. Después de que finaliza el disturbio los aerogeneradores comienzan a recobrar los niveles de potencia reactiva que se tenían previo a la falla.

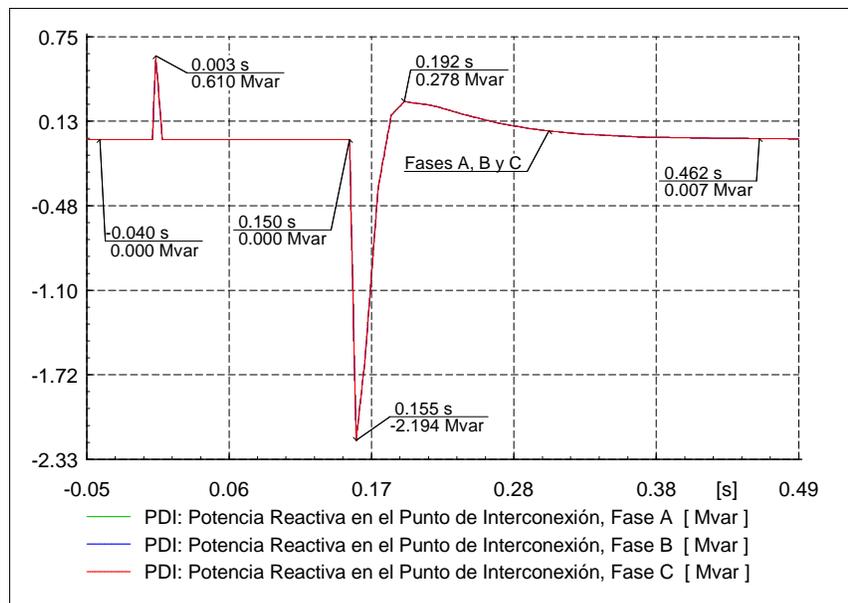


Figura 4.59 Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 5.

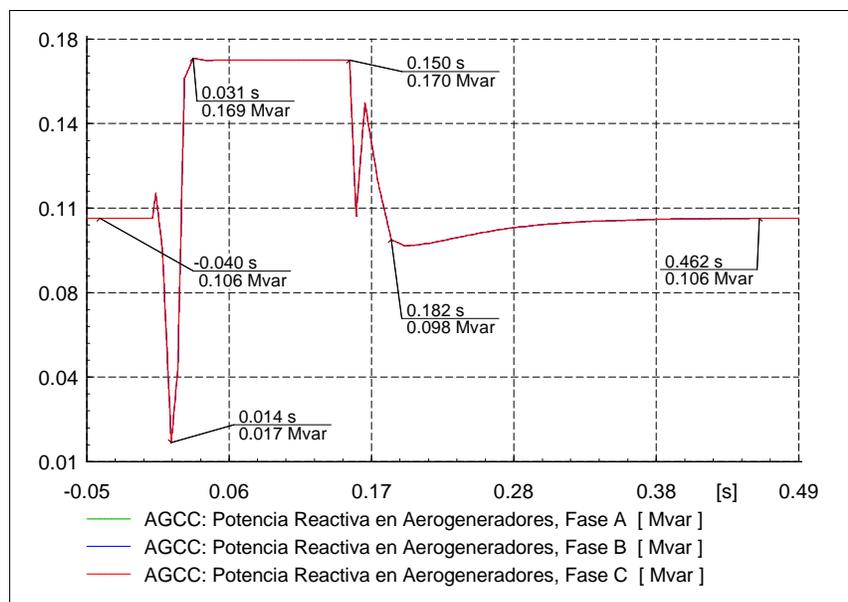


Figura 4.60 Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 5.

La Figura 4.61 en la curva de color verde muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en el PDI para el Caso 5. Se observa que momentos antes del inicio de la aplicación de la falla se están recibiendo 66.4 MW. Una vez que inicia la falla en $t=0s$, se deja de recibir potencia activa manteniendo este comportamiento hasta el momento en que finaliza la falla en $t=0.150s$. Después del término del disturbio vuelven a recibir los niveles de pre-falla de potencia activa.

Continuando con la Figura 4.61 ahora en la curva de color rosa se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en el PDI para el Caso 5. De esta gráfica se observa que el nivel recibido previo al disturbio es de 0 Mvar. Cuando se inicia la falla en $t=0s$, aún continúa sin recibirse ninguna cantidad de potencia reactiva permaneciendo esta condición hasta el momento en que se termina el disturbio en $t=0.150s$, destacando que 1.8 Mvar son enviados en el instante $t=0.003s$. Después del disturbio, se absorben 6.5 Mvar en el instante $t=0.155s$, a partir de ese momento y casi de forma inmediata los niveles de potencia activa de pre-falla son recuperados

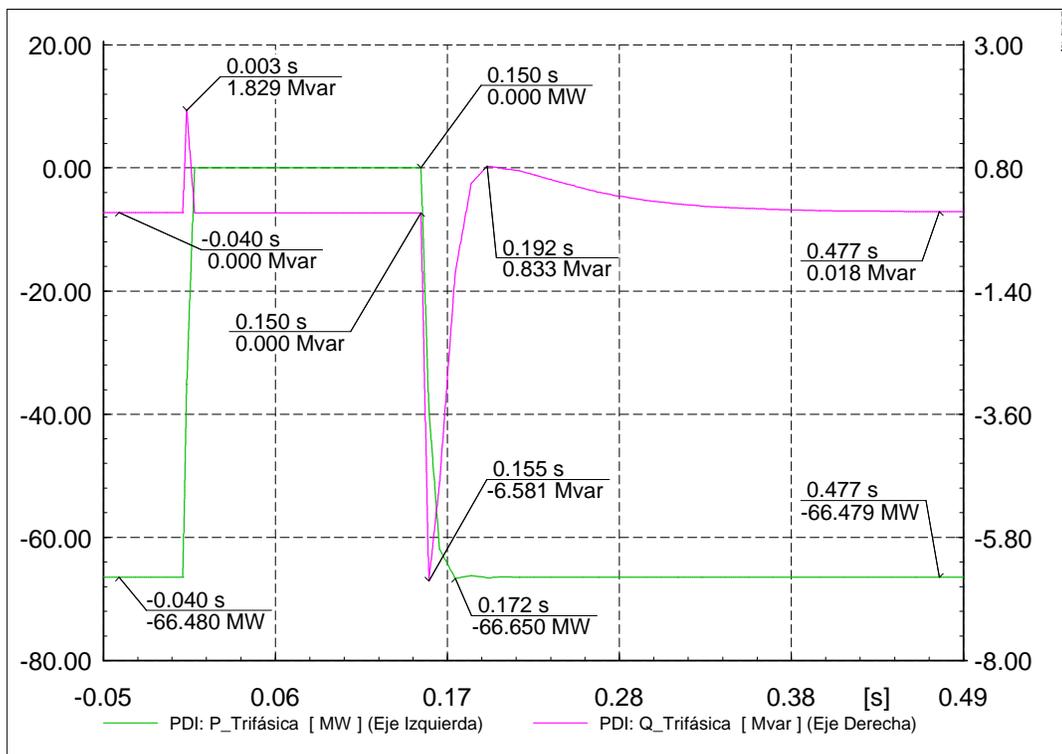


Figura 4.61 Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 5.

La Figura 4.62 en la curva de color verde muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en aerogeneradores para el Caso 5. Se observa que en estado de pre-falla cada aerogenerador envía 2.7 MW trifásicos. Una vez que inicia el disturbio en $t=0s$ disminuyen su envío a 0.052 MW manteniendo esta magnitud de potencia hasta su liberación en $t=0.150s$. Posterior al disturbio comienzan a enviar de inmediato potencia activa y para el instante $t=0.172s$ ya se encuentran en magnitudes previas al disturbio.

Continuando en la Figura 4.62 en la curva de color rosa se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en aerogeneradores para el Caso 5. Se ilustra que en condiciones de pre-falla cada aerogenerador envía 0.31 Mvar. Una vez que se inicia la falla en $t=0s$ aumentan el envío, en el instante $t=0.005s$ se presenta un pico de 2.1 Mvar disminuyendo de forma inmediata a 0.5 Mvar y manteniendo este nivel hasta el momento en que se libera la falla en $t=0.150s$. Una vez finalizado el disturbio cada aerogenerador comienza a recuperar los niveles que tenía en estado de pre-falla, para el instante $t=0.155s$ ya se tiene una magnitud de 0.32 Mvar y continua su recuperación.

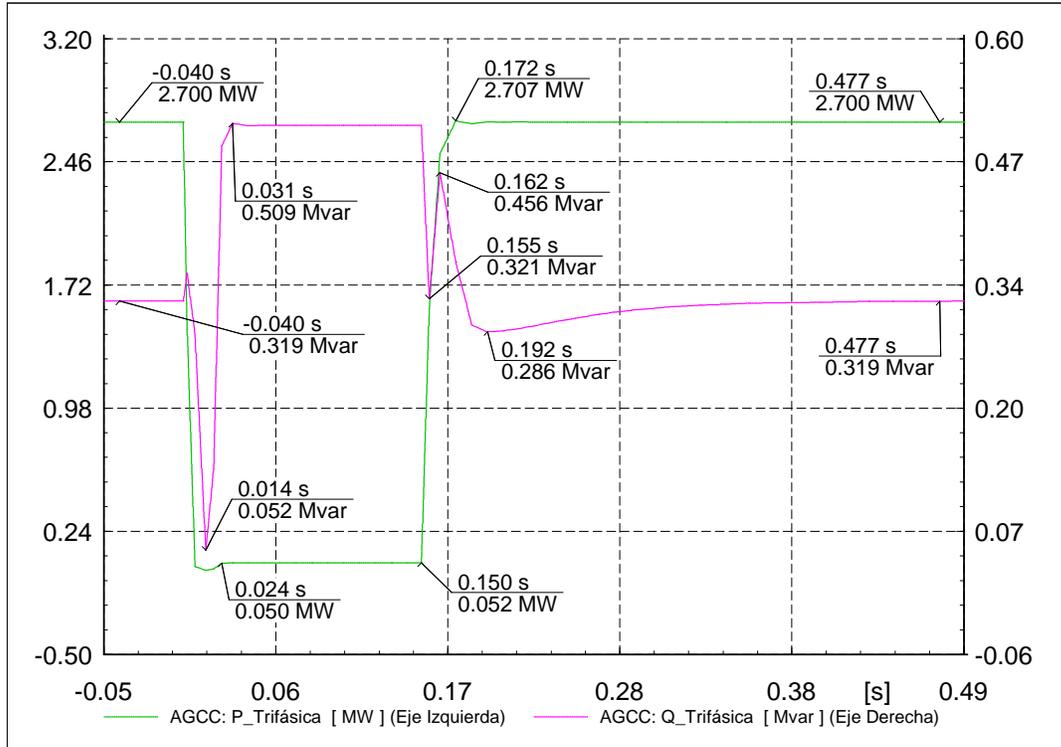


Figura 4.62 Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 5.

4.2.3 Caso 6: Falla bifásica en central con AGCC

Se simula una falla entre dos fases en el PDI en el modelo de la central con AGCC. Se hacen mediciones al igual que en el Modelo 1 y el Caso 5 mostrando el comportamiento antes, durante y posterior a la falla en el punto de aplicación de la falla y en los aerogeneradores. Su comportamiento es mostrado de la Figura 4.63 a la Figura 4.74.

La Figura 4.63 muestra las formas de onda de voltaje de línea a tierra en el PDI para el Caso 6. En esta figura se aprecia que los voltajes pico en condiciones de pre-falla son de 93.8 kV en cada fase. A partir de la aplicación del disturbio en $t=0s$ el nivel en las fases A y B disminuye a 46.9 kV mientras que la fase C aumenta ligeramente a 94 kV, estos niveles de voltaje se mantienen hasta el instante $t=0.150s$. Una vez que el disturbio termina los niveles de tensión vuelven a los que se tenían previo a la falla.

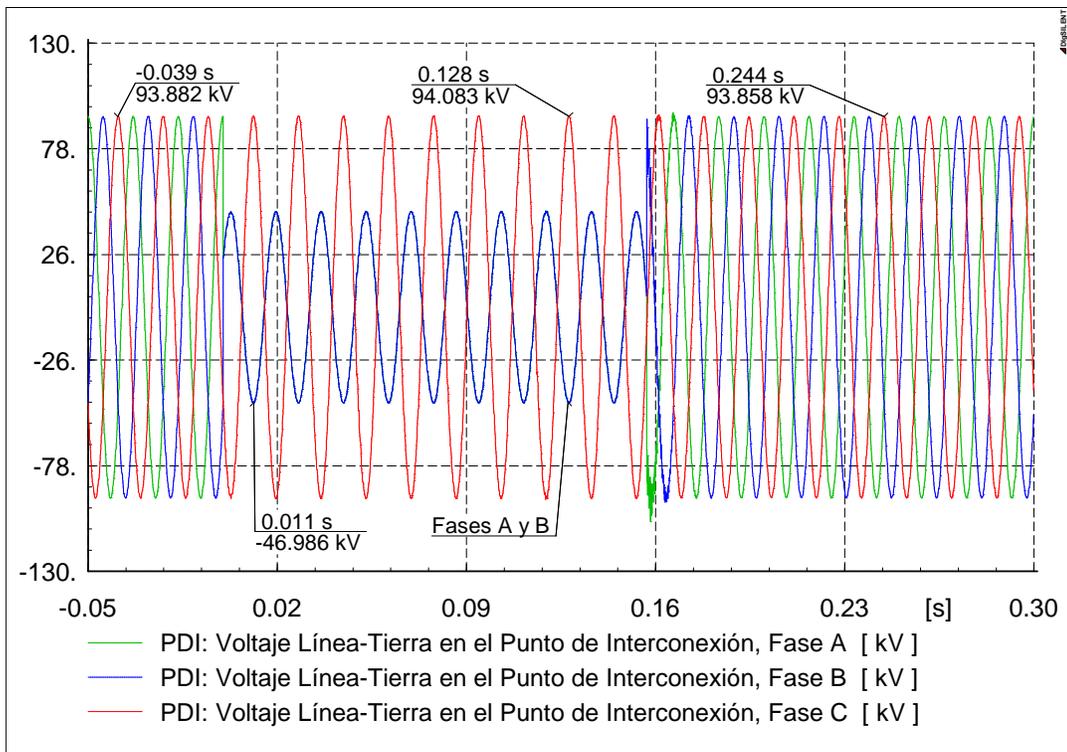


Figura 4.63 Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 6.

La Figura 4.64 muestra el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en el PDI para el Caso 6. Se observa que previo al disturbio el voltaje se mantiene en 1.0 p.u. Una vez que se aplica la falla en $t=0s$, la fase A y B disminuye a 0.5 p.u., estos niveles se mantienen hasta el momento de la liberación de la falla en $t=0.150s$. Tras su liberación los niveles previos al disturbio son recuperados.

En la Figura 4.65 se observa el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en los aerogeneradores para el Caso 6. Se ilustra que previo a la falla los niveles de voltaje son de 1.0 p.u. Desde el momento de la aplicación del disturbio en $t=0s$, los voltajes en la fase A y C disminuyen siendo la fase C la de menor magnitud con 0.5 p.u., asimismo la fase B aumenta el voltaje a 1.1 p.u. y para

ambos casos este comportamiento se mantiene hasta que finaliza la falla en $t=0.150$ s. Posteriormente los niveles de voltaje en condiciones previo a la aplicación de la falla son recuperados..

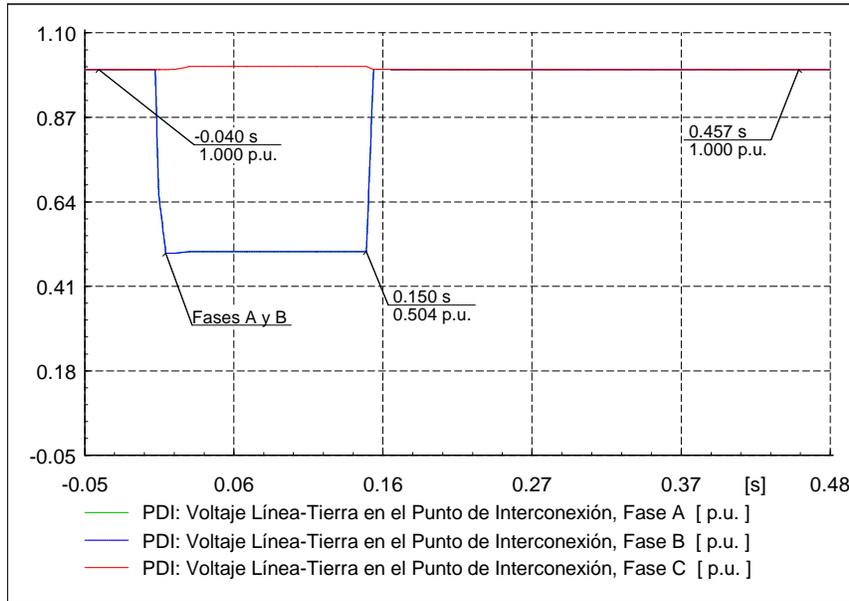


Figura 4.64 Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 6.

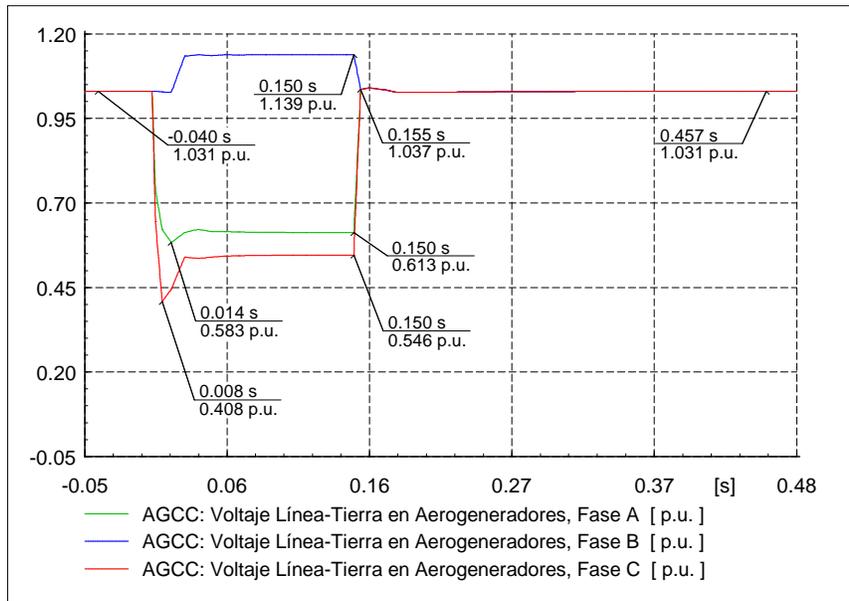


Figura 4.65 Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 6.

La Figura 4.66 muestra el comportamiento de la corriente de secuencia positiva (RMS) en el PDI para el Caso 6. Se puede observar que previo al inicio de la falla el nivel de corriente es de 0.33 kA. A partir del inicio del disturbio en $t=0$ s la corriente aumenta llegando a magnitudes de 0.54 kA (1.6 veces la corriente nominal) sin embargo también se presentan valores bajos de 0.12 kA (aproximadamente 14%

la corriente nominal) en algunos momentos del disturbio. Para instantes posteriores a $t=0.150s$ la corriente se comienza a recuperar y después de $t=0.178s$ ya está en la magnitud previo al disturbio.

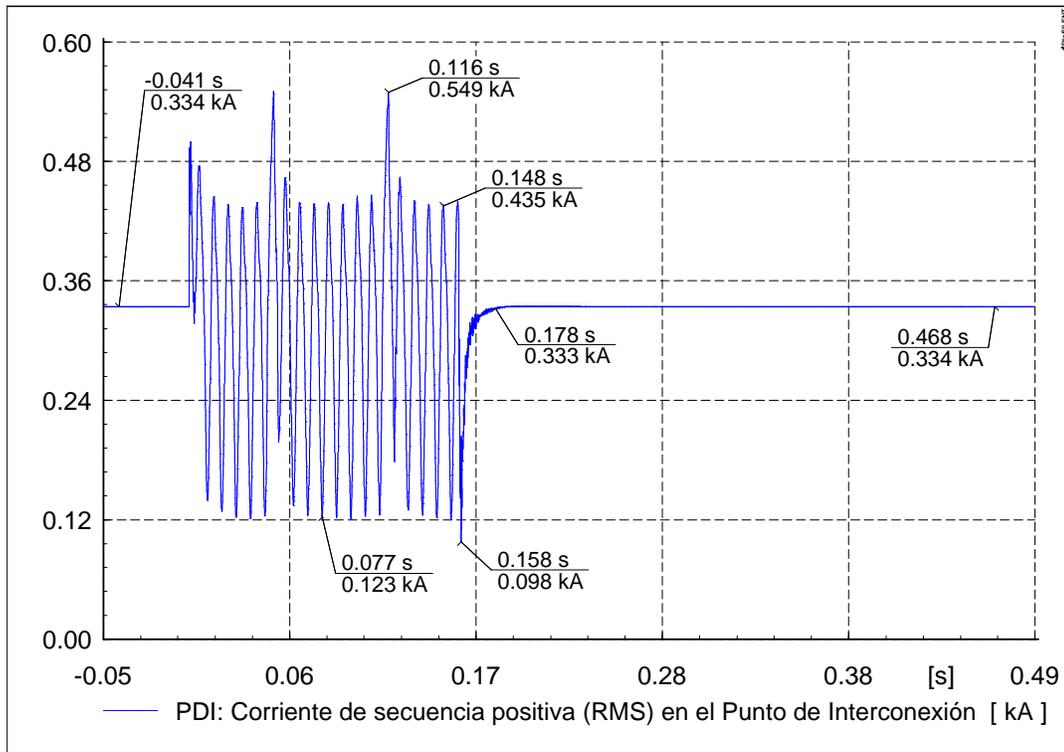


Figura 4.66 Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 6.

La Figura 4.67 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en el PDI para el Caso 6. Como se puede apreciar en estado de pre-falla se consume una corriente (pico) de 0.47 kA por fase. Una vez que se aplica la falla en $t=0s$ la corriente en la fase B aumenta presentando niveles de hasta 0.76 kA (1.75 veces la corriente de pre-falla), mientras que en las fases A y C disminuyen a valores aproximadamente de 0.44 y 0.35 kA respectivamente (entre 75% y 90% la corriente de pre-falla), este comportamiento se mantiene hasta el término del disturbio en $t=0.150s$. Para instantes posteriores a la liberación de la falla los niveles de corriente se reestablecen en su totalidad a niveles previo al disturbio.

La Figura 4.68 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en los aerogeneradores para el Caso 6. Se observa que previo a la aplicación de la falla los AG's operan a 5.2 kA en cada fase. Una vez iniciado el disturbio en $t=0s$ la corriente en la fase A aumenta llegando a niveles máximos de 8.5 kA (1.6 veces la corriente de pre-falla) mientras que la fase B disminuye presentando valores mínimos de 4.2 kA (80% de la corriente de pre-falla) manteniendo esos niveles en cada fase hasta que finaliza la falla en $t=0.150s$. Después de la liberación de la falla se retoman los niveles de corriente previo a esta.

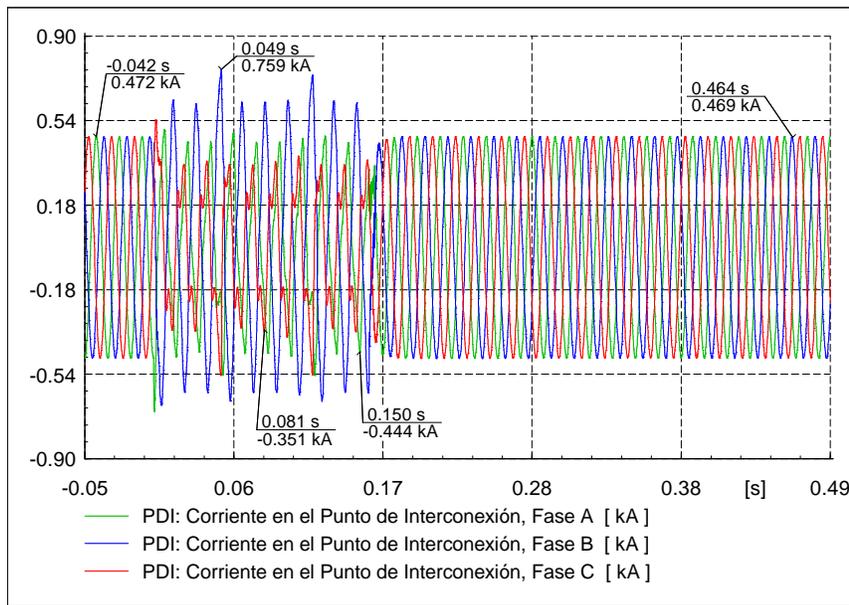


Figura 4.67 Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 6.

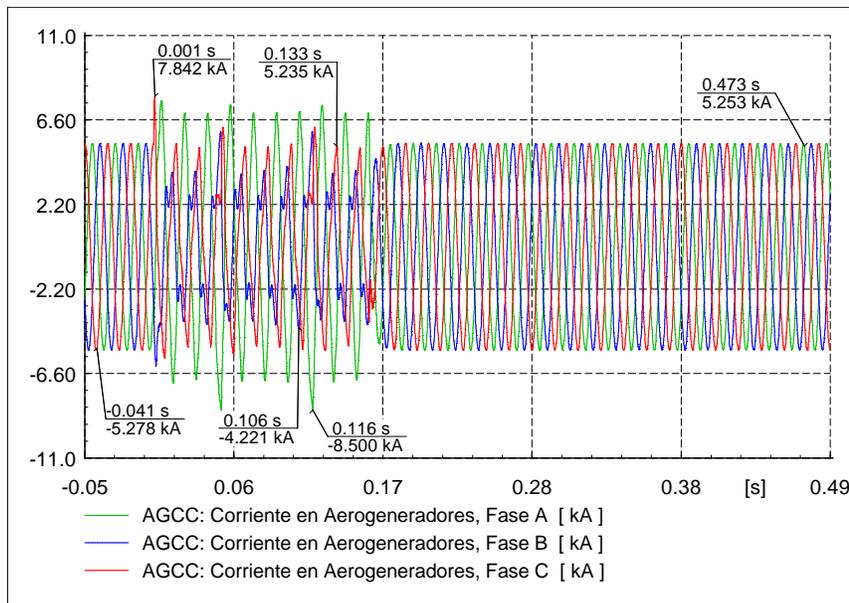


Figura 4.68 Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 6.

La Figura 4.69 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en el PDI para el Caso 6. Se aprecia que en estado de pre-falla el nivel potencia recibida es de 22.1 MW por fase. Después de iniciada la falla en $t=0s$ la potencia recibida en la fase A y C disminuye quedando en 9.5 y 8.3 MW respectivamente, mientras que la fase B también disminuye la recepción en su totalidad y a partir del instante $t=0.024s$ envía 5.8 MW hacia el parque, el comportamiento descrito en las tres fases se mantiene hasta $t=0.150s$. Después de que finaliza la falla se recupera el nivel de potencia activa recibida en el PDI a partir de $t=0.172s$ se tiene ya el nivel de potencia previo al disturbio.

La Figura 4.70 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en los aerogeneradores para el Caso 6. Se observa que hasta instantes previos a la aplicación de la falla el nivel de potencia enviado es de 0.9 MW por fase. Una vez que inicia el disturbio en $t=0s$ el envío de potencia disminuye, para las fases B y C a 0.3 MW mientras que la fase A desde $t=0.024s$ comienza a absorber 0.2 MW permaneciendo esos valores hasta el momento de la liberación de la falla en $t=0.150s$. Después del disturbio de inmediato se recuperan los niveles de potencia que se tenían en pre-falla.

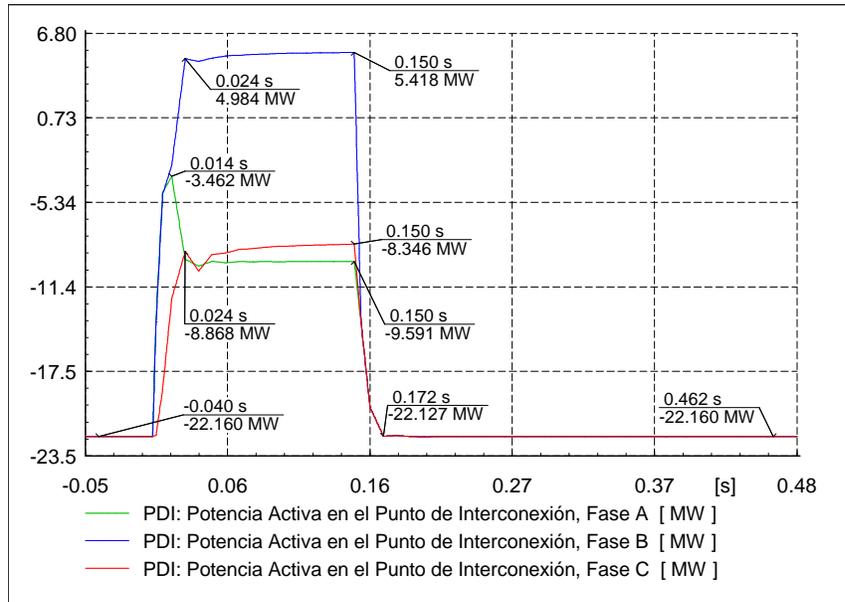


Figura 4.69 Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 6.

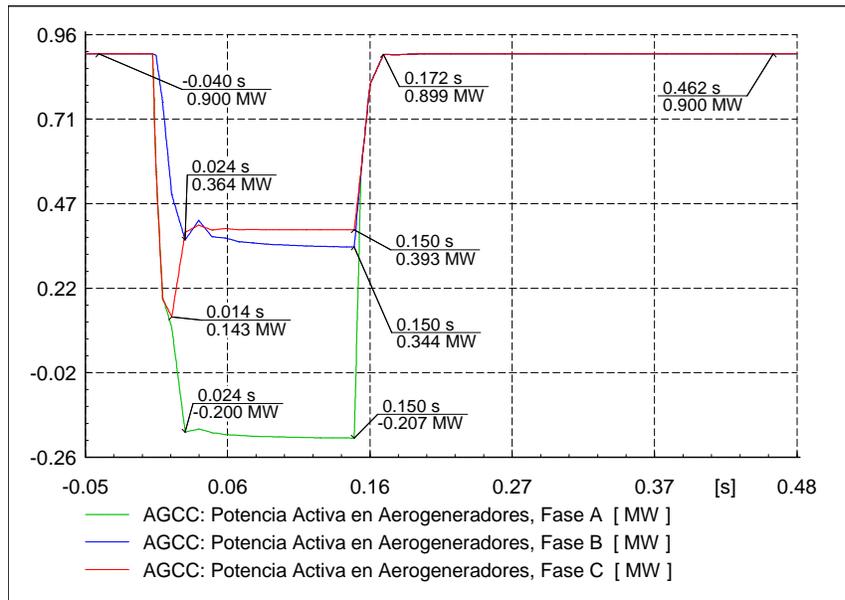


Figura 4.70 Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 6.

La Figura 4.71 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en el PDI para el Caso 6. De esta gráfica se observa que previo al disturbio no se recibe potencia reactiva. Una vez que se inicia la falla en $t=0s$ se envía potencia reactiva hacia el parque, siendo la fase C la que más reactivos envía (17Mvar), hasta el momento en que termina el disturbio en $t=0.150s$, resalta en la fase A que en el instante $t=0.008s$ recibe 8 Mvar. Posterior al disturbio la potencia reactiva comienza a recuperar niveles previo a la aplicación de este y en algunos instantes se reciben reactivos (en $t=0.182s$, 0.3 Mvar).

La Figura 4.72 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en los aerogeneradores para el Caso 6. Se observa que en condiciones de pre-falla cada AG envía 0.1 Mvar. Al momento en que la falla inicia en $t=0s$ aumenta el envío de reactivos en las tres fases, se distingue que la fase B es la que manda más permaneciendo en un valor de 0.7 Mvar hasta el momento en que la falla termina en $t=0.150s$. Una vez finalizado el disturbio el nivel de potencia de pre-falla es recuperado rápidamente.

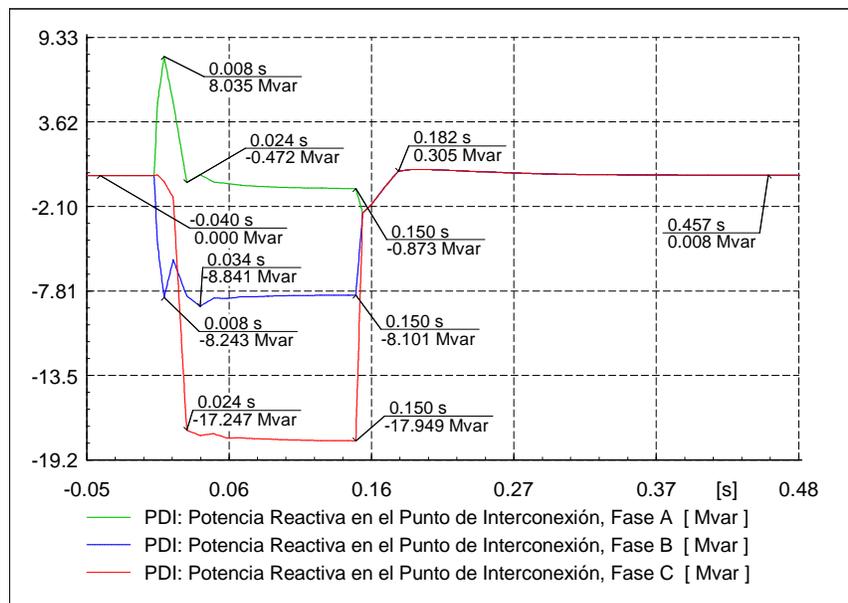


Figura 4.71 Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 6.

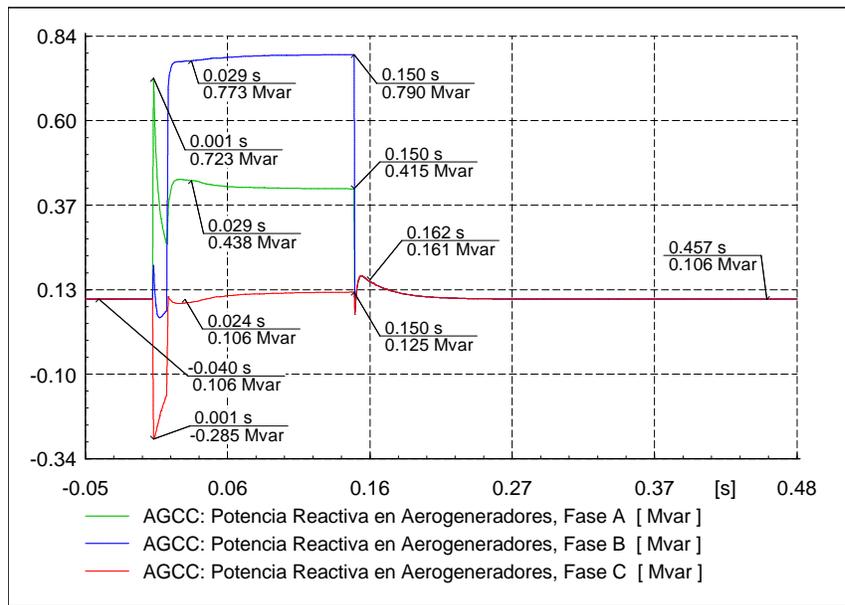


Figura 4.72 Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 6.

La Figura 4.73 en la curva de color verde muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en el PDI para el Caso 6. Se aprecia que previo a la falla se reciben 66.4 MW. Una vez que inicia el disturbio en $t=0s$ la recepción de potencia disminuye a 12 MW (en promedio) permaneciendo en este valor hasta que se libera la falla en $t=0.150s$. Una vez finalizado el disturbio comienza la recuperación de potencia que se tenía previo a este y a partir del instante $t=0.172s$ el nivel ya está recuperado en su totalidad.

Continuando con la Figura 4.73 ahora en la curva de color rosa se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en el PDI para el Caso 6. En esta figura se observa que la magnitud previo a la aplicación de la falla es de 0 Mvar. Una vez que se aplica el disturbio a partir de $t=0s$ se reciben 26 Mvar manteniendo este nivel hasta $t=0.150s$. Posterior a la liberación de la falla se comienza a dejar de recibir potencia y después de $t=0.182s$ ya casi se tiene el nivel que se tenía en estado de pre-falla.

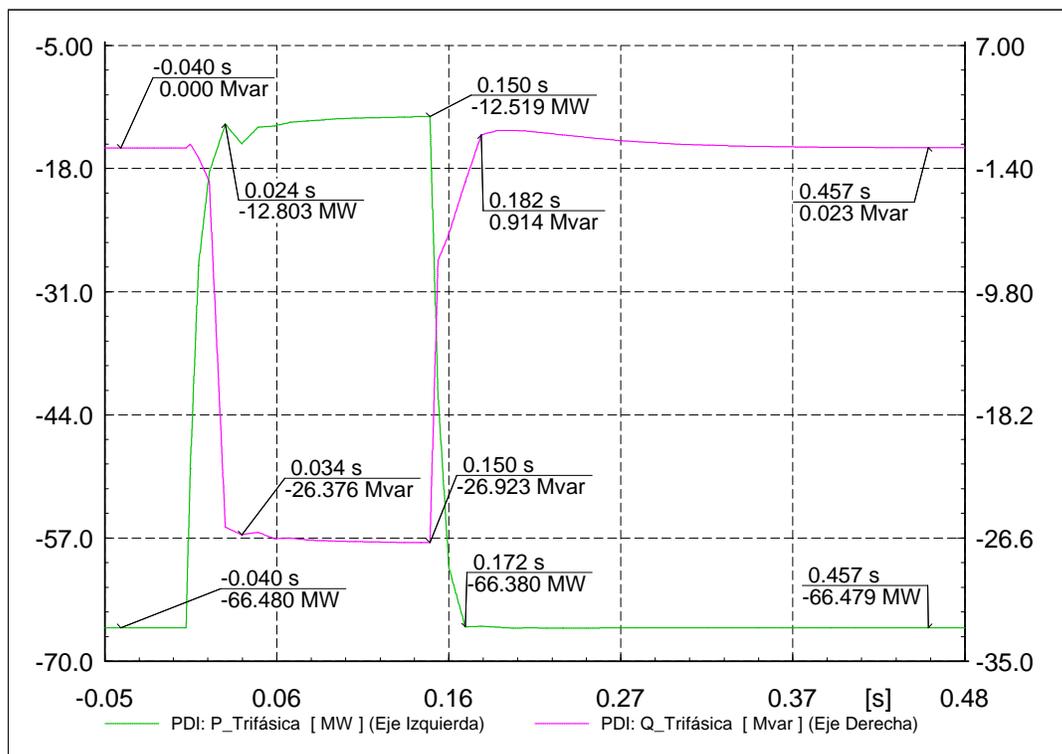


Figura 4.73 Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 6.

La Figura 4.74 en la curva de color verde muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en aerogeneradores para el Caso 6. Se parecía que previo al disturbio cada aerogenerador envía 2.7 MW. Una vez que es iniciada la falla en $t=0s$ disminuyen su envío a 0.5 MW permaneciendo en ese valor hasta el momento en que se termina el disturbio en $t=0.150s$. Una vez ya liberada la falla aumentan el envío de potencia activa y a partir de $t=0.172s$ ya se tiene la magnitud en estado de pre-falla.

En la misma Figura 4.74 en la curva de color rosa se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en aerogeneradores para el Caso 6. Se observa que previo a la aplicación de la falla cada aerogenerador envía 0.31 Mvar. Una vez que se inicia el disturbio en $t=0s$ aumentan el envío de reactivos a 1.3 Mvar manteniendo este nivel hasta que se deja de aplicar la falla en $t=0.150s$. Después de que el disturbio es liberado la potencia reactiva enviada se reduce rápidamente, para el instante $t=0.155s$ ya se encuentra en 0.39 Mvar continuando así hasta llegar los valores que se tenían en estado de pre-falla.

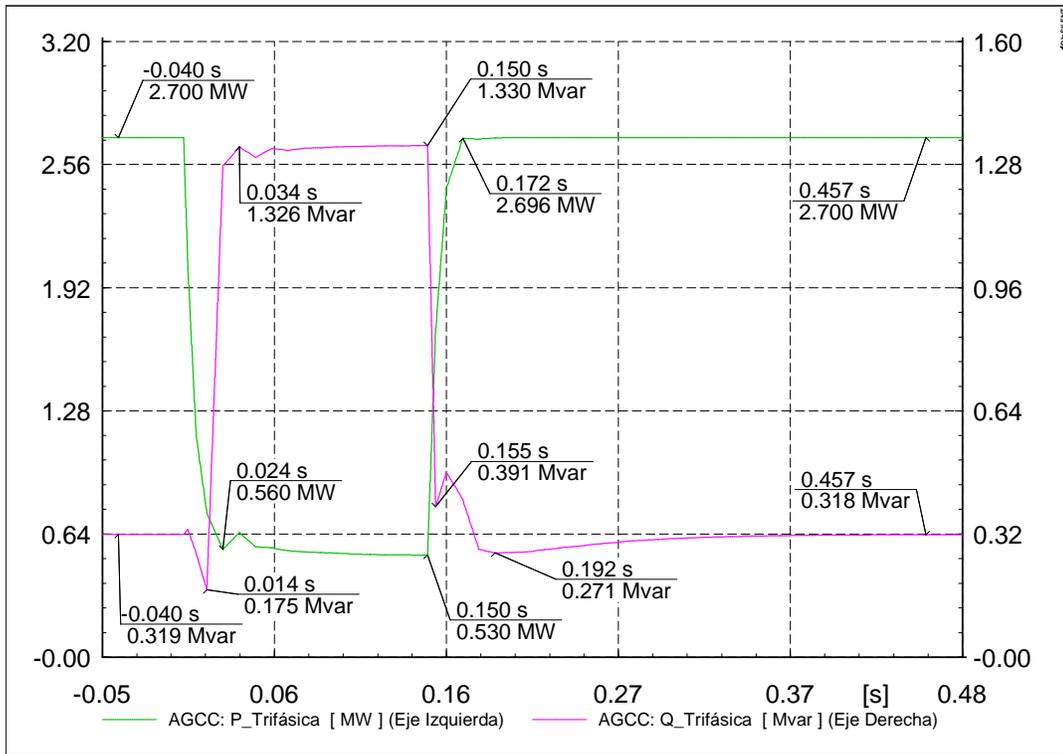


Figura 4.74 Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 6.

4.2.4 Caso 7: Falla bifásica a tierra en central con AGCC

Se simula una falla de dos fases a tierra en el PDI en el modelo de la central con AGCC. Al igual que en los casos del Modelo 1, el Caso 5 y Caso 6 se hacen mediciones antes, durante y posterior a la falla en el punto de aplicación de la falla y en los aerogeneradores. Su comportamiento es mostrado de la Figura 4.75 a la Figura 4.86.

La Figura 4.75 muestra las formas de onda de voltaje de línea a tierra en el PDI para el Caso 7. En la gráfica se ilustra que los voltajes pico en estado de pre-falla son de 93.8 kV en cada fase. Desde el inicio de la falla en $t=0s$ hasta el momento de su liberación el nivel de tensión en las fases A y B disminuye a 0 kV, mientras que la fase C se mantiene en 97.8 kV. Una vez finalizado el disturbio en $t=0.150s$ los niveles de voltaje vuelven a sus valores de pre-falla

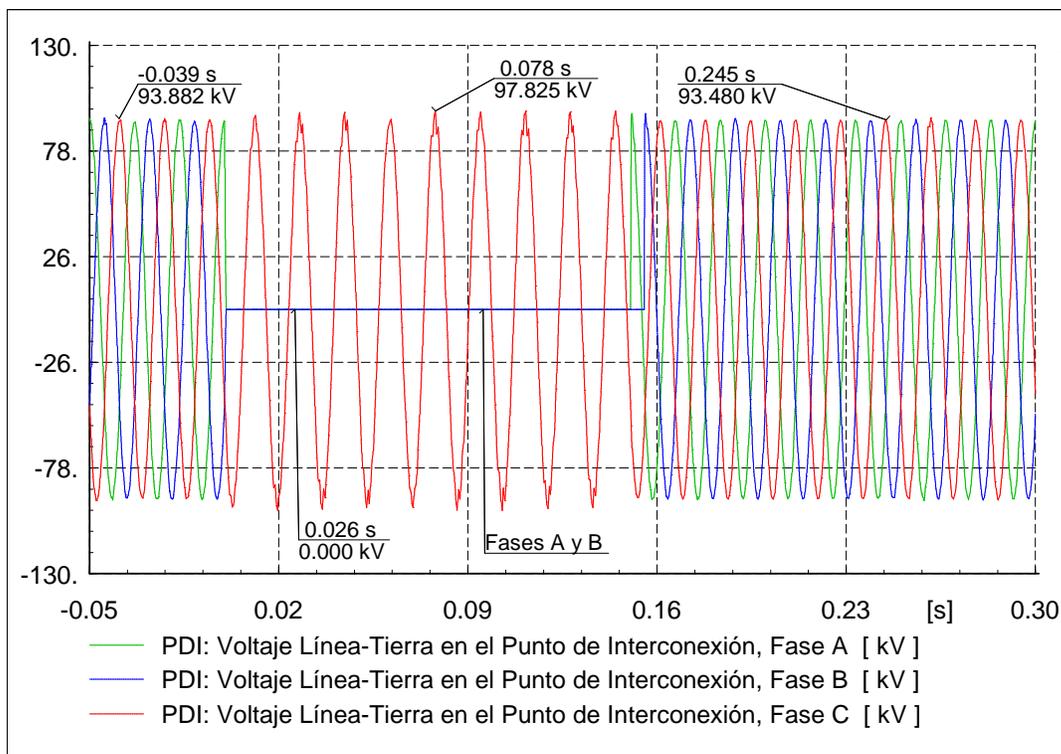


Figura 4.75 Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 7.

La Figura 4.76 muestra el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en el PDI para el Caso 7. Se puede observar que previo al inicio de la falla el nivel de voltaje está en 1.0 p.u. A partir de la aplicación de la falla en $t=0s$, el voltaje en las fases A y B disminuyen a 0 p.u., mientras que en la fase C se mantiene en 1.02 p.u., ese comportamiento se mantiene en cada fase hasta que el disturbio termina en $t=0.150s$. Para instantes posteriores, los niveles de voltaje vuelven a su estado previo a la falla

En la Figura 4.77 se observa el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en los aerogeneradores para el Caso 7. En esta figura se aprecia que en condiciones de pre-falla la magnitud de voltaje en AG's es de 1.0 p.u. Una vez que se aplica la falla en $t=0s$ los voltajes descienden prevaleciendo la magnitud más baja en las fases A y C con 0.4 p.u. manteniendo ese comportamiento

hasta el momento de la liberación en $t=0.150s$. Instantes posteriores a la falla los niveles de voltaje vuelven a recuperar sus valores previos al disturbio.

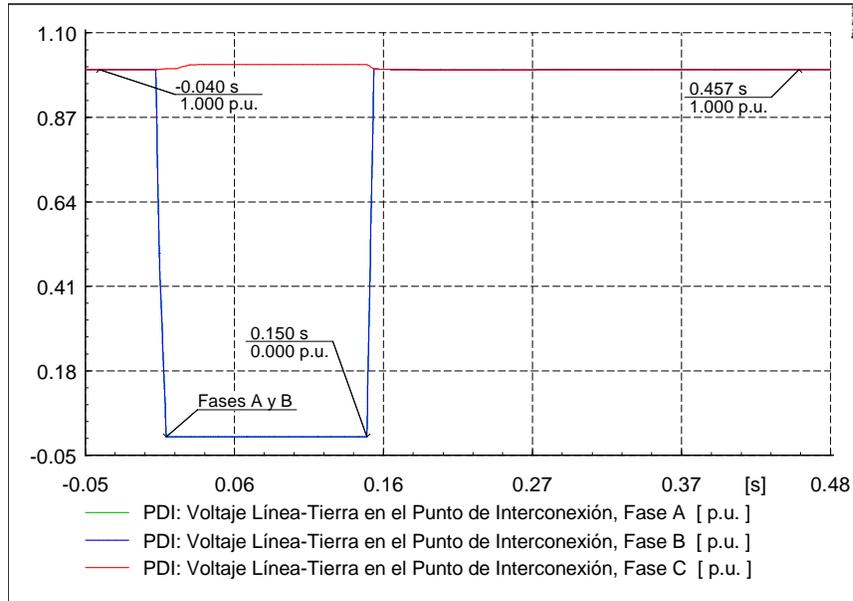


Figura 4.76 Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 7.

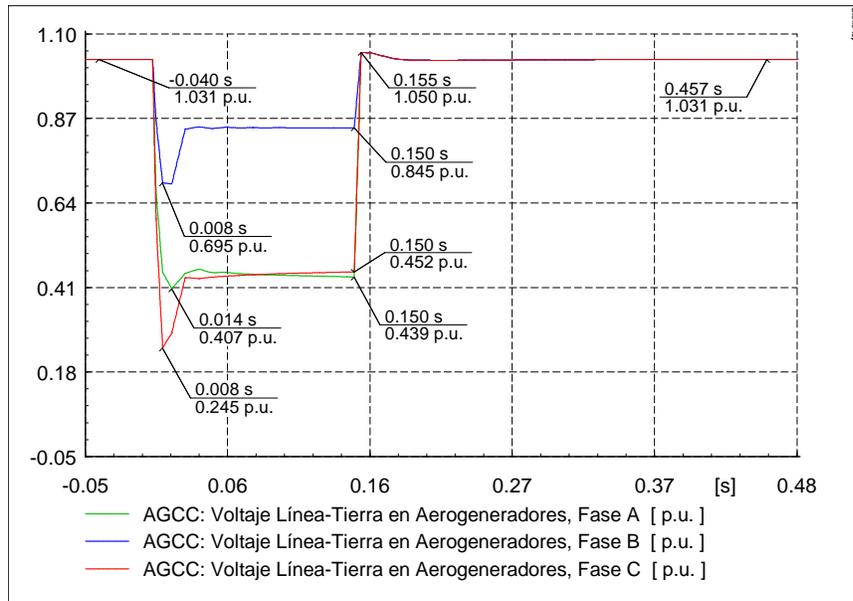


Figura 4.77 Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 7.

La Figura 4.78 muestra el comportamiento de la corriente de secuencia positiva (RMS) en el PDI para el Caso 7. Se observa que previo a la aplicación de la falla la corriente nominal es de 0.33 kA. Una vez iniciado el disturbio en $t=0s$ el nivel de corriente aumenta llegando a niveles de 0.5 kA (1.5 veces la corriente nominal), sin embargo también se presentan magnitudes bajas de 0.11 kA (35% la corriente

nominal). Una vez terminado el disturbio en $t=150\text{s}$ la corriente comienza a retomar niveles previo a la falla y para el instante $t=0.185\text{s}$ ya se encuentra recuperada totalmente.

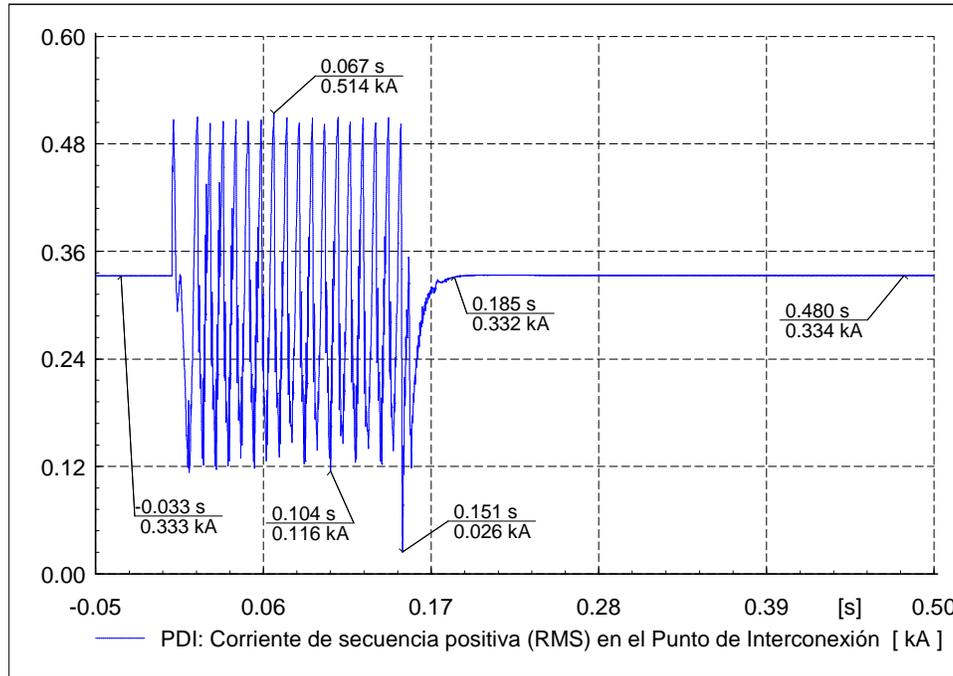


Figura 4.78 Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 7.

La Figura 4.79 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en el PDI para el Caso 7. En esta figura se aprecia que en estado de pre-falla se consume una corriente (pico) de 0.47 kA por fase. Después de que la falla es iniciada en $t=0\text{s}$ las corrientes en la fase B y C aumentan a 0.6 kA, mientras que la fase A disminuye a 0.31 kA, las tres fases mantienen su comportamiento hasta el momento de su liberación. Después de que finaliza la falla a partir de $t=0.150\text{s}$ los niveles de corriente de pre-falla se recuperan de forma inmediata.

La Figura 4.80 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en los aerogeneradores para el Caso 7. Se observa que desde el inicio de la simulación y hasta el instante en que inicia la falla el valor de la corriente (pico) es de 5.3 kA. Después de que inicia el disturbio en $t=0\text{s}$ las corrientes en las fases A y B aumentan a 7 kA (1.4 veces la corriente de pre-falla), mientras que la fase C disminuye a 3.1 kA (60% de la corriente de pre-falla) estos comportamientos se mantienen hasta que finaliza la falla. Una vez que el disturbio se libera en $t=0.150\text{s}$ los niveles de corriente comienzan a recuperarse y para el instante $t=0.181\text{s}$ ya se tienen los valores previos al disturbio.

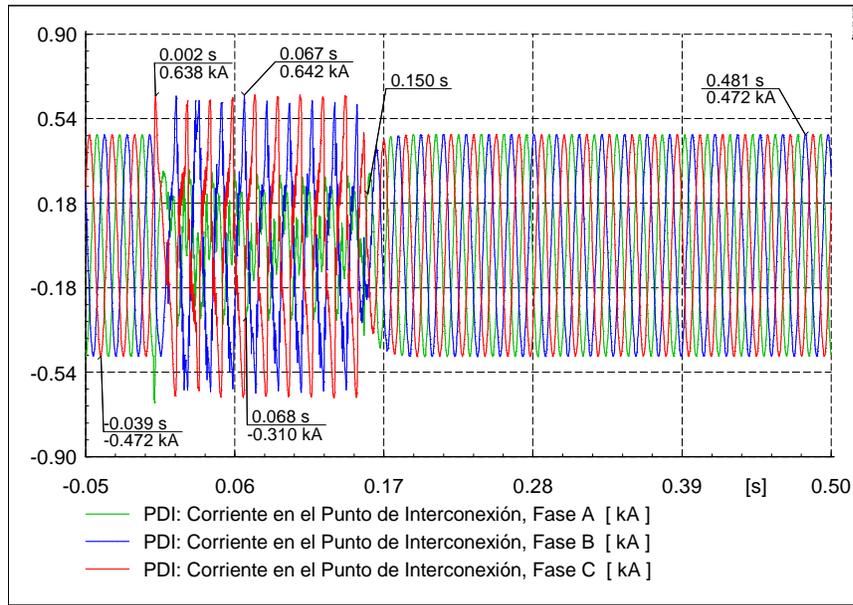


Figura 4.79 Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 7.

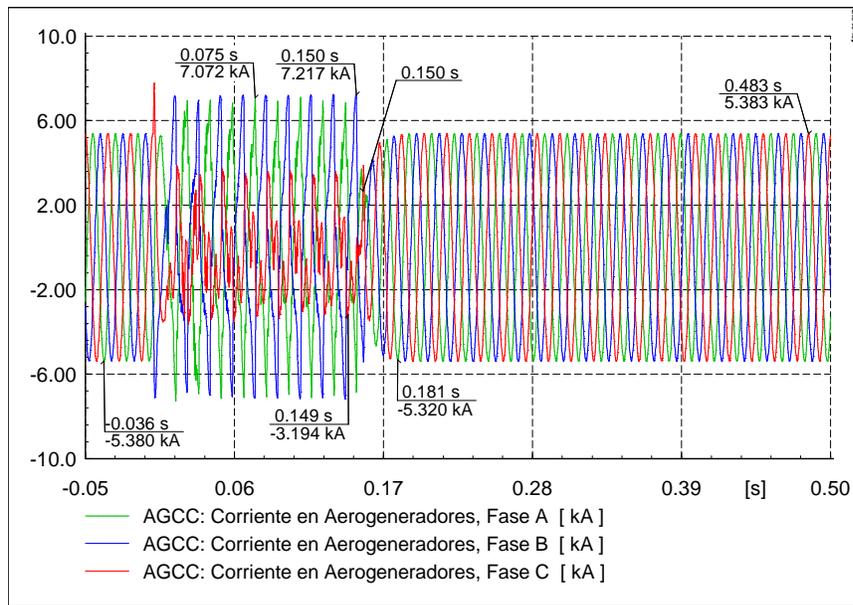


Figura 4.80 Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 7.

La Figura 4.81 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en el PDI para el Caso 7. De esta figura se observa que previo al inicio de la falla la potencia recibida es de 22.1 MW por fase. Una vez que se inicia el disturbio en $t=0s$ el envío disminuye, en las fases A y B hasta 0 Mvar permaneciendo en este valor durante la aplicación de la falla, asimismo la fase C para el instante $t=0.024s$ envía 3.7 MW y para el momento en que finaliza la falla en $t=0.150s$ ya solo envía 0.9 MW. Posterior al disturbio se comienzan a recuperar los niveles de potencia recibida y a partir de $t=0.172s$ ya se tienen magnitudes previo al disturbio.

La Figura 4.82 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en los aerogeneradores para el Caso 7. Se observa que en estado de pre-falla cada aerogenerador envía 0.9 MW por fase. Al momento en que se inicia la falla en $t=0s$ disminuyen el envío, la fase B casi en su totalidad (0.043 MW) y la fase C a 0.3 MW, por otro lado la fase A para el instante $t=0.024s$ ya se encuentra absorbiendo 0.2 MW, los comportamientos se mantienen en cada fase hasta que el disturbio termina en $t=0.150s$. Una vez que la falla es liberada los niveles de potencia se comienzan a recuperar y a partir de $t=0.172s$ ya se tienen magnitudes de pre-falla.

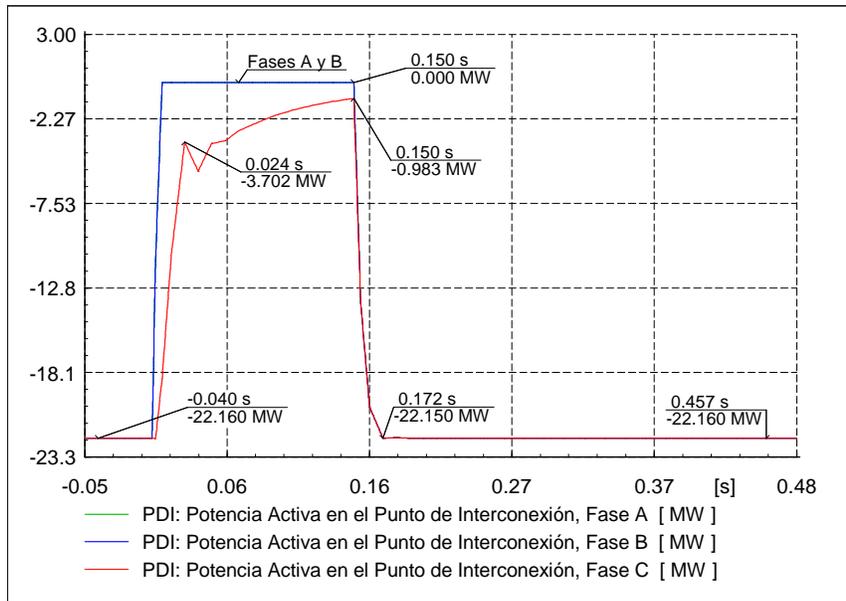


Figura 4.81 Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 7.

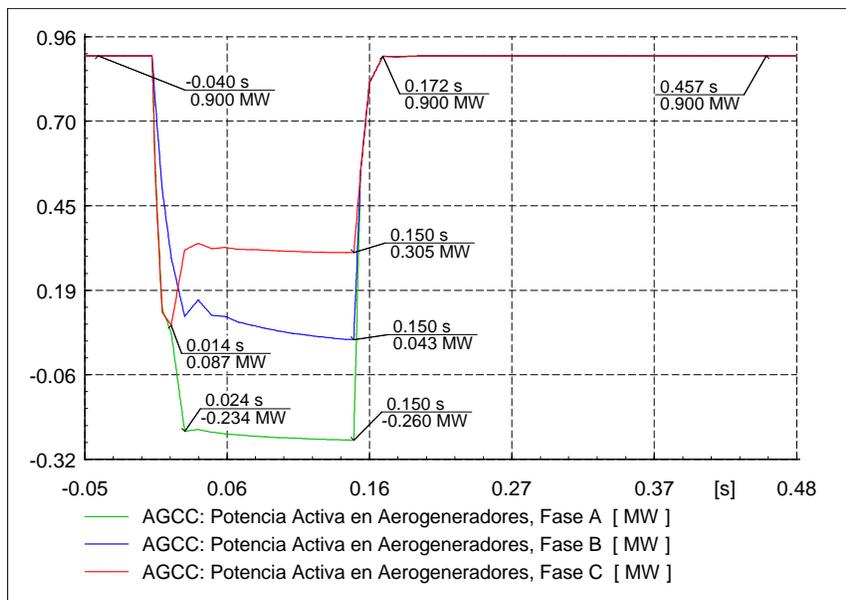


Figura 4.82 Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 7.

La Figura 4.83 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en el PDI para el Caso 7. En esta figura se observa que en condiciones de pre-falla la potencia recibida es de 0 Mvar. A partir de la aplicación del disturbio en $t=0s$ las fases A y B continúan sin recibir potencia reactiva mientras que la fase C recibe 25 Mvar, nuevamente esos comportamientos se mantienen hasta que el disturbio finaliza en $t=0.150s$. Posteriormente los niveles de pre-falla comienzan a recuperarse y para el instante $t=0.192s$ ya están en 0.17 Mvar continuando su recuperación.

La Figura 4.84 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en los aerogeneradores para el Caso 7. De esta figura se parecía que antes del disturbio los aerogeneradores están enviando 0.106 Mvar por fase. Desde el momento en que se aplica la falla en $t=0s$ de forma general incrementan el envío, siendo la fase B la de mayor magnitud con 0.8 Mvar manteniendo esta condición hasta que finaliza el disturbio en $t=0.150s$. Posteriormente los niveles de potencia se comienzan a recobrar y para el instante $t=0.182s$ ya se tienen valores previos a la falla.

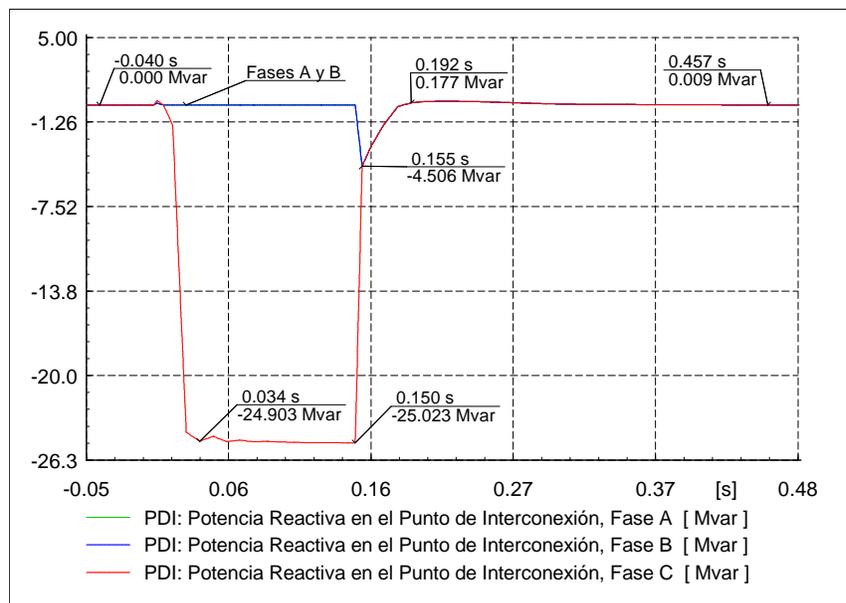


Figura 4.83 Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 7.

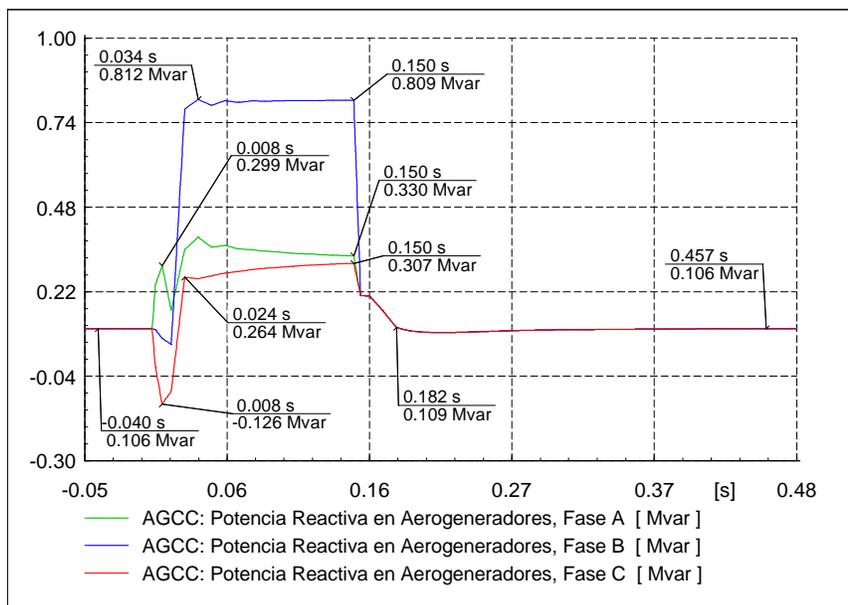


Figura 4.84 Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 7.

La Figura 4.85 en la curva de color verde muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en el PDI para el Caso 7. Se observa que en estado de pre-falla se están recibiendo 66.4 MW. Ya una vez que se aplica el disturbio en $t=0s$ la potencia recibida disminuye, en $t=0.024s$ se reciben 3.7 MW continuando el descenso hasta llegar a 0.9 MW al momento en que termina la falla. Posterior a la liberación del disturbio en $t=0.150s$ se comienza a recuperar la potencia recibida y en $t=0.172s$ ya se tienen valores previo al disturbio.

Continuando con la Figura 4.85 en la curva de color rosa se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en el PDI para el Caso 7. En esta figura se observa que la magnitud de potencia reactiva recibida previo al disturbio es de 0 Mvar. Una vez que se aplica la falla en $t=0s$ se reciben 25 Mvar manteniendo esta condición de operación hasta la liberación del disturbio en $t=0.150s$. Posterior a esto se comienza a disminuir esta recepción de potencia reactiva para así seguir con la recuperación de los niveles que se tenían en estado de pre-falla.

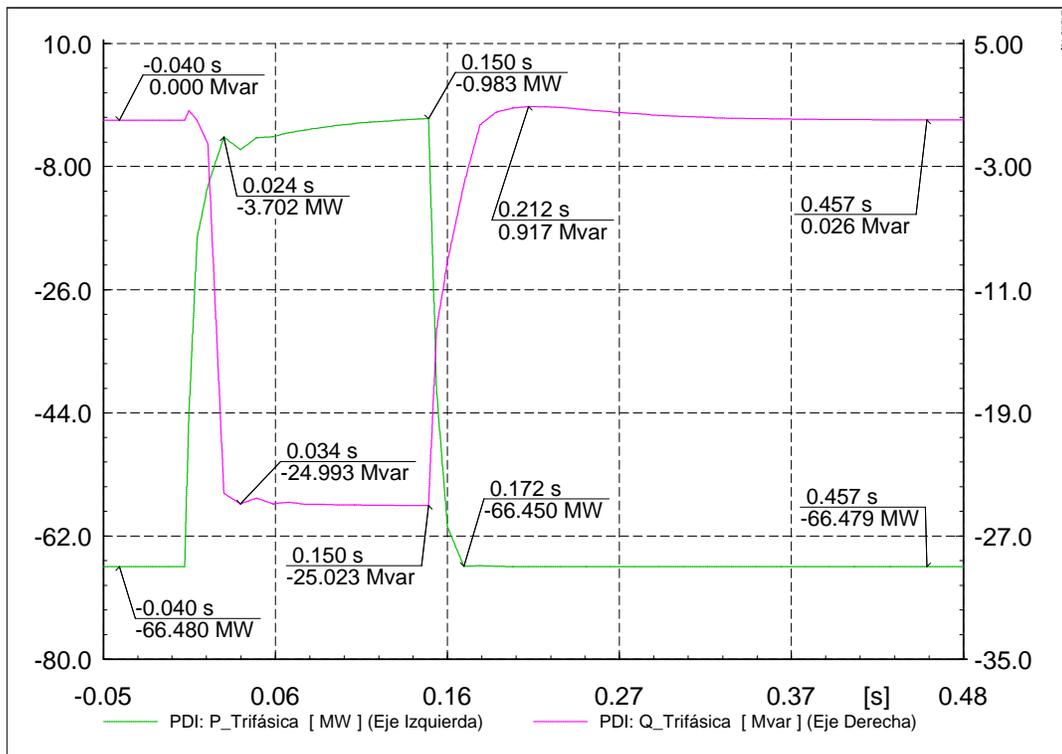


Figura 4.85 Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 7.

La Figura 4.86 en la curva de color verde muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en aerogeneradores para el Caso 7. Se aprecia que previo al inicio del disturbio cada aerogenerador envía 2.7 MW. Una vez que inicia la falla en $t=0s$ disminuyen la cantidad enviada, para el instante $t=0.024s$ ya están en 0.19 MW, continuando ese comportamiento hasta llegar a 0.08 MW al momento en que se termina la falla en $t=0.150s$. Ya una vez que el disturbio finaliza los AG's comienzan a incrementar el envío de potencia activa hacia el PDI y para el instante $t=0.172s$ ya se tienen los niveles previo al disturbio.

En la misma Figura 4.86 en la curva de color rosa se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en aerogeneradores para el Caso 7. Se aprecia que en condiciones de pre-falla cada aerogenerador envía 0.31 Mvar. Al momento en que se aplica la falla en $t=0s$ incrementan el envío a 1.4 Mvar permaneciendo en este valor hasta el instante en que finaliza la falla en $t=0.150s$. Una vez que el disturbio termina se comienzan a disminuir el envío, para el instante $t=0.202s$ ya están en un valor de 0.2 Mvar continuando ese comportamiento hasta recuperar niveles de pre-falla.

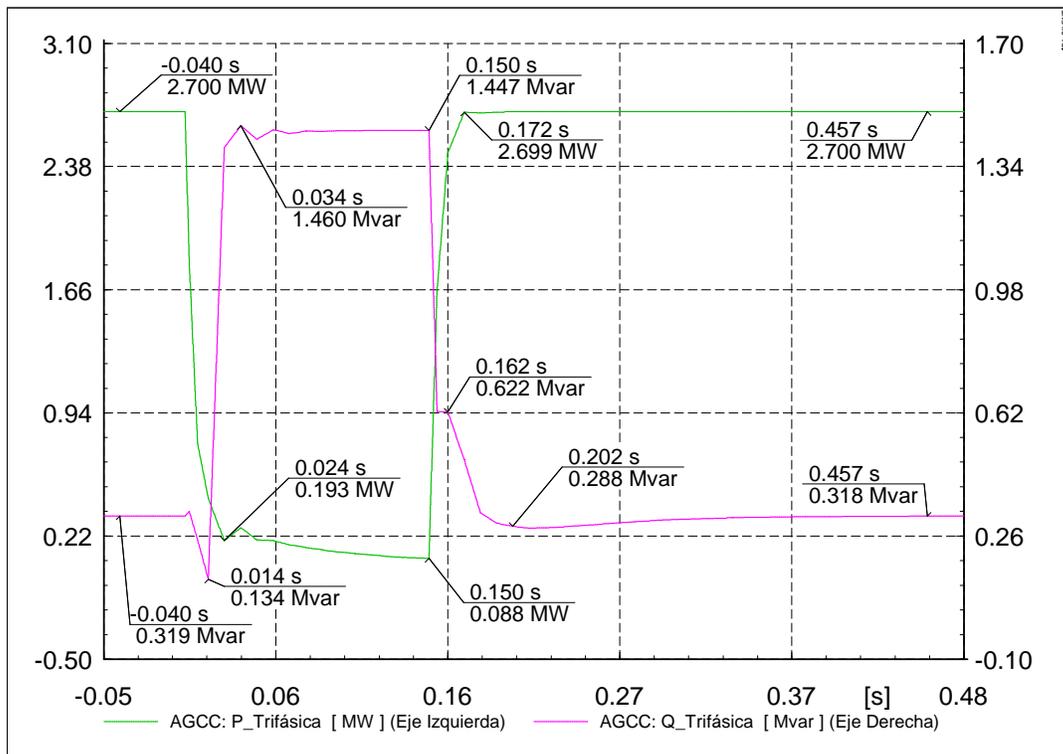


Figura 4.86 Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 7.

4.2.5 Caso 8: Falla monofásica a tierra en central con AGCC

Se simula una falla de fase a tierra en el PDI en el modelo de la central con AGCC. Se hacen mediciones antes, durante y posterior a la falla en el punto de aplicación de la falla y en los aerogeneradores de la misma forma que en los casos del Modelo 1, el Caso 5, Caso 6 y Caso 7 y su comportamiento es mostrado de la Figura 4.87a la Figura 4.98.

La Figura 4.87 muestra las formas de onda de voltaje de línea a tierra en el PDI para el Caso 8. Se observa que los voltajes pico en estado de pre-falla son de 93.8 kV en cada fase. Desde el inicio de la falla en $t=0s$ el voltaje en la fase A disminuye en su totalidad, mientras que las fases B y C se mantienen en 92.6 kV y 95.4 kV respectivamente, el comportamiento en cada fase se sostiene hasta el momento de la liberación de la falla en $t=0.150s$. Ya una vez que fue liberada, los niveles de tensión vuelven a sus valores de pre-falla

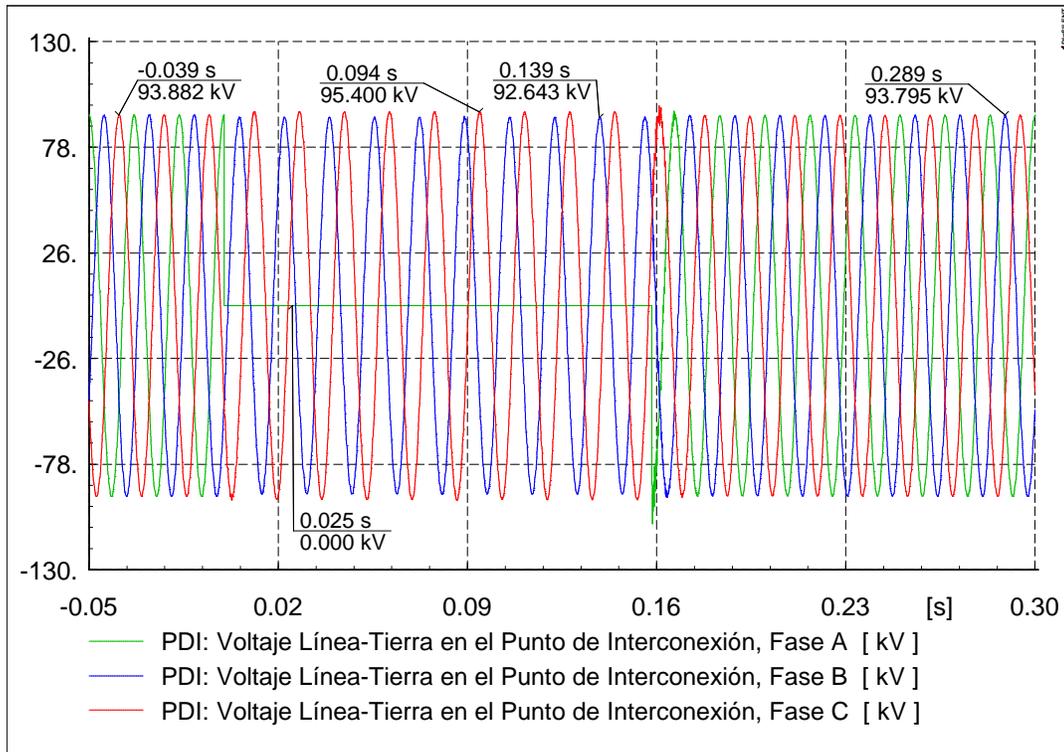


Figura 4.87 Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 8.

La Figura 4.88 muestra el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en el PDI para el Caso 8. Se observa que momentos previos al disturbio se tiene un voltaje de 1.0 p.u. en cada fase. Una vez que se inicia la falla en $t=0s$, el nivel de voltaje en la fase A disminuye hasta 0 p.u., la fase B a 0.98 p.u., mientras que la fase C se eleva ligeramente a 1.02 p.u., estos niveles se mantienen en cada fase hasta el momento en que finaliza el disturbio en $t=0.150s$. Ya una vez que se libera la falla los voltajes vuelven a sus magnitudes de pre-falla.

En la Figura 4.89 se observa el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en los aerogeneradores para el Caso 8. Los niveles de voltaje previo a la aplicación de la falla son de 1.0 p.u.

A partir del inicio del disturbio en $t=0s$ los voltajes descienden en las tres fases, siendo la fase C la de menor magnitud con 0.4 p.u. operando a este nivel hasta que finaliza el disturbio en $t=0.150s$. Posteriormente los niveles de voltaje se recuperan y para el instante $t=0.162s$ el voltaje ya se encuentra a niveles de pre-falla.

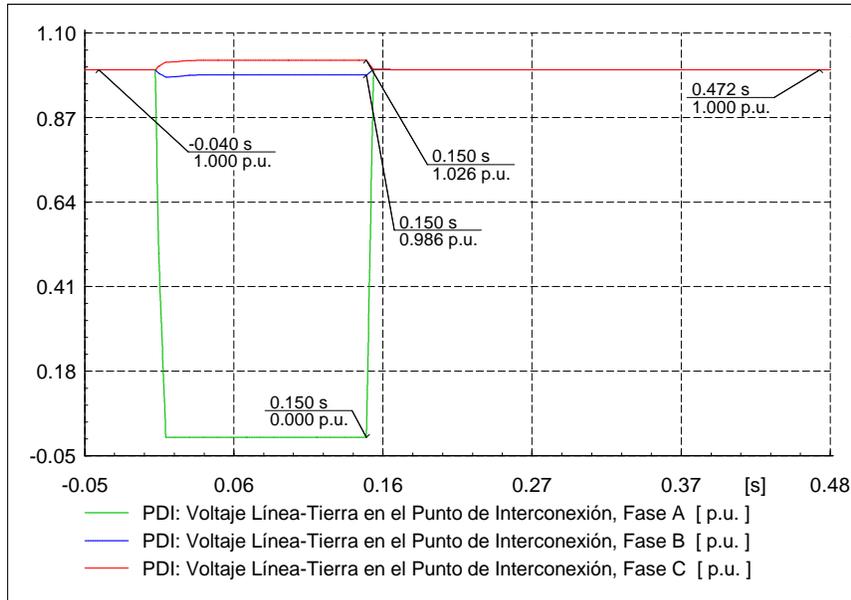


Figura 4.88 Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 8.

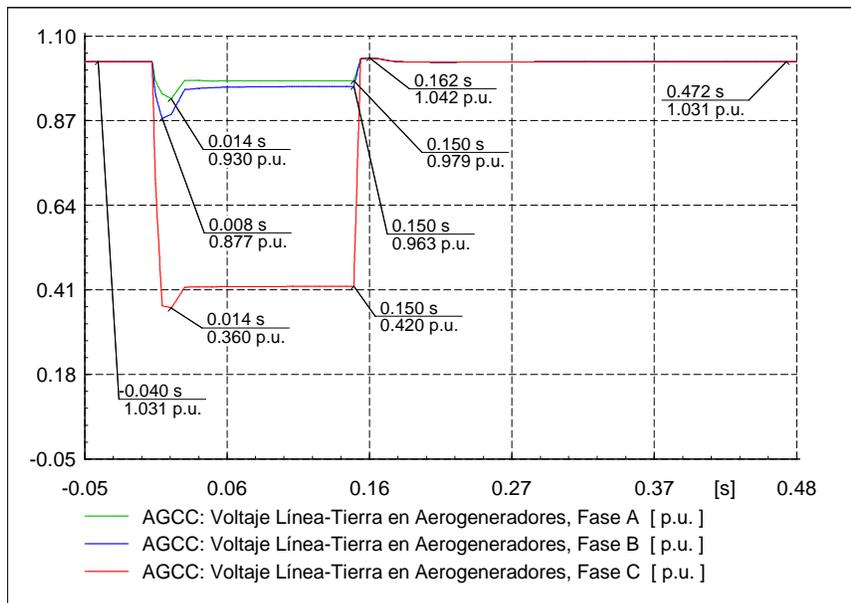


Figura 4.89 Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 8.

La Figura 4.90 muestra el comportamiento de la corriente de secuencia positiva (RMS) en el PDI para el Caso 8. Se aprecia que previo a la aplicación de la falla la corriente nominal es de 0.33 kA. A partir del inicio de la falla en $t=0s$ su magnitud aumenta llegando a valores de 0.49 kA (1.5 veces la corriente

nominal), sin embargo también presenta niveles bajos de 0.15 kA (45% la corriente nominal). Una vez que se libera la falla en $t=0.150s$ la corriente se comienza a recuperar y para el instante $t=0.185s$ la magnitud ya es la que se tenía en estado de pre-falla.

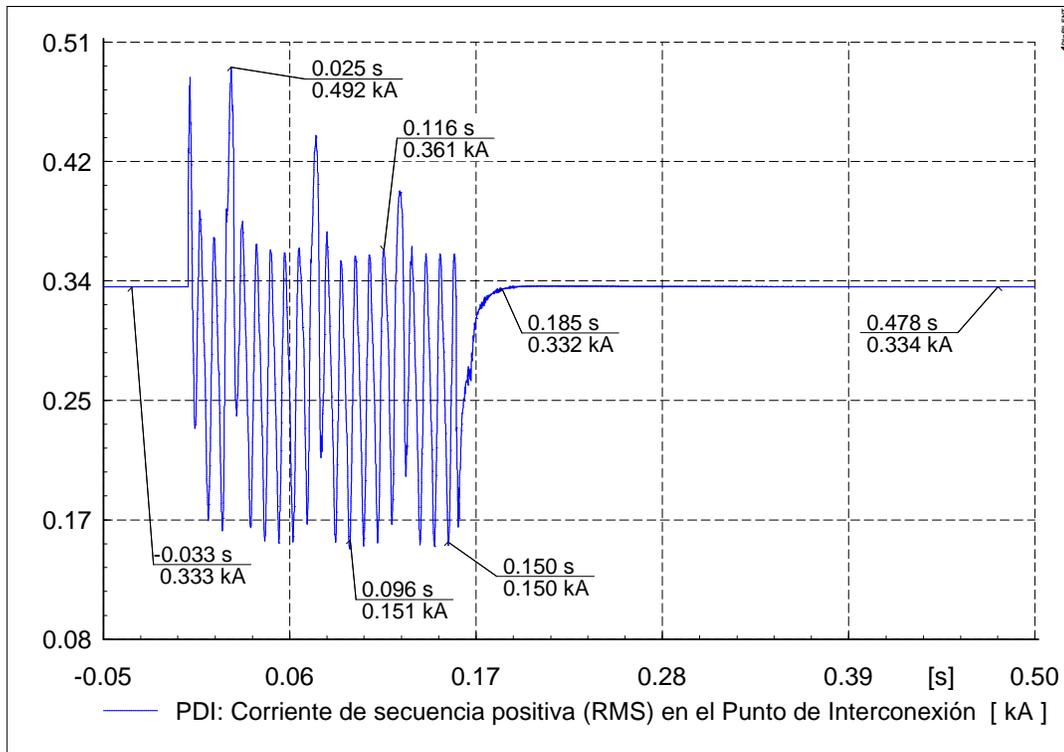


Figura 4.90 Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 8.

La Figura 4.91 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en el PDI para el Caso 8. En esta figura se aprecia que en el momento previo al disturbio la corriente (pico) es de 0.47 kA por fase. Una vez que es aplicada la falla en $t=0s$ la magnitud en la fase A aumenta presentando una corriente máxima de 0.6 kA en $t=0.026s$, representando este valor 1.5 veces la corriente de pre-falla, por otro lado la fase B se mantiene en 0.45 kA y la fase C disminuye a 0.2 kA (40% la corriente de pre-falla), el comportamiento en cada fase se sostiene hasta el final de la falla en $t=0.150s$. Posteriormente los niveles de corriente de pre-falla se recuperan de inmediato.

La Figura 4.92 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en los aerogeneradores para el Caso 8. En esta figura apreciamos que antes del disturbio operan a 5.3 kA (pico) en cada fase. A partir del inicio de la falla en $t=0s$ el consumo de corriente en la fase A aumenta llegando a máximos de 7.68 kA (1.4 veces la corriente de pre-falla), la fase C se mantiene operando a 5.2 kA mientras que la fase B disminuye a 3 kA (55% la corriente de pre-falla). Una vez que finaliza la falla en $t=0.150s$ los niveles previos al disturbio se recuperan de forma inmediata.

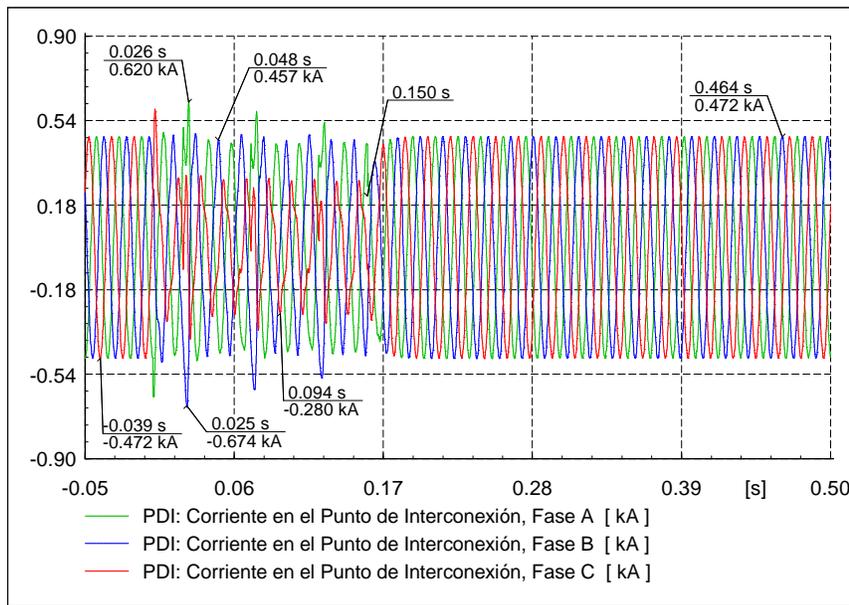


Figura 4.91 Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 8.

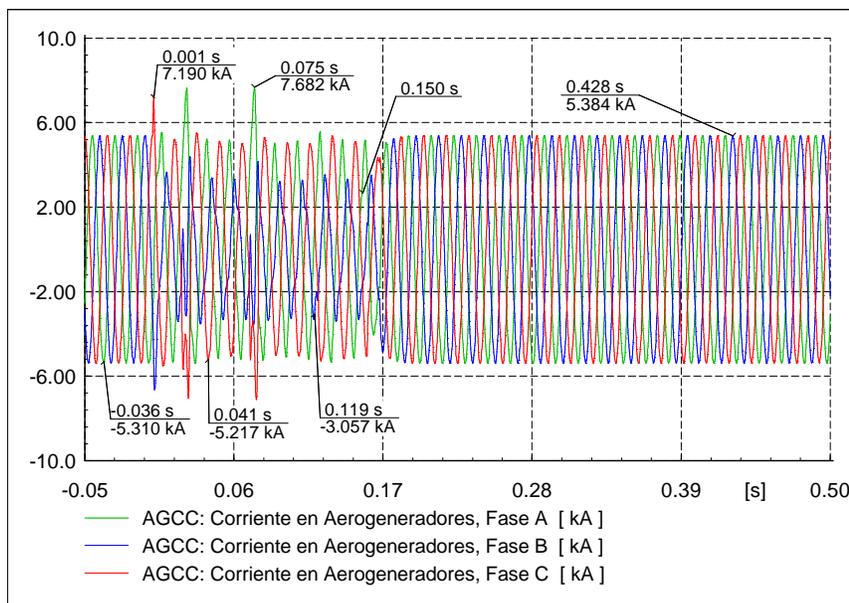


Figura 4.92 Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 8.

La Figura 4.93 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en el PDI para el Caso 8. Para una operación en estado de pre-falla la potencia recibida es de 22.1 MW por fase. Una vez que se inicia la falla en $t=0s$ la potencia recibida disminuye, en las fases B y C a 9 MW mientras que en la fase A hasta 0 MW, esos niveles de operación se mantienen hasta que la falla es liberada. Después de $t=0.150s$ la potencia recibida comienza a recuperarse y a partir de $t=0.172s$ ya se tienen niveles previos al disturbio.

La Figura 4.94 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en los aerogeneradores para el Caso 8. En esta figura se puede observar que en condiciones de pre-falla cada aerogenerador envía 0.9 MW por fase. Una vez que inicia el disturbio en $t=0s$ disminuyen el envío, sobresaliendo la fase C con 0.13 MW siendo esta la de menor magnitud y permaneciendo en esta condición hasta el final de la aplicación de la falla en $t=0.150s$. Una vez que termina el disturbio las magnitudes de potencia en cada fase comienzan a recuperar sus valores previos a este y para el instante $t=0.172s$ ya se tienen los niveles de pre-falla.

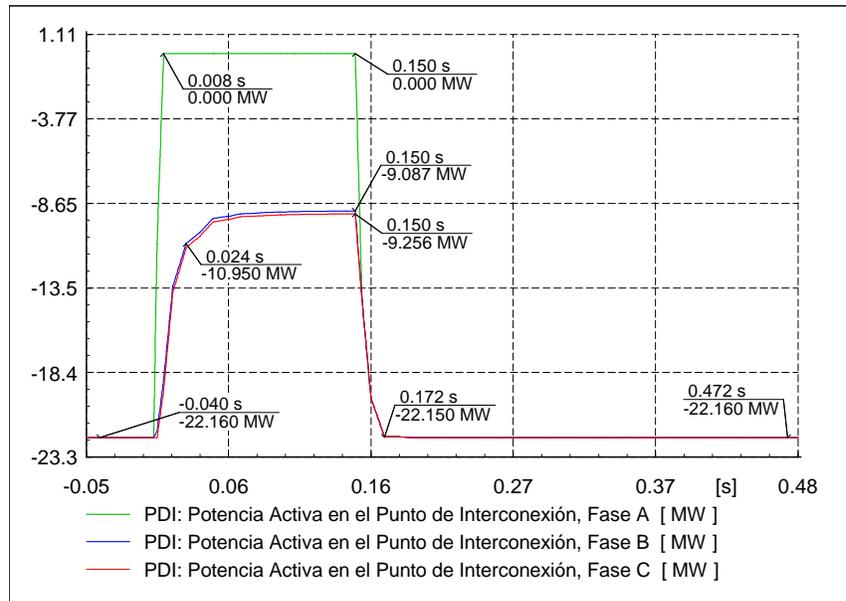


Figura 4.93 Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 8.

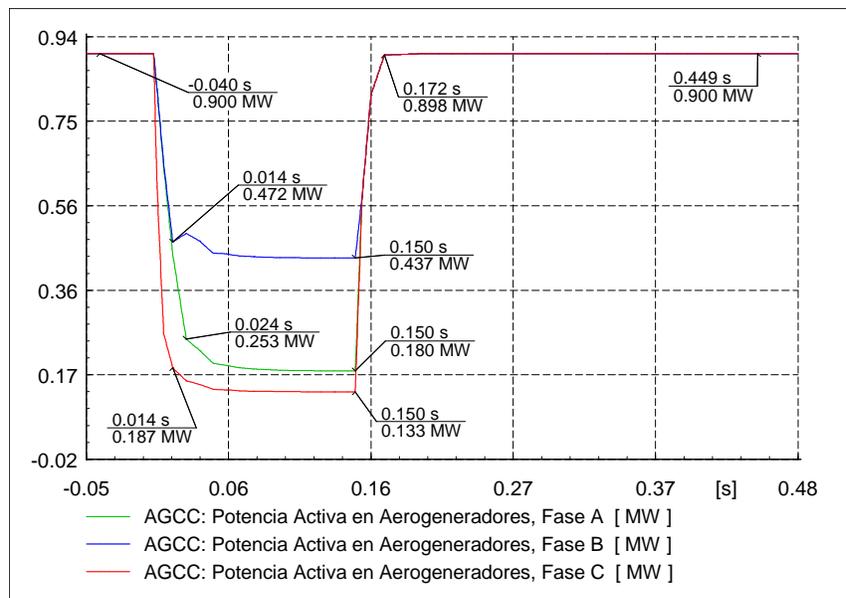


Figura 4.94 Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 8.

La Figura 4.95 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en el PDI para el Caso 8. En esta figura se observa que en estado de pre-falla no se recibe potencia reactiva en ninguna fase. Una vez que se aplica el disturbio en $t=0s$, la fase A se mantiene sin recibir potencia reactiva mientras que las fases B y C reciben aproximadamente 11 Mvar, estas condiciones de operación se mantienen hasta el momento en que la falla se libera en $t=0.150s$. Posteriormente los niveles de potencia recibidos comienzan a retomar valores previos al disturbio y para el instante $t=0.182s$ ya se recuperaron en su totalidad.

La Figura 4.96 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en los aerogeneradores para el Caso 8. Se observa que momentos antes del disturbio los AG's están enviando 0.107 Mvar por fase. Una vez que la falla inicia en $t=0s$ se aumenta el envío a 0.5, 0.3 y 0.19 Mvar en las fases A, B y C respectivamente manteniendo estas magnitudes hasta el término de la falla. Una vez finalizado el disturbio a partir de $t=0.150s$ se comienzan a recuperar los niveles previos a este y para el instante $t=0.182s$ ya están recuperados.

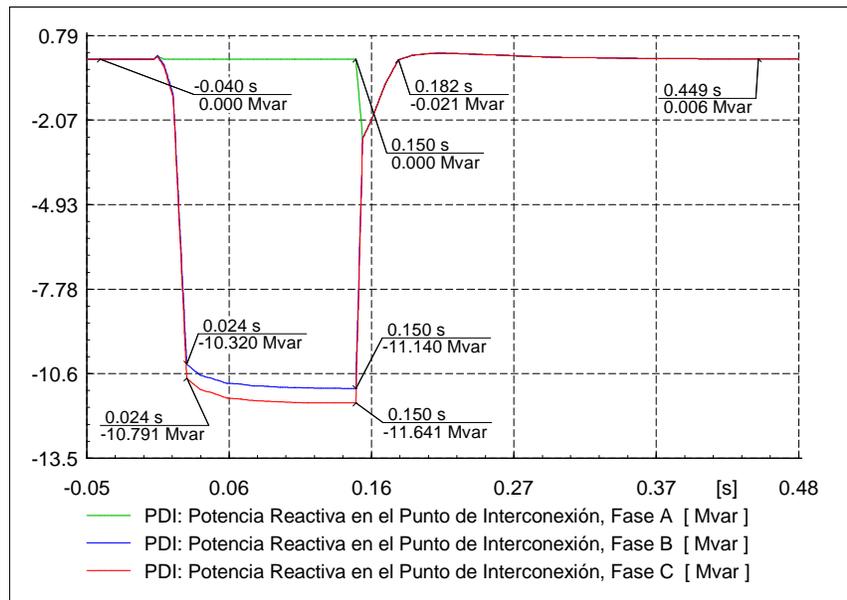


Figura 4.95 Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 8.

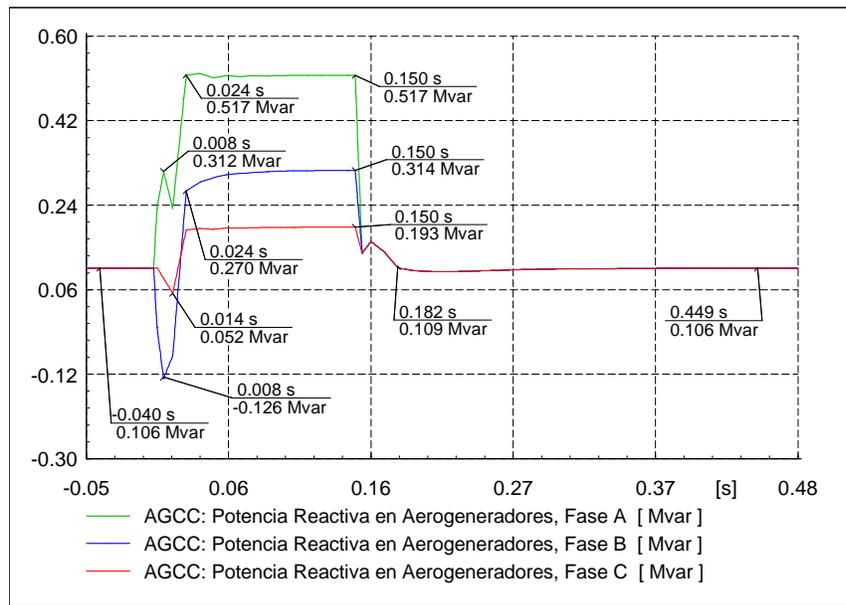


Figura 4.96 Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 8.

La Figura 4.97 en la curva de color verde muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en el PDI para el Caso 8. Se observa que previo a la aplicación de la falla se están recibiendo 66.4 MW. Al momento en que inicia el disturbio en $t=0s$ disminuye la recepción de potencia activa, en $t=0.005s$ se reciben 19.2 MW descendiendo un poco más hasta llegar a 18.3 MW al momento en que la falla es liberada en $t=0.150s$. Posteriormente el nivel de potencia comienza su recuperación a valores de pre-falla y para el instante $t=0.172s$ ya están en 66.4 MW nuevamente.

Continuando con la Figura 4.97 ahora en la curva de color rosa se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en el PDI para el Caso 8. De esta figura se puede apreciar que la potencia reactiva recibida previo a la falla es de 0 Mvar. Cuando se inicia el disturbio en $t=0s$ se comienza a enviar potencia reactiva hacia el parque, en $t=0.024s$ ya se tiene un envío de 21.1 Mvar, posterior a ese instante continua aumentando un poco hasta llegar a 22.7 Mvar al momento en que la falla es liberada en $t=0.150s$. Una vez que el disturbio termina el nivel de potencia reactiva comienza a retomar valores previos a este y para el instante $t=0.192s$ ya se encuentra enviando solamente 0.38 Mvar continuando así hasta que se retoman totalmente la magnitud de pre-falla.

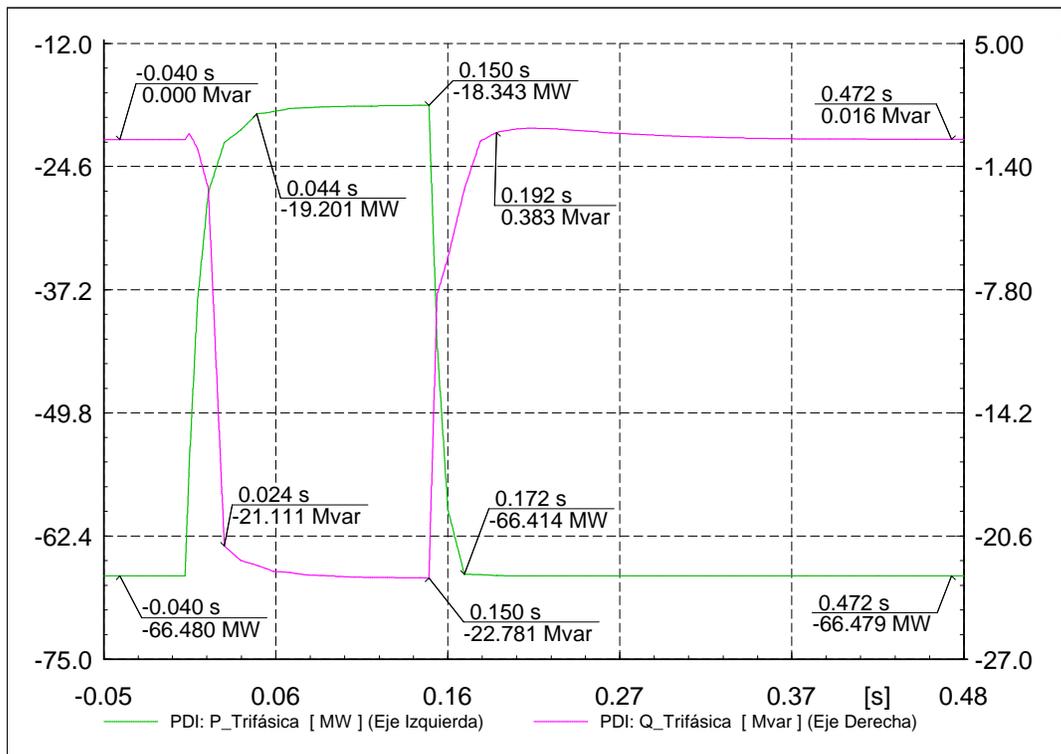


Figura 4.97 Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 8.

La Figura 4.98 en la curva de color verde muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en aerogeneradores para el Caso 8. Se aprecia que momentos antes de la aplicación del disturbio cada aerogenerador envía 2.7 MW trifásicos. Una vez que inicia la falla en $t=0s$ disminuye el envío, en $t=0.024s$ ya se encuentra en 0.9 MW continuando el descenso hasta llegar a 0.75 MW al momento en que la falla finaliza en $t=0.150s$. Posteriormente se comienza a recuperar el nivel de potencia que se tenía previo a la falla y para el instante $t=0.172s$ ya casi están recuperados en su totalidad (0.2.69 MW).

Continuando con la Figura 4.98 en la curva de color rosa se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en aerogeneradores para el Caso 8. Se observa que previo a la falla cada aerogenerador envía 0.31 Mvar. Una vez que se aplica la falla en $t=0s$ incrementan el envío a 1 Mvar manteniendo este valor hasta el término del disturbio en $t=0.150s$. Tras la liberación de la falla los AG's de inmediato disminuyen la cantidad enviada, para el instante $t=0.155s$ están en 0.41 Mvar continuando el descenso hasta retomar los niveles de pre-falla.

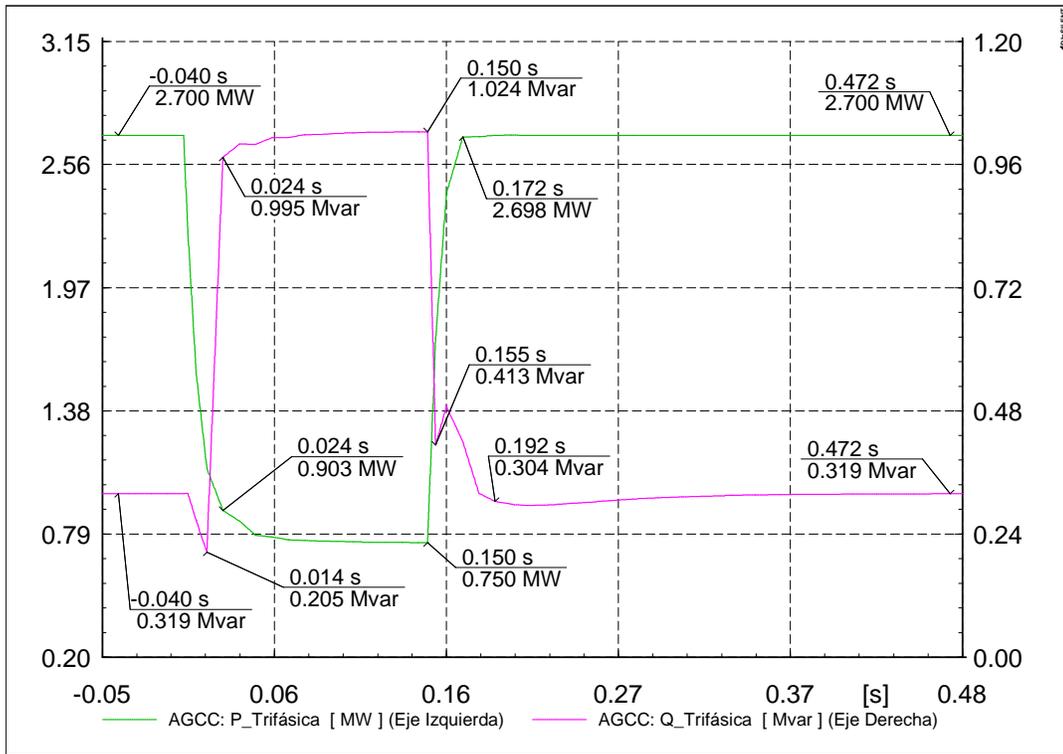


Figura 4.98 Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 8.

Capítulo 5

Análisis de Resultados

En este capítulo se analiza el comportamiento de las centrales eléctricas de acuerdo a la tecnología empleada en las mismas, esto permite criticar el soporte de voltaje y las aportaciones máximas de corriente durante la falla.

5.1 Análisis de la central eólica del Modelo 1 con AGIDA

Como se menciona en el Capítulo 3 (Figura 3.9) el objetivo del esquema de protección crowbar localizado entre el rotor del aerogenerador y el convertidor lado rotor es proteger al convertidor evitando que la corriente de falla llegue a este, protegiendo además al capacitor del bus de CD de sobre-voltajes.

Para este caso en particular en los sistemas de control de los aerogeneradores modelados su sistema crowbar se activa cuando la magnitud de corriente en el rotor es mayor a 2.5 veces su corriente nominal por más de 1 ms. La desactivación del crowbar se realiza cada 60 ms después de su propia activación y además

La operación del crowbar y del convertidor lado rotor podrán realizarse siempre y cuando se cumplan las condiciones definidas correspondientes (corriente y voltaje). Una vez liberado el crowbar el convertidor lado rotor vuelve a reactivarse presentándose en el aerogenerador las condiciones necesarias para apoyar el soporte del hueco de tensión.

5.1.1 Análisis del Caso 1: Falla trifásica

Para este caso se observó que el voltaje en el PDI llegó una magnitud de 0 p.u. y en terminales de los AG's alcanzó 0.15 p.u., este efecto es ocasionado por la impedancia que existe entre el PDI y los AG's. El efecto de los controles de los AG's se refleja en la magnitud de voltaje al llevarla de 0.15 a 0.13 p.u. (aportación de potencia reactiva).

En la Figura 5.1 se aprecia que al activarse el sistema de protección crowbar las altas magnitudes de corriente en terminales de los AGs debidas a la falla en el PDI comienzan a disminuir continuando con ese comportamiento hasta el momento de la desactivación del crowbar. Posteriormente los controles de los AG's dan soporte al hueco de tensión.

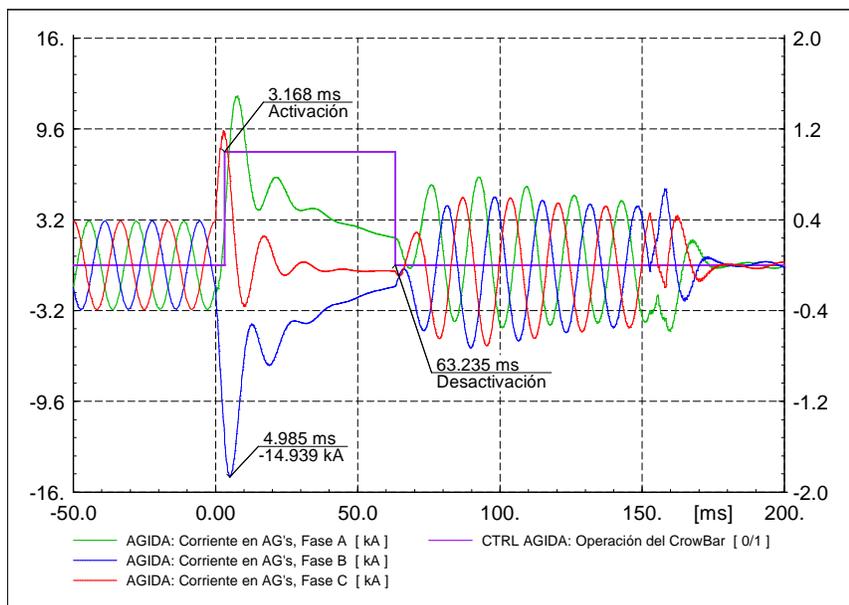


Figura 5.1 Corrientes de fase en AG's con operación del crowbar para el Caso 1.

En la Figura 5.1 se aprecia que 2.168 ms después de que inicia el disturbio la magnitud de corriente en el rotor es de 9.07 kA equivalente a aproximadamente 2.5 veces el valor de su corriente nominal, a partir de ese momento comienza la evaluación del criterio de activación del crowbar, 1 ms más tarde aún se tiene presente una magnitud igual o superior a la de activación y es entonces cuando el crowbar opera en $t=3.168$ ms comenzando a disipar la corriente de falla y el convertidor lado rotor es desconectado. Para el instante $t=63.235$ ms la magnitud de corriente en el rotor y el voltaje en el enlace de CD cumplen las condiciones necesarias para la desactivación del crowbar y la reactivación del convertidor lado rotor de los AG's. Una vez que el convertidor lado rotor está activo nuevamente se tiene el control sobre los AG's para producir corriente reactiva como se muestra en la Figura 5.3 y así contribuir a la aportación de potencia reactiva hacia el PDI hasta el momento en que la falla es liberada en $t=0.150$ s.

La frecuencia de operación del rotor puede ser diferente a la fundamental, este se puede apreciar en la Figura 5.1 y Figura 5.1 donde se observa las diferentes formas de onda en el AG y en el rotor respectivamente

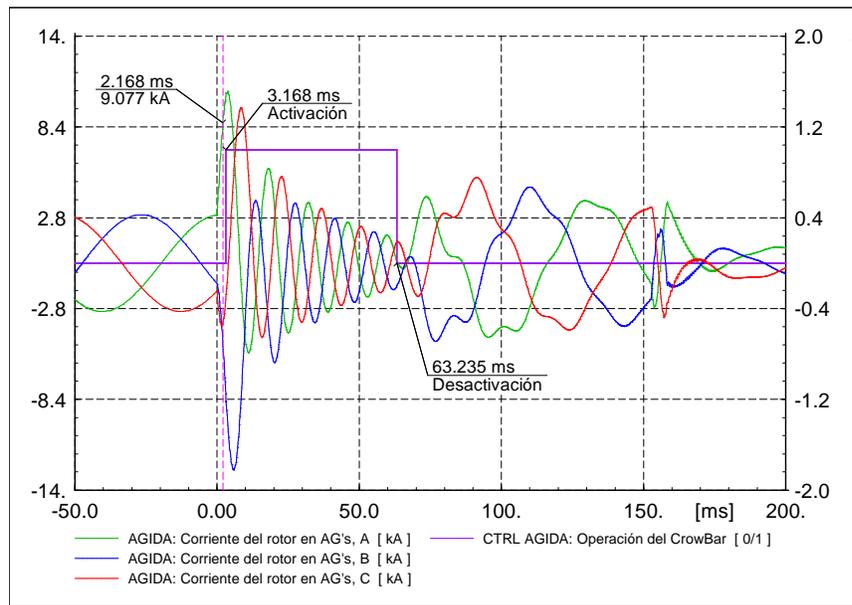


Figura 5.2 Corrientes de fase del rotor en AG's con operación del crowbar para el Caso 1.

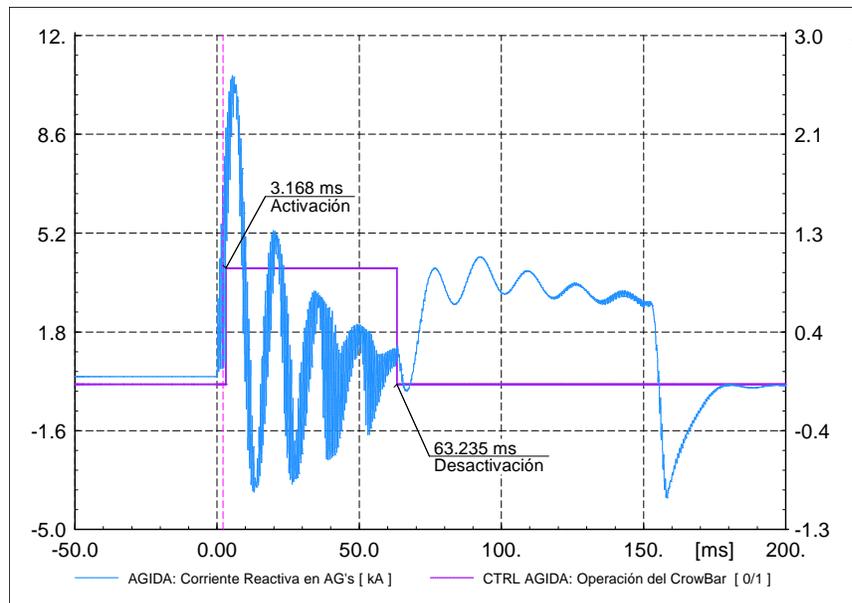


Figura 5.3 Corriente Reactiva en los AG's con operación del crowbar para el Caso 1.

5.1.2 Análisis del Caso 2: Falla entre dos fases

En la Figura 5.4 se aprecia que al activarse el sistema de protección crowbar, al igual que en el análisis del Caso 1, las magnitudes de corriente en los AG's se comienzan a atenuar hasta el momento en que se desactiva el crowbar para que posteriormente los controles de los AG's den soporte al hueco de tensión ocasionado por la falla.

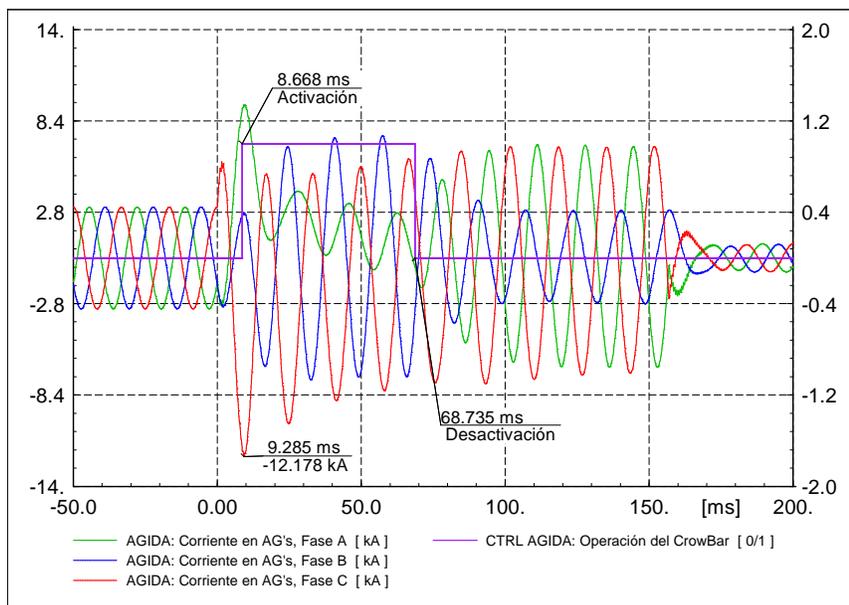


Figura 5.4 Corrientes de fase en AG's con operación del crowbar para el Caso 2.

En la Figura 5.5 se observa que las corrientes en el rotor se incrementan una vez iniciada la falla en $t=0$ ms, para el instante $t=7.618$ ms la magnitud de corriente de falla es 8.4 kA, este valor rebasa el límite establecido para que el crowbar se active por lo que en ese instante comienza la evaluación de su criterio de operación. En $t=8.668$ ms el crowbar se activa debido a que la magnitud de corriente en el rotor aún está por encima de 2.5 veces su corriente nominal, debido a esto la corriente en el rotor comienza a disminuir significativamente, además el convertidor lado rotor es desconectado por 60 ms hasta llegar a valores tales que los controles de los AG's puedan operar correctamente. En $t=68.735$ ms el crowbar se desactiva, la magnitud de corriente en el rotor y de voltaje en el enlace de CD se encuentran en condiciones óptimas haciendo que el convertidor lado rotor opere nuevamente haciendo que los AG's generen corriente reactiva, como lo muestra la Figura 5.6, para el apoyo de potencia reactiva enviada hacia la red ante el hueco de tensión hasta que finaliza la falla en $t=150$ ms.

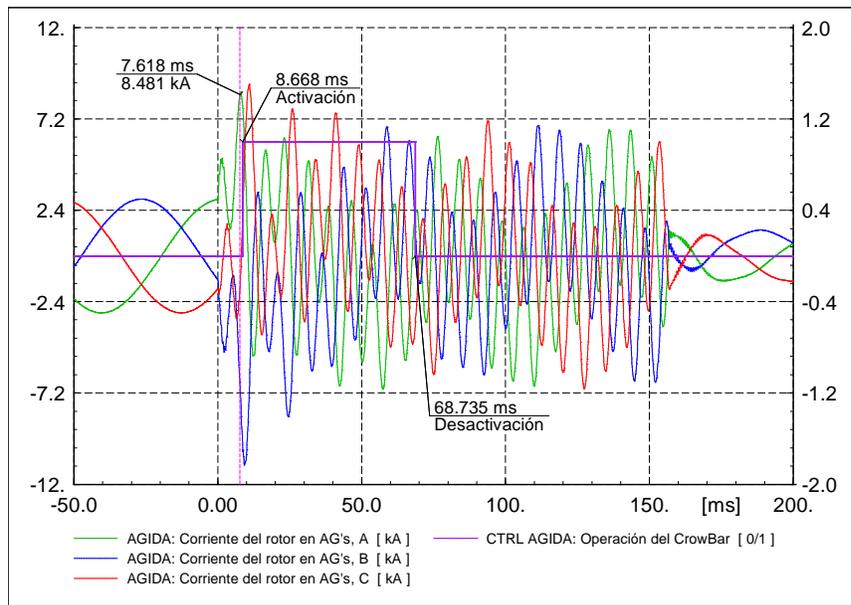


Figura 5.5 Corrientes de fase del rotor en AG's con operación del crowbar para el Caso 2.

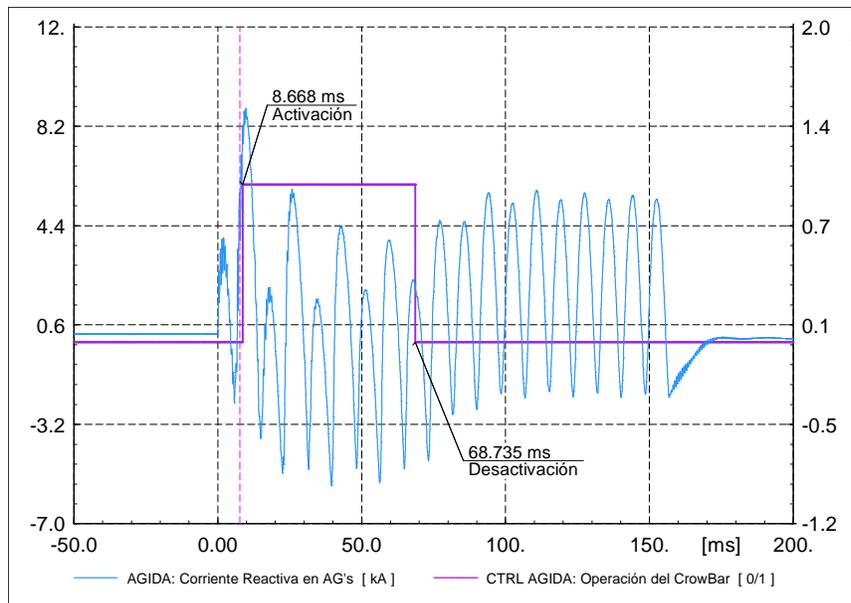


Figura 5.6 Corriente Reactiva en los AG's con operación del crowbar para el Caso 2.

5.1.3 Análisis del Caso 3: Falla de dos fases a tierra

En la Figura 5.7 se observa que desde el inicio de la operación del crowbar en $t=9.268$ ms y hasta su desactivación en $t=69.335$ ms, la magnitud de corriente en los AG's va disminuyendo. Posterior a la liberación del crowbar los controles de los AG's dan soporte al hueco de tensión ocasionado por la falla.

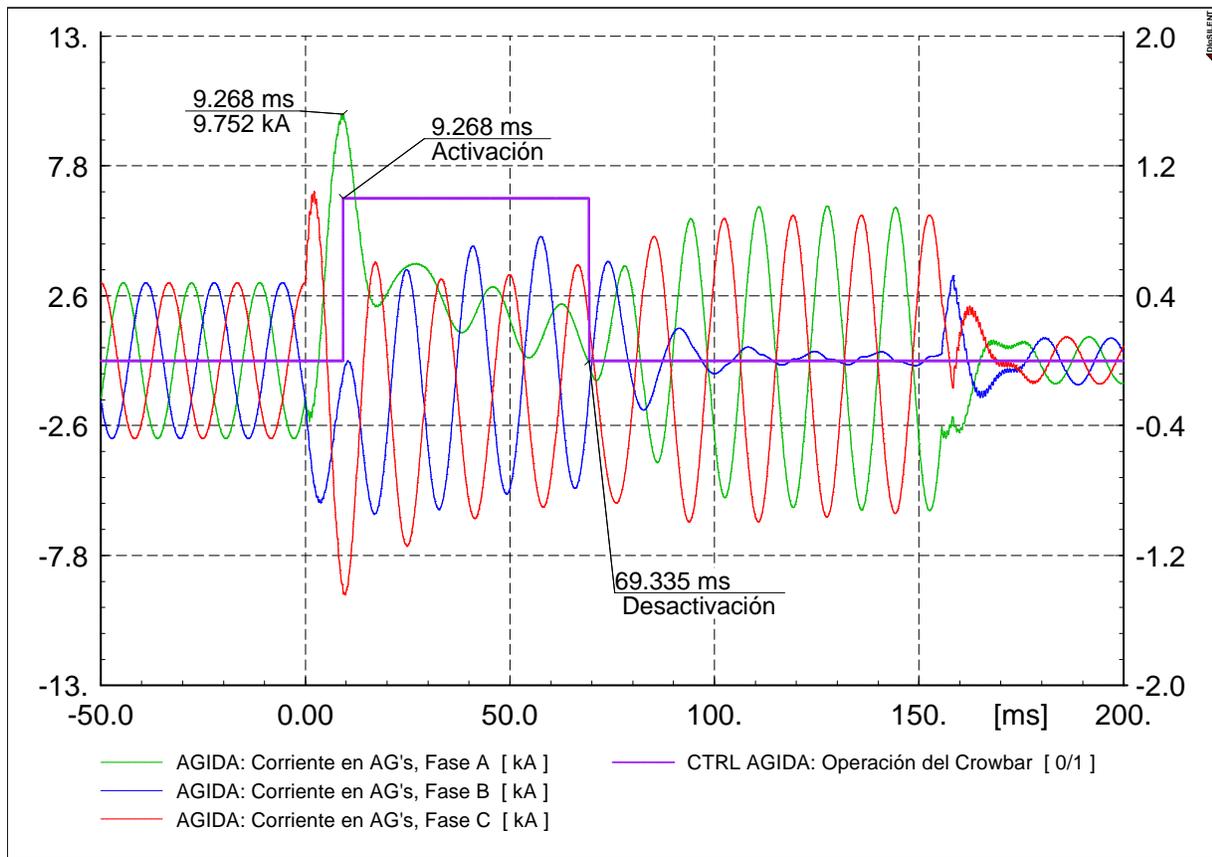


Figura 5.7 Corrientes de fase en AG's con operación del crowbar para el Caso 3.

En la Figura 5.8 se aprecia que la corriente en el rotor se incrementa, en $t=8.118$ ms la magnitud de corriente ya presenta una magnitud tal que comienza el criterio de activación del crowbar con un valor de 8.6 kA (superior a 2.5 veces la corriente nominal en el rotor). Tras pasar 1 ms, en $t=9.268$ ms el crowbar se activa y el convertidor lado rotor se desconecta, la corriente en el rotor comienza a atenuarse durante 60 ms. En el instante $t=69.335$ ms el crowbar se desconecta y el convertidor lado rotor se reconecta debido a que las magnitudes de corriente en el rotor y voltaje en el bus de CD están dentro del criterio de operación del convertidor, es entonces cuando los controles de los AG's aumentan la generación de corriente reactiva como se observa en la Figura 5.9 aumentando así la generación de potencia reactiva para dar soporte al hueco de tensión hasta el momento en que finaliza la falla en $t=150$ ms.

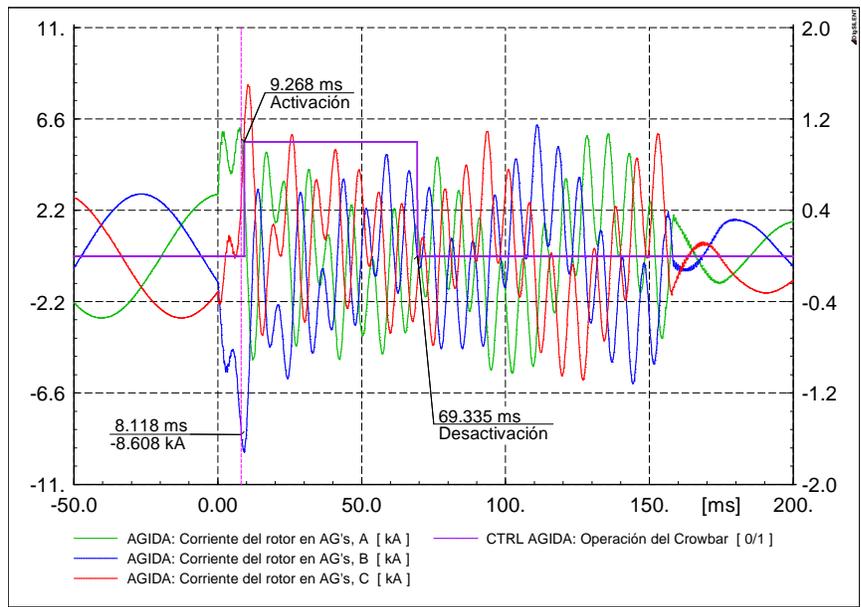


Figura 5.8 Corrientes de fase del rotor en AG's con operación del crowbar para el Caso 3.

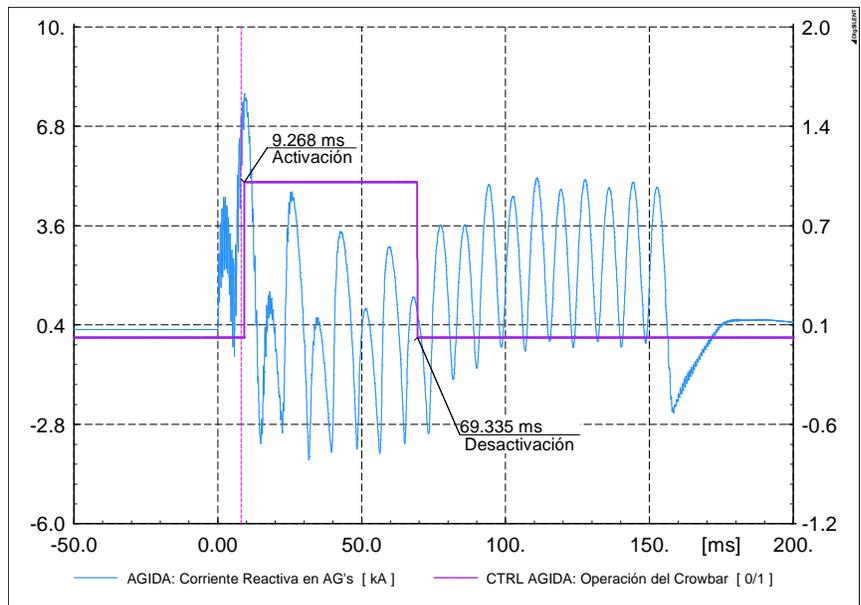


Figura 5.9 Corriente Reactiva en los AG's con operación del crowbar para el Caso 3.

5.1.4 Análisis del Caso 4: Falla de una fase a tierra

En la Figura 5.10 se aprecia que desde el inicio del disturbio en $t=0$ ms y hasta que finaliza en $t=150$ ms la magnitud de corriente es superior a la de pre-falla permaneciendo de cierta forma constante, se observa además que el crowbar no opera.

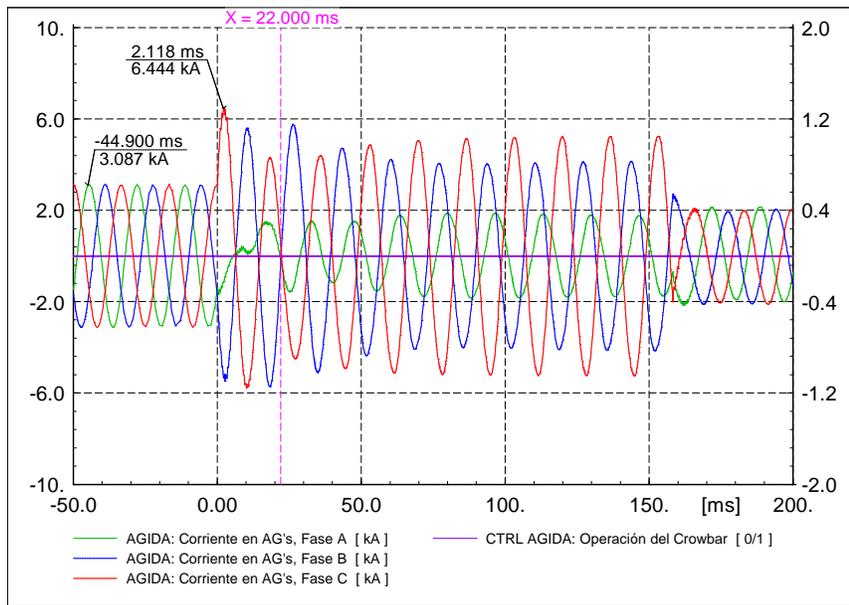


Figura 5.10 Corrientes de fase en AG's con operación del crowbar para el Caso 4.

La Figura 5.11 muestra que a partir del inicio del disturbio en $t=0$ ms la corriente en el rotor se eleva, en $t=2.118$ ms se presenta un valor máximo de 5.9 kA, este valor representa aproximadamente 2 veces su corriente de pre-falla descendiendo paulatinamente durante 22 ms. Para tiempos posteriores a $t=22$ ms la corriente en el rotor aun continua por encima de la magnitud de pre-falla (aproximadamente 1.5 veces) y se mantiene así hasta que se libera la falla en $t=150$ ms. Durante la aplicación de la falla la magnitud de corriente en el rotor nunca presenta condiciones de operación del crowbar, es decir una magnitud igual o superior a 2.5 veces la corriente nominal en el rotor, por lo cual el crowbar no opera para este caso.

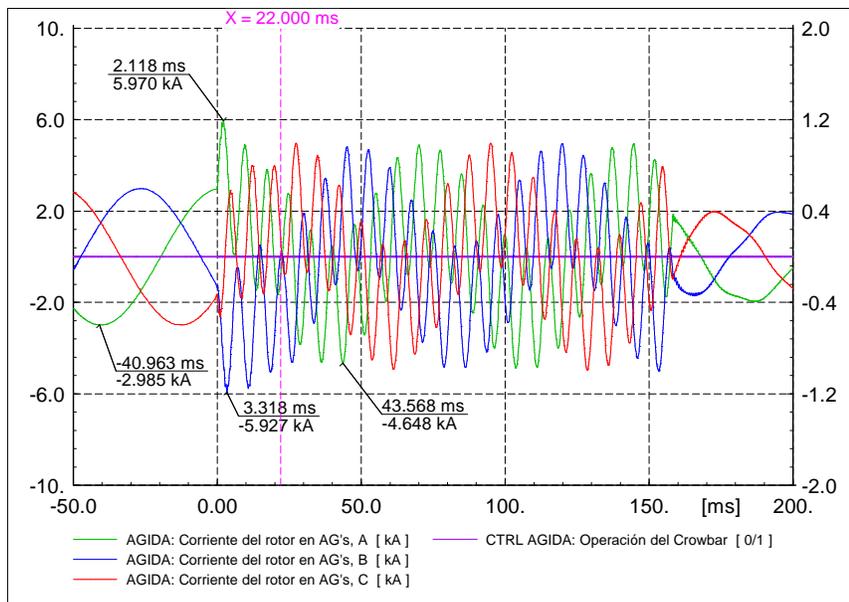


Figura 5.11 Corrientes de fase del rotor en AG's con operación del crowbar para el Caso 4.

La Figura 5.12 se observa que la inyección de corriente reactiva por parte de los AG's siempre está presente, es decir que los AG's están aportando potencia reactiva. Sin embargo en algunos instantes la magnitud de corriente reactiva es de 0.094 kA y 0.211 kA, en esos momentos la potencia reactiva aportada es casi 0 Mvar, el comportamiento de la corriente reactiva se ve reflejado directamente en la potencia reactiva entregada por los AG's (Figura 4.49).

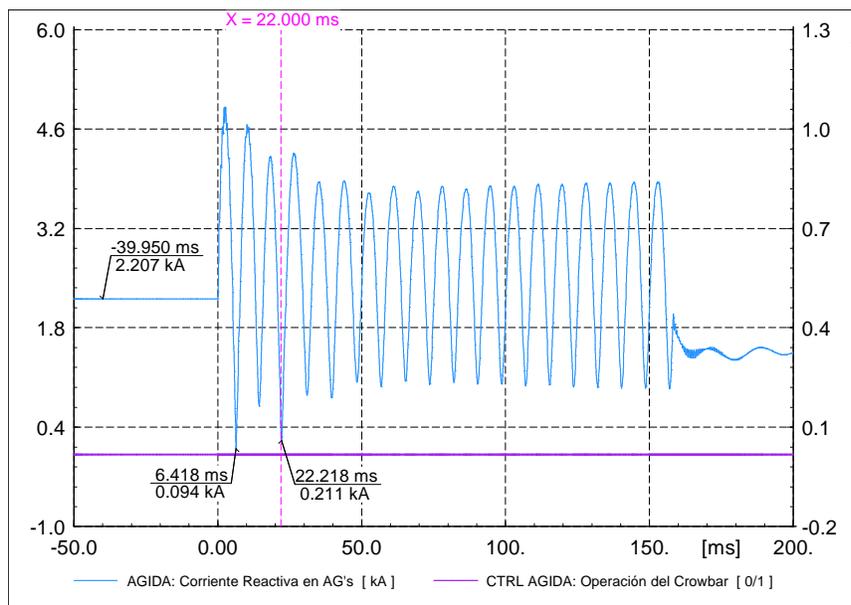


Figura 5.12 Corriente Reactiva en los AG's con operación del crowbar para el Caso 4.

5.2 Análisis de la central eólica del Modelo 2 con AGCC

En los aerogeneradores conectados a través de convertidores no se tiene la presencia de un sistema de protección del crowbar como en el caso de los AGIDA. Ante un disturbio en la red, la sobrecorriente en los aerogeneradores es disipada por el arreglo “resistencia de frenado a plena potencia” integrado en el enlace de CD del convertidor de potencia. Este sistema se activa cuando una sobre corriente se presenta en el generador, desacoplando el convertidor lado generador del convertidor lado red. Asimismo, se encarga de disipar las altas corrientes generadas en los AG’s debido a las diferentes fallas aplicadas. Una vez desacoplados los convertidores, el convertidor lado red comienza a enviar reactivos para el soporte del hueco de tensión. Con el fin de analizar el comportamiento de los aerogeneradores para dar soporte al hueco de tensión, las magnitudes de corriente activa y reactiva son analizadas ya que estas influyen directamente en el comportamiento de la potencia activa y reactiva ante fallas transitorias.

5.2.1 Análisis del Caso 5: Falla trifásica

En el instante en que se aplica la falla, los convertidores de potencia detectan una sobrecorriente en el generador, de inmediato envían la instrucción de desacoplar el convertidor lado generador del convertidor lado red.

El convertidor lado rotor se activa haciendo que la potencia real disminuya en su totalidad o al mínimo. Para evitar el daño al convertidor, debido a que el aerogenerador continua produciendo potencia, el arreglo “resistencia de frenado a plena potencia” comienza a disipar esa energía generada hasta el momento de liberación de la falla. Este comportamiento se puede apreciar en la Figura 5.13, en donde al inicio de la falla en $t=0s$ la corriente activa en el AG disminuye casi en su totalidad hasta que se libera la falla en $t=0.150s$.

Por otro lado, el convertidor lado red, comienza dar soporte al hueco de tensión debido a la falla. Continuando con la Figura 5.13, se aprecia que la corriente reactiva, al momento en que se inicia la falla, se incrementa su magnitud, en consecuencia, la potencia reactiva mantiene este mismo comportamiento hasta el momento en que se libera la falla.

Una vez liberada la falla el convertidor vuelve a acoplarse y la potencia activa y reactiva vuelve a condiciones previas a la falla en menos de 30 ms.

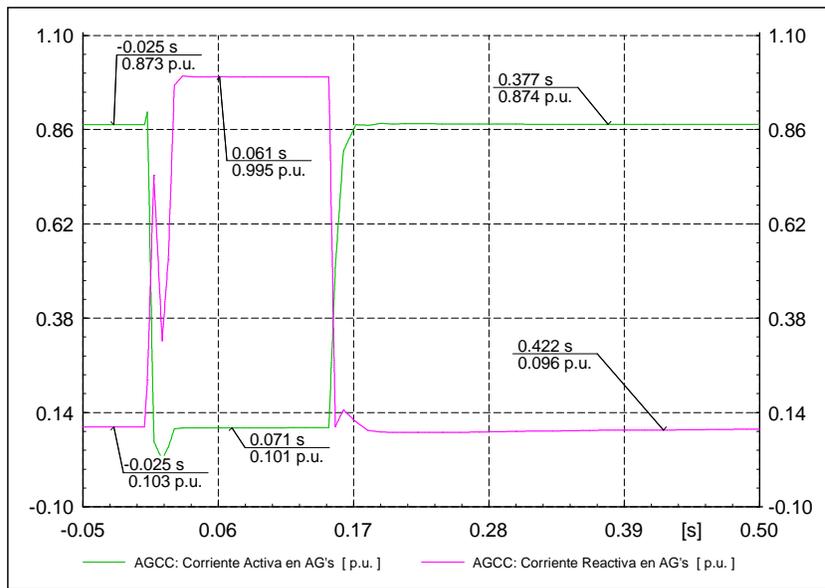


Figura 5.13 Corrientes activa y reactiva en AG's para el Caso 5.

5.2.2 Análisis del Caso 6: Falla entre dos fases

En la Figura 5.14 se aprecia que el control del convertidor lado generador reduce la magnitud de corriente activa al detectarse la falla en $t=0s$, reduciéndola a una magnitud muy baja ya también esta en función al voltaje en el AG. En este mismo instante la magnitud de corriente reactiva se incrementa, controlada por el convertidor lado red y dar soporte al hueco de tensión. El comportamiento de estas variables se ve reflejado en las gráficas de potencia del Caso 5. Al liberarse la falla en $t=0.150s$, los convertidores vuelven a operar en condiciones previas al disturbio.

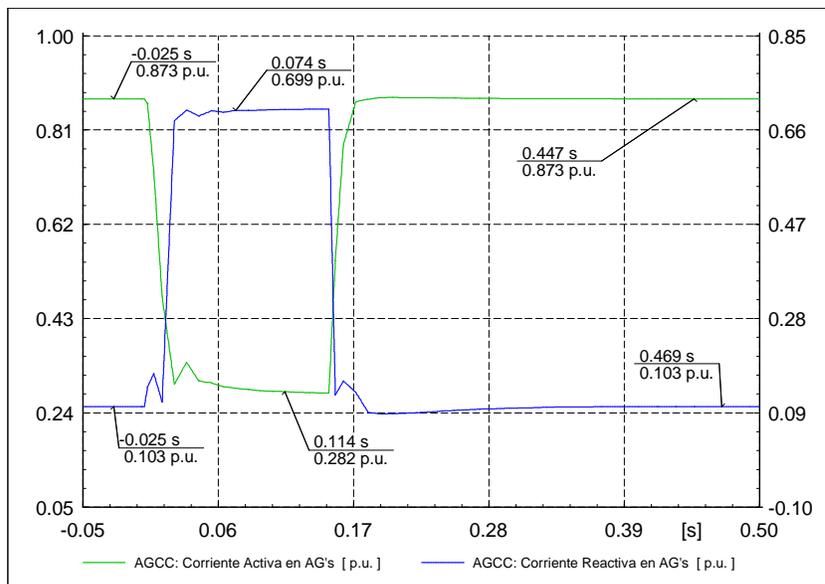


Figura 5.14 Corrientes activa y reactiva en AG's para el Caso 6.

5.2.3 Análisis del Caso 7: Falla de dos fases a tierra

En la Figura 5.15 se aprecia que al inicio de la falla en $t=0s$, el convertidor lado generador reduce la corriente activa a una magnitud de 0.06 p.u., este comportamiento se mantiene hasta el momento que se libera la falla en $t=0.150s$. Para los mismos instantes de tiempo la corriente reactiva sufre un comportamiento contrario al de la corriente activa. El convertidor lado red incrementa la corriente reactiva, esta condición se refleja en la potencia reactiva aportada por los aerogeneradores de las gráficas de potencia del Caso 7.

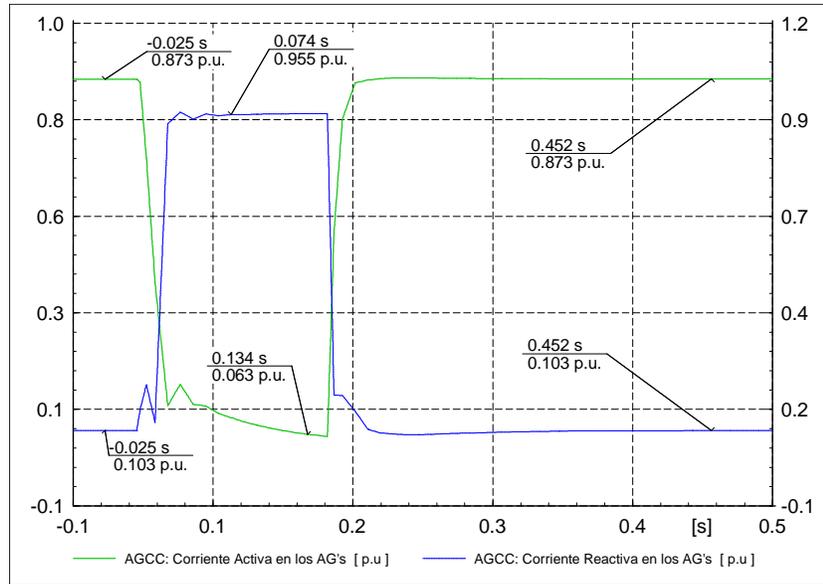


Figura 5.15 Corrientes activa y reactiva en AG's para el Caso 7.

5.2.4 Análisis del Caso 8: Falla de una fase a tierra

El comportamiento de la corriente activa y reactiva es mostrado en la Figura 5.16. En esta figura se aprecia que desde el inicio del disturbio en $t=0$ ms, la corriente activa disminuye en su totalidad, esto debido al control del convertidor lado generador que da esa instrucción, la magnitud de corriente activa se mantiene durante la aplicación de la falla hasta el momento en que se libera en $t=0.150s$. Por otro al inicio del disturbio, el convertidor lado red incrementa la magnitud de corriente reactiva para dar soporte de potencia reactiva durante el hueco de tensión. Una vez que la falla es liberada las condiciones de pre-falla de la corriente activa y reactiva vuelven a sus magnitudes previo al disturbio.

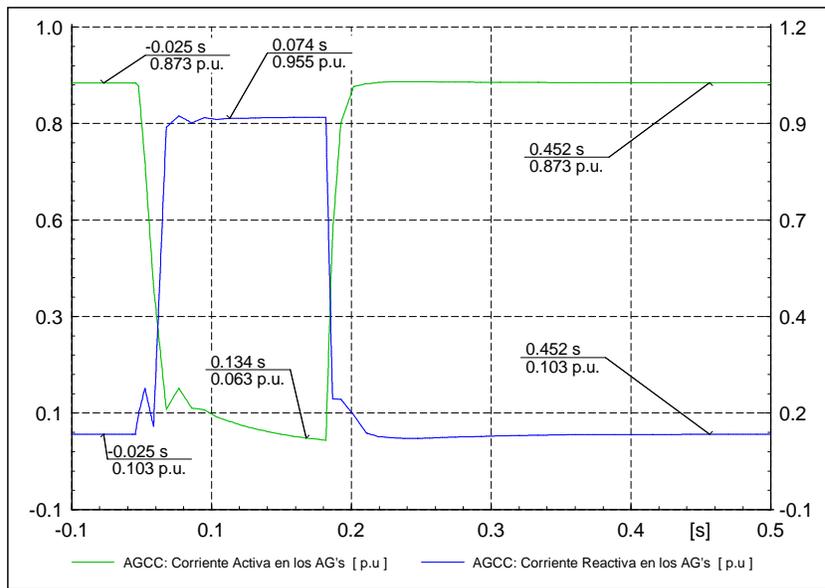


Figura 5.16 Corrientes activa y reactiva en AG's para el Caso 8.

Capítulo 6

Conclusiones y Recomendaciones

Las conclusiones a las que se llegaron después de modelar, simular y analizar las centrales eólicas planteadas al inicio de este proyecto son presentadas en este capítulo. Asimismo, se hacen recomendaciones y propuestas posibles, para realizar trabajos futuros alrededor de este campo de investigación, que surgen a partir de los resultados obtenidos.

6.1 Conclusiones

El comportamiento eléctrico de las centrales eólicas a gran escala ante fallas transitorias está en función de la magnitud, duración y tipo de falla. Las fallas que se simularon fueron: trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica a tierra. Un elemento más que interviene en el comportamiento de las centrales analizadas es la interconexión de los elementos que la conforman, ya que son un factor significativo a considerar en su comportamiento.

Las centrales eólicas a gran escala están conformadas por aerogeneradores, transformadores de unidad a pie de torre de cada aerogenerador, cables de potencia que integran al sistema colector, transformador de potencia dentro de la subestación colectora y la línea de transmisión de interconexión. El realizar modelos y simulaciones de estas centrales, permitió analizar de forma minuciosa su comportamiento eléctrico, tanto en estado estable y ante fallas, ya que al ser conectadas a un sistema eléctrico de potencia deben de cumplir estrictamente las reglas de interconexión vigentes.

Las simulaciones dinámicas permitirían evaluar a las centrales eólicas a gran escala respecto del cumplimiento a lo indicado en los códigos de red o los documentos técnicos equivalentes aplicables en cada lugar donde se pretenda instalar este tipo de generación. Asimismo, las simulaciones permitirán evaluar el ajuste de protecciones requeridas en el PDI de una central eólica a gran escala.

Investigaciones como la presentada en esta tesis, permiten conocer el comportamiento de todos los componentes que integran a una central eólica a gran escala, en condiciones de estado estable y ante fallas transitorias. Asimismo, a base de los resultados obtenidos, se puede elegir el tipo de elemento sus características operativas básicas, y por otro lado las ideales, que debería tener cada uno de los elementos de la central eólica.

Del voltaje

La magnitud de voltaje en el PDI y los AG's durante fallas transitorias es diferente. Este comportamiento se da debido la impedancia que existe entre los elementos que los interconectan. La impedancia que existe entre el PDI y los AG's está conformada por los devanados de los transformadores que se

encuentran ubicados a pie de torre de cada aerogenerador, los cables de potencia del sistema colector, los devanados del transformador de la subestación colectora y la línea de transmisión de interconexión.

Al aplicarse una falla, la propagación del voltaje entre los devanados de los transformadores es diferente para cada conexión en estos. Una central eólica a gran escala por lo menos tiene dos transformadores entre el PDI y los AG's, por lo cual la propagación del voltaje sufre el efecto de dos tipos de conexiones.

La recuperación del voltaje, tanto en el PDI y como en los AG's, una vez que es liberada la falla es prácticamente inmediata, con un tiempo menor a 30 ms (casi 2 ciclos). La recuperación es debido a que el control del voltaje está dado por los convertidores de potencia conformados por electrónica de potencia en su totalidad, en consecuencia tienen una rápida respuesta.

De la corriente

La corriente en el PDI y los AG's mantiene un comportamiento similar, sin embargo las magnitudes son diferentes, en los AG' son más altas.

Ante fallas en el PDI, la conexión DELTA en los devanados de los transformadores evita la circulación de corrientes de secuencia cero. En una central eólica a gran escala se tiene por lo menos dos transformadores entre el PDI y los AG's, por lo cual el modelado de la secuencia cero del cable de potencia, no causa ningún efecto en el comportamiento de la corriente.

El modelado de los cables de potencia en el sistema colector, tiene influencia en el comportamiento de la corriente. Los diferentes métodos de aterrizamiento tienen impacto en los valores de impedancia de secuencia cero de los cables, estas magnitudes repercuten en el comportamiento de la corriente. En las centrales eólicas modeladas en esta tesis las magnitudes de impedancia de secuencia cero no afectaron el comportamiento de la corriente, debido a que las conexiones "DELTA" en los transformadores entre el PDI y los AG's no permitían el aporte de corriente de secuencia cero.

De la potencia

Los modelos matemáticos del control de los AG's están hechos en base a diversos marcos de referencia "dq", los cuales se analizan por separado para el rotor, estator y flujo del estator, respectivamente. En esta tesis no se describen estos marcos de referencia. Sin embargo, los modelos de los controles de los AG's realizados en el programa DIg Silent están hechos en base con esos marcos de referencia y se definió que: para la potencia activa la variable que se controla es la corriente en el eje d, mientras que para la potencia reactiva la variable a controlar es la corriente en el eje q. Cabe mencionar que algunos autores definen, para la potencia activa el eje q y para la potencia reactiva el eje d.

A pesar de que en el modelado del convertidor de potencia de frecuencia variable no se consideró el modulo del control de ángulo de paso, se logró hacer una análisis muy detallado del comportamiento eléctrico de la centrales eólicas. El ángulo de paso en las palas de los aerogeneradores influye directamente en la velocidad en el rotor y a su vez en la potencia entregada por estos. En esta ocasión se contempló que la central eólica produjera su capacidad máxima de potencia, por lo que el control del

ángulo de paso no fue necesario analizar para poder estudiar la curva “velocidad-potencia” de un aerogenerador. Dicha curva es usada como parámetro de referencia de la potencia entregada en los AG's.

El comportamiento de la potencia activa durante la falla, es similar para todos los tipos de fallas aplicadas. Este comportamiento es debido al desacoplamiento directo de los convertidores de potencia, lado máquina y lado red. El desacoplamiento es consecuencia de que no existe un control para las partes mecánicas tan rápido que pueda disminuir esa energía producida por los aerogeneradores. Una vez que se desacoplan los convertidores, en terminales del aerogenerador se presenta una magnitud de 0 MW en el PDI y el exceso de energía se disipa a través del sistema de protección crowbar y el arreglo “resistencia de frenado a plena potencia” en el caso de los AGIDA, mientras que en los AGCC solo está presente el segundo.

La recuperación de la potencia activa y reactiva en central eólica modelada con aerogeneradores doblemente alimentados es más lenta que en la central eólica con aerogeneradores conectados a través de convertidores. En los AGIDA's 300 ms (aproximadamente 18 ciclos) después de que se libera la falla, la potencia activa y reactiva se recupera de la siguiente forma:

- ❖ falla trifásica 50% y 80 % respectivamente de la magnitud previa al disturbio
- ❖ falla bifásica 75% y 80 % respectivamente de la magnitud previa al disturbio
- ❖ falla bifásica a tierra 70% y 80 % respectivamente de la magnitud previa al disturbio
- ❖ falla monofásica 90% y 80 % respectivamente de la magnitud previa al disturbio

En los AGCC's aproximadamente 20 ms (menor a 2 ciclos) después de que se libera la falla, la potencia activa al 100 % de su magnitud previa al disturbio. La recuperación de la potencia reactiva, después de 40 ms (menor a 3 ciclos) se encuentra dentro de una banda de $\pm 5\%$ respecto a la potencia reactiva previa al disturbio.

La recuperación de potencia activa y reactiva posterior al disturbio en el PDI se da aproximadamente en 1s al 90% las magnitudes previas al disturbio.

Los AGCC ante cualquier tipo de falla aplicada en el PDI siempre aportan potencia reactiva de forma monofásica, y en consecuencia de manera trifásica, mientras que los AGIDA dependiendo del tipo de falla puede que una o más fases consuman potencia reactiva, sin embargo trifásicamente siempre aportan, a excepción de la falla bifásica a tierra.

La capacidad de producir potencia de un generador está en función a su curva de operación. De acuerdo a los requerimientos de los códigos de red para centrales eólicas, indican que deben ser capaces de operar a un factor de potencia 0.95 en adelanto a 0.95 en atraso. Las curvas de los aerogeneradores son diseñadas, de tal forma que ante esos límites del factor de potencia, entreguen hasta un máximo de 30% y en el mejor de los casos un 33% de potencia reactiva respecto a su capacidad nominal. Algunos investigadores y diseñadores de convertidores de potencia de frecuencia variable, modelan estos dispositivos para una capacidad del 30% de la capacidad nominal de los aerogeneradores.

Los AGCC tienen una mejor respuesta ante fallas, se observó que el aporte de potencia reactiva es mejor en estos AG's que en los AGIDA. El rápido comportamiento de las variables eléctricas a la respuesta ante cualquier condición de operación está en función a la electrónica de potencia empleada en los equipos de control de los AGCC en conjunto a la conexión directa en terminales del generador y el PDI.

Del sistema de protección y control Crowbar

El criterio de operación de los dispositivos electrónicos está en función a las formas de onda que estén controlando. Al detectarse la magnitud de activación del dispositivo, la operación de este se da cuando la forma de onda haga el cruce por cero.

El sistema de protección del crowbar, para los modelos de las centrales eólicas presentados en esta tesis, están ajustados para que se activen al rebasar 2.5 veces la corriente nominal del rotor por más de 1 ms. En tres de las fallas aplicadas en el PDI se ve el comportamiento de este sistema de protección, solo en la monofásica a tierra no opera, ya que la corriente de falla no es superior a 2.5 veces la nominal del rotor.

El mal ajuste de los parámetros de activación del crowbar, sobrecorriente en el rotor y sobrevoltaje en el enlace de CD, puede ocasionar que el convertidor se bloquee y ocasionar la desconexión del aerogenerador en donde se encuentra conectado el convertidor en cuestión. La desconexión de los aerogeneradores no se permite.

Dependiendo de los modelos y diseños de los aerogeneradores de acuerdo con los fabricantes se puede o deben ajustar estos parámetros de activación, los cuales generalmente son proporcionados por los fabricantes de convertidores. Estos parámetros son seleccionados en base a la capacidad de generación que se pretenda producir en la central eólica. Algunas condiciones de operación a considerar en una central eólica son: arranque de los aerogeneradores, corrientes inrush en transformadores.

El control del crowbar se encuentra constantemente midiendo la magnitud de la corriente en el rotor. Cuando el crowbar opera, le toma decimas de ms desconectar la corriente del convertidor lado rotor, fluyendo aun la corriente proveniente del rotor a través del crowbar. Mientras el crowbar está activo el aerogenerador se comporta como un generador de inducción convencional consumiendo potencia reactiva de la red.

Pueden existir disturbios en la red que generen magnitudes, de corriente en el rotor y voltaje en el enlace de CD del convertidor de potencia, que no activen el crowbar. Ante esta situación los controles de los aerogeneradores actúan para dar soporte al hueco de tensión en el punto de falla en función a los requerimientos especificados en los códigos de red correspondientes para las centrales eólicas a gran escala. En el caso de la falla monofásica a tierra en el PDI en la central con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados, la magnitud de corriente en el rotor debida a la falla no supera el nivel de activación del sistema de protección crowbar, es decir no es mayor a 2.5 veces la corriente nominal en el rotor. Ante este evento, los controles de potencia activa y reactiva actuaron para dar soporte al hueco de tensión.

6.2 Recomendaciones y trabajo futuro

Se recomienda simular una central eólica a gran escala que cumpla diferentes factores de potencia en el punto de interconexión y analizar su comportamiento eléctrico ante la aplicación de fallas transitorias, ya que las reglas de interconexión indican que se debe de cumplir un factor de potencia desde 0.95 en atraso a 0.95 en adelanto.

Se propone simular y analizar una central eólica ante diferentes escenarios de demanda de potencia. Se pueden considerar casos donde el viento no provoque una generación al 100% de la capacidad de la central eólica.

Se recomienda aplicar fallas con un valor en la magnitud de impedancia de falla para poder cubrir más condiciones de operación y analizar los ajustes de protecciones de los diferentes elementos que integran a una central eólica.

Una alternativa para otro caso de estudio seria el implementar un modelo de la línea de transmisión de interconexión pero ahora en corriente directa.

Se recomienda que analizar el comportamiento electrodo una central eólica interconectada a través de una línea de transmisión con modelos de línea corta y larga.

Para un mejor análisis del sistema de protección crowbar se recomienda generar un modelo del convertidor de potencia de frecuencia variable en donde se incluya el modulo del enlace de CD para poder graficar la magnitud de voltaje ante una falla.

Los modelos y las simulaciones de las centrales eólicas se hicieron con base al documento publicado en el 2012 por la Comisión Reguladora de Energía, [87]. Actualmente existe un nuevo código de red, dicho documento no se contempló en el análisis de esta investigación, por lo cual se recomienda analizar y realizar simulaciones en base a nuevos requerimientos o mejoras de los anteriores.

Bibliografía

- [1] Secretaría de Energía (SENER), «Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) (2015-2029),» Ciudad de México, 2015.
- [2] Comisión Reguladora de Energía (CRE), «Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para Generadores o Permisos con Fuentes de Energías Renovables o Cogeneración Eficiente,» Ciudad de México, 2012.
- [3] CFE/Gerencia de Ingeniería Especializada, «Simulación de parques eólicos en el PSS/E v 32: Flujos de Potencia,» Ciudad de México, 2010.
- [4] MIT, Wind Power Fundamentals, Wind Energy Group & Renewable Energy Projects from MIT. USA, 2009.
- [5] Universidad de la Plata, «Las Turbinas Eólicas,» 2000.
- [6] C. Becker, W. Braun Jr, K. Carrick, T. Diliberti, C. Grigg, J. Groesch, B. Hazen, T. Imel, D. Koval, D. Mueller, T. St. John y L. E. Conrad, «Proposed Chapter 9 for Predicting Voltage Sags (Dips) in Revision to IEEE Std 493, the Gold Book,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 30, nº 3, pp. 805 - 821, 1994.
- [7] A. Pinilla S., «Manual de Aplicación de la Energía Eólica,» Ministerio de Minas y Energía, Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas (INEA), Colombia, 1997.
- [8] V. Akhmatov, «Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems With Large Amount of Wind Power,» Ph. D. Thesis, Technical University of Denmark. Lyngby, Denmark, 2003.
- [9] M. A. Poller, «Doubly-Fed Induction Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms,» *IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, vol. 3, 2003.
- [10] A. Petersson, «Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines,» Ph. D. Thesis, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Sweden, 2005.
- [11] F. Blaabjerg, Z. Chen, Teodorescu, R. y Iov, F., «Power Electronics in Wind Turbine Systems,» *CES/IEEE 5th International Power Electronics and Motion Control Conference*, vol. 1, pp. 1 - 11,

2006.

- [12] D. Xiang, L. Ran, P. J. Tavner y S. Yang, «Control of a Doubly Fed Induction Generator in a Wind Turbine During Grid Fault Ride-Through,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, nº 3, pp. 652 - 662, 2006.
- [13] W. Christiansen y D. T. Johnsen, *Analysis of Requirements in Selected Grid Codes*, Denmark, 2006.
- [14] Erlich I., Winter W. y Dittrich A., «Advanced Grid Requirements for the Integration of Wind Turbines into the German Transmission System,» *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006.
- [15] I. Erlich, M. Wilch y C. Feltes, «Reactive Power Generation by DFIG Based Wind Farms with AC Grid Connection,» *European Conference on Power Electronics and Applications*, pp. 1 - 10, 2007.
- [16] T. A. Kawady, N. M. Mansour y A.-M. I. Taalab, «Wind Farm Protection Systems: State of the Art and Challenges,» *Distributed Generation*, ISBN: 978-953-307-046-9, InTech, Available from: <http://www.intechopen.com/books/distributed-generation/wind-farm-protection-systems-state-of-the-art-and-challenges>, pp. 265 - 288, 2008.
- [17] WECC, «Wind Power Plant Power Flow Modeling Guide,» Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group, 2008.
- [18] L. Solano López, «Análisis de un Parque Eólico. Influencia de la Tensión en la Regulación de la Potencia Reactiva de sus Aerogeneradores,» Tesis, Universidad Carlos III de Madrid, España, 2008.
- [19] S. Krohn, P.-E. Morthorst y S. Awerbuch, «The Economics of Wind Energy,» *Report by the European Wind Energy Association*, 2009.
- [20] E. H. Camm, M. R. Behnke, O. Bolado, M. Bollen, M. Bradt, C. Brooks, W. Dilling, M. Edds, W. J. Hejidak, D. Houseman, S. Klein, F. Li, J. Li, P. Maibach, T. Nicolai, J. Patiño, S. V. Pasupulati, N. Samaan, S. Saylor, T. Siebert y Smith, «Reactive Power Compensation for Wind Power Plants,» *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1 - 7, 2009.
- [21] E. H. Camm, M. R. Behnke, O. Bolado, M. Bollen, M. Bradt, C. Brooks, W. Dilling, M. Edds, W. J. Hejidak, D. Houseman, S. Klein, F. Li, J. Li, P. Maibach, T. Nicolai, J. Patiño, S. V. Pasupulati, N. Samaan, S. Saylor, T. Siebert, T. Smith, M. Starke y R. Walling, «Characteristics of Wind Turbine Generators for Wind Power Plants,» *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1 - 6,

2009.

- [22] D. F. Opila, A. M. Zeynu y I. A. Hiskens, «Wind Farm Reactive Support and Voltage Control,» *iREP Symposium - Bulk Power System Dynamics and Control - VIII (iREP)*, pp. 1 - 10, 2010.
- [23] G. O. Suvire y P. E. Mercado, «Dynamic Modelling of a Wind Farm and Analysis of Its Impact on a Weak Power System,» *Dynamic Modelling*, ISBN: 978-953-7619-68-8, InTech, Available from: <http://www.intechopen.com/books/dynamic-modelling/dynamic-modelling-of-a-wind-farm-and-analysis-of-its-impact-on-a-weak-power-system>, pp. 189 - 209, 2010.
- [24] S. K. Chaudhary, «Control and Protection of Wind Power Plants with VSC-HVDC Connection,» Ph. D. Thesis, Department of Energy Technology, Aalborg University. Denmark, 2011.
- [25] R. Irnawan, «Fault Detection in HVDC-Connected Wind Farm with Full-Scale Converter Generator (FCG) Wind Turbines,» Master's Thesis, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Sweden, 2011.
- [26] J. Yang, «"Fault Analysis and Protection for Wind Power Generation Systems",» Ph. D. Thesis, College of Science and Engineering, University of Glasgow, UK, 2011.
- [27] ABB, Plantas Eólicas, Power and Productivity for a Better World, ABB. Barcelona, 2012.
- [28] O. Goksu, «Control of Wind Turbines During Symmetrical and Asymmetrical Grid Faults,» Ph. D. Thesis, Department of Energy Technology, Aalborg University. Denmark, 2012.
- [29] A. Ellis, R. Nelson, E. Von Engeln, R. Walling, J. MacDowell, L. Casey, E. Seymour, W. Peter, C. Barker, B. Kirby y J. R. Williams, «Reactive Power Performance Requirements for Wind and Solar PlantS,» *IEEE Power and Energy Society General Meeting* , pp. 1 - 8, 2012.
- [30] M. V. Gascó González, «Integración de Energías Renovables en Redes Eléctricas Inteligentes,» Tesis de Doctoral, Departamento de Ingeniería Civil, Área de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Alicante, España, 2013.
- [31] Secretaría de Energía (SENER), «Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE),» Ciudad de México, 2013.
- [32] Z. Chen, Z. Hao y S. Qin, «Centralized Reactive Power Control for a Wind Farm Under Impact of Communication Delay,» *International Journal of Control and Automation*, vol. 7, nº 2, pp. 85 - 98, 2014.

- [33] G. Enríquez Harper, *El ABC de las Energías Renovables en los Sistemas Eléctricos*, Ciudad de México: Limusa, 2014.
- [34] GWEC, «Global Wind Energy Outlook,» Global Wind Energy Council. Brussels, Belgium, 2014.
- [35] GWEC, «Global Wind Report, Anual Market Update,» Global Wind Energy Council. Brussels, Belgium, 2014.
- [36] M. Mohapi, C. Buque y S. Chowdhury, «Modelling and Simulation of a Protection Scheme for a Synchronous Generator Wind Power Plant,» *IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, pp. 1 - 5, 2014.
- [37] H. Stiesdal, «Permanent Magnet Generators for Wind Turbines, Status and Outlook,» 2014.
- [38] R. Walling, R. Harley, D. Miller y G. Henneberg, «Fault Current Contributions from Wind Plants,» *68th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, pp. 137 - 227, 2015.
- [39] GWEC, «Global Wind Report, Anual Market Update,» Global Wind Energy Council. Brussels, Belgium, 2015.
- [40] I. González García, «Control Neuronal de un Generador de Inducción para Generación Eólica,» Tesis de Maestría, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, IPN. Ciudad de México, 2005.
- [41] A. Vega Santamaira, «Análisis de Pérdidas y Confiabilidad en la Red Colectora de una Central Eoloeléctrica,» Tesis de Maestría, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, IPN. Ciudad de México, 2005.
- [42] P. Suárez Velázquez, «Impacto de la Generación Eólica y Solar en el Sistema Eléctrico de Baja California Norte,» Tesis de Maestría, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, IPN. Ciudad de México, 2010.
- [43] J. M. Mariscal Mariscal, «Aplicación de Criterios de Operación de Plantas Fotovoltaicas en un Sistema de Potencia Aislado,» Tesis de Maestría, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, IPN. Ciudad de México, 2015.
- [44] M. Blas Pérez, «Metodología para Analizar el Impacto de los Armónicos Generados por las Centrales Eólicas y Fotovoltaicas en los Sistemas Eléctricos de Potencia,» Tesis de Maestría, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, IPN. Ciudad de México, 2015.
- [45] N. S. García Fierro, «Desarrollo de un Relevador para Protección de Generación Distribuida en

- Redes de Media Tensión,» Tesis de Maestría, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, IPN. Ciudad de México, 2015.
- [46] A. Lecuona Neumann, *La Energía Eólica: Principios Básicos y Tecnología*, Madrid: Leganés, 2002.
- [47] J. A. De Toro, *Energía Eólica*, España, 2011.
- [48] CIGRE, *Modeling and Dynamic Behavior of Wind Generation as it Relates to Power System Control and Dynamic Performance*, 2007.
- [49] O. Anaya-Lara, N. Jenkins, J. Ekanayake, P. Cartwright y M. Hughes, *Wind Energy Generation Modelling and Control*, UK: Jhon Wiley & Sons, Ltd., 2009.
- [50] T. Wildi, *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia*, Sexta ed., México: Pearson Educación, 2007.
- [51] M. R. Patel, *Wind and Solar Power Systems*, New York: CRC Press, 1999.
- [52] M. Stiebler, *Wind Energy Systems for Electric Power Generation*, Green Energy and Technology, Springer, 2008.
- [53] J. Fraile Mora, *Máquinas Eléctricas*, Quinta ed., Mc. Graw Hill, 2003.
- [54] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, Mc. Graw Hill.
- [55] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, Royal Institute of Technology. Stockholm, Sweden: Jhon Wiley & Sons, INC., 2005.
- [56] R. Teodorescu, M. Liserre y P. Rodríguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*, John Wiley & Sons, Ltd., 2011.
- [57] WECC, «Wind Power Plant Dynamic Modeling Guide,» Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group, 2014.
- [58] K. Hanke, «REpower System AG, Technical Data WT 5MW,» Hamburg, 2004.
- [59] WinWinD, «Detailed Technical Specification 3MW Wind Turbine, WWD-3,» Germany, 2006.
- [60] SIEMENS, «Siemens 6.0 MW Offshore Wind Turbine,» 2011.
- [61] Gamesa, «Gamesa 5.0 MW, Innovating for reliability,» Spain, 2014.
- [62] VESTAS, «Wind Turbine V164-8.0 MW,» Información obtenida del sitio de internet: <http://www.4coffshore.com/windfarms/turbine-mhi-vestas-offshore-wind-v164-8.0-mw-tid89.html>, 2015.
- [63] ANSI/IEEE, *Guide for the Application of Sheath-Bonding Methods for Single-Conductor Cables and*

the Calculation of Induced Voltages and Currents in Cable Sheaths, ANSI/IEEE Std 575-1988, 1987.

- [64] IEEE, Guide for Bonding Shields and Sheaths of Single-Conductor Power Cables Rated 5 kV through 500 kV, IEEE Std 575™-2014, 2014.
- [65] Prysmian Cables & Systems, «Prysmian's Guide to Wind Farm Cables,» 2010.
- [66] General Cable, «Ficha Técnica de Cable de Media Tensión,» México, 2011.
- [67] Viakon, «Cables de Media Tensión,» 2012.
- [68] NERC, Special Reliability Assessment: Interconnection Requirements for Variable Generation, North American Electric Reliability Corporation, 2012.
- [69] D. A. Snow, Plant Engineer's Reference Book, UK, 1991.
- [70] P. Kanakarathinam y M. Manikandan, «Real and Reactive Power Compensation in Wind Farms by Static Synchronous Compensator,» *International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology*, 2014.
- [71] B. Fox, L. Bryans, D. Flynn, N. Jenkins, D. Milborrow, M. O'Malley, R. Watson y O. Anaya-Lara, Wind Power Integration, Connection and System Operational Aspects, 2nd ed., London, United Kingdom, 2007.
- [72] CFE/G0000-81, Características Técnicas para Relevadores de Protección, Especificación G000-81. Ciudad de México, 2008.
- [73] CFE/V6700-62, Tableros de Protección, Control, Medición, Supervisión y Registro Para Unidades Generadoras y Subestaciones Eléctricas, Especificación V6700-62. Ciudad de México, 2015.
- [74] CFE/NRF-041, Esquemas Normalizados de Protecciones para Líneas de Transmisión y Subtransmisión, Especificación NRF-041. Ciudad de México, 2013.
- [75] A. Carlsson, The back to back converter, Sweden, 1998.
- [76] A. Perdana, «Dynamic Models of Wind Turbines: A Contribution towards the Establishment of Standardized Models of Wind Turbines for Power System Stability Studies,» Ph. D. Thesis, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Sweden, 2008.
- [77] J. Hindmarsh, Electrical Machines And Their Applications, Fourth ed., PERGAMON PRESS, 1984.
- [78] Yazdani A., Iravani R., Voltage-Sourced Converters in Power systems: Modeling, Control and

- Applications, John Wiley & Sons, INC., 2010.
- [79] G. Ramtharan, A. Arulampalam, J. B. Ekanayake, F. M. Hughes y N. Jenkins, «Fault ride through of fully rated converter wind turbines with AC and DC transmission systems,» *IET Renewable Power Generation*, 2008.
- [80] S. Santoso y M. Singh, «Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants,» NREL (National Renewable Energy Laboratory). Austin, Texas, 2011.
- [81] F. Koch, F. Shewarega y I. Erlich, «Alternative models of the doubly-fed Induction machine of power system dynamic analysis,» *Proc. International Conference on New and Renewable Energy Technologies for Sustainable Development*, 2004.
- [82] S. M. Bolik, «Modelling and Analysis of Variable Speed Wind Turbines with Induction Generator during Grid Fault,» Ph. D. Thesis, Technical University of Denmark. Lyngby, Denmark, 2004.
- [83] M. H. J. Bollen, *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*, Gothenburg, Sweden: John Wiley & Sons, INC., 2000.
- [84] L. Morgan, «El archivo con las mediciones son datos de prueba suministrados por R. L. Morgan, Miembro IEEE 1159.2 Working Group, tomados del archivo 'wave7.xls' de la página de internet: <http://grouper.ieee.org/groups/1159/2/index.html>,» 2001.
- [85] W. Sunderman, A. Maitra, A. Mansoor y C. Melhorn, *Distribution System Power Quality Assessment: Phase II - Voltage Sag and Interruption Analysis*, Electric Power Research Institute (EPRI). Palo Alto, CA, USA, 2006.
- [86] R. C. Dugan, M. F. Mc Granaghan, S. Santoso y H. Wayne Beaty, *Electrical Power Systems Quality*, Second ed., Mc Graw-Hill, 2004.
- [87] CRE, "Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional", México, 2012.
- [88] SIEMENS, PSS/E Version 32.0.5, Siemens PTI Software Solutions User Manual, 2010.
- [89] J. P. Nelson, «The Grounding of Power Systems Above 600 Volts: A Practical View Point,» *Record of Conference Papers. IEEE Industry Applications Society. 50th Annual Petroleum and Chemical Industry Technical Conference*, pp. 13 - 22, 2003.
- [90] DlgSILENT GmbH, DlgSilent Power Factory 15 User Manual, Integrated Power Systems Analysis Software. Gomarigen, Germany, 2013.

- [91] D. A. Tziouvaras, «Protection of High-Voltage AC Cables,» *Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources*, pp. 316 - 328, 2006.
- [92] S. Achilles, N. Miller, E. Larsen y J. MacDowell, «Stable Renewable Plant Voltage and Reactive Power Control,» NERC, GE Energy Consulting, 2014.
- [93] REN21, «Global Status Report: Annual Reporting on Renewables 2015,» Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), 2015.
- [94] W. A. Qureshi, «"Assessment of Protection Schemes for Wind Farm Grid Integration",» NZ Wind Energy Conference and Exhibition 2010, Electrical & Computer Engineering Department, University of Auckland, New Zealand, 2010.
- [95] FESTO, «Principles of Doubly-Fed Induction Generators (DFIG),» 2015.
- [96] C. Combarros Hernández, «Voltage Control for Wind Power Plants. Real Experience and Results,» Technical Division- Operating Experience, Iberdrola Renovables, Spain, 2011.
- [97] CFE/V8000-52, Banco de Capacitores de 13.8 kV a 34.5 kV para Subestaciones de Distribución, Especificación V8000-52, Ciudad de México, 2012.