

**EVALUACIÓN DE MODELOS DE FUENTE DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA
Y EÓLICA PARA LA ESTIMACIÓN DE ESTADO DE LA CALIDAD DE LA
POTENCIA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

ANDRÉS LEONARDO VERA ABRIL

RICARDO OSMA PASTRANA



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES**

2016

**EVALUACIÓN DE MODELOS DE FUENTE DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA
Y EÓLICA PARA LA ESTIMACIÓN DE ESTADO DE LA CALIDAD DE LA
POTENCIA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

ANDRÉS LEONARDO VERA ABRIL

RICARDO OSMA PASTRANA

Trabajo de grado para optar por el título de ingeniero electricista

DIRECTOR:

JAIRO BLANCO SOLANO

Magíster en Ingeniería Eléctrica

CODIRECTOR

GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA

Dr. Ingeniero Industrial

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE

TELECOMUNICACIONES

2016

DEDICATORIA

El presente trabajo es dedicado principalmente a Dios por darme la oportunidad de terminar mi carrera, a mis padres Elio Vera y Bertha Abril quienes me dieron la vida y se sacrificaron para darme una buena educación A mi compañera, amiga, confidente y novia Liliana quien me alentó a la realización de este proyecto. A mis hermanos Nidia, Solanyi, Ximena, William, David y Silvia. A mis amigos Chuti, Padre, Jonás, Rafael, Óscar, Tin, Julián, José, Pipé y a los que faltan gracias porque me acompañaron en este proceso. Una dedicatoria especial para coló coló Richard que me ayudo a realizar este proyecto y a terminar esta meta.

Andrés Vera

En éste camino del cual hoy se cumple su recorrido quedan numerosas experiencias, retos y recuerdos que demarcan el transcurso del tiempo y el logro de un gran objetivo que abre otra puerta para la bienvenida a nuevas experiencias, retos y desafíos que dan apertura a un nuevo recorrido por emprender.

“Quiero agradecer a Dios porque me ha dado la salud y la vida para poder seguir recorriendo nuevos senderos”, a mis padres por darlo todo para que esta meta se cumpla por apoyo, sacrificio y amor incondicional.

Quiero agradecer a mis dos grandes amigos y compañeros Andrés Leonardo Vera Abril y Jonás Arbeláez Torres por su apoyo y ánimo constante. Y en general a todas aquellas personas que brindaron una sonrisa y amistad.

Ricardo Osma

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer al profesor Jairo Blanco Solano por la oportunidad que nos brindó al ofrecernos el proyecto y por todo el acompañamiento, además quiero agradecer al profesor Javier solano, al profesor Dorfell Parra y al profesor Jairo Jaimes. Gracias por todo lo enseñado.

Andrés Vera

Quiero agradecer a mis profesores Raúl Omar Vila , Julio Cesar Chacón y Jairo Blanco Solano que fueron mis primeros profesores al momento de llegar a la escuela, además a Gerardo Latorre Bayona por su amabilidad y total disposición para los estudiantes, a Julio Augusto Gelvez Figueredo por valorar los deseos y ganas de aprender de las personas. A todos les quiero decir que los llevo presente en cada instante y les estoy muy agradecido.

Ricardo Osma

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	23
CAPÍTULO 1.....	25
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	25
1.1 OBJETIVOS	26
1.2 JUSTIFICACIÓN	27
1.3 MOTIVACIÓN Y ALCANCE	27
1.4 ANTECEDENTES	28
1.4.1 Modelos para el aerogenerador	29
1.4.2 Planta de generación fotovoltaica conectada a la red	38
CAPÍTULO 2.....	42
AEROGENERADOR CON MÁQUINA DE INDUCCIÓN Y PLANTA SOLAR.....	42
2.1 AEROGENERADOR CON MÁQUINA DE INDUCCIÓN JAULA DE ARDILLA	42
2.1.1 Principio de operación.	43
2.1.2 Balance de potencias como motor.	46
2.1.3 Operación como generador	48
2.1.4 Generador de inducción como aerogenerador en ATPDraw	49
2.1.5 Generador de inducción de doble jaula de ardilla	58
2.2 Aerogenerador con máquina de inducción doblemente alimentada	63
2.2.2 Modelado circuital de la máquina doblemente alimentada.	71
2.2.3 Generador de inducción doblemente alimentado como turbina de viento en ATPDraw.....	76
2.3 MODELADO DE LA PLANTA SOLAR EN ATPDRAW	90
2.3.1 Modelo circuital de un panel fotovoltaico	91
2.3.2 Diagrama de conexión de un Módulo PV a la red eléctrica.	93
2.3.3 Planta solar	96
CAPÍTULO 3.....	103
SIMULACIÓN EN RÉGIMEN PERMANENTE DE LOS MODELOS.....	103
INTRODUCCIÓN	103

3.1 SISTEMA DE 34 BARRAS IEEE.....	103
3.1.1 Modelo.....	104
3.2 GENERADOR DE INDUCCIÓN JAULA DE ARDILLA COMO AEROGENERADOR EN LA RED DE 34 BARRAS.....	109
3.3 PLANTA FOTOVOLTAICA EN EL SISTEMA DE 34 BARRAS	120
3.4 Modelo de la máquina de inducción doblemente alimentada como turbina eólica acoplada al sistema de 34 barras.	132
3.5 ACOPLAMIENTO ENTRE FUENTES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	147
CAPITULO 4.....	157
RÉGIMEN TRANSITORIO	157
INTRODUCCIÓN	157
4.1 SISTEMA DE 34 BARRAS IEEE ANTE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN	158
4.2 Aerogenerador jaula de ardilla frente a hundimientos de tensión.....	164
4.3 Modelo del generador de inducción doblemente alimentado acoplado a la red eléctrica de distribución bajo condición transitoria.....	173
4.4 Comportamiento de los paneles solares frente a condición transitoria	192
CAPITULO 5.CONCLUSIONES.....	197
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	200
BIBLIOGRAFIA.....	204
ANEXOS.....	205

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Generador de inducción conectado directamente a la red	30
Figura 2. Generador de inducción con resistencia del rotor variable	31
Figura 3. Generador de inducción doblemente alimentado	32
Figura 4. Generador de inducción conectado a la red.....	33
Figura 5. Generador síncrono conectado directamente a la red a través de un convertidor estático de frecuencia.....	34
Figura 6. Modelo del motor de inducción en ATPDraw	35
Figura 7. Modelo del generador de inducción en ATPDraw	35
Figura 8. Esquema de conexión a la red eléctrica para el generador inducción.....	36
Figura 9. Modelo multimasa.....	37
Figura 10. Topología representativa de una estación PV.	38
Figura 11. Equivalente del módulo representativo de la irradiación para la generación de energía eléctrica.....	39
Figura 12. Modelo de una planta PV	40
Figura 13. Representación de 400 unidades PV en ATPDraw	41
Figura 14. Curva par-velocidad	45
Figura 15. Modelo equivalente por fase de una máquina de inducción referido al estator.....	46
Figura 16. Diagrama de las pérdidas de potencia.....	48
Figura 17. Diagrama de flujo de potencias como generador	49
Figura 18. UM3 (máquina de inducción como generador).....	50
Figura 19. Elementos mecánicos del generador	51
Figura 20. Interfaz de parámetros.....	52
Figura 21. Potencias del aerogenerador :	55
Figura 22. Corriente y tensión en terminales del aerogenerador:	57
Figura 23. Torque- velocidad como motor	59
Figura 24. Curva par- velocidad mecánica.....	60
Figura 25. Generador de inducción doble jaula de ardilla en ATPDraw.....	61
Figura 26. Potencias del doble jaula de ardilla:	62
Figura 27. Tensión en bornes del “Doble jaula”	62
Figura 28. DFIG modo subsíncrono.....	65
Figura 29. DFIG modo supersíncrono.....	66
Figura 30. Modelo del DFIG en ATPDraw	69
Figura 31. Tensiones en modo subsíncrono:.....	69
Figura 32. DFIG en modo supersíncrono:	70
Figura 33. Circuito equivalente exacto para el generador doblemente alimentado ..	71
Figura 34. Circuito del rotor de un generador doblemente alimentado	72
FIGURA 35. Circuito equivalente para el rotor de acuerdo a la ecuación (43)	73
FIGURA 36. Circuito equivalente por fase referido al estator para el DFIG	74
Figura 37. Estructura del modelo DFIG como turbina de viento	77

Figura 74. Perfil de la tensión rms para el sistema.....	113
Figura 75.Potencia activa aerogeneradores:.....	114
Figura 76. Potencia activa entregada por la subestación.....	114
Figura 77.Nodo 840:	115
Figura 78. Potencia reactiva requerida por el sistema.....	115
Figura 79.Potencias del sistema y el aerogenerador :.....	117
Figura 80. Tensión en el nodo 840	117
Figura 81.corriente hacia el nodo 840	118
Figura 82. Perfil de tensión con aerogenerador de doble jaula.....	119
Figura 83. Topología del sistema en estudio con GD “PV”	121
Figura 84. Subestación:	121
Figura 85. Nodos del sistema:	122
Figura 86. Tensión en el nodo 848	122
Figura 87.Perfil de tensión con “PV”	123
Figura 88. Potencia Activa entregada:	124
Figura 89. Corriente en el nodo de acople	124
Figura 90. Potencia reactiva a) planta solar b) subestación	125
Figura 91. Nodo 840:	125
Figura 92. Potencia reactiva:	126
Figura 93. Potencia activa:	126
Figura 94. Corriente de la subestación	127
Figura 95. Conexión de 3 centrales fotovoltaicas	128
Figura 96. Potencias en la subestación:.....	129
Figura 97.Tensión en el nodo 834.....	129
Figura 98. Corrientes:	130
Figura 99. Perfil de tensión con “PV”	131
Figura 100. Red eléctrica con DFIG en el nodo 840.....	133
Figura 101. Sistema de 34 barras:	133
Figura 102. sistema de 34 barras:.....	133
Figura 103.sistema de 34 barras:.....	134
Figura 104. Corrientes por el nodo 800.....	134
Figura 105. Corrientes por el nodo 800 con DFIG en el nodo 840 para $t = 3$ [s]	135
Figura 106. Sistema de 34 barras:	136
Figura 107. Potencia activa de la subestación:	137
Figura 108. Potencia reactiva de la subestación con DFIG en el nodo 840	137
Figura 109. Datos de entrada para el DFIG	138
Figura 110. Potencias:	138
Figura 111. Perfil de tensión con DFIG en el nodo 840.....	139
Figura 112. Red eléctrica con DFIG en el nodo 854.....	140
Figura 113. Sistema de 34 barras:	140
Figura 114.Sistema de 34 barra:	141
Figura 115.Sistema de 34 barras:	141

Figura 191. Potencias del panel solar:	195
Figura 190. Nodo 840:	195
Figura 192. Inversor a) Frecuencia b) Tensión rms	196

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Equivalencias mecánicas a la red eléctrica	50
Tabla 2. Parámetros del generador	53
TABLA 3. Parámetros de la red mecánica.....	53
Tabla 4 Parámetros del um3	60
Tabla 5. Parámetros del circuito equivalente del DFIG.....	71
Tabla 6. Equivalencias mecánicas a la red eléctrica.....	77
Tabla 7. Parámetros de entrada del convertidor AC/AC.....	81
Tabla 8. Datos de entrada del bloque del convertidor AC/AC	83
Tabla 9 Datos de entrada para el motor de inducción UM4 en ATPDraw.....	84
Tabla 10. Tensión y frecuencia del equivalente de la red ideal	85
Tabla 11. Impedancias de las líneas del DFIG en ATPDraw	85
Tabla 12. Variables del circuito equivalente del panel.....	92
Tabla 13. Técnica “P & O”.	94
Tabla 14. Tensiones en estado estable del sistema de 34 barras.....	105
Tabla 15. Corrientes del sistema de 34 barras en estado estable	107
Tabla 16. Potencias de la red eléctrica en estado estable para los nodos requeridos	107
Tabla 17.Potencias reactivas del sistema	109
Tabla 18. Comparación de las tensiones rms con GD y sin GD.....	111
Tabla 19. Corrientes por los nodos del sistema con una unidad GD	112
Tabla 20. Comparación de las tensiones rms con GD y sin GD.....	113
Tabla 21. Corrientes rms en los nodos con generación distribuida	116
Tabla 22.Comparación de las tensiones rms con GD y sin GD	118
Tabla 23. Corrientes rms de los nodos del sistema	119
Tabla 24. Comparación de tensiones rms con GD y sin GD	123
Tabla 25. Corrientes de los nodos de observación	123
Tabla 26. Comparación de tensiones rms del sistema con PV y sin PV.....	130
Tabla 27. Corrientes rms de los nodos estudiados	131
Tabla 28. Corrientes por el nodo 800 Sin DFIG y con DFIG acoplado al nodo 840..	136
Tabla 29. Corrientes rms en los nodos de observación	139
Tabla 30 Tensiones en los nodos elegidos y cambio porcentual.....	139
Tabla 31 Tensiones en los nodos seleccionados y cambio porcentual.....	143
Tabla 32 Corrientes rms en los nodos de observación	143
Tabla 33 tensiones en los nodos seleccionados y cambio porcentual.....	146
Tabla 34 corrientes rms por los nodos seleccionados.....	147
Tabla 35.comparación de las tensiones rms con GD y sin GD	150
Tabla 36. Corriente rms de los nodos de estudio	151
Tabla 37. Comparación de las tensiones rms con GD y sin GD	155
Tabla 38. Corrientes rms de los nodos de estudio	156

Tabla 39. Tensiones rms y corrientes de los nodos bajo falla	160
Tabla 40. Tensiones rms y corrientes de los nodos bajo falla	161
Tabla 41. Tensiones rms y corrientes de los nodos bajo falla	163
Tabla 42. Tensiones rms y corrientes rms en el punto de falla	166
Tabla 43. Tensiones rms y corrientes rms en el nodo de falla	169
Tabla 44. Tensiones rms y corrientes rms en el punto de falla	171
Tabla 45. Tensión rms en el nodo de falla	177
Tabla 46. Tensión rms en el nodo de falla	177
Tabla 47. Tensiones en la unidad de generación acoplada al nodo 854	180
Tabla 48. Tensiones rms en los puntos de observación bajo falla	181
Tabla 49. Corrientes rms en los puntos de observación bajo falla LT en el nodo 816 y DFIG en el nodo 858	181
Tabla 50. Tensiones y corrientes rms en los puntos de falla	183
Tabla 51. Tensiones y corrientes rms en los puntos de falla	184
Tabla 52. Potencias en la fuente	185
Tabla 53. Tensiones y corrientes rms en los puntos de falla	185
Tabla 54. Tensiones y corrientes rms de los nodos seleccionados para estudio ...	189
Tabla 55. Corrientes y tensiones rms en los nodos de observación	190
Tabla 56. Corrientes y Tensiones rms en los nodos de observación	192

LISTA DE ANEXOS

Anexo A: Correo de autorización.....	204
Anexo B: Acoplamientos.....	205
Anexo C: Sincronismo después de falla.....	207
Anexo D: Simulaciones	

Nota: el anexo D se encuentra en la biblioteca de la Universidad Industrial de Santander -sala base de datos

NOMENCLATURA

UIS	Universidad Industrial de Santander
IEEE	Institute for Electric and Electronic Engineer
ATP	Software para la simulación de transitorios electromagnéticos
DFIG	Double Fed Induction Generator
UM3	Induction Machine UM Type 3
UM4	Induction Machine UM Type 4
Gearbox	Caja de velocidades
Módulo PV	Paneles solares
G	Radiación
T	Temperatura
I_{ph}, I_{pv}	Fotocorriente
K	Constante de BOLTZMAN
q_e	Carga del electrón
m	Factor de idealidad del diodo
ns	Número de paneles en serie
np	Número de paneles en paralelo
PCC	Common Coupling Point
P&O	Perturbar y Observar
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracking
I_d	Corriente inversa por saturación del diodo
Voc	Tensión de circuito abierto
Ns	Velocidad Síncrona
Nm	Velocidad mecánica del rotor
Nr	Velocidad relativa
fr	Frecuencia del rotor

S	Deslizamiento
Lls	Inductancia del estator
Llr	Inductancia del rotor
Lm	Inductancia de magnetización
Rs	Resistencia del estator
Rr	Resistencia del rotor
P	Números de pares de polos
Vn	Tensión nominal
Sn	Potencia nominal aparente
Vs	Tensión en terminales del estator
Vr	Tensión en terminales del rotor
Pm	Potencia mecánica
Ps	Potencia del estator
Pr	Potencia del rotor
Wr	Velocidad del flujo magnético del rotor
E1	Fem inducida en los devanados del estator
E2	Fem inducida en los devanados del rotor
Rfe	Resistencias de pérdidas del núcleo
Xs	Reactancia de fuga del estator
Xm	Reactancia de fuga de magnetización
Xrr	Reactancia de fuga del rotor
FLT	Falla monofásica a tierra
FLL	Falla bifásica
FLLLT	Falla trifásica a tierra
AC/DC/AC	Convertidor estático de frecuencia
AC/DC	Etapas de rectificación
DC/AC	Inversor

TÍTULO: EVALUACIÓN DE MODELOS DE FUENTE DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y EÓLICA PARA LA ESTIMACIÓN DE ESTADO DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.*

AUTORES: ANDRÉS LEONARDO VERA ABRIL

RICARDO OSMA PASTRANA

PALABRAS CLAVE:

Calidad de la Potencia, Generación Distribuida, Hundimientos de Tensión, Punto de acoplamiento común, sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos.

DESCRIPCIÓN:

Este trabajo tiene como propósito brindar un enfoque de la integración de fuentes renovables de generación de energía eléctrica en las redes de distribución. Para el desarrollo del presente trabajo se realiza una selección de los modelos de fuente de generación fotovoltaica y eólica encontrados en la revisión de la literatura técnica, posteriormente se realiza la evaluación de cada modelo ante el acople a una red ideal y luego a la red de 34 barras reportado por la IEEE para observar los impactos producidos por el acople de las unidades de generación distribuida. La evaluación de los modelos de fuente de generación fotovoltaica y eólica acoplados en nodos de interés a la red eléctrica, permite determinar el comportamiento de la red de prueba en condición estable y transitoria. Para el análisis de la red eléctrica en régimen permanente bajo influencia de generación distribuida se analiza el comportamiento de las señales de tensión, corriente y potencia tanto para los escenarios sin generación distribuida y con generación distribuida. Con el análisis para el escenario bajo presencia de fuentes de energía renovable en la red eléctrica, se seleccionan los casos más idóneos para la óptima operación de dicha red la cual no comprometa su seguridad y mantenga su estabilidad. En el estado transitorio originado debido a un evento de falla en barras del sistema, se analiza el efecto que produce dicha contingencia en los diferentes puntos de la red, terminales de las unidades de generación de energía eléctrica y efectos en el nodo de la generación principal la cual abastece el sistema de distribución.

*Proyecto de Grado: Trabajo de Investigación

**Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director Jairo Blanco Solano. Codirector Gabriel Ordoñez Plata.

TITLE: EVALUATION OF MODELS OF SOURCES OF PHOTOVOLTAIC AND EOLIC GENERATION FOR THE ESTIMATE OF STATE OF THE QUALITY OF THE POWER IN SYSTEMS OF ELECTRIC POWER DISTRIBUTION. *

AUTHORS: ANDRÉS LEONARDO VERA ABRIL

RICARDO OSMA PASTRANA

KEYWORDS: Power Quality, Distributed Generation, Voltage Sags (dips), Common Coupling Point, PV Systems, Wind Power Systems.

DESCRIPTION:

This work has as purpose to offer a focus of the integration of renewable sources of electric power generation in the distribution grid. For the development of the present work is made a selection of the models of source of photovoltaic and Eolic generation that are found in the revision of the technical literature, later on it is evaluated each model in the coupling with the ideal network and after with the electric network of 34 nodes reported by IEEE for looking the impacts in the main network produced by the connection of the distributed generation units. The evaluation of the models of source of photovoltaic and Eolic generation coupled in nodes of interest to the electric network, allows to determine the behavior of the network of test in stable and transitory condition. For the analysis of the electric network in permanent steady state under influence of distributed generation is analyzed the behavior of the signs of tension, current and power so much for the scenarios without distributed generation and with distributed generation. With the analysis for the scenario under presence of sources of renewable energy in the electric network, the most suitable cases are selected for the good operation of this grid which doesn't commit their security and maintain their stability. In the transitory state originated due to a fault event in busbars of the system, is analyzed the effect that produces this contingency in the different points of the network, in terminals of the units of electric power generation and the effects in the node of the main generation which supplies the distribution system.

*Degree Project: Research Work

**Faculty of Physical-Mechanic Engineering. School of Electrical, Electronical and Telecommunications Engineering. Dir. Jairo Blanco Solano. Codir Gabriel Ordoñez Plata.

INTRODUCCIÓN

El principal objetivo de un sistema de potencia se sustenta en el suministro ininterrumpido de la energía eléctrica en cualquier instante de tiempo y con la seguridad de abastecer la demanda establecida donde no se vea comprometida la estabilidad del sistema. El avance tecnológico, el crecimiento poblacional, la liberación de los mercados eléctricos y la creciente conciencia ambiental abren las puertas a los sistemas eléctricos con generación distribuida, la cual es una cooperación de las pequeñas fuentes de generación de energía eléctrica que incluye las fuentes de energía renovable con la actual generación de energía eléctrica ¹.

Actualmente las fuentes de generación de energía eléctrica se encuentran a grandes distancias de los centros de consumo creándose una fuerte dependencia para el suministro de energía eléctrica a las redes de consumo. Para cambiar este formato tradicional de transporte y distribución de la energía eléctrica se hace necesario el planteamiento de un modelo alternativo en el cual se tenga comunicación directa entre el consumidor y la fuente de generación. Dicho modelo debe contemplar el replanteamiento de la infraestructura de las actuales redes de energía eléctrica las cuales incluyan las fuentes renovables de generación energía eléctrica en puntos estratégicos para alimentar los centros de consumo. Así una red eléctrica que cuente con generación de energía convencional e incluya fuentes renovables de generación, automatización, operación optimizada, control inteligente y no se comprometa la estabilidad ni calidad de la potencia eléctrica es una característica de lo que se conoce como red inteligente o “Smart Grid” ².

En la actualidad; ya es de reconocimiento y aplicación a nivel mundial, el uso de fuentes renovables de generación de energía eléctrica como alternativa para abastecer los centros de consumo. Es importante conocer cuáles, son los motivos

que conllevan a una regular operación de los actuales sistemas eléctricos por parte de los operadores de red y por el usuario final. También un nuevo enfoque que llama la atención en la actualidad es: *“El concepto de la estimación de estado de la calidad de la potencia eléctrica (CPE) surge de la necesidad de todos los usuarios, por conocer la información de la CPE en el punto de acople común con la red de suministro de energía eléctrica”* [J. Blanco, 2014].

Es así como el concepto de la CPE toma fuerza y es de vital consideración para el óptimo funcionamiento de las redes eléctricas. Al mencionarse las fuentes de generación renovable, como son la fotovoltaica y la eólica, inmediatamente se entra al campo de la generación distribuida. La implementación de estas fuentes de generación en las redes de energía eléctrica puede impactar positivamente o negativamente, si no se tiene un correcto estudio de las redes a trabajar, así como un amplio conocimiento de la fuente de generación renovable a implementar para el caso en estudio. A partir de esto se puede definir la calidad de la potencia eléctrica (CPE) como *“Nuevas técnicas de simulación y modelamiento computarizado para predecir y estimar la CPE en puntos no monitorizados dentro de una red eléctrica, a partir de algunas mediciones en puntos seleccionados previamente”* [J. Blanco, 2014]. Se recalca que el modelado de estas fuentes está en estudio y la invitación a contribuir a la temática tiene sus puertas abiertas. En el presente trabajo de grado se evalúa en un sistema de distribución de energía eléctrica de prueba reportado por la IEEE, los modelos de generación eólica y fotovoltaica acoplados a nodos de interés para su observación y análisis del impacto, generado a raíz del acoplamiento con la red, con simulaciones usando el software ATPDraw.

CAPÍTULO 1

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El alto crecimiento demográfico junto con el avance del campo tecnológico que incluye el masivo uso de dispositivos y elementos electrónicos, en su gran mayoría para el consumo de la energía eléctrica, son factores que impactan drásticamente en la operación y estabilidad de las redes eléctrica actuales. Por tanto, muchas de las redes eléctricas actuales en operación, se diseñaron bajo un enfoque distinto de uso de cargas en comparación con los escenarios actuales. Debido a esto, se tienen problemas en la calidad del servicio suministrado a cada usuario presentándose constantes interrupciones, debido a la energización de motores en la red, cargas con alto componente armónico y salida de operación de transformadores, debido a la incapacidad del sistema para operar bajo las exigencias actuales afectándose parámetros como la tensión, corriente y frecuencia.

A partir de los impactos producidos por la masificación de cargas no lineales y el agotamiento de los recursos no renovables, se ha despertado el interés por la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables, como lo son la fuente de generación fotovoltaica y eólica. Es así como se ha venido implementando el uso de estas fuentes de generación renovables a las redes eléctricas, las cuales disponen de arreglos de paneles solares, motores asíncronos y síncronos. En estudios anteriores se han realizado importantes análisis bajo el enfoque de potencia constante y en estado estable³. De esta manera surge la necesidad de hacer un estudio que involucre este tipo de generación distribuida y que abarque el estudio transitorio de escenarios donde se incluya unidades generadoras en puntos estratégicos para contribuir a la generación actual.

El cambio que significa la inclusión de generación distribuida a las redes de energía eléctrica, abre las puertas hacia un escenario; donde estas redes sean inteligentes y se contribuya a una operación eficiente y controlada, donde se mitigue el riesgo, la inestabilidad y se tenga una excelente calidad de la energía eléctrica. Debido a esto nace el interés por analizar y evaluar los escenarios que contemplen la integración de fuentes de generación fotovoltaica y eólica en la red eléctrica; que incluya modelos exactos de cada unidad dispuesta en un punto de la red para analizar su impacto bajo régimen estable y transitorio mediante el software para análisis transitorio ATPDraw.

1.1 OBJETIVOS

Como objetivo principal de la presente tesis de grado se tiene evaluar los modelos de fuentes de generación fotovoltaica y eólica para la estimación de estado de la calidad de la potencia en sistemas de distribución de energía eléctrica.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar una revisión bibliográfica de los modelados existentes para las fuentes de generación fotovoltaica y eólica en sistemas de distribución de energía eléctrica, reportados en la literatura técnica relacionada.
- Implementar los modelos de generación distribuida en el programa de simulación ATP-EMTP, los cuales han sido seleccionados y caracterizados previamente.

- Evaluar el desempeño de los modelos de generación eólica y fotovoltaica en régimen estable y transitorio aplicados en sistemas de distribución de prueba, reportados en la base de datos del IEEE.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Bajo el panorama actual de escases de las fuentes hídricas vitales para la generación de energía eléctrica de nuestro país, es urgente la búsqueda de recursos alternativos que mitiguen el impacto ocasionado por la salida de operación de centrales convencionales de generación y se tenga un sistema robusto, estable, ajustable y seguro. Con la inclusión de las fuentes alternativas de generación de energía eléctrica como son la generación fotovoltaica y la generación eólica se tiene la oportunidad de mejorar la calidad del servicio de la energía eléctrica que incluye un sistema con menor probabilidad de interrupción, seguridad para el personal de labor como el usuario, conocimiento de la calidad del servicio prestado no solo por parte de los operadores de red si no también el respectivo usuario final. Mediante un análisis óptimo de este nuevo campo se puede recuperar la confianza y seguridad de la infraestructura de nuestras redes en operación teniéndose la opción de diseñar nuevas redes bajo el enfoque de la generación distribuida (tener presente el campo normatividad y la viabilidad financiera) o también la repotenciación de nuestras redes en operación abriendo las puertas a la inclusión de la generación distribuida para el beneficio de todos.

1.3 MOTIVACIÓN Y ALCANCE

Para la propuesta en desarrollo, se cuenta con modelos de generación eólica y fotovoltaica, que incluye el modelado todos los componentes que permitan un análisis detallado de la operación de los respectivos modelos reportados en la literatura técnica para su estudio e integración con la red eléctrica de distribución.

En la literatura técnica y en la información disponible en la red; se encuentra enfoques acerca de la generación distribuida integrada a redes de energía eléctrica, pero no se cuenta con un modelado detallado que represente cada fuente de generación distribuida.

Es importante lograr sensibilizarse y afianzarse en este nuevo mercado que trata el concepto de red inteligente “Smart-Grid”, además se contribuye a la investigación que enmarca la temática “*Estimación de estado de la calidad de la potencia eléctrica*” desarrollada por el candidato a Doctor Jairo Blanco Solano.

En este proyecto de grado, se evalúa cada modelo de generación renovable de manera independiente, sin acoplarse al modelo de 34 barras de la IEEE. Posteriormente se procede a evaluar los modelos de generación eólica y fotovoltaica acoplados a la red de prueba en régimen permanente y el estado transitorio.

1.4 ANTECEDENTES

El desarrollo de la presente tesis; involucra el modelado de fuentes de generación eólica y fotovoltaica reportados por la literatura técnica. A continuación, se muestra los modelos encontrados en la respectiva revisión bibliográfica, de los cuales se hace una selección para su análisis y evaluación en el sistema de prueba de 34 barras reportado por la IEEE.

1.4.1 Modelos para el aerogenerador

En ⁴ se hace referencia a los componentes que conforman un sistema de generación eólica, entre los cuales están los componentes aerodinámicos, mecánicos, eléctricos y también los de control. Un correcto estudio para el óptimo funcionamiento del conjunto de componentes se traduce en maximizar el aprovechamiento de la energía cinética proveniente del viento, para convertirla en energía mecánica y finalmente transformarla a energía eléctrica.

Entre los componentes aerodinámicos y mecánicos que ⁴ menciona se resalta la hélice, góndola, torre, eje de baja velocidad, caja multiplicadora de velocidad, servomotores y frenos de emergencia.

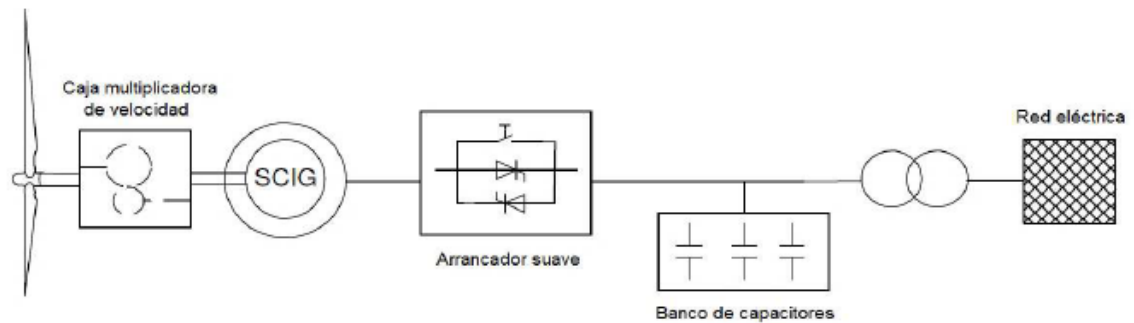
Los componentes eléctricos de la generación eólica que son de vital importancia para el estudio y evaluación del modelo de generación renovable acoplado a la red eléctrica, son las clases de máquinas dispuestas para la generación de energía eléctrica. Entre estas se encuentran:

- Generador de inducción de rotor de jaula de ardilla
- Generador de inducción con rotor bobinado
- Generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)
- Generador síncrono de imanes permanentes

Además, se cuenta con transformadores de potencia, juego de protecciones y red eléctrica. También se menciona el componente electrónico de gran contribución, para la generación eólica que incluye arrancadores suaves para mitigar el impacto de la corriente de las máquinas eléctricas y el convertidor de frecuencia que depende de la aplicación deseada ⁴.

Aerogenerador de velocidad fija

Figura 1. Generador de inducción conectado directamente a la red



Fuente : ⁴

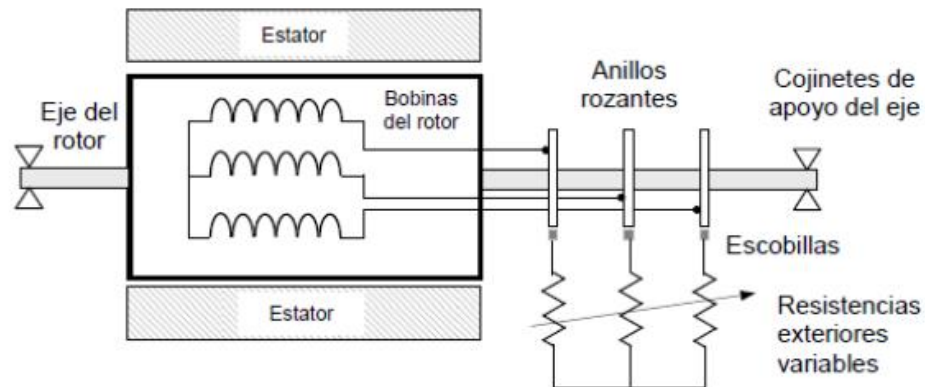
Para la figura 1, el enlace entre turbina eólica y generador de inducción, se hace a través de la caja multiplicadora de velocidades. Para la máquina su conexión se realiza directamente a la red eléctrica, la cual impone la frecuencia para la generación. Por otro lado, bajo variación en las condiciones de viento se ve afectado tanto la potencia como la tensión generada. Este tipo de máquina necesita la potencia reactiva, para mantener el campo magnético entre estator y rotor. Esta potencia se obtiene a través de bancos de capacitores dispuestos en sus terminales o se absorbe de la misma red. Se le atribuye el nombre de velocidad fija ya que permite solo pequeñas variaciones en la velocidad para el rotor, que se relacionan al deslizamiento eléctrico de la respectiva máquina ⁴.

Aerogenerador con resistencia variable en el rotor

Para este tipo de aerogenerador respecto a la máquina de velocidad fija se diferencian por su rotor, que en este caso es bobinado con resistencia externa variable la cual se controla por medio de equipos electrónicos dando un porcentaje del 10% aproximadamente del aumento de su velocidad por encima de la velocidad

de sincronismo, razón por la cual se le atribuye el nombre de aerogenerador de velocidad variable ⁴. Ver figura 2.

Figura 2. Generador de inducción con resistencia del rotor variable

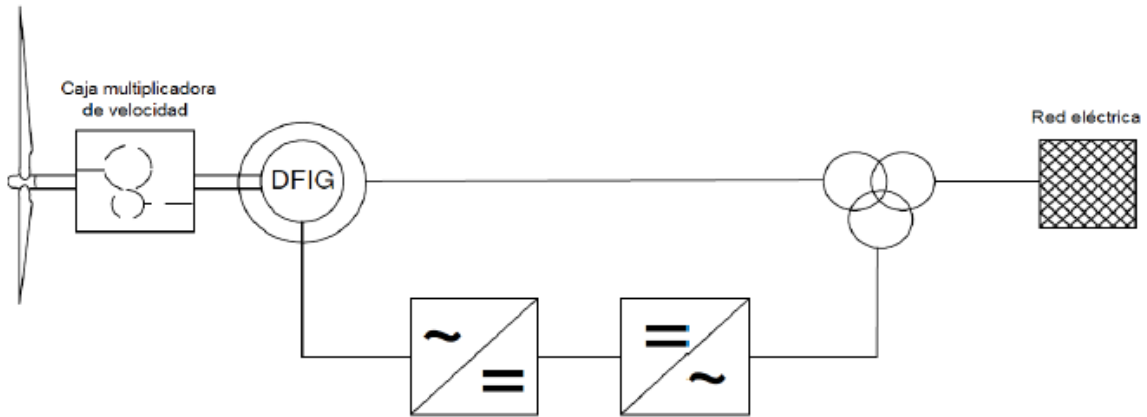


Fuente: ⁵

La ventaja que se obtiene al utilizar una resistencia variable en los enrollados del rotor es tener control de las corrientes que circulan por los devanados del rotor a fin de lograr un rango de operación en la velocidad del rotor teniendo así un control de la potencia generada ⁶.

Aerogenerador de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado

Figura 3. Generador de inducción doblemente alimentado



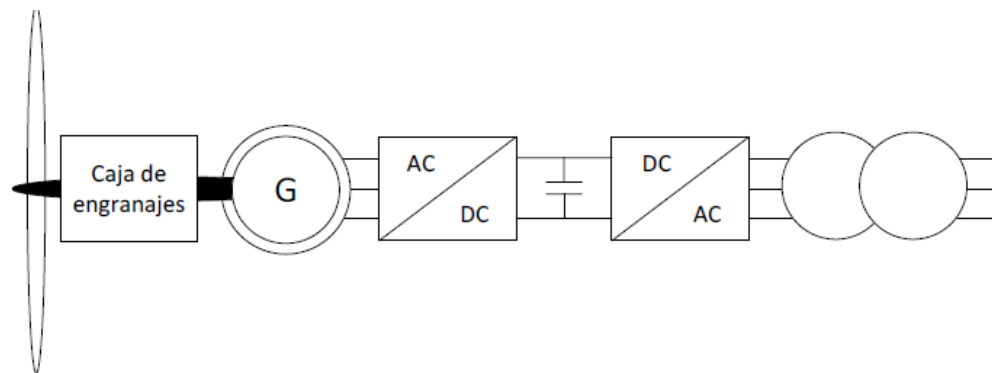
Fuente: ⁴

El tipo de máquina de la figura 3 permite la conexión directa a la red por medio del estator y también presenta conexión con la red por medio del rotor a través de un convertidor AC/DC/AC bidireccional, también llamado convertidor estático de frecuencia. Éste convertidor alimenta a los enrollados del rotor a tensión y frecuencia variable, siendo esto óptimo para variar su velocidad. En su gran mayoría los convertidores usados para este tipo de máquina eléctrica son “Back to Back” pero también se tiene el uso del convertidor AC/AC. Para los convertidores back to back se dispone un convertidor para el lado de la red y un convertidor en el lado rotor donde ambos operan como inversor y rectificador debido a una operación subsíncrona o supersíncrona lo que se traduce en absorber o inyectar potencia activa a la red, en la figura 3 se puede apreciar este convertidor⁶.

Aerogenerador de velocidad variable con conexión a la red por medio del convertidor estático de frecuencia.

Se puede contar ya sea con generador síncrono o de inducción. Si el generador es de inducción se necesita de la caja de velocidades y la dependencia de consumir reactivos que proviene de la red eléctrica a través del convertidor estático de frecuencia en la figura 4 se puede observar la configuración ⁴.

Figura 4. Generador de inducción conectado a la red

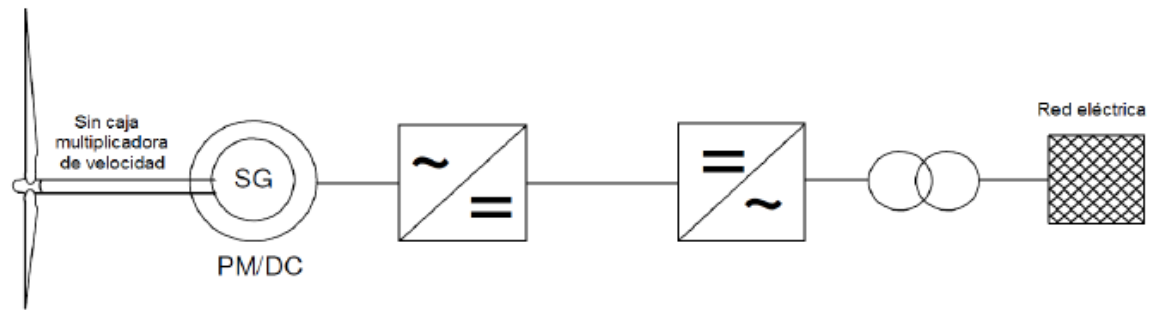


Fuente: ⁶

Luego si la máquina de generación es sincrónica y el número de polos garantiza una velocidad de operación cercana a la velocidad nominal de dicho generador bajo altas condiciones de viento, se puede omitir la caja de engranajes. Para la conformación del campo magnético del rotor se hace mediante el uso de imanes permanentes.

La figura 5 muestra la topología equivalente para este tipo de aerogenerador.

Figura 5. Generador síncrono conectado directamente a la red a través de un convertidor estático de frecuencia

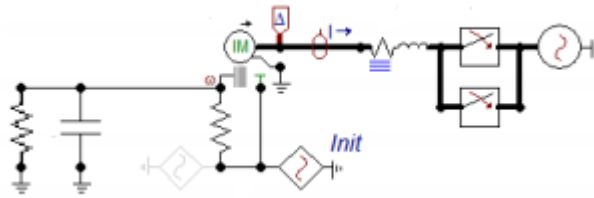


Fuente: ⁴

Para el presente trabajo, no se toma en cuenta el caso de los aerogeneradores conectados a la red mediante convertidor estático de frecuencia, debido a que se desea evaluar configuraciones de plantas de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía de uso común en el software ATPDraw, donde este tipo de aplicación con convertidor no corresponde. En su reemplazo se muestra el generador de inducción de doble jaula de ardilla, para complementar el presente estudio de evaluación de modelos de generación eólica en redes de distribución.

En el tiempo de la revisión bibliográfica y bajo adaptación al software se encuentran aportes que son de vital importancia para lograr los objetivos planteados. Por tanto en ⁷ se muestra un modelo básico que representa la máquina de inducción bajo los componente que ofrece el software ATPDraw.

Figura 6. Modelo del motor de inducción en ATPDraw

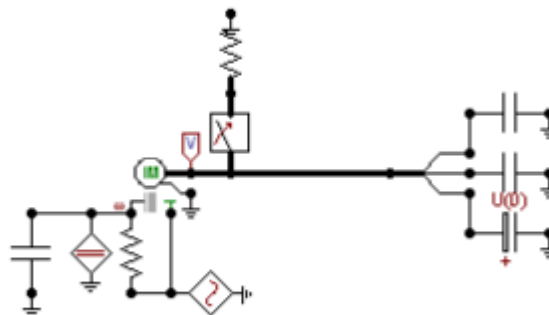


Fuente: ⁷

De la figura 6 se tiene el modelo equivalente del motor de inducción propuesto e implementado en ⁷. En los capítulos siguientes se muestran los modelos estudiados y evaluados en el software ATPDraw. El anterior modelo no fue evaluado ni simulado por parte de los autores de la presente tesis, sino que sólo se expone como ilustración de la información obtenida en la revisión de la literatura técnica, pero es de vital importancia para la sensibilización con el software y sus librerías.

En ⁸ se muestra un modelo equivalente del generador de inducción bajo la interfaz de ATPDraw:

Figura 7. Modelo del generador de inducción en ATPDraw



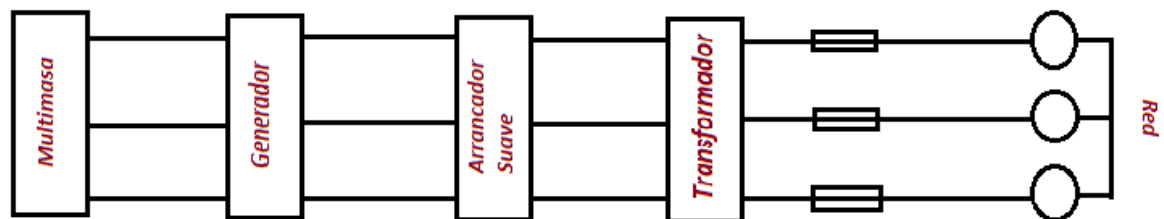
Fuente: ⁸

Éste modelo es otro resultado de la revisión de la literatura técnica relacionada propuesto e implementado por ⁸. El modelo de la figura 7 no fue evaluado ni simulado por parte de los autores de la presente tesis. Se muestra como resultado de la información reportada por literatura técnica. Se resalta del modelo mostrado el uso de capacitores para la excitación y correcta operación del motor en su estado estable.

Se deja claro que los anteriores modelos mostrados solo se muestran para reportar la información encontrada en la literatura técnica, pero que su lectura significa mayor afianzamiento para la correcta manipulación del software y desarrollo del presente trabajo de grado.

Otro aporte significativo reportado por la literatura técnica es lo expuesto por ⁹ donde se plantea un esquema circuital que es equivalente a la figura 1 y que involucra cada componente.

Figura 8. Esquema de conexión a la red eléctrica para el generador inducción



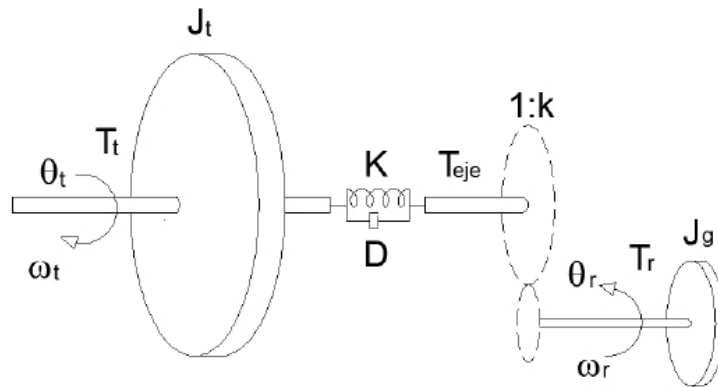
Fuente: ⁹

De la figura 8 es importante nombrar el bloque denominado multimasa, el cual es de vital importancia al momento de implementar y trabajar los modelos en el software ATPDraw, ya que este bloque representa la red mecánica necesaria para la correcta operación de los modelos en el programa.

Para entender la función del bloque multimasa se debe conocer primero sus componentes. En ese orden de ideas se tiene que, para un generador de velocidad variable, sus aspas se acoplan a un eje de baja de velocidad transmitiendo el torque que se genera con el impacto del viento. El enlace entre el eje de baja velocidad y el rotor de la máquina dispuesta como generador es una caja de multiplicación de velocidad o “GEARBOX” que tiene como objetivo disminuir el torque y elevar la velocidad de giro. Ahora se denomina el momento de inercia “J”, coeficiente de rigidez torsional “K” y coeficiente de amortiguamiento “D” que representan el modelo mecánico para un aerogenerador y son fundamentales para el modelado de la red mecánica que se acopla al generador de inducción programado en ATPDraw⁴.

A continuación, se muestra el modelo representativo del bloque multimasa:

Figura 9. Modelo multimasa



Fuente: ⁴

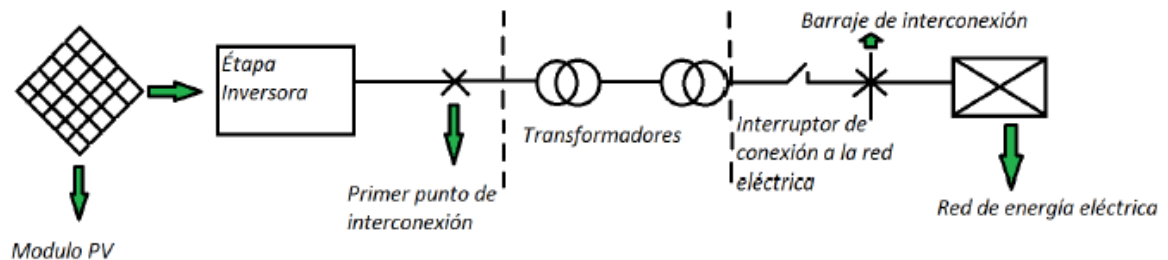
De la figura 9 se observa que el modelo considera tanto la inercia de la turbina “Jt” y la inercia del generador “Jg” que se acoplan mediante el eje de baja velocidad que presenta una rigidez “K” y un amortiguamiento “D”. Este modelo es importante a la

hora de analizar cómo interactúan sus partes mecánica con la red eléctrica a la que se encuentra acoplado el aerogenerador ⁴.

1.4.2 Planta de generación fotovoltaica conectada a la red

Así como en la generación eólica el motor es uno de los componentes fundamental para este tipo de fuente de energía renovable, ya sea síncrono o asíncrono, para la fuente de generación fotovoltaica lo es el respectivo panel solar. En ¹⁰ se muestra el esquema general que representa una planta PV conectada a la red eléctrica; dicha topología es importante para la evaluación del respectivo modelo en el software ATPDRAW.

Figura 10. Topología representativa de una estación PV.



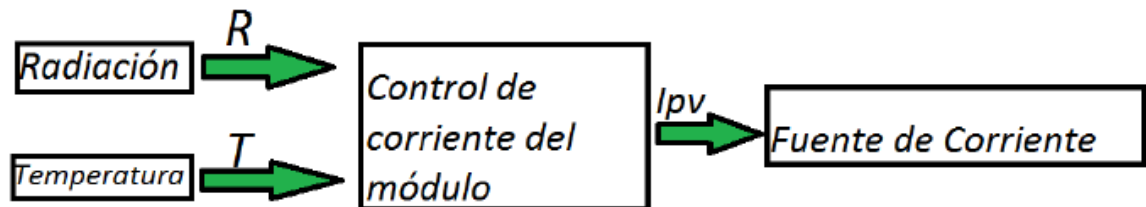
Fuente: ¹⁰

Es importante observar que las topologías para la generación eólica y fotovoltaica, tienen cierta similitud, pero su proceso de generación es totalmente diferente. Esto se menciona para resaltar el primer bloque de la figura 10 el cual representa el arreglo de unidades PV de la respectiva planta. Es fundamental para estas fuentes de generación renovable, la extracción del punto máximo de eficiencia, que para el caso de la planta PV se utilizan técnicas como la de conductancia incremental o la

de perturbar y observar. Para el modelo estudiado y evaluado en el presente trabajo, se utiliza la técnica de perturbar y observar que se explica en el capítulo 2.

Así como la generación eólica depende de las corrientes de viento, la generación fotovoltaica depende de la irradiación solar. Por tanto para una correcta simulación, se tiene un bloque que involucre la irradiación y la temperatura como se muestra en la figura 11¹⁰.

Figura 11. *Equivalente del módulo representativo de la irradiación para la generación de energía eléctrica.*

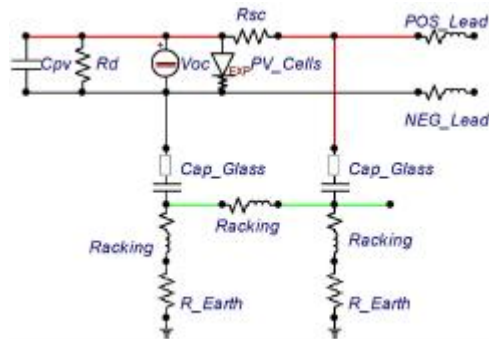


Fuente: ¹⁰

Dicho módulo se adopta en el modelo de la planta PV a evaluar y estudiar. Otro aporte significativo que reporta la literatura técnica esta vez para la generación fotovoltaica es lo expuesto por ¹¹, donde se tiene una aproximación al equivalente de una planta fotovoltaica manteniendo la topología circuital de un panel solar.

El modelo propuesto por ¹¹ se implementa en ATPDraw y se trae a modo de ilustración como se observa en la figura 12 para lograr la sensibilización y adaptación para el correcto manejo de la herramienta de simulación. Por otro lado se observa que ya es un hecho el interés por empezar a usar estas nuevas herramientas que mediante el uso del software y técnicas de simulación brinda un panorama de un posible funcionamiento del sistema actual bajo la influencia de la generación distribuida.

Figura 12. Modelo de una planta PV

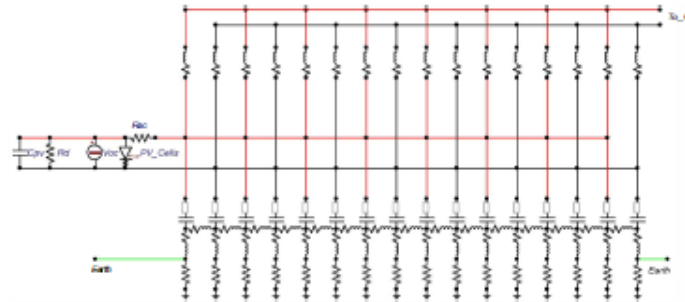


Fuente: ¹¹

El anterior modelo es la representación de 5 cadenas fotovoltaicas con 10 módulos PV, para un total de 50 unidades fotovoltaicas. Se resalta que se cuenta con una fuente de tensión de corriente continua de un valor de 845 [V] y trabajando en un rango de frecuencia de 150 [KHz] a 30 [Mhz] ¹¹.

En [8] también propone un esquema para 40 cadenas fotovoltaicas con 10 módulos PV, para un total 400 unidades fotovoltaicas además de un sistema de puesta a tierra. En la figura 13 se aprecia la conexión del sistema en ATPDraw.

Figura 13. Representación de 400 unidades PV en ATPDRaw



Fuente: ¹¹

Los anteriores modelos se trataron de evaluar, pero el resultado no fue satisfactorio debido a que no están diseñados para operar como modelo de una planta PV conectada a una red eléctrica, además se debe contar con el modelo del inversor y la programación adecuada para evitar conflictos en la simulación. En el capítulo 3 se muestra el modelo de la planta PV integrada a una red de distribución, donde algunos elementos de simulación son más rigurosos para ejemplificar su operación.

CAPÍTULO 2

AEROGENERADOR CON MÁQUINA DE INDUCCIÓN Y PLANTA SOLAR

Los aerogeneradores especificados y estudiados a continuación son aquellos que son los más encontrados en el mercado, debido a su economía, sencillez, robustez y bajo mantenimiento. Es importante aclarar que para los modelos evaluados en el presente trabajo se cuenta con un modelo extra conocido como motor de inducción doble jaula de ardilla dispuesto como generador, donde su principal característica es la mejora en su potencia de salida.

2.1 AEROGENERADOR CON MÁQUINA DE INDUCCIÓN JAULA DE ARDILLA

El motor de inducción admite la energía por inducción electromagnética, siendo esto una ventaja importante ya que no se requiere de una conexión eléctrica entre el estator y el rotor por ende, tiene una etapa de transformación. Está compuesto por el estator y el rotor, que básicamente es el primario y el secundario de la máquina¹².

Estator: construido por un conjunto de chapas de acero que están dentro de un armazón, éstas tienen unas ranuras donde se coloca el devanado trifásico.

Rotor: compuesto por chapas de acero que se sitúan en un eje con sus respectivas ranuras donde se sitúa el devanado. Para la máquina de rotor de jaula de ardilla se debe tener en cuenta que está formado mediante conductores que se colocan en cortocircuito por medio de dos anillos circulares.

2.1.1 Principio de operación.

En la máquina de inducción, se forma un campo magnético constante y a velocidad síncrona, cuando el devanado del estator se conecta a la red, este campo girará en cercanías al rotor, la velocidad síncrona de este campo está dada por las siguientes ecuaciones, donde f es la frecuencia y P el número de polos ¹² y ¹³.

$$N_s = \frac{120f}{P} \text{ en RPM} \quad (1) \rightarrow \text{donde } P \text{ son números de polos de la máquina.}$$

$$\omega_s = \frac{4\pi f}{P} \text{ en rad/s} \quad (2) \rightarrow \text{donde } P \text{ son números de pares de polos de la máquina.}$$

Este campo magnético giratorio induce una fuerza electromotriz en las barras o conductores del rotor jaula de ardilla, al estar el devanado completamente corto circuitado, se tiene corriente sobre el bobinado. Con esta corriente en las bobinas ingresando al campo magnético se produce un par que hace girarla, se debe tener claro que si el par de arranque es menor que el par resistente, la máquina no se moverá. El rotor gira en el mismo sentido que el campo magnético giratorio.

El campo magnético giratorio y la velocidad del rotor nunca pueden estar a la misma velocidad ya que no habría fem inducida, debido a que las bobinas estarían estacionarias con respecto al campo magnético. Este principio de operación para ésta máquina es básico ya que su funcionamiento se basa en el movimiento relativo entre el campo magnético y el rotor.

Deslizamiento

La velocidad relativa entre el campo magnético producido por el estator y la velocidad del rotor es llamada también velocidad de deslizamiento. Se describe por la siguiente ecuación donde **N_s** es la velocidad del campo magnético del estator y **N_m** es la velocidad mecánica del rotor ¹².

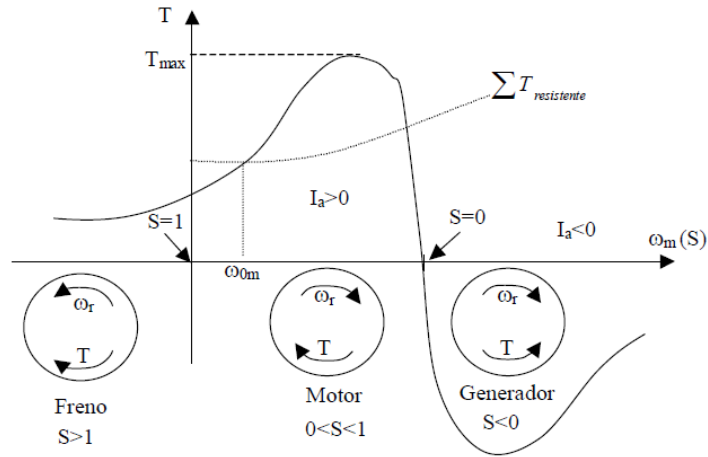
$$N_r = N_s - N_m \quad (3)$$

El deslizamiento (**s**) describe el comportamiento de la máquina y se expresa como la relación entre la velocidad relativa o velocidad de deslizamiento sobre la velocidad del campo magnético del estator; este valor se expresa en porcentaje.

Este parámetro define como se va comportar la máquina de inducción, según los rangos de operación donde si **$0 < S < 1$** se comporta como motor, si **$-1 < S < 0$** se comporta como generador y si **$S > 1$** se comportara como freno, en la figura 2.1 se evidencia este comportamiento.

$$s = \frac{N_s - N_m}{N_s} \quad (4)$$

Figura 14. Curva par-velocidad



Fuente: ¹⁴

La frecuencia del rotor (**fr**) es directamente proporcional al deslizamiento y a la frecuencia del campo magnético giratorio, por lo tanto depende de la velocidad relativa, ya que una máquina de inducción trabaja a deslizamientos bajos, por tanto su frecuencia (**fr**) es baja, esto se evidencia en la siguiente expresión.

$$f_r = s f \text{ [Hz]} \quad (5)$$

Circuito equivalente

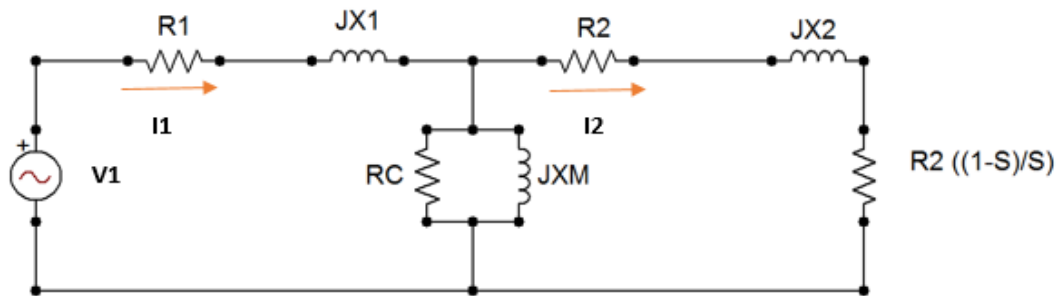
Para la construcción del modelo, se debe tener en cuenta las pérdidas del cobre en cada devanado, el flujo de dispersión, las pérdidas por corrientes parásitas y las pérdidas por histéresis.

El modelo por fase de la máquina cuenta con la resistencia del devanado del estator **R1**, la reactancia de dispersión del estator **X1**, resistencia de pérdida en el núcleo **Rc**, reactancia de magnetización **Xm**, resistencia del rotor **R2**, reactancia de

dispersión del rotor X_2 y resistencia de carga; que ésta modela en términos del deslizamiento y de R_2 .

Para los elementos del rotor en el modelo seleccionado se refiere al estator por facilidad. A continuación en la figura 2.2 se presenta el modelo equivalente por fase de una máquina de inducción referida al estator ¹².

Figura 15. Modelo equivalente por fase de una máquina de inducción referido al estator.



2.1.2 Balance de potencias como motor.

Para que el motor entregue torque a la carga él debe absorber potencia de la red, en este proceso de entrega de potencia a la carga, ocurren diferentes pérdidas de potencia. La potencia de entrada trifásica o potencia absorbida se rige por la siguiente ecuación, donde V_1 es la tensión aplicada e I_1 la corriente en el estator y ϕ es la diferencia de fase entre V_1 e I_1 ¹² y ¹³.

$$P_{en} = 3V_1 * I_1 * \cos\phi \text{ [W]} \quad (6)$$

Después de la potencia de entrada se presentan pérdidas en el estator que son las pérdidas del cobre **P_{cu1}** y las pérdidas en el núcleo **P_m** donde **I_c** es la corriente de magnetización.

$$P_{cu1} = 3I_1^2 * R_1 \quad (7)$$

$$P_m = 3I_c^2 * R_c \quad (8)$$

La potencia que llega al rotor por inducción electromagnética tiene el nombre de potencia en el entrehierro **P_a**; se debe tener en cuenta que la potencia entregada al rotor debe ser igual a la potencia entregada **R₂/s**, ya que ésta simula tanto la carga como las pérdidas del cobre del rotor donde **I₂** es la corriente en el rotor.

$$P_a = p_{en} - p_{cu1} - p_m = \frac{3I_2^2 * R_2}{s} \quad (9)$$

Las pérdidas del cobre del rotor **P_{cu2}** se rigen por la siguiente expresión:

$$P_{cu2} = 3I_2^2 * R_2 \quad (10)$$

La potencia desarrollada **P_d** por la máquina es:

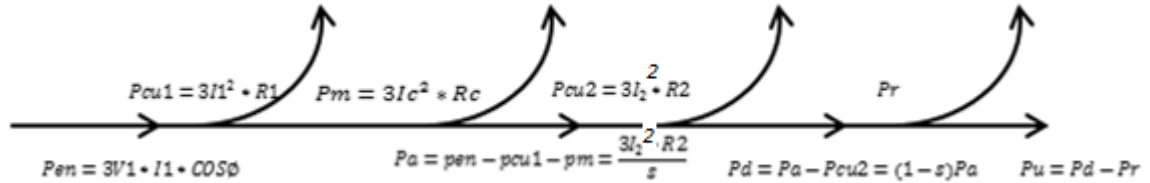
$$P_d = P_a - P_{cu2} = (1 - s)P_a \quad (11)$$

La potencia útil o de salida en el eje se obtiene de la resta de las pérdidas (**P_r**) de fricción, viento y por cargas parasitas a la potencia desarrollada por el motor.

$$P_u = P_d - P_r \quad (12)$$

En la figura 16 se puede observar la pérdida de potencia en cada devanado, además de las pérdidas por fricción y la potencia útil que se obtiene en el eje.

Figura 16. Diagrama de las pérdidas de potencia



Es importante tener en cuenta el par electromagnético que puede generar la máquina.

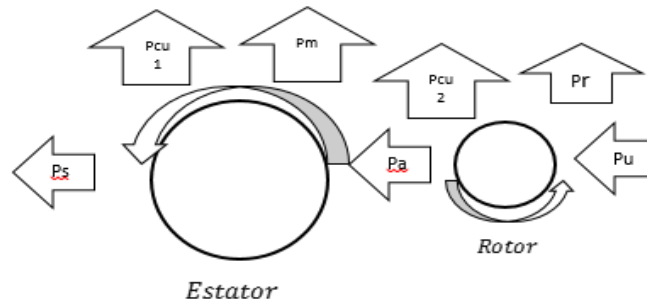
$$T_d = 3I_2^2 \cdot \frac{R_2}{s\omega_s} \quad (13)$$

2.1.3 Operación como generador

A partir de la figura 17 se puede observar que para velocidades mayores a la de sincronismo se tiene deslizamientos negativos, por tanto la máquina cambia su dirección en el flujo del campo y la f.e.m en el rotor se invierte de igual manera, lo que trae consigo una inversión en el par.

Así el par se hace negativo lo que significa que la máquina cambia de régimen motor a régimen generador debido a que está recibiendo energía mecánica por el rotor ¹³. En la figura 17 se puede analizar este comportamiento mediante el flujo de potencias.

Figura 17. Diagrama de flujo de potencias como generador

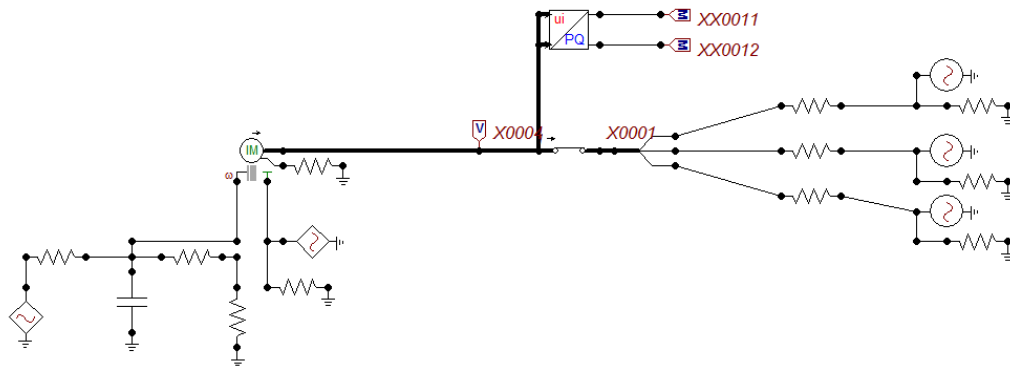


La potencia del entrehierro cuando se encuentra en este régimen se hace negativa ya que se entrega energía del rotor al estator. Una desventaja como generador, es que siempre debe estar conectado a la red para absorber potencia reactiva inductiva para establecer el campo magnético del estator (En ausencia de bancos de capacitores); aunque presente esta desventaja, su sencillez, lo hace una buena opción para el desarrollo de aerogeneradores.

2.1.4 Generador de inducción como aerogenerador en ATPDraw

En la figura 18 se muestra el sistema eléctrico que propone ATP Rule Book. A partir de este modelo se opta por tomarlo como generador cambiando datos como torque y deslizamiento ¹⁵.

Figura 18. UM3 (máquina de inducción como generador)

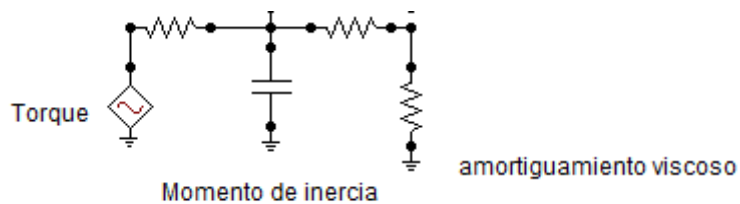


Para la simulación del UM3 como generador de inducción se debe tener en cuenta que para la parte mecánica del generador se cuenta con unas analogías eléctricas que simulan el momento de inercia, fricción del eje, medidor de torque y torque. Las equivalencias se presentan en la siguiente tabla 1 ¹⁶.

Tabla 1. Equivalencias mecánicas a la red eléctrica

Magnitudes mecánicas	Magnitudes eléctricas
Momento de inercia [Kg. m ²]	Capacitancia [F]
Constante elástica [N. m/rad]	Inductancia inversa [1/H]
Velocidad angular [rad/s]	Voltaje [V]
Torque [N. m]	Fuente de corriente [A]
Angulo [rad]	Carga [C]
Amortiguamiento viscoso [N.m.s/rad]	Conductancia [S]

Figura 19. Elementos mecánicos del generador



La representación de la red mecánica en ATPDraw se puede observar en la figura 19 cada uno de los elementos que se presenta tiene su equivalencia en la red mecánica y se puede apreciar en la tabla 1.

Simulación del UM3

Los parámetros requeridos por Atp son ¹⁶:

- Par de polos: Número par de polos
- Tolerancia: Margen de convergencia para la iteración de la velocidad del rotor
- Frecuencia: Frecuencia de estado estable
- Conexión del estator: Selecciona la conexión del estator
- Bobinas del rotor: Especificar el número de ejes directo y de cuadratura
- Global: Visualización de modo de inicialización y de interfaz
- Parámetros de magnetización: El modelo cuenta con la opción de ingresar los valores para la inductancia de magnetización tanto para el eje (d) como para el eje (q), además brinda la opción de saturación para cada eje, para ambos o simétricamente.
- Parámetros del estator: En este se colocan el valor de la resistencia del estator y la inductancia de dispersión para (0),(d),(q)
- Parámetros del rotor: En este se colocan el valor de la resistencia del rotor y la inductancia de dispersión
- Inicial: se ingresa el valor inicial del deslizamiento en %

Simulación del UM3 como generador de inducción

Teniendo en cuenta el modelo de la figura 18 se simula el generador para una red trifásica infinita; esta red se representa mediante tres fuentes monofásicas de tensión con valor de 127 [V] línea tierra, en paralelo se ubica una resistencia de 1[MΩ] por cada fuente, solo se ponen para la correcta simulación.

Para realizar la simulación se tienen en cuenta los valores de las tablas 2 y 3. En la figura 20 se muestra la interfaz de una máquina de inducción para ingresar los parámetros de esta.

Figura 20. Interfaz de parámetros

Component: UM_3

Attributes

General Magnet Stator Rotor Init

Stator coupling: Y

Pole pairs: 2

Rotor coils: d: 1 q: 1

Frequency: 60

Tolerance: 0.1885

NODE	PHASE	NAME
Stator	ABC	X0004
M_NODE	1	X0008
BUSM	1	X0003
Neut	1	X0002

Order: 0 Label:

Comment:

Output

TQOUT: 0 1 2 3

OMOUT: 0 1 2 3

THOUT

CURR

Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Fuente: ¹⁶

Tabla 2. Parámetros del generador

Parámetros	
<i>Conexión del estator</i>	Y
<i>frecuencia</i>	60 Hz
<i>Tolerancia</i>	0.1885
<i>Bobinas del rotor</i>	d:1 y q:1
<i>Par de polos</i>	2
<i>LMUD</i>	0.02358 H
<i>LMUQ</i>	0.02358 H
<i>Resistencia del estator</i>	0.063Ω
<i>Inductancia de dispersión del estator</i>	0: 0.0001911 d:q: 0.0003925
<i>Resistencia del rotor</i>	0.11 Ω
<i>Inductancia de dispersión del rotor</i>	0,0012 H
<i>Deslizamiento</i>	-2%

Fuente: ¹⁷

Tabla 3. Parámetros de la red mecánica

Parámetros mecánicos del generador	Magnitud mecánica	Magnitud eléctrica
<i>Torque</i>	100 [N.m]	100[A]
<i>Momento de inercia</i>	0,06 kg. m ²	0,06[F]
<i>Amortiguamiento viscoso</i>	1/16,5 [N.m.s/rad]	16,5[Ω]

Fuente: ¹⁷

Ingreso de los parámetros para la parte mecánica del generador

Para el torque, se toma una fuente de corriente AC tipo 14 con amplitud de 100 [A] a una frecuencia de $1 * 10^{-5}$ [Hz]; esta fuente simula un torque constante de entrada positiva, lo que significa que es un generador ¹⁷.

Para el momento de inercia, se adopta el valor de 0,06 [F] para la capacitancia, además se toma para las resistencias en serie que simulan el amortiguamiento viscoso un valor de 16.5 [Ω].

Una fuente de corriente se conecta al pin de inicialización del modelo representativo del generador de inducción “um3”; esta fuente es esencial para la condición inicial para el régimen de estado estacionario. Se adiciona una resistencia externa en el pin extra, que sale como consecuencia de la conexión del estator ya que su conexión es en Y; esta resistencia simula el neutro de la máquina que toma el valor de 10 [M Ω], siendo este valor para garantizar el rendimiento.

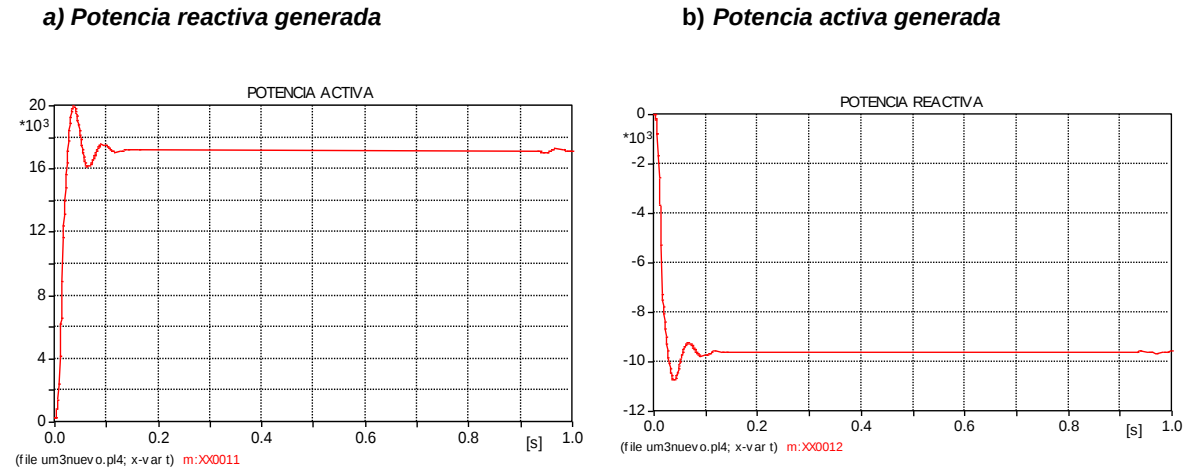
Para la correcta simulación de este modelo se debe tener en cuenta que la red mecánica cuenta con elementos no lineales y por lo cual se debe ir al menú de configuración, interface y seleccionar la opción compensación; además con este modelo la red mecánica se modela externamente y los cálculos se desacoplarán del modelo, por lo cual la opción “*steady-state - phasors*” debe ser seleccionada.

Prueba con los valores descritos anteriormente

Para la simulación, se toma una red infinita trifásica con tensión pico de 180 [V] línea-neutro. A partir del modelo se obtiene una potencia activa de salida en régimen permanente de 17,2 [kW] y una potencia reactiva generada de -9,625 [kVar]. Es

importante el valor negativo de esta potencia que demuestra que el motor absorbe los reactivos de la red.

Figura 21. Potencias del aerogenerador :



La velocidad del campo giratorio magnético para el caso en estudio cuenta con una frecuencia de 60 Hz y 4 polos y se obtiene a continuación:

$$N_s = \frac{120f}{p} = \frac{120 * 60}{4} = 1800 \text{ RPM} \quad (14)$$

$$\omega_s = \frac{1800\pi}{30} = 188,4955 \frac{\text{rad}}{\text{s}} \quad (15)$$

Con un deslizamiento del -2% y con la velocidad del campo magnético se halla la velocidad mecánica del rotor.

$$s = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} = -2\% = \frac{188,49 - \omega_m}{188,49} \quad (16)$$

$$\omega_m = 192.2598 \frac{\text{rad}}{\text{s}} \quad (17)$$

Para ver un poco más el comportamiento de la máquina como generador, se tiene una expresión que permite observar el par desarrollado por la máquina que es la siguiente:

$$T = T_c - J \frac{d\omega r}{dt} - D * \omega r \quad (18)$$

Esta expresión viene de la dinámica del motor de inducción, esta ecuación se modifica en los signos debido a que la potencia en el entrehierro se hace negativa con respecto al modo motor, por lo cual da la expresión anterior. El T_c llamado torque de carga que como generador recibe energía por parte del primotor, para (18) su signo es positivo por la entrada de energía mecánica. Como la condición analizada es en régimen permanente $T=T_c$ por lo tanto no hay aceleración y la expresión se reduce a ¹⁷:

$$T = T_c - D * \omega r \quad (19)$$

A partir de este torque se puede apreciar la potencia desarrollada por la máquina. Como se tiene 100 [N.m] de torque y un amortiguamiento viscoso $D1= 1/16.5$ y $D2=1/16.5$ el torque electromagnético es:

$$T = 100 - \left(\frac{1}{33}\right) * 192.2598 = 94,17 \text{ [N.m]} \quad (20)$$

Con este resultado se puede apreciar las pérdidas que se presentan en el rotor donde se observa una reducción de 5.83 respecto a los 100 [N.m] iniciales, luego la potencia desarrollada por la máquina es:

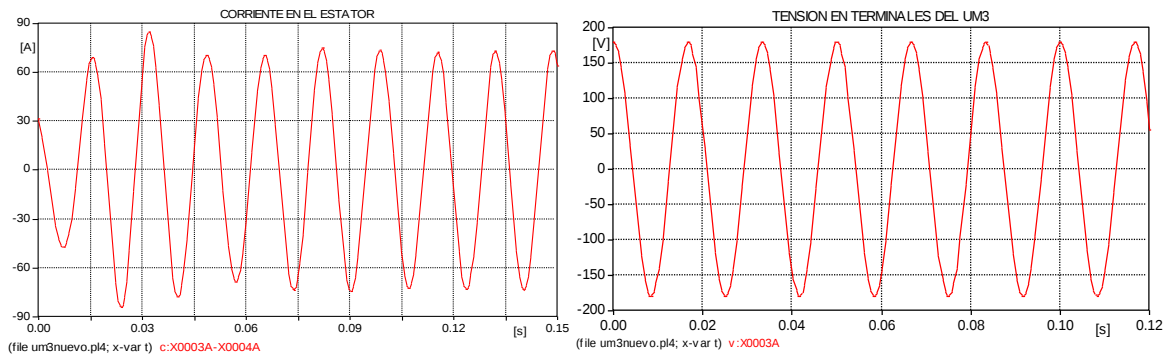
$$Pd = T * \omega r = 94,17 * 192.2598 = 18.105 \text{ [kW]} \quad (21)$$

En la figura 22b se presenta la tensión fase-neutro en terminales de la máquina donde su amplitud o tensión pico es de 180 [V]. En la figura 22a se puede apreciar un pequeño transitorio en la corriente en el estator de 0.03 segundos para después estabilizarse, debido al transitorio propio de iniciación de la simulación.

Figura 22. Corriente y tensión en terminales del aerogenerador:

a) Corriente en el estator del UM3

b) Tensión en terminales del UM3



Para comparar los resultados analíticos con los arrojados por el software ATPDraw, se calcula la potencia de salida restando las pérdidas producidas por el estator a la potencia en el entrehierro y despreciando la rama de magnetización; con el valor de $R1=0.063 \text{ } [\Omega]$ y teniendo que la corriente en el estator de la máquina es de 73 [A] se tiene que:

$$P_{cu1} = 3I_1^2 * R1 = 3 * \frac{73^2}{2} * 0.063 = 503,69[W] \quad (22)$$

Para calcular la potencia entregada por el estator, se debe tener en cuenta la potencia en el entrehierro además de los signos del deslizamiento, $pcu1$ y pd , por su comportamiento como generador. Teniendo en cuenta esta pérdida de potencia y despreciando la rama de magnetización se procede a calcular la potencia de salida.

$$Pa = \frac{pd}{1-s} \quad (23)$$

$$Ps = \frac{pd}{1-s} - pcu1 = \frac{18.105}{1+0.02} - 0,50369 = 17,246[kW] \quad (24)$$

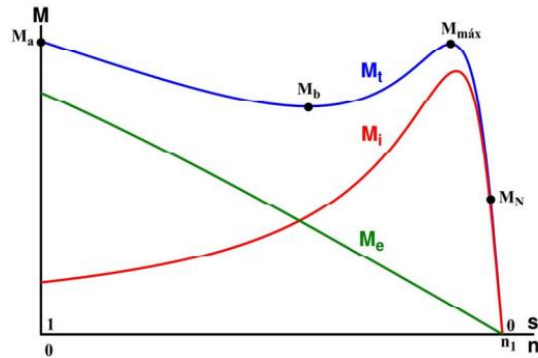
Comparando con los resultados obtenidos a partir de la gráfica del modelo y los cálculos obtenidos, se puede ver la diferencia presentada y corresponde a 46 [W]; se puede notar que se presenta un error muy leve, este modelo presenta unas dificultades debido a que solo puede generar máximo 25 [kW] una vez pasado el torque anterior presenta problemas y la potencia cae hasta el punto de motorizarse.

2.1.5 Generador de inducción de doble jaula de ardilla

El generador de inducción con doble jaula de ardilla tiene como principales características una buena eficiencia y mayor capacidad de par para el arranque, por lo tanto, puede generar mayor potencia en la salida. Esta máquina cuenta con dos jaulas, una exterior y una interior, la exterior tiene altaresistividad pero baja reactancia y la interior tiene baja resistividad y alta reactancia.

Estas dos características hacen que durante el arranque la mayor parte de la corriente vaya a la jaula exterior, pero cuando la máquina está a velocidad nominal la mayor parte de la corriente pasa a la jaula interior. En la figura 23 se puede apreciar la curva par- deslizamiento como motor para cada jaula y la curva total¹⁸.

Figura 23. Torque- velocidad como motor



Fuente: ¹⁸

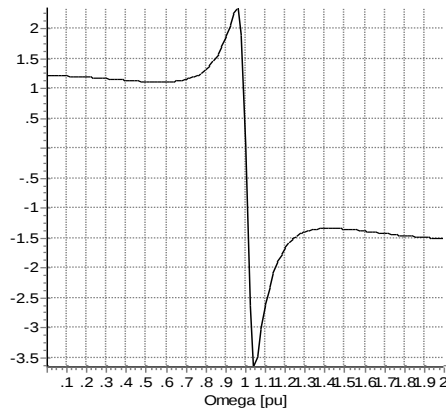
En la figura 23 se puede observar las curvas M_t , M_i , M_e que corresponden al par de la jaula exterior más el interior, par de jaula interior y par de jaula exterior, respectivamente. Además, se puede apreciar que M_a es el par de arranque, M_b el par de recuperación, $M_{máx}$ el par máximo y M_n el par de plena carga.

Generador de inducción de doble jaula de ardilla en ATPDraw

En las investigaciones se encuentra que el motor con doble jaula de ardilla presenta un mejor rendimiento y mayor capacidad para el arranque por lo tanto se incluye en el estudio haciendo los correspondientes cambios para su operación en modo generador. Para el modelo se utiliza el mismo um3 pero la implementación de la red mecánica ya no se realiza como un circuito externo sino como interno. Por lo tanto, para la simulación de este modelo, la opción “*steady-state- phasors*”, debe estar activa para simular correctamente; además se debe confirmar la opción “*prediction*” por las razones anteriores. El modelo se toma de los casos propuestos por ATPDraw ¹⁹. El software proporciona una figura de referencia para observar el

comportamiento par - velocidad mecánica del rotor como motor y generador de undoble jaula, tal como la mostrada en la figura 24.

Figura 24. Curva par- velocidad mecánica



Generador de inducción 400 [V]/2 polos/110 [kW]

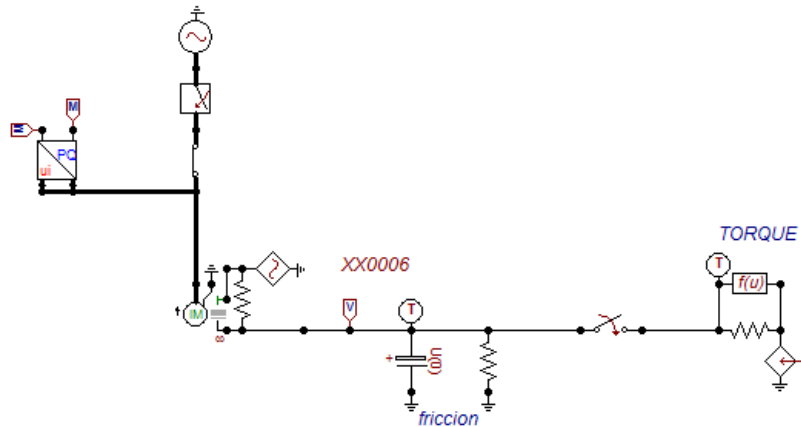
El siguiente escenario de simulación presenta las siguientes características: tensión de línea de 400 [V], 2 polos y deslizamiento del -15%. Los valores asociados a los parámetros de la máquina son presentados en la tabla 4 ¹⁹.

Tabla 4 Parámetros del um3

Parámetros um3	
<i>Rs</i>	0.04407
<i>Lls</i>	0.23427
<i>Lm</i>	8.82748
<i>Llr1</i>	0.40188
<i>Rr1</i>	0.008145
<i>Llr2</i>	0.23427
<i>Rr2</i>	0.11083

Para la inicialización se utiliza la fuente de corriente “Ac tipo 14” se ingresa el valor de amplitud de $1 \cdot 10^{-9}$ este mismo valor se ingresa en el campo de frecuencia. Para el capacitor que simula el momento de inercia se toma el valor de 1.1122 [F]; para la fricción se pondrá una resistencia de 100 [Ω], además se ingresa un tac configurado como nodo de voltaje y por último el torque de entrada se simula con un fortran, además de una resistencia muy pequeña y un tac tipo fuente de corriente que en la figura 25 se puede apreciar.

Figura 25. Generador de inducción doble jaula de ardilla en ATPDraw



La fuente es trifásica equilibrada e infinita, dispuesta para absorber la potencia activa generada y suministrar la potencia reactiva para establecer el campo magnético para la máquina.

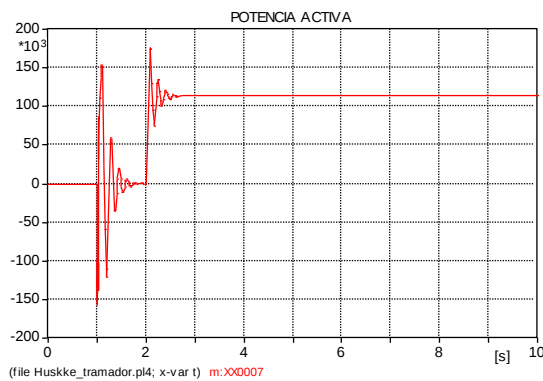
Deslizamiento del -15%

Con una tensión en la red de 400 [V] línea-línea, deslizamiento de -15% y 2 polos, la potencia generada es de 113 [kW] que corresponde a su valor nominal. Para generar el campo del estator debe absorber de la red alrededor de 65 [kVar] en régimen permanente. En las gráficas de las figuras 26a se puede apreciar que la

máquina tarda un tiempo de un poco más de 2 segundos para estabilizarse, finalmente en la figura 27 se puede analizar la tensión trifásica con amplitud pico a pico de 326[V].

Figura 26. Potencias del doble jaula de ardilla:

a) Potencia activa del “Doble jaula”



b) Potencia reactiva del “Doble jaula”

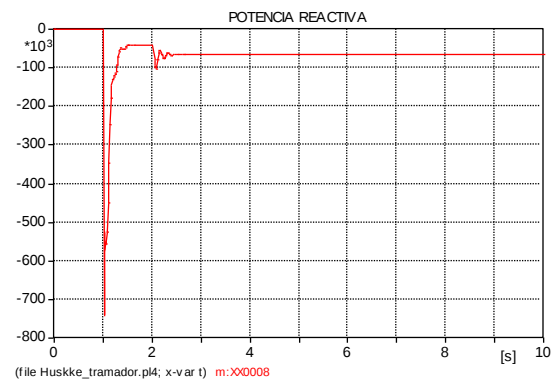
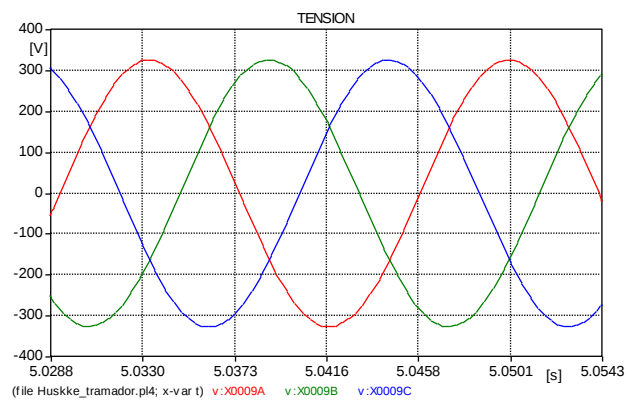


Figura 27. Tensión en bornes del “Doble jaula”



Las diferencias presentadas en el comportamiento del generador de doble jaula de ardilla con circuito mecánico interno, con respecto al de jaula de ardilla con circuito mecánico externo, es que se presenta un transitorio más largo y un buen par. En las figuras 26 a) y b) se muestra el transitorio que ocurre al realizarse el cambio de

jaula externa a jaula interna apreciándose el aumento de la potencia generada por la máquina de inducción. En la figura 27 se presenta la tensión trifásica de la máquina.

2.2 Aerogenerador con máquina de inducción doblemente alimentada

Es una máquina de inducción con característica de velocidad variable y de rotor bobinado. Para este tipo de arreglo, los bobinados del estator están conectados directamente a la red así como los de rotor, pero este último se conecta por medio de un convertidor de potencia **AC/DC/AC** [1]. Se tiene para los bobinados del estator una alimentación con tensión eficaz a frecuencia constante suministrada por la red y para el rotor se cuenta con una alimentación con tensión y frecuencia variable.

Este tipo de máquina es reconocida en la literatura y en el campo de la ingeniería como **DFIG (DOUBLE FED INDUCTION GENERATOR) o GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO**. Su modo de funcionamiento consiste en la potencia mecánica obtenida por la turbina, la cual es transformada a potencia eléctrica a través de la máquina de inducción dispuesta como generador y suministrada a la red eléctrica, por medio del rotor y los devanados del estator. Además, cuenta con un circuito para el estator y otro para el rotor de modo que si la máquina se pone en movimiento, se tendrá campo magnético en cada uno de los bobinados.

Es importante resaltar que la máquina de doble alimentación da la opción de incluir una fuente de tensión con frecuencia variable a los bobinados del rotor, permitiendo regular la velocidad de giro de dicha máquina (control de velocidad del rotor). Esto es una diferencia respecto a la máquina de inducción de rotor de jaula de ardilla, para la cual no se tiene acceso a los terminales del respectivo bobinado [2].

2.2.1 Principio de operación de la máquina de inducción doblemente alimentada

En general, si se quiere disponer de una máquina de inducción como generador, es necesario un primotor, el cual garantice el movimiento del rotor a una velocidad mayor a la de sincronismo, estableciendo un valor negativo para el deslizamiento. Teniendo en cuenta que el sentido del flujo magnético resultante sea contrario al sentido de giro del rotor, se tiene un cambio del torque giratorio sobre el rotor.

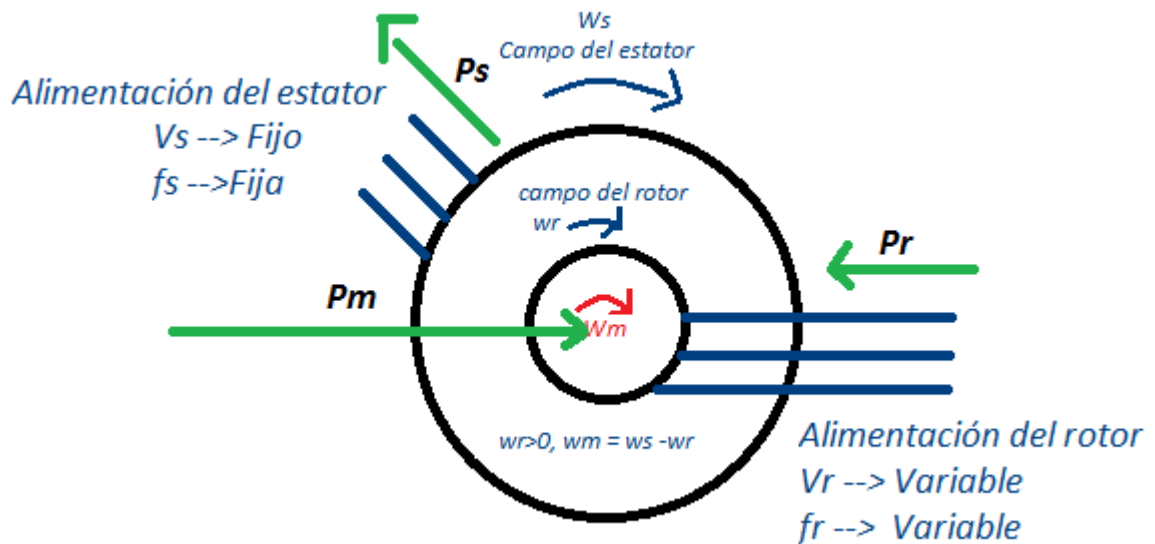
Por tanto, se tiene un par resistente de comportamiento opuesto al par de la máquina, que mantiene la velocidad del rotor a un valor mayor que la de sincronismo. En este modo de operación la máquina ya no absorbe energía eléctrica de la red, ahora suministra la energía eléctrica que viene inyectada desde la fuente primotor ⁴ .

La máquina de inducción de doble alimentación tiene la capacidad para trabajar en modo motor y en modo generador a velocidad subsíncrona y supersíncrona. El caso de interés para el desarrollo de la presente tesis es el modo generador supersíncrono. Con un generador de inducción doblemente alimentado es posible controlar las potencias transferidas al estator y a la red, debido a las variaciones de la frecuencia y la reactancia en el rotor.

Si se habla de operación subsíncrona como se observa en la figura 28, la velocidad del rotor es menor que la velocidad de sincronismo; teniendo como resultado un deslizamiento positivo, tal escenario para una máquina de inducción convencional señala un funcionamiento permanente en modo motor; Pero al disponer de la máquina de inducción de doble alimentación, se puede suministrar o extraer potencia del llamado circuito rotórico. Luego, si la potencia de deslizamiento es negativa (El DFIG absorbe energía del respectivo convertidor electrónico por el

rotor) la máquina de inducción trabaja como generador a una velocidad menor que la de sincronismo. A pesar de esto, la potencia mecánica sigue fluyendo desde la turbina eólica hacia el generador y el estator sigue inyectando potencia eléctrica a la red²⁰.

Figura 28. DFIG modo subsíncrono.



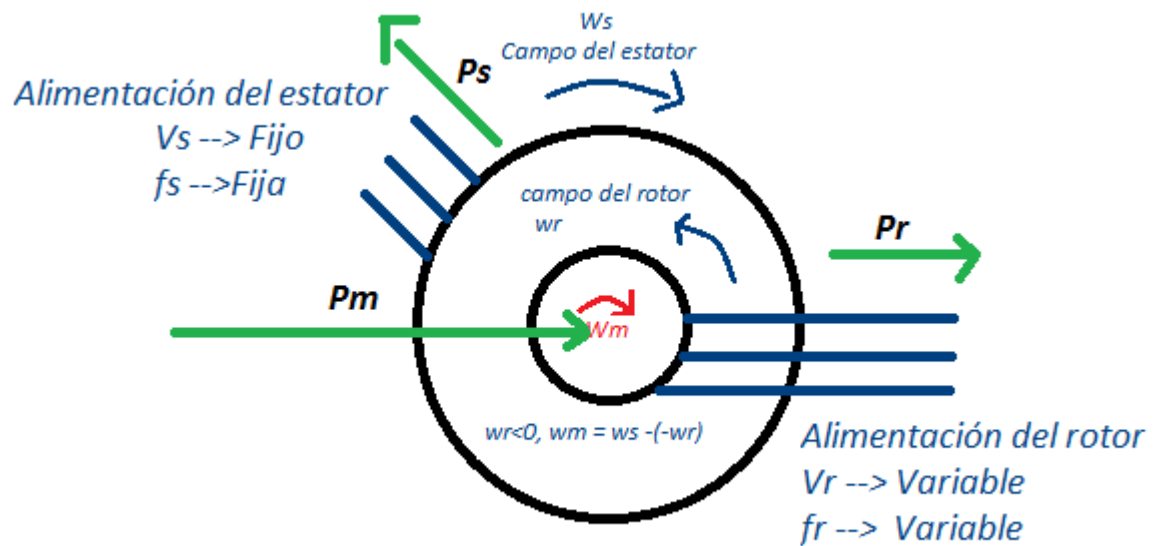
En la figura 28 se tiene: $w_m < w_s$ donde w_m es la velocidad mecánica del rotor en [rad/s], w_s es la velocidad del campo del estator en [rad/s] y w_r la velocidad del campo del rotor en [rad/s]. Para este modo de operación se tiene que la secuencia de fases tanto del estator para y el rotor son iguales viéndose como secuencia positiva. Esto se presenta para bajas corrientes de viento.

De la figura 28 es posible concluir que $|P_m| = |P_s| - |P_r|$ [W] (25)

En la región supersíncrona figura 29, la velocidad del rotor es mayor a la velocidad de sincronismo, obteniendo como resultado un deslizamiento de valor negativo, siendo esta zona de velocidad la más usada para operar en modo generador.

Operando en la región supersíncrona, se inyecta potencia del rotor, así como potencia del estator a la red eléctrica; por tanto la potencia total transferida será la suma de las dos ²⁰.

Figura 29. DFIG modo supersíncrono.



Esto se cumple para $w_m > w_s$, donde w_m es la velocidad mecánica del rotor en [rad/s], w_s es la velocidad del campo del estator en [rad/s] y w_r la velocidad del campo del rotor en [rad/s]. Para este modo de operación la secuencia de fases en el rotor gira en dirección opuesta a la del estator, teniéndose una secuencia inversa en el campo del rotor. Esto se presenta para condiciones altas de viento. Se concluye en términos de potencia: $|P_m| = |P_s| + |P_r|$ [W] (26)

Para ambos casos mencionados, se extrae potencia del estator (P_s) la cual se entrega a la red eléctrica y se recibe potencia mecánica de la fuente primotor (P_m); en cambio para el rotor se tiene un comportamiento diferente cuando se trabaja en

cada una de las zonas de velocidad mencionadas, para velocidad subsíncrona, la potencia del rotor es entrante a diferencia del caso de velocidad supersíncrona, donde dicha potencia es saliente ⁶.

En este tipo de máquina, el rotor genera un flujo magnético rotatorio el cual depende de la frecuencia de la intensidad de corriente que pasa por sus devanados, así como el número de pares de polos de la máquina, por tanto se tiene que:

$$\omega_r = \frac{2\pi f_r}{p} \quad [Rad/s] \quad (27)$$

Donde $f_r = s * f \quad [Hz] \quad (28)$

$p \rightarrow$ Número de pares de polos de la máquina.

$f_r \rightarrow$ Frecuencia del rotor.

De esta manera ω_r representa la velocidad del flujo magnético rotatorio, este valor puede ser positivo o negativo debido al valor del deslizamiento para modo subsíncrono y modo supersíncrono. El campo magnético del estator gira a velocidad síncrona la cual se expresa por:

$$\omega_s = \frac{2\pi f}{p} \quad [Rad/s] \quad (29) \quad \text{O} \quad N_s = \frac{120 * f}{p} \quad [rpm] \quad (30)$$

Para la expresión de la velocidad síncrona en revoluciones por minuto “ p ” hace referencia a la cantidad de polos de la máquina y “ f ” es la frecuencia de la red eléctrica. Ahora a partir de las frecuencias angulares de los campos magnéticos del estator y del rotor se debe cumplir con:

$$\omega_s = \omega_m + \omega_r \quad \left[\frac{Rad}{s} \right] \quad (31)$$

Wm → velocidad mecánica del rotor.

De las expresiones anteriores se tiene:

$$\mathbf{wm} = ws - wr \left[\frac{Rad}{s} \right] \quad (32)$$

$$\mathbf{wm} = \frac{2 * \pi * (f - fr)}{P} \left[\frac{Rad}{s} \right] \quad (33)$$

$$\mathbf{wm} = \frac{2 * \pi * f * (1 - s)}{P} \left[\frac{Rad}{s} \right] \quad (34)$$

Donde la última expresión indica que para la máquina de inducción de doble alimentación la velocidad a la que gira el rotor depende de las frecuencias de la red eléctrica y del rotor mas no totalmente del torque impuesto por el primotor ⁴.

La expresión para el deslizamiento de la máquina se define como ⁴:

$$s = \frac{wr}{ws} = \frac{ws - wm}{ws} = \frac{Ns - Nm}{Ns} \quad (35)$$

Modo de operación subsíncrono y supersíncrono con red representada por una fuente ideal tensión.

La máquina doblemente alimentada puede funcionar tanto en modo motor como en modo generador, con zona de velocidad subsíncrona y supersíncrona. A continuación se muestra el modelo del DFIG como generador en el software ATPDraw en las condiciones mencionadas.

Modo subsíncrono

Para este modo la velocidad $\omega_m < \omega_s$; por tanto el campo del estator rota en igual dirección que el del rotor teniéndose una misma secuencia de fases.

Figura 30. Modelo del DFIG en ATPDraw

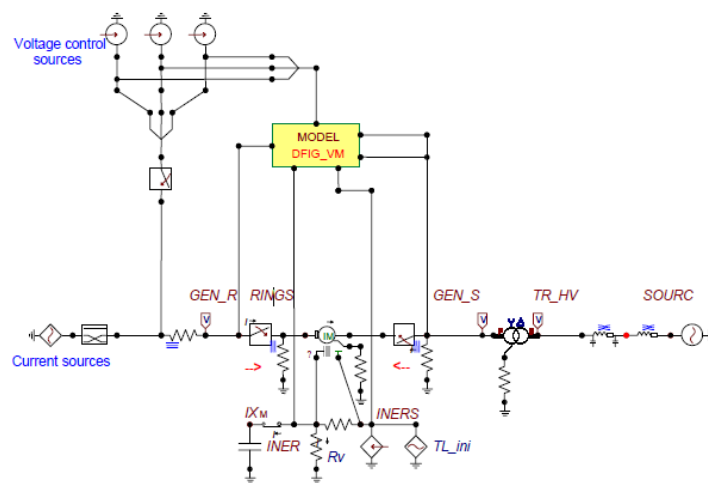
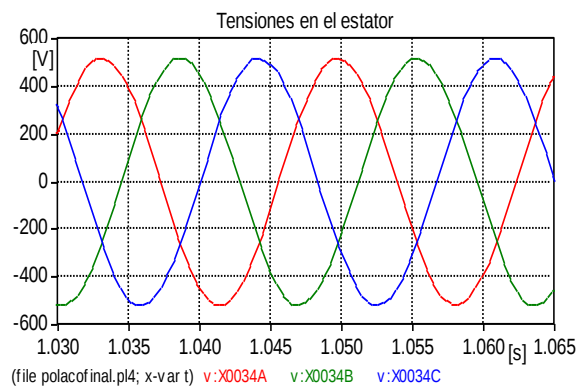
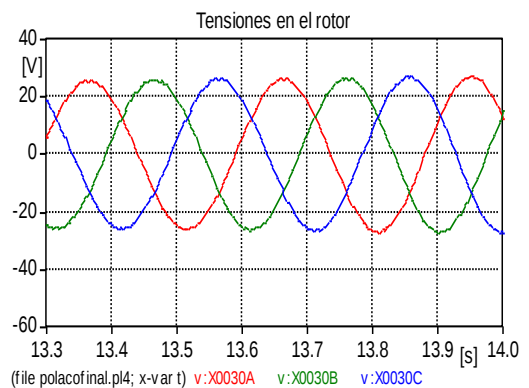


Figura 31. Tensiones en modo subsíncrono:

a) Tensión en estator



b) Tensión en Rotor



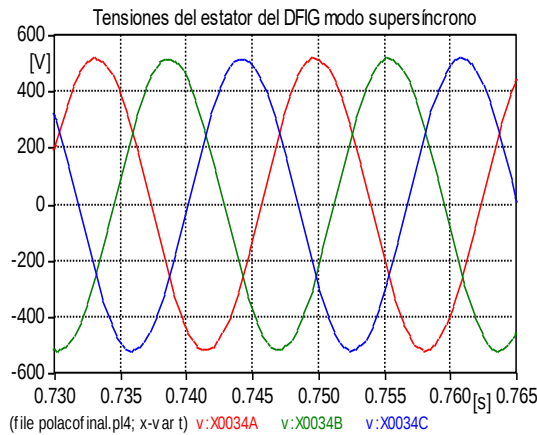
De la figura 31 a) y b) se tiene el campo del estator y el campo del rotor girando en una misma dirección, observándose que el rotor presenta la misma secuencia respecto al estator A-B-C.

Modo supersíncrono

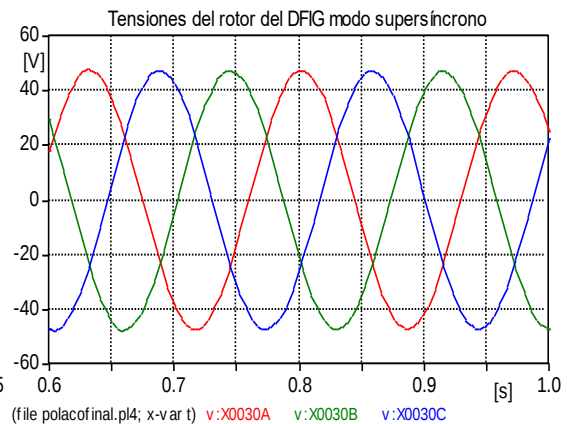
Para este modo la velocidad $\omega_m > \omega_s$, por tanto el campo del rotor gira en dirección opuesta al campo del estator y se tiene una inversión en la secuencia de fases del rotor $\omega_r < 0$ ver figura 32 a) y b).

Figura 32. DFIG en modo supersíncrono:

a) Estator



b) Rotor.



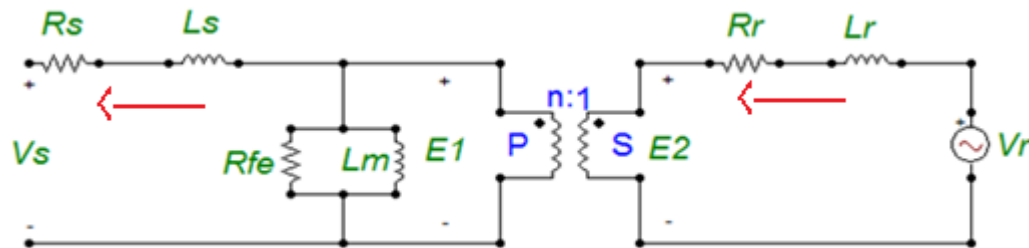
Es importante resaltar, que en modo supersíncrono el campo del rotor invierte su dirección respecto al campo del estator; esto se refleja en un cambio de la secuencias, teniéndose ahora para el rotor la secuencia A-C-B como se observa en la figura 32 b).

2.2.2 Modelado circuital de la máquina doblemente alimentada.

Para dicha máquina, su modelo circuital presenta gran similitud al circuito equivalente por fase para el transformador bidevanado, para la cual; el primario representa el bobinado del estator y el secundario, al bobinado del rotor incluyéndose su respectiva rama de magnetización por tanto a éste tipo de máquina también se le conoce como transformador rotatorio.

En el DFIG (Máquina de inducción doblemente alimentada) su circuito equivalente por fase presenta un cambio respecto al modelo circuital de la máquina convencional de inducción, el cual requiere de la adición de una fuente de tensión a los bobinados del rotor; como se muestra en la figura 33 ²¹.

Figura 33. Circuito equivalente exacto para el generador doblemente alimentado



Del cual se tiene:

Tabla 5. Parámetros del circuito equivalente del DFIG

E1	Fem inducida por fase en los devanados del estator
E2	Fem inducida por fase en los devanados del rotor
VS	Tensión en los bobinados del estator
VR	Tensión en los bobinados del rotor
Rs	Resistencia de pérdida en los devanados del estator

Las	R_r	Resistencia de pérdida en los devanados del rotor
	R_{fe}	Resistencia de pérdidas del hierro
	L_m	Inductancia de magnetización
	L_s	Inductancia de fuga para los bobinados del estator
	L_r	Inductancia de fuga para los bobinados del rotor
	I_r	Intensidad de corriente por los bobinados del rotor
	I_s	Intensidad de corriente por los bobinados del estator

respectivas reactivancias del circuito anterior son:

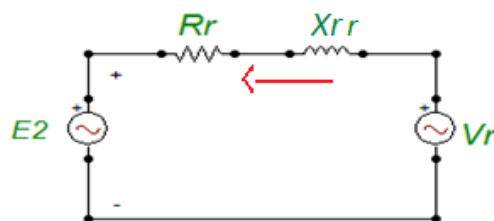
Reactancia de fuga del estator: $X_s = 2 * \pi * f * L_s \quad [\Omega] \quad (36)$

Reactancia de magnetización: $X_m = 2 * \pi * f * L_m \quad [\Omega] \quad (37)$

Reactancia de fuga del rotor: $X_{rr} = 2 * \pi * f_r * L_r \quad [\Omega] \quad (38)$

Luego la frecuencia de la tensión inducida en el rotor para cualquier deslizamiento, se conoce como $f_r = f * S \text{ [Hz]}$, la resistencia del rotor R_r es independiente del deslizamiento; pero su reactancia si tiene relación directa con “S” (**Deslizamiento**). A continuación, se muestra en la figura 34 **EL MODELO DEL CIRCUITO DEL ROTOR** para un **DFIG**.

Figura 34. Circuito del rotor de un generador doblemente alimentado



Del circuito anterior se tiene:

$X_{rr} = 2 * \pi * S * f * L_r$ (39) Es la reactancia de fuga del rotor en términos de la red eléctrica, X_1 representa la reactancia de reposo.

$X_{rr} = S * X_1$, $f_r = f * S$ (40) Representa la frecuencia de deslizamiento del rotor en [Hz].

$E_2 = E_1 * S$ (41) Representa la tensión inducida para cualquier deslizamiento

$\frac{E_1}{E_1 * S} = \frac{N_S}{N_R} = a$ (42) La cual es la relación de transformación de los devanados del estator y del rotor.

Luego la corriente por el rotor es:

$$I_r = \frac{V_r - E_2}{R_r + j * X_{rr}} = \frac{V_r - E_1 * S}{R_r + j * S * X_1} = \frac{\frac{V_r}{S} - E_1}{\frac{R_r}{S} + j * X_1} [A] \quad (43)$$

En la anterior expresión se refleja el cambio que ofrece la máquina doblemente alimentada respecto a la máquina de inducción convencional, observándose la aparición de la fuente de tensión en los bobinados del rotor; la cual se ve afectada por el respectivo deslizamiento " V_r/S " lo que indica el comportamiento variable de dicha fuente de tensión.

Luego el circuito del rotor sería como se muestra en la figura 35:

Figura 35. Circuito equivalente para el rotor de acuerdo a la ecuación (43)

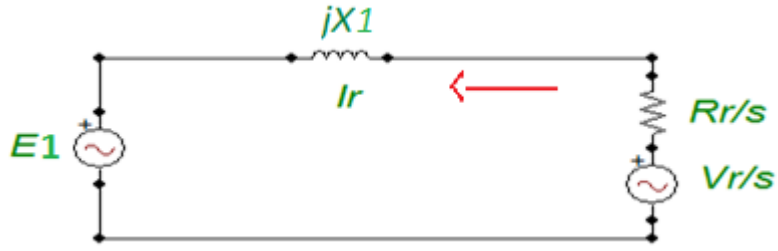
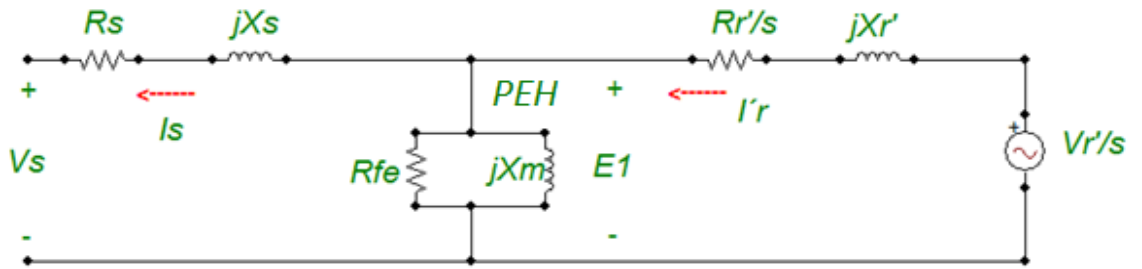


Figura 36. Circuito equivalente por fase referido al estator para el DFIM



El anterior esquema circuital de la máquina de inducción doblemente alimentada, también puede ser referido al estator a través de su relación de transformación ⁴.

$$E1 = \frac{Vr'}{s} - I'r * \left(\frac{Rr'}{s} + j * Xr' \right) \quad (44)$$

Luego, se tiene que $I'r = \frac{Ir}{a}$ [A] (45);

$$\frac{Rr'}{s} = a^2 * \frac{Rr}{s}; \quad Xr' = a^2 * X1; \quad \frac{Vr'}{s} = a * \frac{Vr}{s} \quad (46)$$

De ⁴ y del modelo circuital para el DFIM se tienen las expresiones para cada una de las potencias:

$$P_s = 3R_e * \{V_r * I_r'^*\}; \text{ Potencia que se transfiere a los bobinados internos del estator.} \quad (47)$$

$$P_r = 3R_e * \{E_2 * I_r^*\}; \text{ Potencia que se transfiere a los bobinados internos del rotor.} \quad (48)$$

$$P_{gs} = 3R_e * \{V_s * I_s^*\}; \text{ Potencia de alimentacion a la salida del estator.} \quad (49)$$

$$P_{gr} = 3R_e * \{V_r * I_r^*\}; \text{ Potencia de alimentación a la salida del rotor.} \quad (50)$$

$$P_{ps} = 3 * |I_s|^2 * R_s; \text{ Pérdida de potencia en los bobinados del estator.} \quad (51)$$

$$P_{pr} = 3 * |I_s|^2 * R_r; \text{ Pérdida de potencia en los bobinados del rotor.} \quad (52)$$

$$P_{fe} = 3 * |I_{fe}|^2 * R_{fe}; \text{ Pérdida de potencia del hierro.} \quad (53)$$

El par o torque electromagnético se define como:

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_m} [Nm] \quad (54)$$

$$\text{Luego,} \quad P_s = 3 * \left(\frac{|I_r'|^2 * R_r'}{s} + R_e \left\{ \frac{V_r'}{s} * I_r' \right\} \right) [W] \quad (55)$$

Y la potencia mecánica es igual a $P_m = (1 - S) * P_s [W]$ (56) por tanto se tiene que:

$$P_m = 3 * \left(\frac{|I_r'|^2 * R_r'}{s} + R_e \left\{ \frac{V_r'}{s} * I_r' \right\} \right) * (1 - S) [W] \quad (57)$$

Por tanto la velocidad mecánica de la máquina se define como:

$$\omega_m = (1 - s) * \omega_s \left[\frac{Rad}{s} \right] \quad (58)$$

De esta manera el par electromagnético es:

$$T_{em} = \frac{3}{\omega_s} * \left(\frac{|I_r'|^2 * R_r'}{s} + \operatorname{Re} \left\{ \frac{V_r'}{s} * I_r' \right\} \right) [Nm] \quad (59)$$

Pero también del mismo circuito equivalente se derivan las siguientes expresiones de potencia activa y reactiva tanto para el estator como para el rotor, así también el par electromagnético desarrollado por el DFIG ²¹:

$$P_s = 3 * V_s * I_s * \cos(\theta_{V_s} - \theta_{I_s}) [W] \quad (60)$$

$$Q_s = 3 * V_s * I_s * \sin(\theta_{V_s} - \theta_{I_s}) [Var] \quad (61)$$

$$P_r = 3 * V_r * I_r' * \cos(\theta_{V_r} - \theta_{I_r'}) [W] \quad (62)$$

$$Q_r = 3 * V_r * I_r' * \sin(\theta_{V_r} - \theta_{I_r'}) [Var] \quad (63)$$

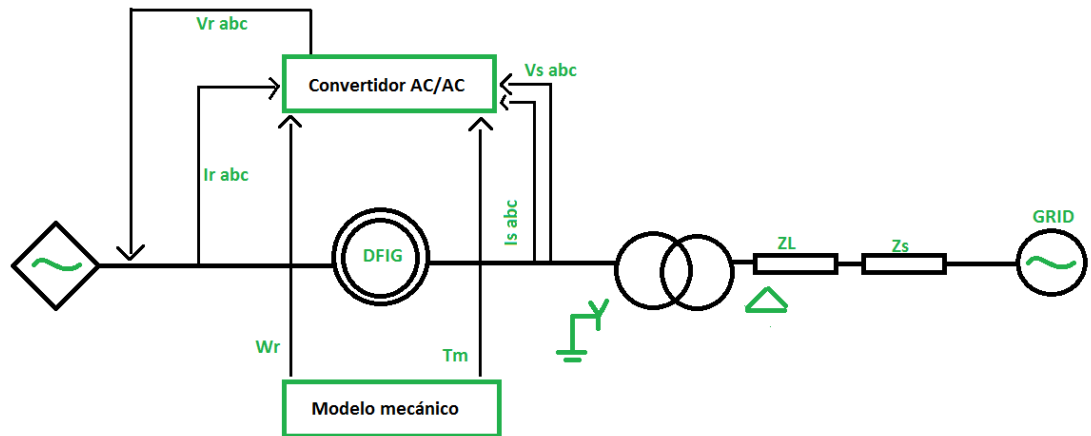
$$T_{em} = 3 * E_1 * I_r * \cos(\theta_{E_1} - \theta_{I_r}) [Nm] \quad (64)$$

2.2.3 Generador de inducción doblemente alimentado como turbina de viento en ATPDraw

A continuación se presenta el modelo del DFIG en el software ATPDraw, el cual fue desarrollado por los autores que pertenecen a la universidad tecnológica de Wroclaw Polonia, Universidad Fatih Estambul Turquía²². Éste modelo no cuenta con restricciones para su respectivo uso, por tanto será objeto de evaluación y análisis para el desarrollo de la presente tesis (ANEXO de autorización).

La figura 37 muestra la estructura del modelo del generador de inducción doblemente alimentado que se implementa en ATPDraw.

Figura 37. Estructura del modelo DFIG como turbina de viento



Por tanto, es posible tener un modelo que represente una turbina eólica con parámetros como son las fuentes de corrientes, tensión, capacitores y resistencias. Es preciso tener una expresión que demarque el comportamiento de una turbina eólica.

$$Jm * \frac{dwr}{dt} + Dm * wr = Tc - Te \quad (65)$$

La anterior expresión rige el comportamiento de la máquina de inducción doblemente alimentada como aerogenerador. Por tanto teniendo presente la equivalencia entre variables mecánicas y cantidades eléctricas tenemos que:

Tabla 6. Equivalencias mecánicas a la red eléctrica

Magnitudes mecánicas	Magnitudes eléctricas
Momento de inercia $[Kg.m^2]$	Capacitancia $[F]$
Constante elástica $[N.m/rad]$	Inductancia inversa $[1/H]$

Velocidad angular [<i>rad/s</i>]	Voltaje [V]
Torque [N.m]	Fuente de corriente [A]
Angulo [rad]	Carga [C]
Amortiguamiento viscoso [N.m.s/rad]	Conductancia [S]

Como se describe anteriormente, el presente modelo se alimenta por ambos bobinados, de esta manera el devanado del estator del DFIG, está conectado directamente a la red y los bobinados del rotor, se alimentan de dicha red por medio de un convertidor **AC/AC** el cual es una opción a usar a parte del convertidor back to back. Para este modelo el convertidor implementado es AC/AC.

La metodología para el desarrollo matemático del presente modelo realizado por los autores, cuenta con la clásica teoría de los campos rotatorios, modelo d-q-o y transformación de 3 -2, 2-3 a ejes. Las componentes de tensión y corriente lado del estator son referidas al marco de referencia estacionario; mientras que las componentes para la corriente y tensión del lado del rotor son referidas a un sistema de referencia que gira a la velocidad del rotor **ω_r** .

Cualquier magnitud eléctrica trifásica para el estator o el rotor, puede ser expresada de acuerdo a un marco de referencia estacionario, para el cual el estator y el rotor giran a velocidad angular ω_r . Por tanto sus componentes de eje d, eje q y secuencia cero, se hallan de la siguiente manera ²²:

$$\begin{bmatrix} Xd \\ Xq \\ X0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} * \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} Xa \\ Xb \\ Xc \end{bmatrix} \quad (66)$$

Donde X [a, b, c] son tensiones o corrientes en el estator, rotor o flujo electromagnético. Para determinar valores trifásicos de corrientes y tensiones a partir de las cantidades de eje directo, eje de cuadratura y secuencia cero, se usa la transformada inversa de Clark ²².

$$\begin{bmatrix} Xa \\ Xb \\ Xc \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} Xd \\ Xq \\ X0 \end{bmatrix} \quad (67)$$

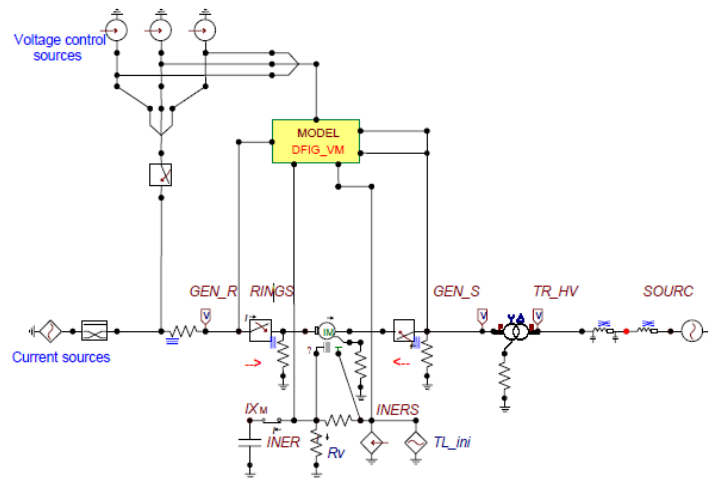
Los autores del respectivo modelo del DFIG, implementan un convertidor **AC/AC** realizado a partir de la función **MODELS de ATPDRAW**, con objetivo de tener control para la determinación de la tensión necesaria en el circuito del rotor. Éste tipo de convertidor permite un flujo de potencia bidireccional con sus respectivas formas de onda casi sinusoidales, además de un factor de potencia controlable ⁵. Dicho convertidor cuenta con dos etapas de conexión, suprimiéndose la etapa de continua, luego solo se tiene presencia de ondas sinusoidales. La supresión de la respectiva etapa de continua, se traduce en una reducción de costos en su montaje; ya que no se hace necesario el uso de grandes componentes almacenadores de energía, por tanto estos convertidores a fin de obtener una correcta operación, requieren un complejo sistema de control ²³.

Para el bloque del convertidor **AC/AC** implementado en el software y ejecutado por la función **MODELS** en **ATPDRAW**, le ingresan 3 señales trifásicas que son

corrientes en ambos lados del generador de inducción doblemente alimentado y tensión del estator. En la salida; se cuenta con una señal a tensión controlada (**tensión en el rotor**).

El sistema de control implementado para el convertidor **AC/AC** no es objeto de estudio para la presente tesis, por tanto no se entra en detalle en la construcción del mismo. A continuación se muestra el modelo del **DFIG** desarrollado por ²² en **ATPDraw** figura 38.

Figura 38. Generador de inducción doblemente alimentado en ATPDraw



La máquina de inducción doblemente alimentada se encuentra en el software **ATPDraw** como: “**UM_4 - Induction Machine. UM type 4**” en su librería de máquinas. De la figura 38 se observa el bloque llamado “**model DFIG_VM**” el cual representa el conversor **AC/AC**, que permite al usuario ingresar los siguientes parámetros:

Tabla 7. Parámetros de entrada del convertidor AC/AC

Parámetro	Unidad
<i>Inductancia del rotor</i>	[H]
<i>Inductancia del estator</i>	[H]
<i>inductancia de Magnetización</i>	[H]
<i>Resistencia del rotor</i>	[Ω]
<i>Resistencia del estator</i>	[Ω]
<i>Número de pares de polos</i>	[A/A]
<i>Tensión nominal de la máquina</i>	[V]
<i>Potencia nominal aparente de la máquina</i>	[MVA]
<i>Deslizamiento de la máquina</i>	[%]
<i>Resistencia en el modelo mecánico</i>	[Ω]
<i>Pini --> Potencia activa</i>	[W]
<i>Qini--> Potencia reactiva</i>	[VAR]

Este bloque contiene la programación principal del modelo del generador de inducción doblemente alimentado como turbina de viento, en el cual se puede determinar potencias, corrientes, tensiones tanto en el estator como en el rotor. También puede determinar potencias máximas instantáneas activa y reactiva, ángulo del rotor y componentes de corrientes para eje d, q, o.

Estos datos se ingresan manualmente en el software como se muestra en la figura 39:

Figura 39. Interfaz para el ingreso de los valores de los parámetros de la máquina en ATPDraw.

Attributes		
DATA	UNIT	VALUE
Rr	ohm	0.003939
pole_p	No	2
Vn	V	690
Sn	MVA	2.2
slip	%	-10
Rv	ohm	0.5
Pnini	W	300000
Qnini	VAR	-100000

El modelo cuenta con una fuente de corriente trifásica, la cual solo se usa para inicialización de la simulación y luego se retira ver figura 40.

Figura 40. Fuentes de corriente para inicialización de la simulación

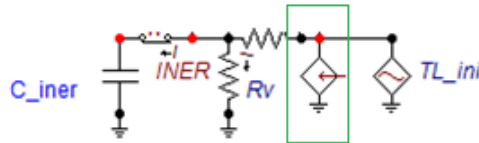
DATA	UNIT	VALUE
T-cl_1	s	-1
T-op_1	s	0
T-cl_2	s	-1
T-op_2	s	0
T-cl_3	s	-1
T-op_3	s	0
Imar	Amps	1000



Para el modelo de la red mecánica figura 41, el cual se rige por la dualidad que existe entre las variables mecánicas y cantidades eléctricas mostradas en la tabla 2.6 se hace relevancia al uso de **“TACSSOUR - TACS controlled source. TYPE 60”**, el cual se controla mediante el bloque del convertidor y se usa para representar el par de la turbina eólica ²⁴.

La red mecánica es:

Figura 41. Modelo de la red mecánica en ATPDRAW para el DFIG.



Por último, se utiliza un transformador bidevanado elevador, cuya conexión es “**Ye – Delta**” con el devanado en triángulo hacia la red eléctrica; con el fin de mitigar la contaminación de armónicos que pueda afectar la calidad de la energía eléctrica. Para modelar dicha red, se hace por medio de una fuente ideal de tensión. La configuración del transformador pone un desfase de 30 grados los cuales se compensan con la fuente ideal de tensión que presenta un desfase de -30 grados, esto se realiza con el fin de obtener en el software una simulación correcta y se pueda tener resultados coherentes para su respectivo análisis.

Datos para la simulación en ATPDRAW

Tabla 8. Datos de entrada del bloque del convertidor AC/AC

Parámetro	Valor	Unidad
<i>Inductancia del rotor</i>	5,6E-05	[H]
<i>Inductancia del estator</i>	5,6E-05	[H]
<i>inductancia de magnetización</i>	0,002369	[H]
<i>Resistencia del rotor</i>	0,001794	[Ω]
<i>Resistencia del estator</i>	0,001794	[Ω]
<i>Número de pares de polos</i>	2	[A/A]
<i>Tensión nominal de la máquina</i>	690	[V]

Potencia nominal aparente de la máquina	2,2	[MVA]
Deslizamiento de la máquina	-10	[%]
Resistencia en el modelo mecánico	0,5	[Ω]
Pini --> Potencia activa	300000	[W]
Qini--> Potencia reactiva	-100000	[VAR]
Tn1	0,02	[s]
Tn2	0,005	[s]

Tabla 9 Datos de entrada para el motor de inducción UM4 en ATPDraw.

Parámetro	Valor	Unidad
Pares de Polos	2,00	[A/A]
LMUD	0,002369	[H]
LMUQ	0,002369	[H]
R est eje d	0,001794	[Ω]
R est eje q	0,001794	[Ω]
R est eje 0	0	[Ω]
Ld	5,60E-05	[H]
Lq	5,60E-05	[H]
L0	0	[H]
R rot eje d	0,0039369	[Ω]
R rot eje q	0,0039369	[Ω]
R rot eje 0	0	[Ω]
Ld	5,60E-05	[H]
Lq	5,60E-05	[H]
L0	0	[H]
S	-10	[%]

Tabla 10. Tensión y frecuencia del equivalente de la red ideal

RED	Valor	unidad
<i>Fuente</i>	20	[kV]
<i>Frecuencia</i>	60	[Hz]

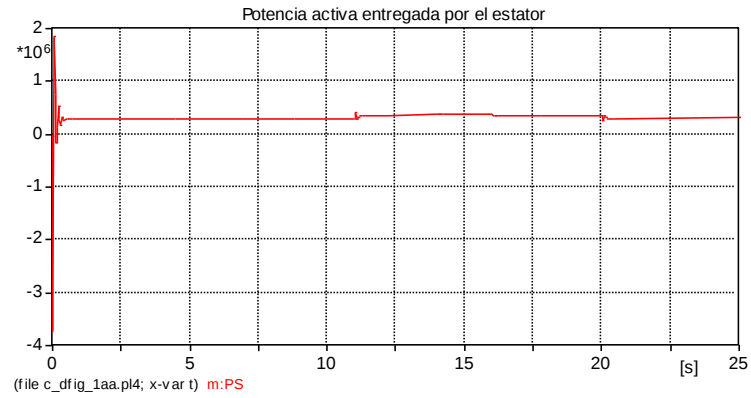
Tabla 11. Impedancias de las líneas del DFIG en ATPDraw

Línea	Z	Sistema	Z
R	X	R	X
0,5	0,37	0,18	1,13

Estos valores se ingresan a cada uno de los componentes del modelo de la máquina de inducción doblemente alimentada como turbina eólica. A continuación, se muestra el funcionamiento del modelo en el software ATPDraw.

El modelo permite ingresar el valor inicial de potencia activa y reactiva además de su respectivo deslizamiento, cuenta con la variación del valor de la potencia (Activa y Reactiva) por medio de la programación interna del modelo, teniendo presente que las fuentes de generación eólica presentan variación en su producción de energía, debido a intermitencias de las corrientes de viento. El modelo permite ajustar el par de la turbina de viento a diferentes valores para unos tiempos determinados, siendo esto una gran ventaja ya que se puede manipular varios escenarios respecto a los otros modelos donde se limita a un solo comportamiento, un ejemplo de esto se observa en la siguiente figura 42 donde se aprecia la potencia activa entregada por el estator teniendo en cuenta la variación del par de la turbina de viento con $S = -10\%$ con 278 [kW] para el tiempo de 10 segundos.

Figura 42. Potencia activa entregada por el estator



La parte de la programación que permite esta opción se muestra en la figura 43:

Figura 43. Sección de la programación interna del modelo del DFIG en ATPDraw

```
-- TL_ini should be put into the machine mechanical model
write('T_Lini=',-TLini)
  T_WIND:=2000

  P_P[1..6]:=[Pnini, Pnini, 360000, 380000, 350000, Pnini]
  Q_Q[1..6]:=[Qnini, Qnini, -330000, -360000, -330000, Qnini]
  T_M[1..6]:=[T_WIND, T_WIND, 2050.0, 2090.0, 36000.0, T_WIND]

--      P_P[1..6]:=[Pnini, Pnini, Pnini, Pnini, Pnini, Pnini]
--      Q_Q[1..6]:=[Qnini, Qnini, Qnini, Qnini, Qnini, Qnini]

  T_T[1..6]:=[0.0, 9.0, 11.0, 30.0, 40, 50.0] -- time table, s
ENDINIT
```

Debido a que se está trabajando con una máquina de inducción doblemente alimentada dispuesta como generador, se tiene que; tanto al estator como el rotor entregan potencia a la red, la figura 44 muestra la potencia que entrega el rotor de la máquina.

Figura 44. Potencia entregada por el rotor del DFIG con un valor de 36.940 [kW] para el tiempo de 12 segundos

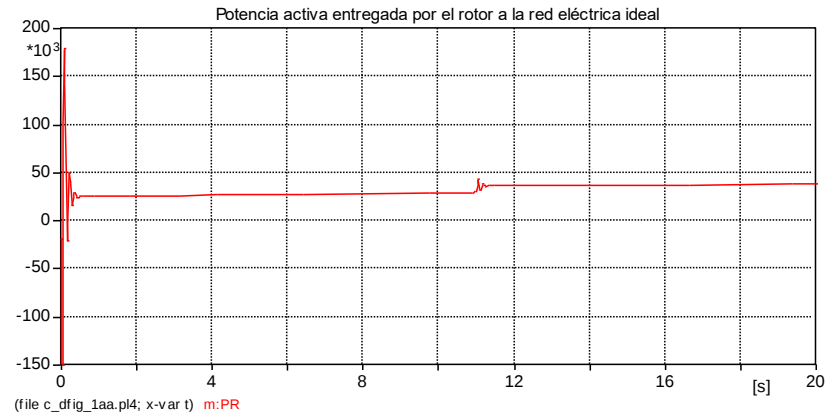
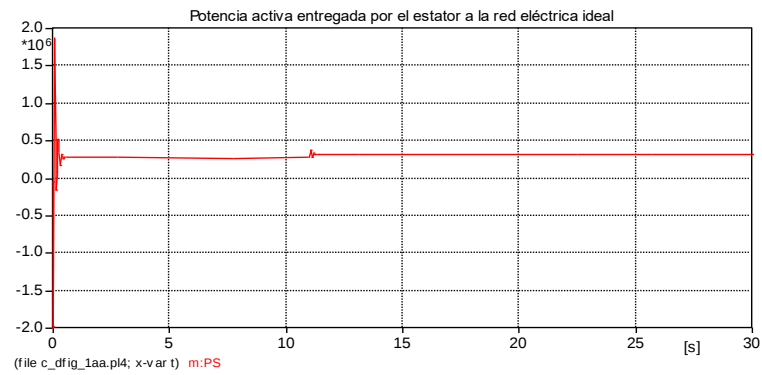


Figura 45. Potencia Activa entregada por el estator del DFIG con un valor de 322.97 [kW] para el tiempo de 15 segundos



En la figura 46 se observa una de las condiciones para que la máquina de inducción doblemente alimentada se comporte como generador, dicha condición indica la necesidad de la potencia reactiva para la excitación y producción de energía.

Figura 46. Potencia reactiva en el DFIG para el tiempo de 15 segundos $Q = -378.37$ [kVar]

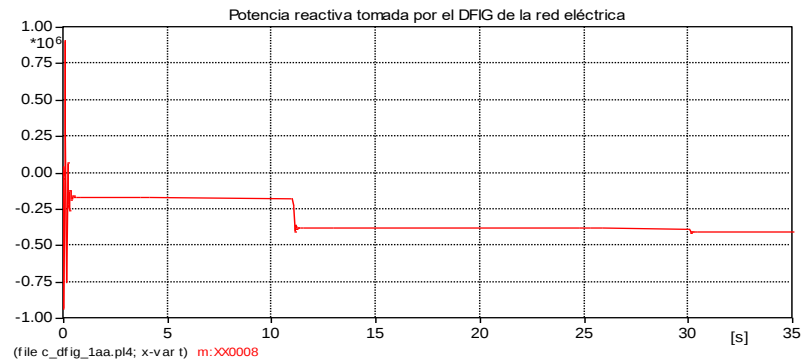
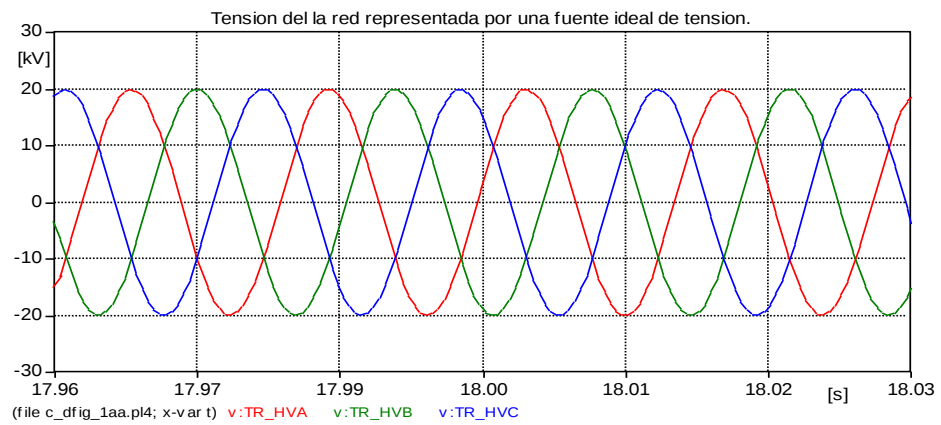
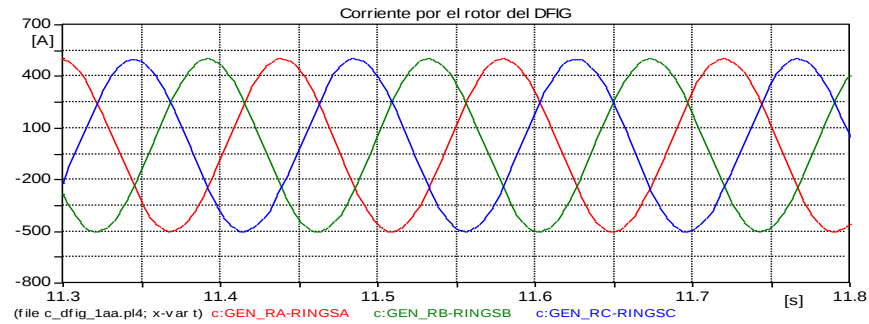


Figura 47. Tensiones de cada una de las fases de la red eléctrica ideal



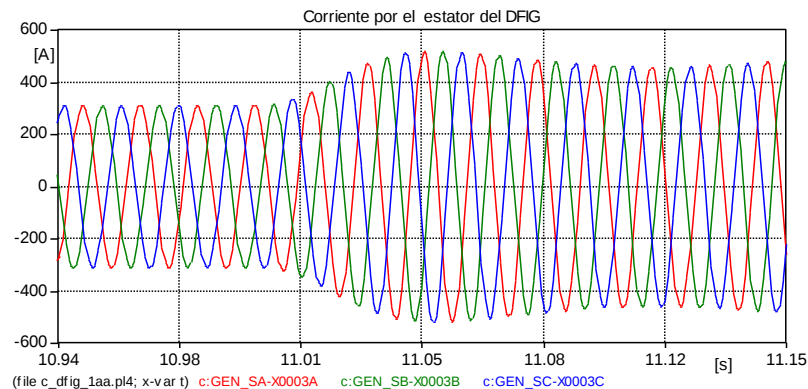
Corrientes por el rotor:

Figura 48. Corrientes por el rotor las cuales varían de acuerdo a la variación de la carga del generador



La figura 49 muestra las intensidades de corriente por el estator, mostrando como varía su magnitud debido a un cambio de la potencia activa.

Figura 49. Corrientes por fase en el estator



Los anteriores comportamientos gráficos, se obtienen por medio de la simulación del modelo en el software ATPDraw, teniendo presente que se encuentra en estado estable y que el modelo de la red eléctrica es ideal representado por una fuente de tensión trifásica. Para este modelo se cuenta con total libertad para su uso y

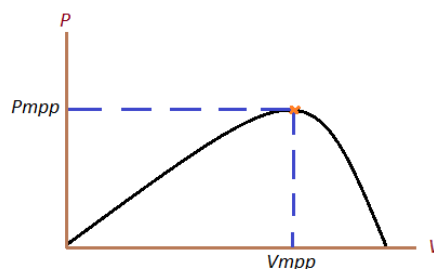
posteriormente evaluación del mismo en los diferentes escenarios que se plantean en el desarrollo de la presente tesis.

En éste capítulo se expuso 3 configuraciones para la generación eólica manteniendo un mismo tipo de motor en este caso la máquina de inducción como generador donde se tiene, la máquina de rotor de jaula y doble jaula de ardilla además de la máquina de doble alimentación observándose como varia su potencia entregada a la red eléctrica para cada configuración mostrada. El conocimiento de la operación de estas configuraciones del motor como generador abre las puertas para la inclusión de máquinas como la sincrónica y la de imanes permanentes que también son de aplicación para la generación eólica.

2.3 MODELADO DE LA PLANTA SOLAR EN ATPDRAW

El panel fotovoltaico es una parte primordial de los sistemas PV. Dicho panel, lo conforman un conjunto de celdas fotovoltaicas, las cuales permiten la conversión de la energía de la luz solar en energía eléctrica. A mayor irradianza recibida en las celdas fotovoltaicas, se tendrá una gran interacción entre los átomos siendo esto consecuencia de una mayor diferencia de potencial ²⁵. En la figura 50 se muestra el comportamiento de un módulo fotovoltaico:

Figura 50. Característica P vs V de un panel fotovoltaico



Fuente: ²⁵

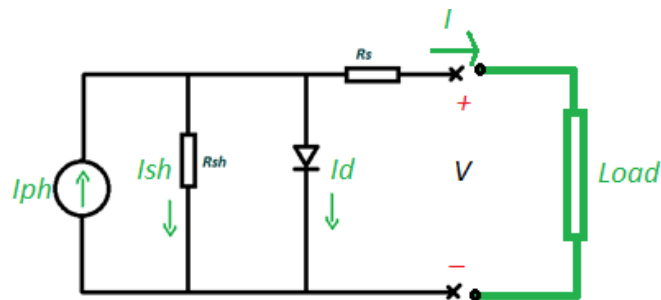
De la figura 50, se observa que se alcanza un punto máximo al que se le conoce como MPP “ punto máximo de potencia” del panel solar; en éste punto se tiene garantía de una potencia máxima entregada por el módulo PV, dicho punto de potencia máxima depende de la temperatura y la irradianza ²⁵.

La generación fotovoltaica, es otro de los tipos de generación de energía de energía eléctrica renovable y la cual es objeto de estudio en la presente tesis para su modelado y conexión a la red eléctrica.

En este apartado se muestra el diagrama circuital de un panel solar y su modelo equivalente conectado a la red reportado por la literatura técnica.

2.3.1 Modelo circuital de un panel fotovoltaico

Figura 51. Representación circuital del panel solar



Fuente: ²⁶

La figura 51 es la representación circuital del panel solar, o panel PV; el cual se compone de una fuente de corriente que representa la corriente generada por la irradiación solar, dos resistencias una serie y una en paralelo donde la resistencia en serie representa la resistencia del material semiconductor, la resistencia en

paralelo o shunt indica impurezas y no idealidad en las cercanías de la unión p – n y el diodo en paralelo señala la característica de ***I vs V*** ²⁶.

La expresión de la corriente para la característica ***I vs V*** es:

$$I = I_{ph} - I_d - \left(\frac{v + I * R_s}{R_{sh}} \right) \quad (68)$$

Donde $I_{ph}(G, T)$ representa la fotocorriente la cual depende exclusivamente de la irradiación y la temperatura.

En ²⁶ $I_d = \frac{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_p}}{e^{\frac{V_{oc}}{V_t}} - 1}$ (69), hace referencia a la corriente inversa por saturación del diodo.

$$\text{Luego se define } V_t = m * N_s * k * \frac{T + 273}{q_e} \quad (70)$$

$$\text{De } ^{27} I_{ph} = I_{ph}(T = 298K) * [1 + (T - 298 * K * (5 * 10^{-4}))] \quad (71)$$

Tabla 12. Variables del circuito equivalente del panel.

<i>Ns</i>	<i>Número de celdas en serie del panel solar</i>
<i>Np</i>	<i>Número de celdas en paralelo del panel solar</i>
<i>K</i>	<i>Constante de Boltzman</i>
<i>qe</i>	<i>Carga del electrón</i>
<i>m</i>	<i>Factor de idealidad del diodo, está entre 1 < m < 2</i>
<i>T1</i>	<i>Temperatura de operación del panel solar</i>
<i>Rs</i>	<i>Resistencia en serie</i>
<i>Rp</i>	<i>Resistencia en paralelo</i>
<i>Iph</i>	<i>Fotocorriente</i>
<i>Id</i>	<i>Corriente de saturación inversa del diodo</i>
<i>Voc</i>	<i>Tensión de circuito abierto</i>

2.3.2 Diagrama de conexión de un Módulo PV a la red eléctrica.

En la siguiente imagen se muestra la representación de la topología equivalente del módulo fotovoltaico conectado a una red eléctrica. Para este numeral, solo se muestra la figura representativa (Figura 53) de cada uno de los componentes que conforman la unidad generadora fotovoltaica; más adelante se muestra cada componente del respectivo modelo a evaluar en el software ATPDRAW.

Figura 52. Esquema general de la planta PV

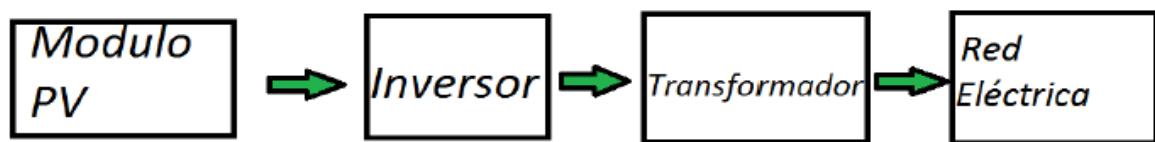
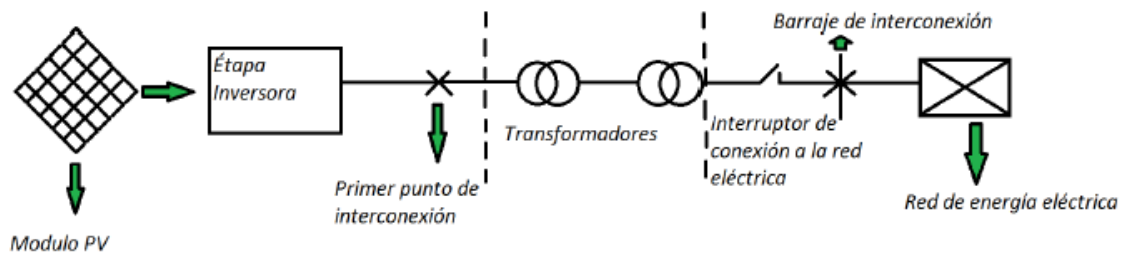


Figura 53. Topología Equivalente de la estación PV conectada a una red de distribución



Fuente: ¹⁰

MPPT “Seguidor del punto máximo de potencia”

Cuando se tiene arreglos fotovoltaicos, se desea que la potencia entregada sea máxima, por tanto se hace necesario garantizar dicha condición, la cual es posible mediante la variación del punto de funcionamiento del arreglo solar junto con la

variación de la tensión del panel solar. Esto se hace con objetivo de aumentar la potencia entregada por el módulo PV ²⁵. La literatura técnica reporta numerosas técnicas para alcanzar este punto de máxima potencia; entre estas se tienen:

La técnica de Hill Climbing/ “P & O” y la técnica de la conductancia incremental. Para el desarrollo de la presente tesis se menciona la técnica de Hill - Climbing / “P & O” la cual se aplica al modelo de la planta solar para su simulación en ATPDRAW.

Técnica de Hill – Climbing/” P & O” Perturbar y Observar.

Esta técnica consiste en hacer seguimiento del MMP “punto máximo de potencia” realizando una perturbación periódica a la tensión, la cual representa la variable de control del panel fotovoltaico. Luego se procede a comparar la potencia instantánea de dicho panel solar antes y después de la perturbación, eligiendo ahora el signo de la perturbación en voltaje que garantice un aumento en la potencia extraída del panel solar teniendo presente la temperatura y la irradianza ²⁵.

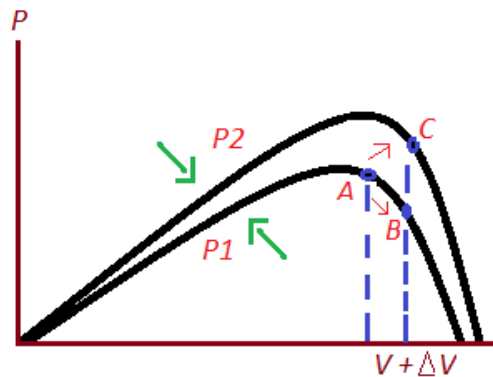
De [16] se tiene que:

Tabla 13. Técnica “P & O”.

<i>Perturbación</i>	<i>Cambio de potencia</i>	<i>Próxima perturbación</i>
<i>"Positiva"</i>	<i>"Positiva"</i>	<i>"Positiva"</i>
<i>"Positiva"</i>	<i>"Negativa"</i>	<i>"Negativa"</i>
<i>"Negativa"</i>	<i>"Positiva"</i>	<i>"Negativa"</i>
<i>"Negativa"</i>	<i>"Negativa"</i>	<i>"Positiva"</i>

La siguiente figura 54 ejemplifica el operar de la técnica “Hill-Climbing/ “P & O” para obtener el punto máximo de potencia en el arreglo fotovoltaico.

Figura 54. Técnica para la extracción del MPP de Hill-Climbing/ "P & O"



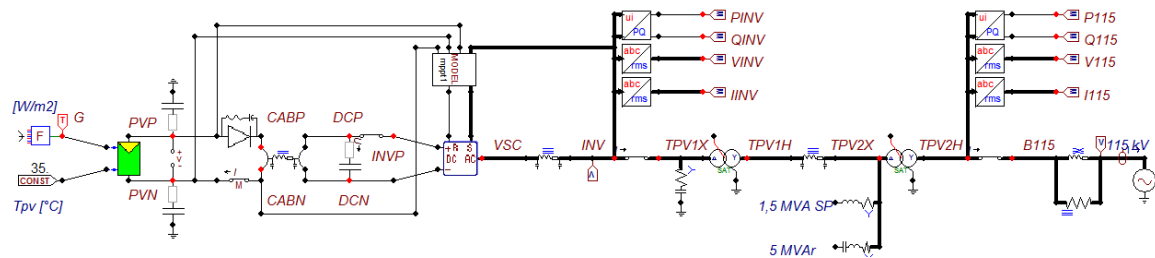
Fuente: ²⁵

La figura 54 muestra, que partiendo de un punto de operación "A" y teniendo que las condiciones atmosféricas permanecen constantes o aproximadamente constantes y bajo la realización de una perturbación en la tensión del módulo fotovoltaico, se llegase a tener un desplazamiento hacia el punto "B" dicha perturbación será revertida; debido a una reducción de la potencia en el módulo PV.

Ahora si en presencia de aumentos de irradianza, se tiene un desplazamiento de la curva de potencia de P1 a P2 el punto de operación se trasladará de "A" a "C"; significando este suceso en un aumento de la potencia en el módulo PV, así la perturbación se mantendrá en el mismo punto. De esta manera el punto de operación diverge y dicha divergencia se mantendrá si la irradiación aumenta constantemente; Pero si se tiene cambios bruscos en la irradianza, se utiliza una comparación de peso de tres puntos para comparar el punto real de potencia con dos puntos precedentes antes de elegir el signo de la perturbación. El modelo presentado en la figura 55 fue tomado directamente de la web de ATPDraw ²⁸. Los componentes del modelo son paneles, el enlace de dc, el inversor y el seguidor del punto de máxima potencia. El modelo de esta planta solar presenta gran flexibilidad

ya que cuenta con la posibilidad de simular el juego de paneles que se deseen. A continuación se explica cada uno de sus componentes.

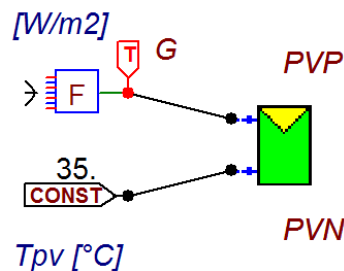
Figura 55. Planta Fotovoltaica



2.3.3 Planta solar

Este componente tiene el modelo circuital del panel internamente, dicho panel cuenta con dos entradas una representa la radiación solar y la otra la temperatura. La radiación se ingresa mediante un fortran en forma de ecuación y la temperatura se asigna mediante una constante. El modelo representativo de los paneles figura 56 está provisto de una resistencia $1 * 10^{-8} \Omega$, la resistencia se encuentra en la programación.

Figura 56. Representación del panel en ATPDraw



En la interfaz para el panel solar de la planta fotovoltaica se puede definir la cantidad de módulos en serie, la cantidad de arrays en paralelo, la corriente de cortocircuito en terminales, la tensión de circuito abierto, la corriente máxima, la tensión máxima y el condensador interno. En la figura 57 se aprecia el menú de ingreso de datos.

Figura 57. Interfaz panel

DATA	UNIT	VALUE
NSER		0
NPAR		0
ISCN	A	0
VOCN	V	0
IMPV	A	0
VMPV	V	0
C P-N	μF	0

NODE	PHASE	NAME
PV Pos	1	PVP
PV Neg	1	PVN
IRAD	1	G
TEMP	1	XX0008

Order: 0 Label:

Comment:

Group data
 Name: PVARRAY
 UseAs: PVA1

☐ Hide
☐ Protect

Edit definitions OK Cancel Help

Enlace de dc

Para estabilizar la tensión de CC se implementa un condensador; además a la salida de los paneles se implementan dos condensadores en paralelo, uno para la tensión de dc positiva y otro para la negativa, estos condensadores presentan una capacitancia muy pequeña.

MPPT

El seguidor del punto de máxima potencia es un elemento vital ya que el panel, no cuenta con una característica i-v lineal, por lo tanto se necesita de un algoritmo para

compensar esta característica y así el panel pueda obtener a la salida la máxima potencia.

El seguidor del punto de máxima potencia del modelo usa el procedimiento de escalada “Hill – Climbing”, mediante esta metodología se toma la corriente y tensión para controlar la salida al inversor, el algoritmo constantemente mide las tensiones y corrientes, con estas se calcula la potencia de salida y realiza los ajustes para que los valores oscilen alrededor de la tensión de máxima potencia y corriente máxima de potencia una vez que en cada ciclo alcance su máximo punto de potencia. Por tanto se tiene una transformación de la potencia en alterna gracias al respectivo inversor. El MPPT cuenta con las siguientes opciones que son acoplados con el inversor, frecuencia de “AC”, periodo de actualización del mppt, la eficiencia y la resistencia equivalente de los paneles. Su interfaz se muestra en la figura 58.

Figura 58. Interfaz Mppt

MODEL: MPPT1

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
Ton	s	0.1
Dtc	s	0.0075
Frq0	Hz	60
Efi	PU	0.982
Rin	Ohm	0.5

NODE	PHASE	NAME
UBUS	ABC	INV
DCP	1	PvP
DCN	1	PvN
IDC	1	CABN
IAC	ABC	VSC
RLOD	1	XX0007

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Models Library

Model: MPPT1 Edit Use As: MPPT1 Record

☐ Hide ☐ Protect

Edit definitions OK Cancel Help

Inversor

El inversor implementado en el modelo de la planta solar en ATDDRAW es llamado convertidor de fuente de tensión de 6 pulsos el cual se encarga de transformar la energía de DC/AC, con la entrada tensión de DC y a la salida se obtiene un ancho de pulso modulado.

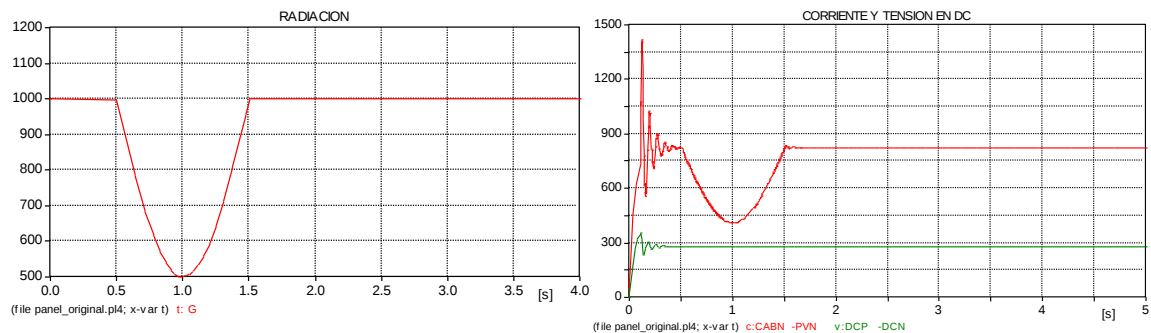
Extras

El prototipo además cuenta con una red snubber, para evitar los sobre picos de tensión y también para evitar el flujo de corriente negativa.

Pruebas del modelo

Para corroborar su buen funcionamiento, se toma el modelo original propuesto por ATPDraw en casos ²⁸. Con el modelo se realiza la prueba para una radiación variable mediante una ecuación y además se pondrá una potencia variable [KW] para alimentar unas cargas y líneas de 34,5 [kV] y 115 [kV].

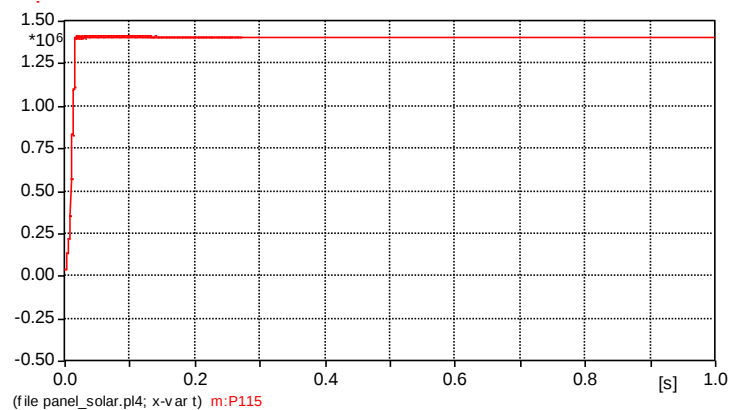
Figura 59. central fotovoltaica: a) Irradiación en el panel PV b) Corriente “Rojo” y tensión “Verde”



En un panel solar lo primero que se debe analizar es la radiación, ya que en función de esta y la temperatura se da la generación. En la figura 59 a), se presenta el comportamiento de la radiación y se puede observar en la figura 59 b) la corriente y tensión en el enlace de dc.

La carga es de 1.40 [MW] de la cual, el panel solo aporta 226 [kW] y el resto lo da una subestación de 115 [kW] en la figura 60 se aprecia la carga total.

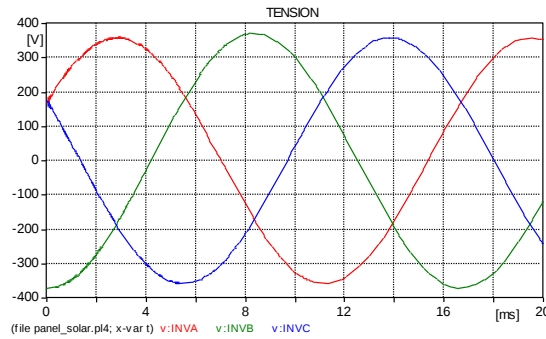
Figura 60. Potencia requerida por el sistema



En este apartado, el punto de interés es el comportamiento de la central de paneles ante un evento de irregular irradiación con objetivo de observar los cambios en la potencia suministrada por los paneles. Respecto a los reactivos que las cargas exigen, por ahora no se mencionan.

La tensión a la salida del inversor y la corriente se puede ver en Figura 61 a) y b)

Figura 61. Inversor: a) Tensión a la salida



b) Corriente a la salida

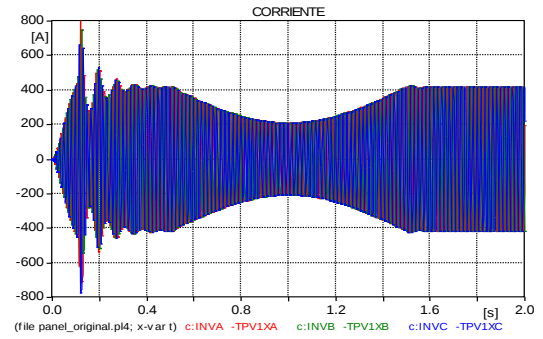
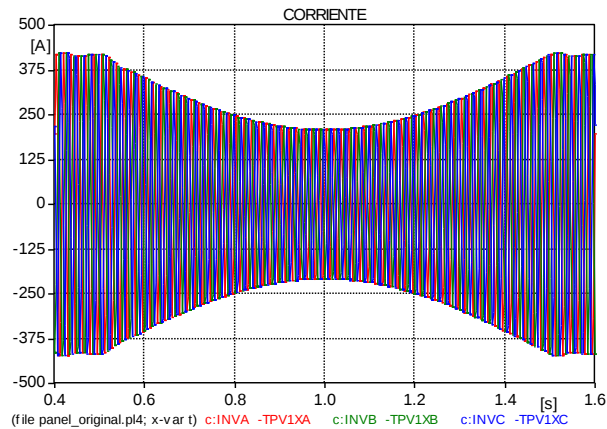
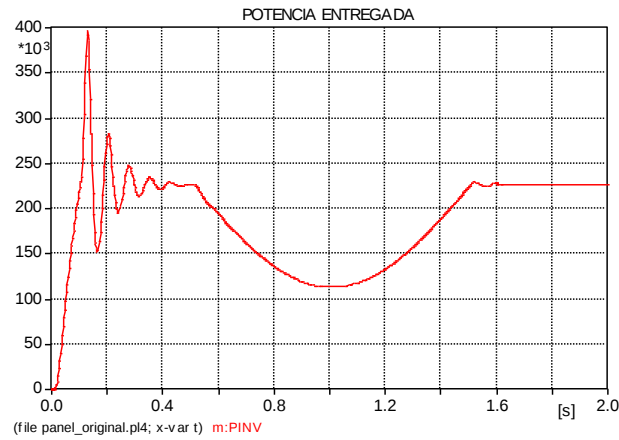


Figura 62. Corriente a la salida del inversor



Mediante un fortran que simula la variación en la radiación, dicho efecto provoca una disminución en la potencia; como consecuencia, la corriente a la salida se comporta a la misma razón que la variación. Todo esto se puede apreciar en las figuras. (61 b) y 62).

Figura 63. Potencia entregada por el inversor



El comportamiento presentado en la figura 63 se realiza con el fin de analizar los efectos que se pueden presentar cuando una planta se une a la red. Este cambio en la radiación es un comportamiento normal en cualquier parte del mundo ya que el clima está expuesto a constantes variaciones. Bajo cambios de radiación la variación se puede apreciar en la corriente, ya que el regulador e inversor se encargan de mantener la tensión.

En la figura 63 se puede analizar que para un tiempo de 1.6 [s] en adelante presenta un estado estable; en este estado los paneles aportan su máxima potencia a una radiación de $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$. Su potencia máxima con 2400 unidades es de 226 [kW] .

CAPÍTULO 3

SIMULACIÓN EN RÉGIMEN PERMANENTE DE LOS MODELOS

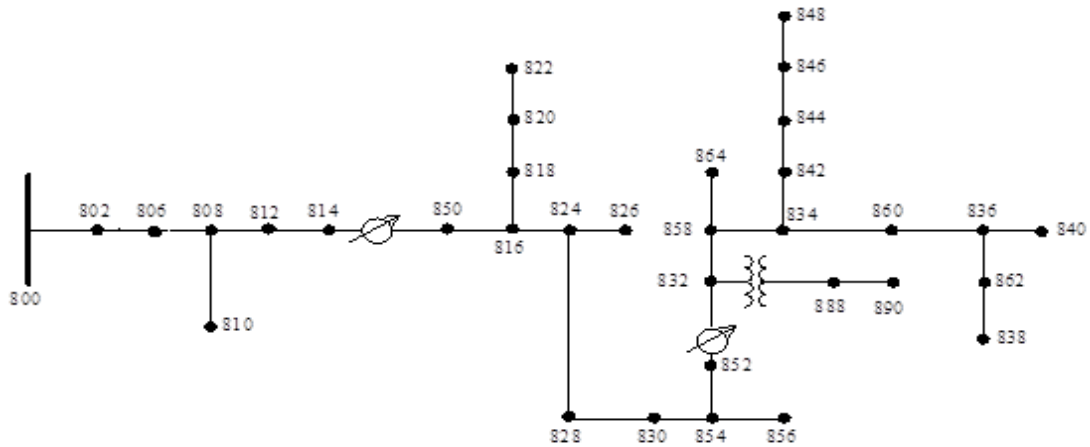
INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se estudian los modelos en régimen estacionario para un escenario como el sistema de distribución de 34 nodos que se muestra en la figura 64, se simula el sistema independiente (Sin GD) y a continuación se acoplan cada uno de los modelos más una combinación de ellos. Una vez simulados se dispone a comparar cada uno de estos modelos para observar cómo afectan la red.

3.1 SISTEMA DE 34 BARRAS IEEE

Para analizar el impacto de la central de paneles solares y aerogeneradores en estado estable y transitorio como fuentes de generación distribuida, se elige la red de 34 barras reportada por la IEEE. Este sistema está situado en Arizona y cuenta con una tensión de 24,9 [kV] se caracteriza por una extensa longitud y baja cargabilidad, cuenta con un transformador para el tramo de línea corta de 4,16 [kV], cargas desequilibradas (cargas monofásicas), y condensadores en derivación. En la figura 64 se observa el diagrama del sistema²⁹.

Figura 64. Sistema de 34 barras de la IEEE

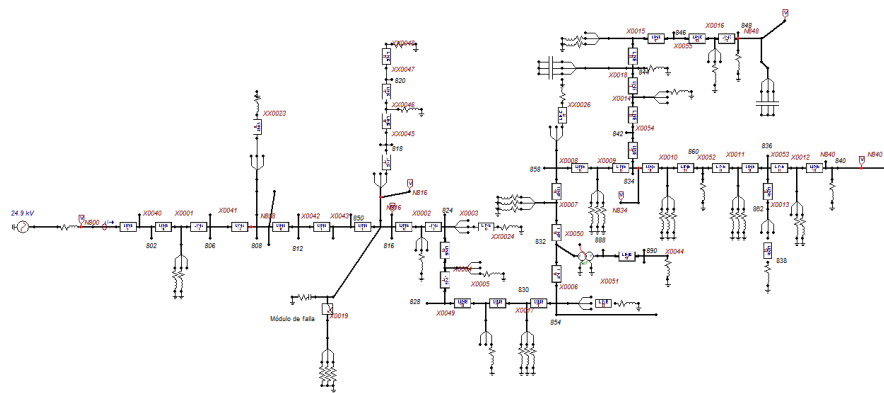


Fuente: ²⁹

3.1.1 Modelo

El modelo que se muestra a continuación no cuenta con los 2 reguladores de línea, con que cuenta el modelo original; ya que para el presente análisis no es necesario.

Figura 65. Red de distribución de prueba en ATPDraw



Se hace un análisis en estado estable en ATPDraw para obtener los valores de tensiones desde la generación hasta el nodo más lejano que se muestran en la tabla 14; se puede observar en dicha tabla la caída de tensión a medida que se aleja respecto al valor registrado del nodo 800, producto de los elementos y cargas del sistema. Como el sistema esta desbalanceado, esto produce la variación en las caídas de tensión.

Tabla 14. Tensiones en estado estable del sistema de 34 barras

<i>Sin GD</i>	<i>Tensiones rms [V]</i>		
Nodos	Fase A	Fase B	Fase C
800	15083,9579	15084,4012	15084,8262
808	14713,9164	14811,5081	14772,7997
816	14035,1033	14344,6506	14192,5342
834	13424,9051	13552,3417	13299,8511
840	13416,8066	13541,6011	13290,9271
848	13425,0711	13546,8266	13300,2561

A continuación se presenta en la figura 66 y 67 la tensión en el nodo 800 y en el nodo 840 que representan la subestación y el nodo más lejano.

Figura 67. Tensión en el nodo 800

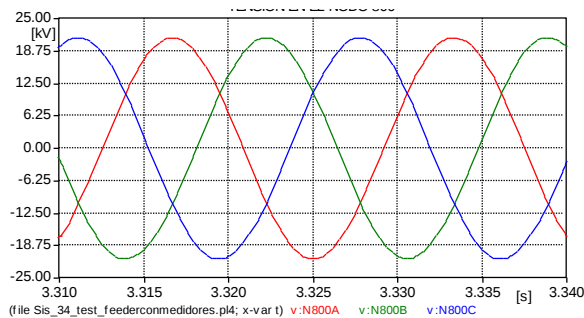
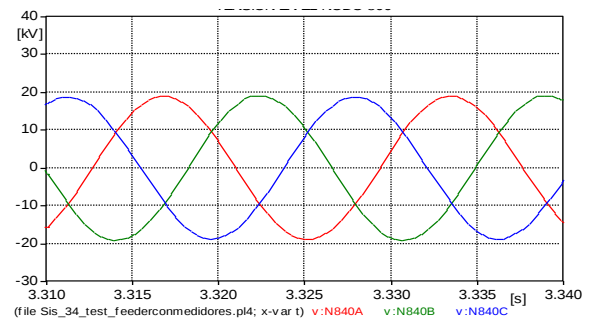


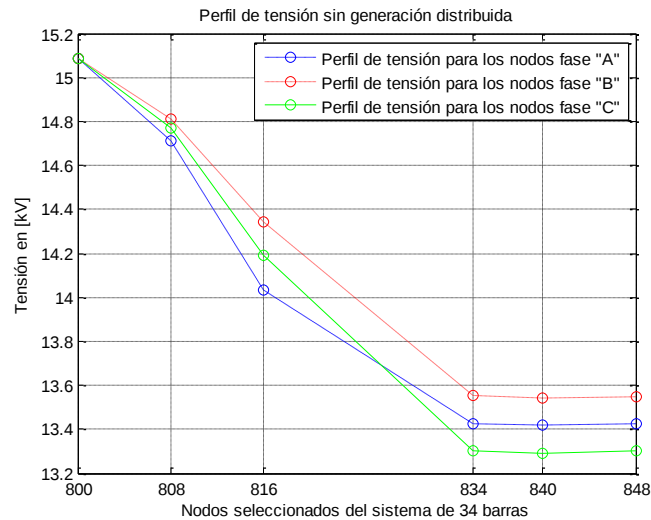
Figura 66. Tensión en el nodo 840



En la figura 68 se presenta el perfil de tensión de los nodos más significativos en el cual se puede apreciar la caída de tensión en los diferentes nodos con respecto al

nodo 800 que es donde se encuentra la subestación que reparte la energía al sistema.

Figura 68. Perfil de tensión rms de los nodos seleccionados



Análisis de la corriente en nodos del sistema de distribución de energía eléctrica

Debido a que se desea comprobar el alivio que siente el sistema cuando entra una fuente de generación distribuida; para el caso de una planta fotovoltaica se precisa tener los datos de corriente en el sistema original de 34 barras en régimen estable.

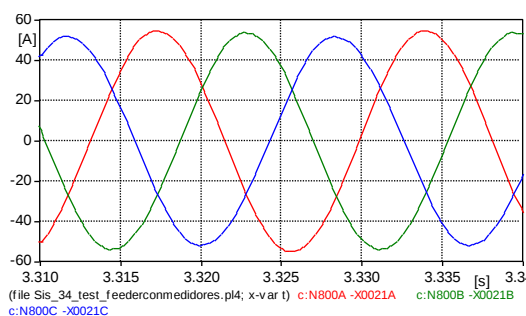
El sistema cuenta con cargas monofásicas que se distribuyen en diferentes fases, lo que produce un desbalance en cada una de ellas. Tanto en la tabla 15, como en la figura 69 a y b se puede apreciar la corriente que es requerida desde la fuente hasta el último nodo del sistema.

Tabla 15. Corrientes del sistema de 34 barras en estado estable

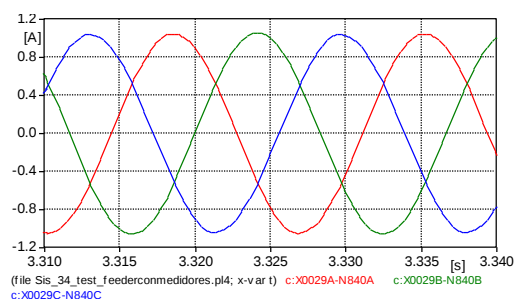
NODO	FASES [A]		
	A	B	C
800	38.7326	37.9779	36.6233
808	38.7326	35.6155	34.6342
816	38.7326	34.3843	34.6342
834	17.2197	20.6846	22.9753
840	0.7401	0.7471	0.7332
848	8.7868	8.8517	8.7618

Figura 69. Corrientes del sistema de 34 nodos:

a) corriente nodo 800



b) corriente nodo 840



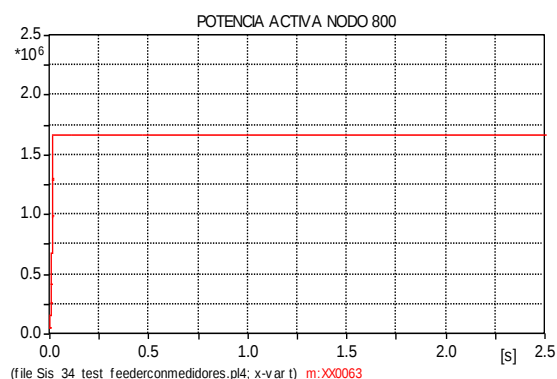
Potencia activa

La potencia activa total requerida para alimentar a cada una de las cargas, se puede observar en la figura 70 con un valor de 1.6648 [MW] que es aportada por una fuente infinita que simula una subestación eléctrica. Como se ha podido observar, los desbalances por las cargas producen los valores de potencias observadas en la tabla 16 donde se observa la potencia activa que pasa por cada nodo.

Tabla 16. Potencias de la red eléctrica en estado estable para los nodos requeridos

NODO	Potencia activa [W]		
	A	B	C
800	-569810.1697	-559738.9566	-540040.9618
808	-557051.6304	-518357.8429	-502862.9699
816	-533570.7571	-487248.5812	-484631.6673
834	-223258.3501	-277945.9333	-305135.6526
840	-7839.6392	-7986.1559	-7693.2228
848	-16866.05355	-18144.6378	-17316.6276

Figura 70. Potencia activa entregada por la subestación



Potencia reactiva

Las cargas del sistema están compuestas en su mayoría por cargas RL, lo que produce una exigencia en potencia reactiva inductiva. El sistema de distribución cuenta con unos bancos de capacitores para compensar el factor de potencia.

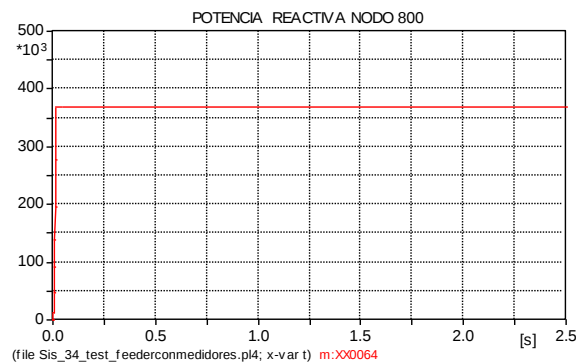
En la gráfica 71 se puede apreciar los reactivos aportados por la fuente que son 369 [kVar]. En tanto si no fuera por el aporte de los bancos de condensadores, los reactivos serían muy grandes. En la tabla 17 se presenta la potencia reactiva que va quedando al llegar a cada nodo, los nodos 834 y 848 reciben aportes de bancos de condensadores.

Tabla 17. Potencias reactivas del sistema

NODO	Potencia reactiva [Var]		
	A	B	C
800	129049.6139	121974.4027	116463.3786
808	120369.7372	97886.1992	94383.1525
816	103936.4178	76584.2399	82160.5261
834	-59970.9596	-36445.8324	-16268.9897
840	6096.2796	6210.2143	5982.4229
848	-116752.2056	-118532.4563	-115240.9328

Potencia reactiva entregada por la fuente:

Figura 71. Potencia reactiva “Nodo 800”



3.2 GENERADOR DE INDUCCIÓN JAULA DE ARDILLA COMO AEROGENERADOR EN LA RED DE 34 BARRAS

Para la simulación se debe tener en cuenta que el generador de inducción descrito en el capítulo 2 se modela como la totalidad del aerogenerador. Este modelo provee su parte mecánica donde se describe el torque que entra; el torque se toma constante para este modelo. Al acoplar el modelo se busca mirar como éste afecta los diferentes nodos del sistema, además se compara con el sistema original para

analizar los efectos de la entrada de estas nuevas fuentes de generación. Para el acople de este modelo se debe tener en cuenta que se necesita un transformador de tensión que eleve la tensión de la unidad de generación a la tensión de operación del sistema.

La gran desventaja del generador de inducción es la necesidad de reactivos inductivos para establecer el campo del estator, por tal motivo para el acoplamiento se utiliza un switch que simula el enlace con la red, este switch se debe ingresar en un tiempo $t_{cl} = -1$, ya que el um3 no tiene un tiempo de inicio o puesta en marcha; mediante un switch se simula esta entrada al sistema.

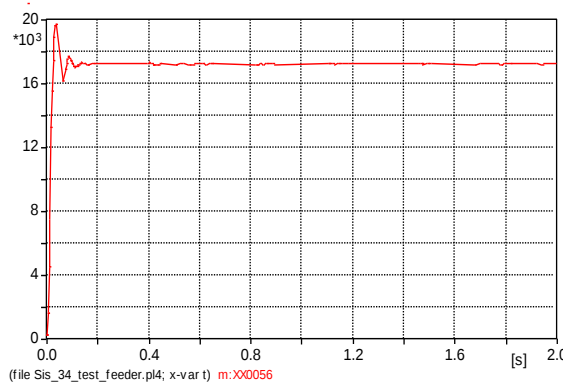
Otra solución para dar entrada al sistema del aerogenerador es tenerlo como auto excitado, poniendo un banco de capacitores para suplir los reactivos del sistema mientras se da el acoplamiento.

Caso 1

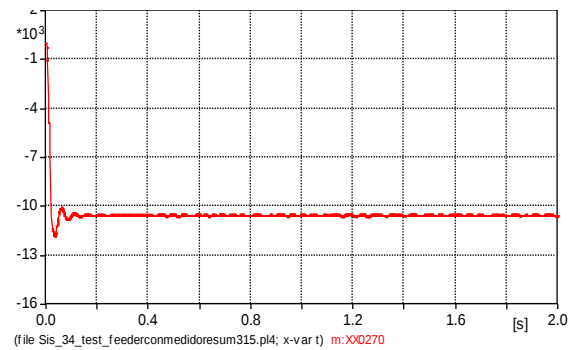
Se acopla solo un aerogenerador y se comparan las tensiones, corrientes y potencia con respecto al sistema IEEE de 34 nodos, se realiza el estudio a los efectos causados durante régimen permanente en cada uno de los nodos analizados en el literal 3.1. En la figura 72 a) y b) se muestran las potencias generadas por la máquina de inducción.

Figura 72. Potencias “UM3”:

a) potencia activa



b) potencia reactiva



A partir de la puesta en marcha de la simulación y la toma de los datos de la tabla 18, se obtiene el siguiente perfil de tensión presentado en la figura 73. Teniendo presente que el generador de inducción solo aporta 17 [kW] y lo que requiere la carga son 1.6648 [MW] por tanto al acoplar solo uno de estos tipos de aerogeneradores no se observa un cambio significativo en el sistema. Se grafica el perfil de tensión pero los cambios a raíz del impacto son mínimos con respecto al sistema sin generación.

Tabla 18. Comparación de las tensiones rms con GD y sin GD

NODO	TENSIÓN CON GENERACIÓN			TENSIÓN SIN GENERACIÓN			PORCENTAJE % E		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
800	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	-0.007	0.000	0.000
808	14.71	14.81	14.77	14.71	14.81	14.77	0.014	-0.007	0.014
816	14.03	14.34	14.19	14.03	14.34	14.19	0.021	0.035	0.021
834	13.43	13.56	13.31	13.42	13.55	13.29	0.097	0.059	0.105
840	13.43	13.54	13.30	13.41	13.54	13.29	0.104	0.059	0.105
848	13.43	13.55	13.31	13.42	13.54	13.30	0.097	0.066	0.090

Figura 73. Perfil de tensión con aerogenerador “UM3”

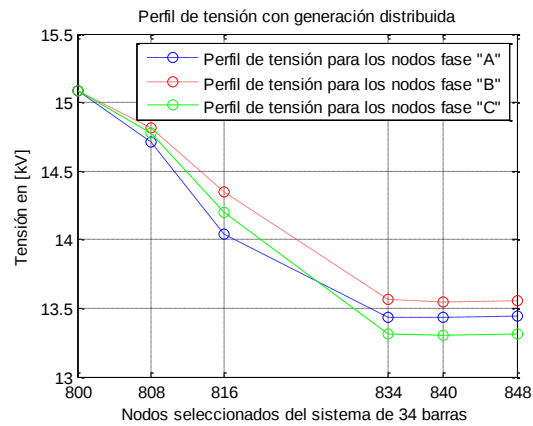


Tabla 19. Corrientes por los nodos del sistema con una unidad GD

NODO	Corriente rms [A]		
	fases		
	A	B	C
800	38.3874	37.6124	36.2569
808	38.3874	35.2479	34.2558
816	38.3909	34.0147	34.2629
834	17.2166	20.6800	22.9732
840	0.7215	0.7413	0.7064
848	8.788 6	8.8537	8.7618

En la tabla 19 se presenta las corrientes por los nodos de observación y se puede ver como disminuye producto del acople aerogenerador a la red eléctrica.

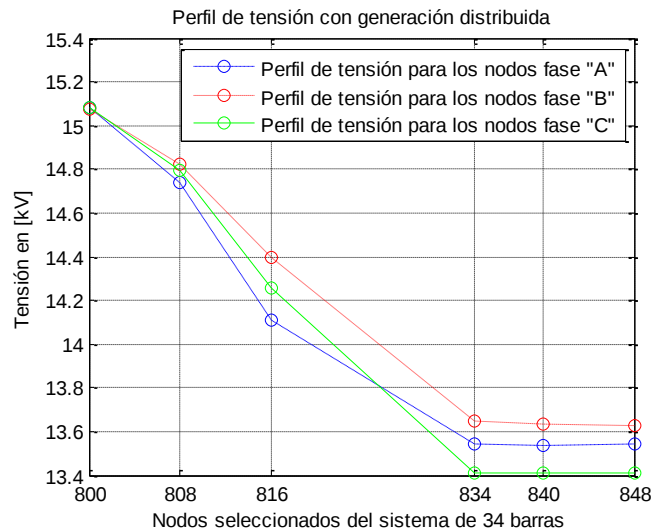
Caso 2

En el caso 1 se analiza el comportamiento de un solo aerogenerador. Tal como se discute para este caso, se tendrá en cuenta 17 aerogeneradores que se conectan en diferentes nodos, bajo este escenario la potencia total entregada al sistema es de alrededor de 289 [kW]. A continuación se analiza el perfil de tensiones realizado a través de los datos consignados en la tabla 20, la corriente, la potencia activa y la potencia reactiva.

Tabla 20. Comparación de las tensiones rms con GD y sin GD

NODO	Tensión con generación			Tensión sin generación			PORCENTAJE % E		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
800	15.08	15.07	15.08	15.08	15.08	15.08	-0.01	-0.04	-0.02
808	14.73	14.82	14.79	14.71	14.81	14.77	0.170	0.095	0.149
816	14.10	14.39	14.25	14.03	14.34	14.19	0.506	0.356	0.430
834	13.54	13.64	13.41	13.42	13.55	13.29	0.872	0.686	0.842
840	13.53	13.63	13.40	13.41	13.54	13.29	0.894	0.709	0.888
848	13.54	13.62	13.40	13.42	13.54	13.30	0.872	0.583	0.805

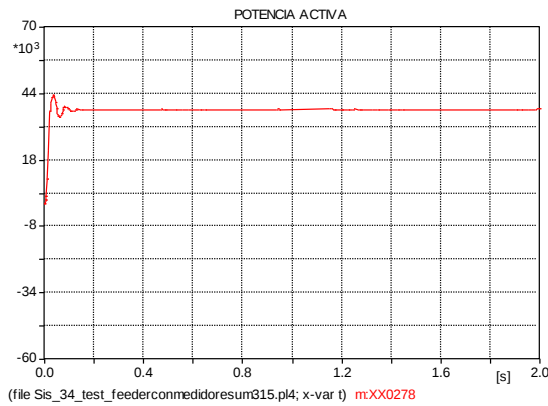
Figura 74. Perfil de la tensión rms para el sistema



Los nodos con generación distribuida son 840, 824, 854,806 donde se acoplan 5, 5, 5 y 2 aerogeneradores respectivamente. A continuación se presenta en la figura 75 a) y b), la potencia entregada en cada nodo por los aerogeneradores, además en la figura 76 se aprecia el alivio que tiene la subestación ya que ahora se cuenta con el aporte de potencia activa de los aerogeneradores.

Figura 75. Potencia activa aerogeneradores:

a) Potencia activa de 2 “UM3”



b) Potencia activa de 5 “UM3”

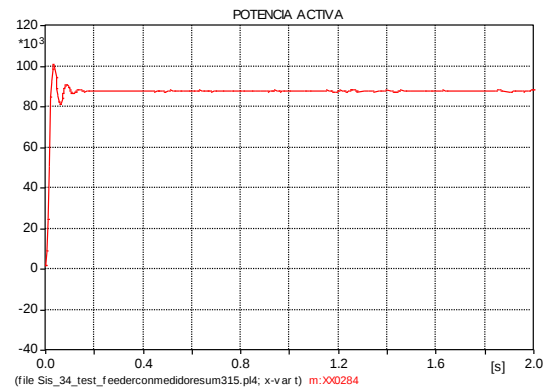


Figura 76. Potencia activa entregada por la subestación

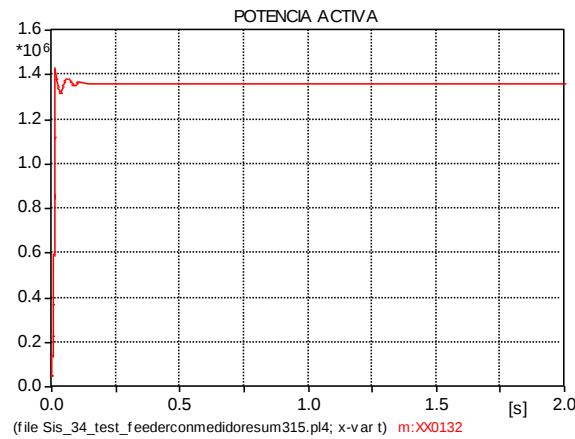
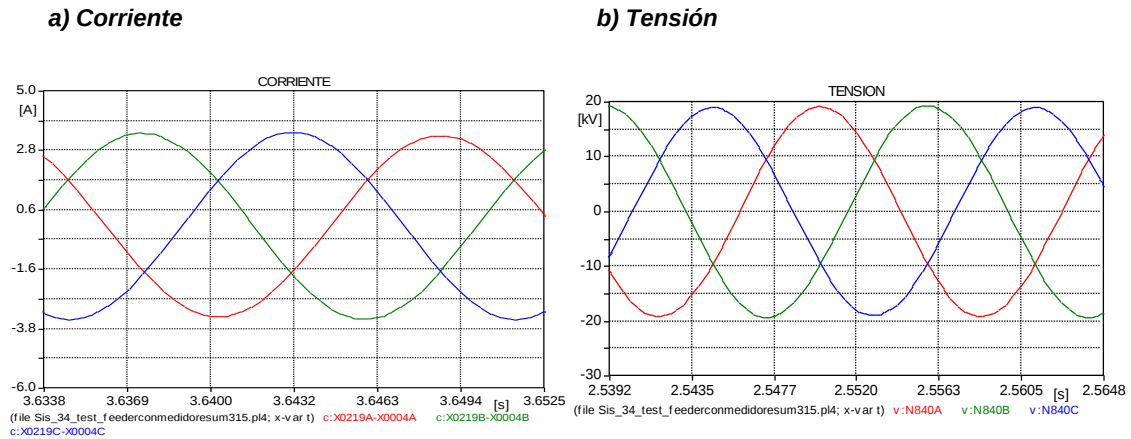
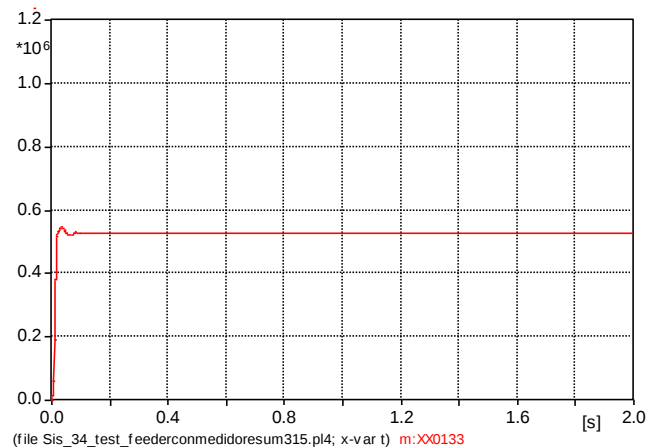


Figura 77. Nodo 840:



Se decide observar la tensión y la corriente del nodo 840 por medio de la figura 77 a) y b) para contrastar si presentan cambios en la tensión, no se presenta ningún cambio importante; en cambio la corriente del nodo aumenta gracias a los aportes de los aerogeneradores. La entrada de potencia activa, se puede apreciar a través de la corriente que disminuye en los diferentes nodos; debido a la entrada de esta fuente de energía renovable en los diferentes puntos de la red. En la tabla 21 se puede distinguir las corrientes de los nodos estudiados.

Figura 78. Potencia reactiva requerida por el sistema



Una de las consecuencias de los aerogeneradores jaula de ardilla es su necesidad de reactivos para el campo del estator, al ingresar una gran cantidad de ellos en el sistema, trae como consecuencia un bajo factor de potencia de la red, en la figura 78 se puede apreciar el aumento de los reactivos inductivos con respecto al sistema de 34 nodos sin generación, los reactivos necesarios para los 17 aerogeneradores es 1.80 [kVAR], los reactivos alimentados al sistema es de 5.26 [kVAR].

Tabla 21. Corrientes rms en los nodos con generación distribuida

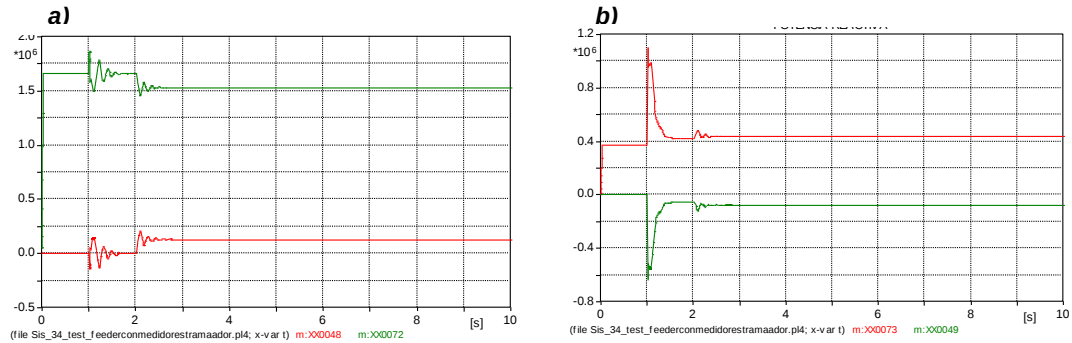
NODO	FASES [A]		
	A	B	C
800	33.8697	33.0353	31.7597
808	34.4184	31.1608	30.2521
816	34.4771	29.9290	30.1574
834	15.2396	18.7998	21.2174
840	2.1517	2.1404	2.1560
848	8.8671	8.9166	8.8303

Caso 3

Gracias a que el software ATPDraw permite simular un aerogenerador con doble jaula de ardilla, este se conecta al sistema de 34 barras en el nodo 840 con el fin de observar su comportamiento bajo régimen permanente. En las figuras 79 a) y b) se muestra la potencia activa, reactiva de la fuente y la entregada por la unidad de generación.

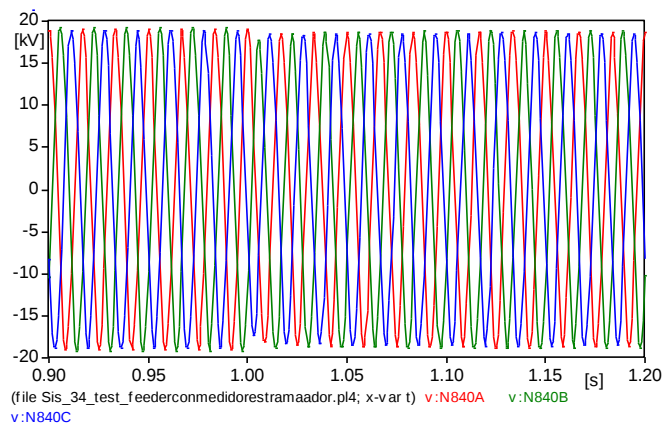
Figura 79. Potencias del sistema y el aerogenerador :

a) Potencia activa subestación “verde” y potencia activa aerogenerador “rojo” b) Potencia reactiva subestación “verde” y potencia reactiva aerogenerador “rojo”



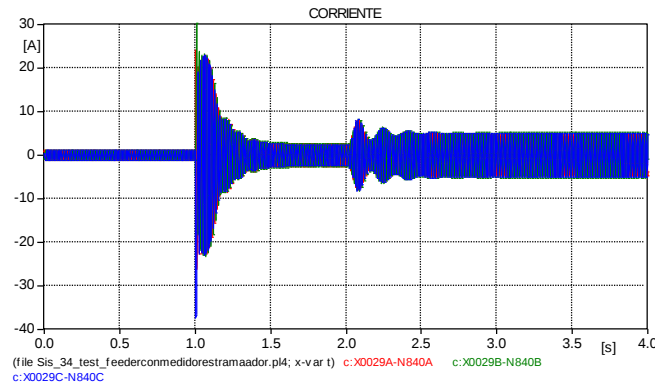
Un gran factor para optar por este modelo, es su gran capacidad de generar potencia activa ya que tiene la capacidad de recibir buen torque en su eje, esto se puede apreciar en la figura 79 b) generando alrededor de 128 [kW]. Al realizar las pruebas de interconexión, se encuentra que como el aerogenerador trabaja bajo las condiciones de la red y si por algún caso él se conecta a una tensión superior a su nominal, empezará a consumir más reactivos, lo que sería grave para la seguridad y estabilidad del sistema.

Figura 80. Tensión en el nodo 840



La tension del nodo 840 permite ver el acoplamiento y la entrada del aerogenerador al sistema, esta tension presenta un pequeño transitorio mientras la tensión se estabiliza. Para el regimen permanente, se procede a analizar el antes y después de la entrada del aerogenerador mediante la figura 80. Una vez estabilizada la tension, hay un alza en la tension de 100 [V] en cada fase.

Figura 81.corriente hacia el nodo 840



Una vez acoplado al sistema, la corriente aumenta de 1 [A] a 5 [A] notándose el aporte del aerogenerador a la red, el aerogenerador cuenta con 1 segundo de inestabilidad, mientras se acopla al sistema.

Tabla 22.Comparación de las tensiones rms con GD y sin GD

NODO	Tensión con generación			Tensión sin generación			PORCENTAJE % E		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
800	15.07	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	-0.02	-0.01	0.00
808	14.72	14.82	14.78	14.71	14.81	14.77	0.10	0.06	0.08
816	14.07	14.37	14.23	14.03	14.34	14.19	0.26	0.20	0.29
834	13.52	13.62	13.39	13.42	13.55	13.29	0.72	0.53	0.72
840	13.51	13.61	13.39	13.41	13.54	13.29	0.75	0.56	0.76
848	13.51	13.61	13.39	13.42	13.54	13.30	0.70	0.52	0.73

Figura 82. Perfil de tensión con aerogenerador de doble jaula

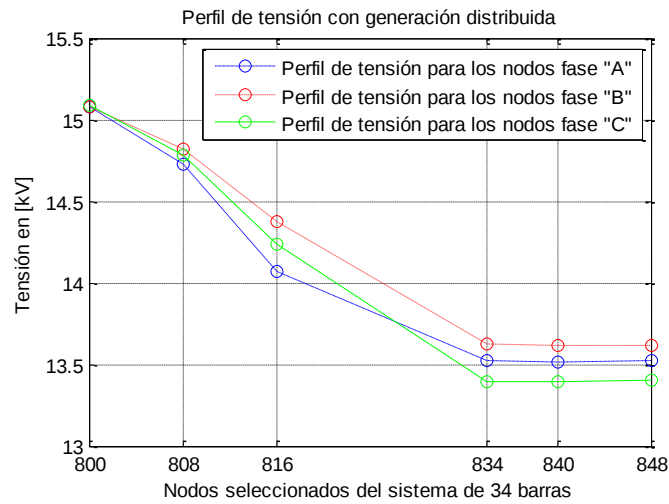


Tabla 23. Corrientes rms de los nodos del sistema

NODO	FASES [A]		
	A	B	C
800	36.3410	35.4501	34.0111
808	36.3425	33.0438	31.9810
816	36.3304	31.7915	31.9867
834	13.9484	17.4443	19.8442
840	3.4224	3.6458	3.5794
848	9.8047	9.8578	9.7630

Mediante la tabla 22 se procede a graficar el perfil de tensión donde se puede observar que la tensión en los nodos más cercanos a esta generación sufre un incremento alrededor del 0.7%. La tabla 23 nos permite ver como decreció la corriente por el aporte de este aerogenerador.

3.3 PLANTA FOTOVOLTAICA EN EL SISTEMA DE 34 BARRAS

Los componentes de los paneles solares son los reguladores, el enlace de dc y el inversor, como la generación de energía eléctrica de los paneles fotovoltaicos son función de la radiación y la temperatura tal y como se expone en el capítulo 2 el panel no cuenta con una curva lineal sino en cambio con una característica i-v, entonces estos deben contar con un seguidor del punto de máxima potencia para generar la máxima potencia activa posible. Como la generación en los paneles varía debido a cambios en la irradiación, se estudia el comportamiento de los paneles frente a diferentes escenarios para observar las consecuencias sobre la red. Las pruebas se realizan en el sistema de 34 nodos.

Caso 1 Planta PV en el nodo 840

Se implementa una planta solar acoplada al nodo 840, la planta genera alrededor de 363[kW], la radiación se toma constante con un valor de 1000[w/m²] con temperatura de 35°C, número de cadenas por array 150 y número de módulos por cadena 12. Para el acoplamiento se usa un transformador que eleve la tensión a la salida del inversor a valores de tensión de la red. La entrada de la planta solar se programa para que ingrese a los 5 segundos. En la figura 83 se observa el esquema para el caso 1.

Figura 83. Topología del sistema en estudio con GD “PV”

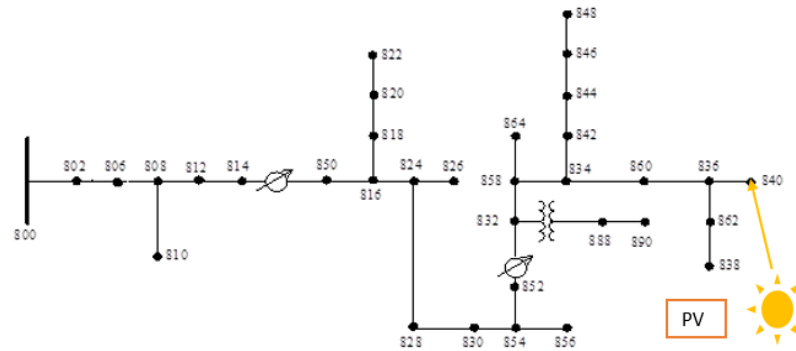
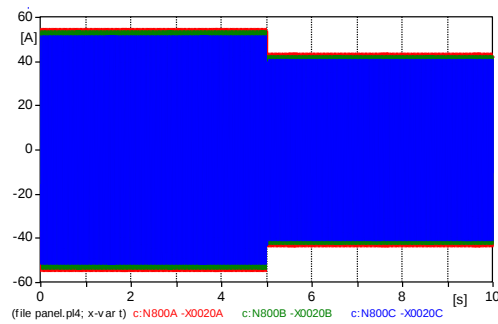
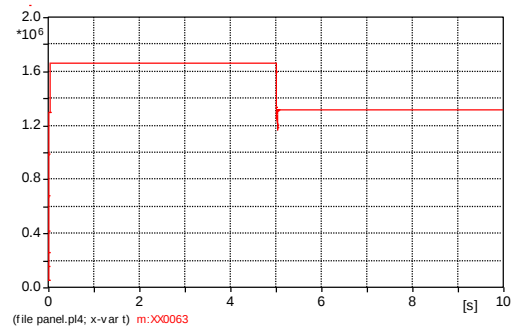


Figura 84. Subestación:

a) corriente



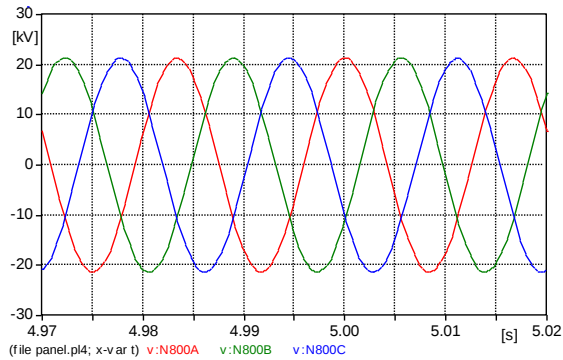
b) Potencia activa



La reducción de potencia aportada por la subestación se puede observar en la figura 84 a) y b), además se reduce la cantidad de flujo de corriente. La tensión en el nodo de la subestación pasa imperceptible frente al acoplamiento de la subestación. La potencia que entrega la subestación disminuye de 1.66 [MW] A 1.31 [MW].

Figura 85. Nodos del sistema:

a) Tensión del nodo 800



b) Tensión del nodo 834

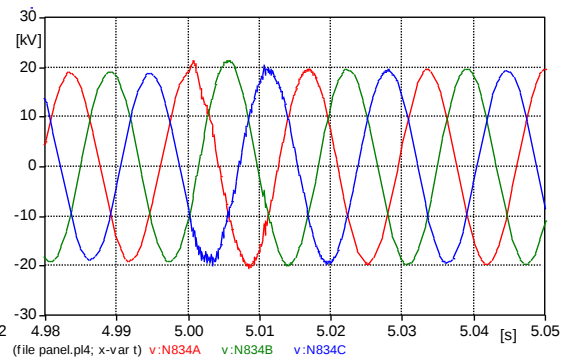
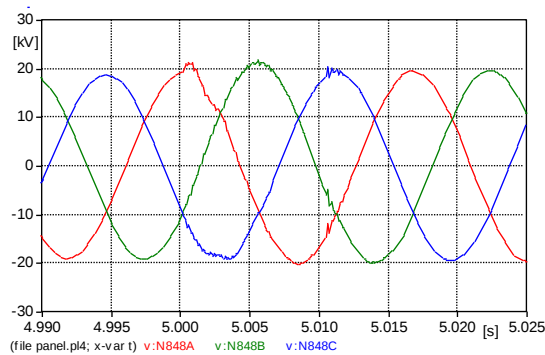


Figura 86. Tensión en el nodo 848



En las figuras 85 a), b) y la 86 se pueden apreciar la tensión de los nodos más cercanos al lugar de acoplamiento, tomando el estudio realizado anteriormente en el sistema sin generación se procede a comparar. Como el punto de estudio es el comportamiento de la red frente al ingreso de este tipo de generación, en la tabla 24 se muestran las tensiones en los nodos que se consideraron pertinentes para el estudio y observación de los efectos que se presentan en la red.

Tabla 24. Comparación de tensiones rms con GD y sin GD

NODO	Tensión con generación			Tensión sin generación			PORCENTAJE % E		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
800	15.084	15.086	15.084	15.083	15.084	15.084	0.000	0.012	0.000
808	14.782	14.875	14.843	14.713	14.811	14.772	0.463	0.432	0.480
816	14.236	14.519	14.391	14.035	14.344	14.192	1.441	1.216	1.404
834	13.837	13.927	13.712	13.424	13.552	13.299	3.073	2.766	3.106
840	13.859	13.934	13.720	13.416	13.541	13.290	3.298	2.900	3.228
848	13.832	13.921	13.713	13.425	13.546	13.300	3.034	2.766	3.108

Figura 87. Perfil de tensión con "PV"

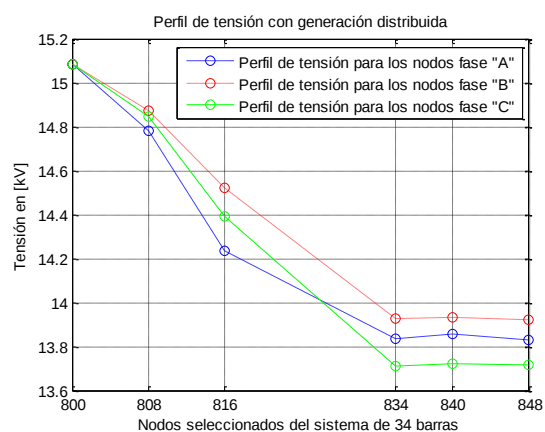


Tabla 25. Corrientes de los nodos de observación

NODO	FASES [A]		
	A	B	C
800	30.9578	30.1093	28.8167
808	30.9600	27.7341	26.8319
816	30.9557	26.5009	26.8312
834	10.0593	12.8545	15.0161
840	8.1282	8.1395	8.1925
848	9.0587	9.1132	9.0312

Los paneles en la red ofrecen un fortalecimiento en la tensión en los nodos cercanos a él, en la figura 87 se presenta el perfil de tensión a partir de comparar con la figura del sistema sin generación distribuida. La potencia que entrega la planta a la red es de 3.62 [kW], cuando en el arreglo de paneles se diseñó para generar 400[kW], esto sucede ya que el inversor sacrifica su eficiencia para generar reactivos a la red, la planta entra a los 5 segundos como se observa en la figura 88 a) y b) al entrar se produce una perturbación en la potencia por el acoplamiento.

Figura 88. Potencia Activa entregada:

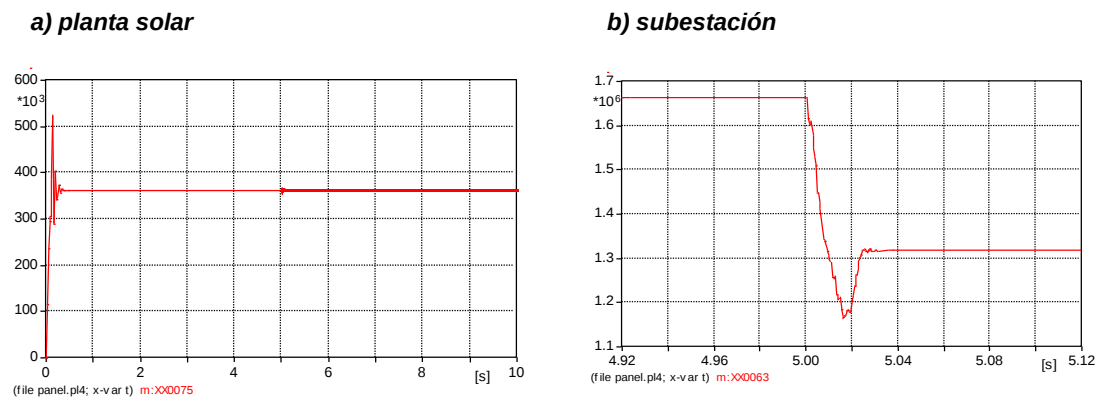
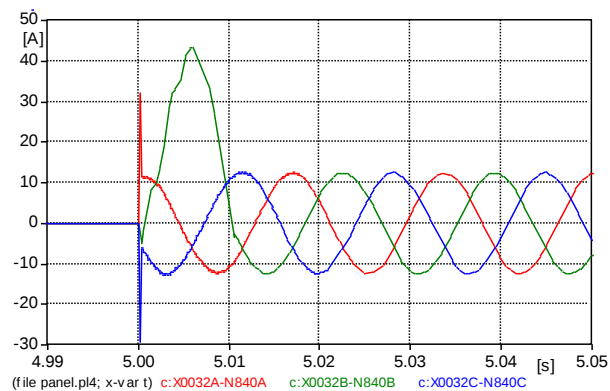
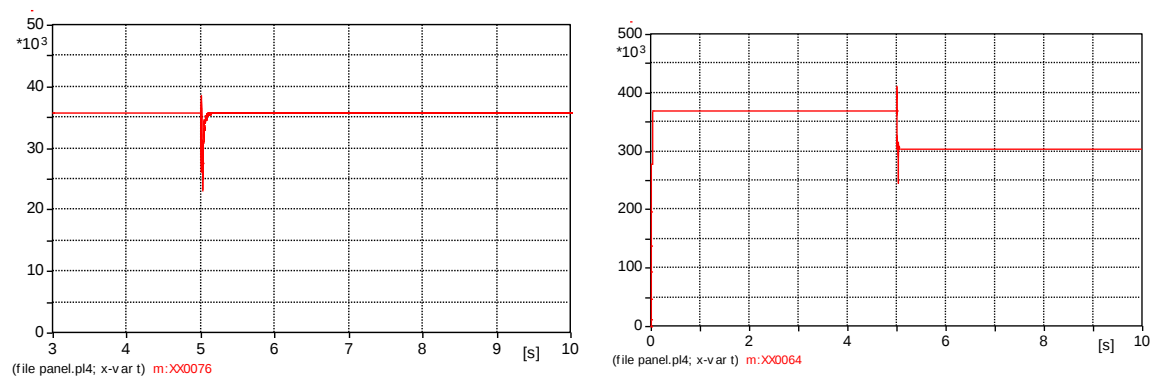


Figura 89. Corriente en el nodo de acople



Al momento de entrar la generación distribuida se presenta una distorsión mientras hay un acoplamiento, partiendo del sistema sin generación se puede observar que el flujo de corriente del nodo 840 hacia el sistema aumenta de 1[A] a 12 [A] esto se puede observar en la figura 89. El inversor encargado de transformar de DC/AC tiene la capacidad de generar reactivos, pero a cambio de esta característica él debe sacrificar su eficiencia en este caso es capaz de generar alrededor de 35 [kVar], en la figura 90 se puede ver esta característica.

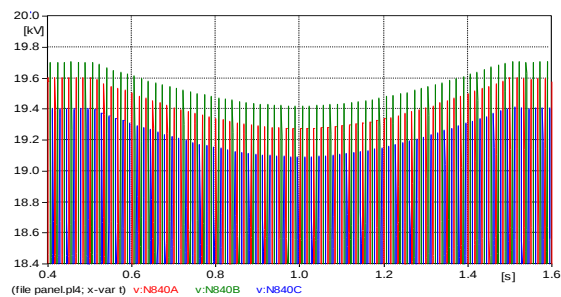
Figura 90. Potencia reactiva a) planta solar b) subestación



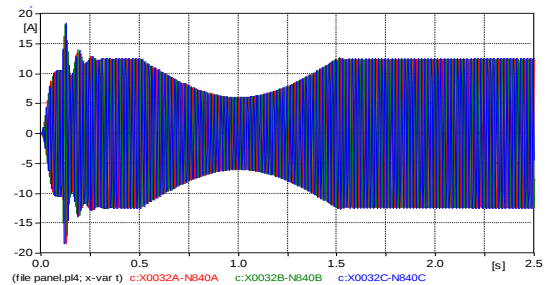
Caso 2 “Plantas fotovoltaicas en el sistema de 34 barras con variación en la radiación”

Figura 91. Nodo 840:

a) Tensión



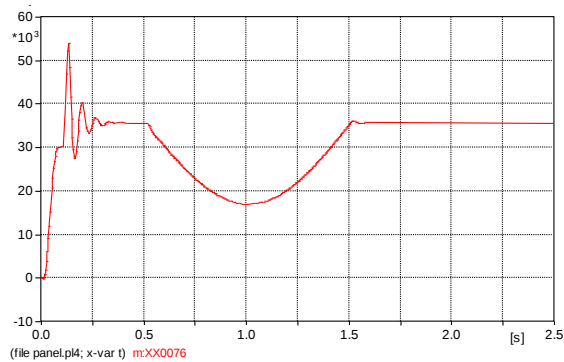
b) corriente



Para el estudio de estas fuentes de generación es muy importante observar cómo se comporta el panel y cómo influye este frente a variaciones en la radiación en los sistemas de distribución, para el caso se dispone el panel en el nodo 840 realizando una pequeña variación en la irradiación y se analiza sus consecuencias.

Figura 92. Potencia reactiva:

a) central de paneles



b) subestación

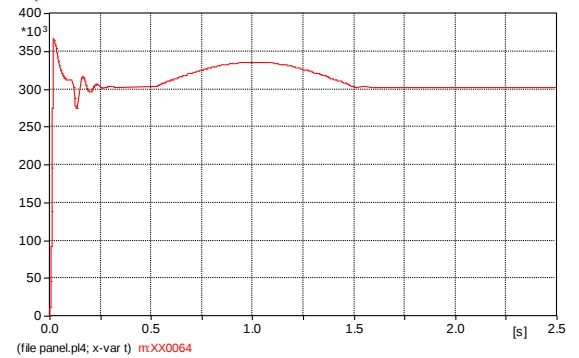
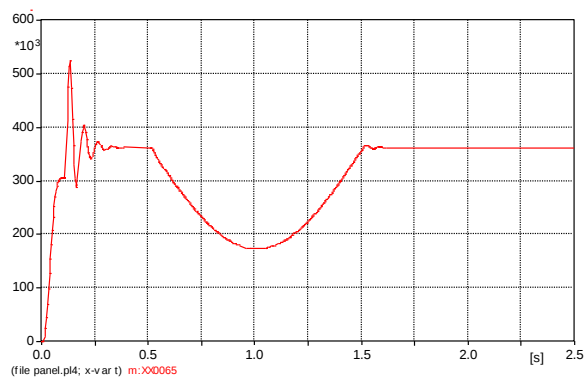
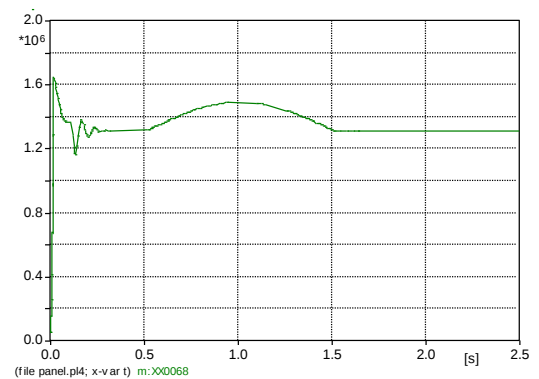


Figura 93. Potencia activa:

a) central de paneles



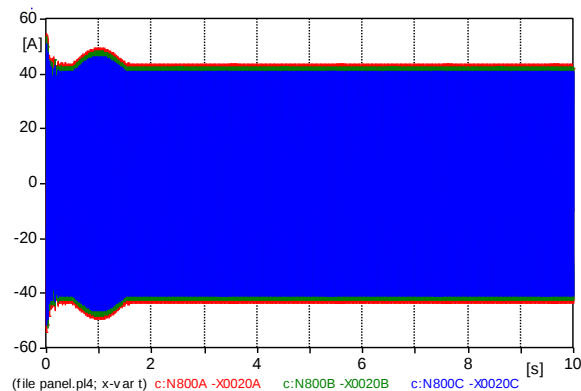
b) subestación



A partir de la figura 91 se puede observar que la variación de la irradiación provoca unos pequeños hundimientos en la tensión, en otras palabras, los cambios de irradiación provocan caídas en la tensión. La corriente tiene unas caídas más pronunciadas ya que la generación en esos instantes en que la radiación baja, la potencia activa generada disminuye considerablemente.

El comportamiento de la irradiación hace que la potencia, corriente y tensión salga de la misma manera en diferentes proporciones. En las figuras 92 y 93 se puede apreciar la potencia reactiva que entrega la central y como se refleja en la subestación.

Figura 94. Corriente de la subestación

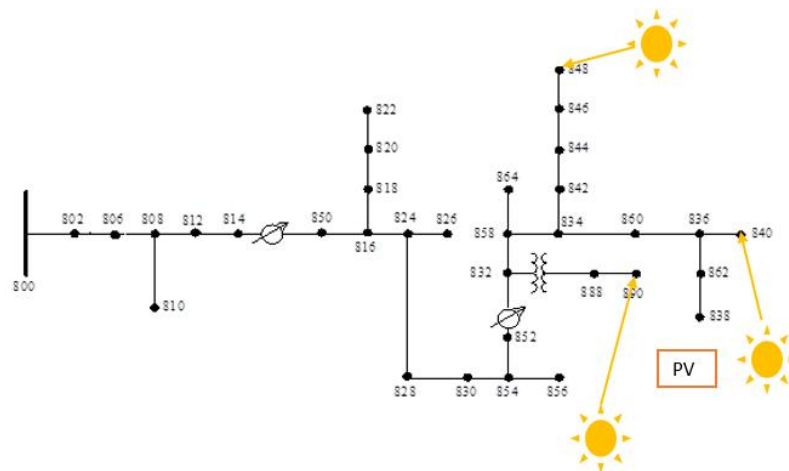


Bajo variación en la generación, la corriente aumenta y disminuye según el punto de operación en la figura 94 se puede observar como aumenta la corriente en el nodo 800 debido a que disminuye la generación del panel por tanto la subestación debe volver a aportar la potencia que dejó de dar la unidad de generación. En todos los nodos cercanos a la fuente fotovoltaica se ven afectados por las variaciones de la irradiación.

3 Plantas fotovoltaicas en el sistema de 34 barras

En el caso expuesto a continuación se procede a estudiar el comportamiento del sistema frente a la conexión de pequeñas centrales de paneles en los diferentes nodos del sistema. Los nodos de acoplamiento serán el 890, 840 y 848, además cada central PV entra en un tiempo diferente, por tanto los tiempos de acople son 3,5 y 7[s]. La figura 95 muestra la conexión de las centrales fotovoltaicas.

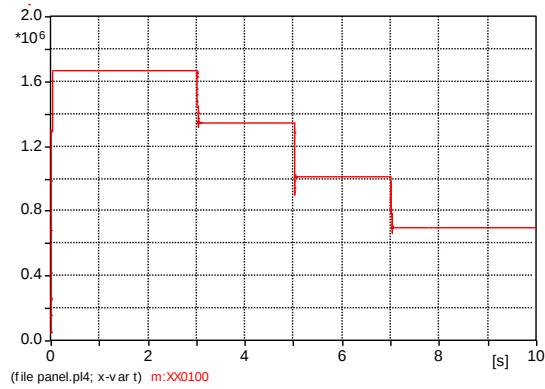
Figura 95. Conexión de 3 centrales fotovoltaicas



Este caso muestra la entrada de cada central de paneles y que efectos trae sobre la red. Es interesante observar en la figura 96 a) y b) como la energía que aporta la subestación decrece teniendo en cuenta que para este caso y el anterior la irradiación se mantiene constante.

Figura 96. Potencias en la subestación:

a) Potencia activa



b) potencia reactiva

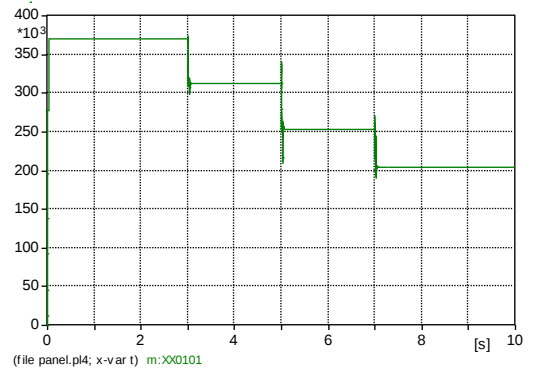
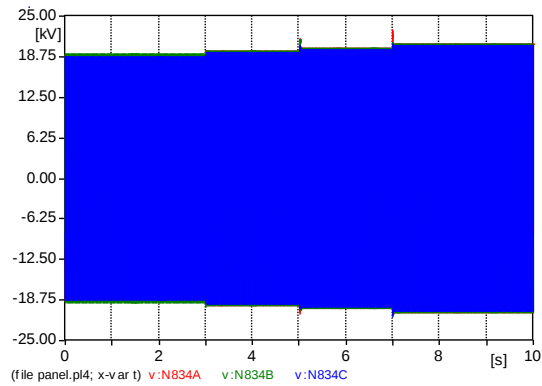


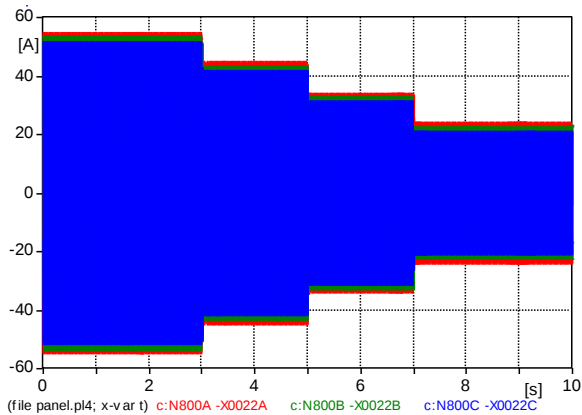
Figura 97. Tensión en el nodo 834



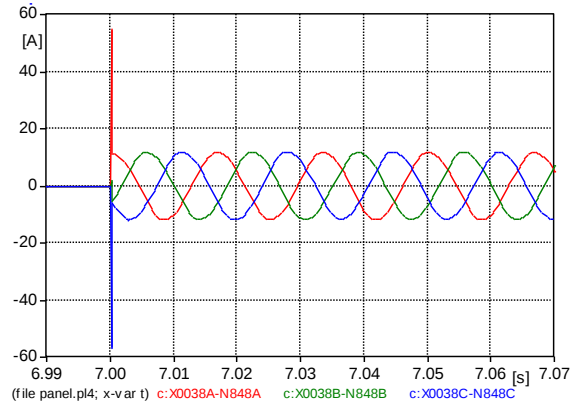
El nodo 834 es uno de los que muestra el impacto a raíz del acoplamiento de las 3 centrales de paneles en las formas de onda de la tensión como se muestra en la figura 97, se aprecia la entrada de cada una de las centrales de paneles y como elevan la tensión.

Figura 98. Corrientes:

a) subestación



b) central de paneles



Mediante la corriente del nodo 800 la cual se muestra en la figura 98 se puede observar la disminución de potencia por parte de la subestación, además la entrada de cada una de las centrales fotovoltaicas. A continuación se dispone de los datos para mediante una tabla observar el elevamiento de la tensión con respecto al sistema sin generación distribuida además se muestra el perfil de tensión para el caso en estudio. La tensión que se toma es cuando todos los paneles han entrado en operación.

Tabla 26. Comparación de tensiones rms del sistema con PV y sin PV

NODO	Tensión con generación [V]			Tensión sin generación [V]			PORCENTAJE E %		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
800	15.084	15.089	15.089	15.083	15.084	15.084	0.01	0.03	0.03
808	14.910	14.988	14.968	14.713	14.811	14.772	1.33	1.20	1.33
816	14.591	14.835	14.739	14.035	14.344	14.192	3.97	3.42	3.86
834	14.574	14.574	14.415	13.424	13.552	13.299	8.56	7.54	8.39
840	14.582	14.577	14.421	13.416	13.541	13.290	8.68	7.65	8.51
848	14.591	14.584	14.433	13.425	13.546	13.300	8.69	7.66	8.52

Figura 99. Perfil de tensión con “PV”

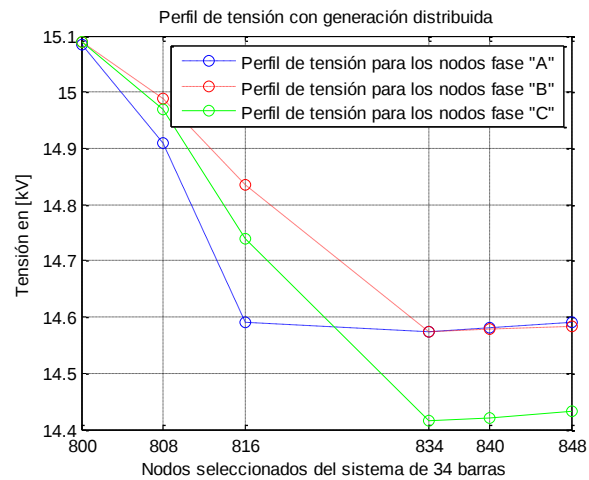


Tabla 27. Corrientes rms de los nodos estudiados

NODO	FASES [A]		
	A	B	C
800	17.2096	16.0874	15.0274
808	17.2096	13.6868	13.0058
816	17.2032	12.4217	13.0051
834	6.6192	7.1022	8.6918
840	7.6792	7.7025	7.7280
848	12.3440	12.3524	12.3998

Como conclusión de la tabla 26 y 27 y a partir de la figura 99 se puede analizar que la entrada de paneles en la red eléctrica , que viene acompañada de un incremento en la tensión en los nodos del sistema bastante fuerte, si el sistema no está preparado para este tipo de generación puede causar daños en los elementos de la red.

Como este sistema no cuenta con los reguladores presenta caídas en los nodos más lejanos para este caso los paneles ayudan a incrementar la tensión lo que es bueno para la red eléctrica.

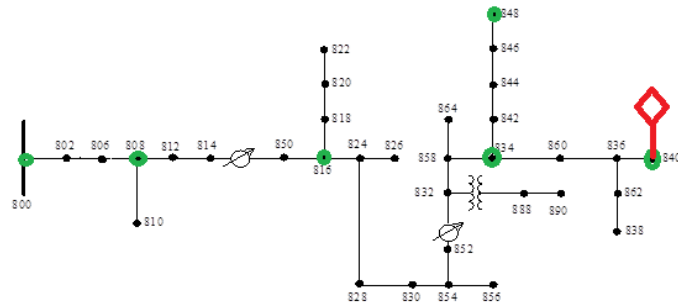
3.4 Modelo de la máquina de inducción doblemente alimentada como turbina eólica acoplada al sistema de 34 barras.

Se procede a integrar a la red de estudio “**Sistema de 34 barras**” el modelo de la máquina de inducción doblemente alimentada como turbina eólica, con objetivo de analizar los cambios que se generen a raíz de dicha integración teniendo así dos escenarios vitales para el respectivo análisis los cuales son: régimen de operación de estado estable con generador distribuido y régimen de operación de estado estable sin generador distribuido.

Se realiza la simulación del sistema de 34 barras en ATPDraw definido anteriormente, seguidamente se eligen unos nodos para analizar el impacto de la inclusión de fuentes renovables de generación a la red eléctrica, en este caso el generador de inducción de doblemente alimentado. Los nodos a observar son: 800, 808, 816, 834, 840, 848.

Como punto de partida se integra el modelo de la máquina doblemente alimentada dispuesta como turbina eólica al nodo 840. En este caso se incluye generación distribuida (DFIG) en un solo nodo del sistema y se observa los cambios que se producen en el comportamiento de la red al momento de ingreso y post ingreso de la máquina de inducción doblemente alimentada. Para poder valorar los cambios producidos por el acoplamiento de la turbina eólica, se realiza la conexión para un $t > 0$, en este escenario se realiza para un $t = 3[s]$.

Figura 100. Red eléctrica con DFIG en el nodo 840



Impactos del acople del DFIG en los nodos seleccionados

Figura 101. Sistema de 34 barras:

a) Tensiones en el nodo 800 con DFIG N840 b) Tensiones en el nodo 808 con DFIG N840

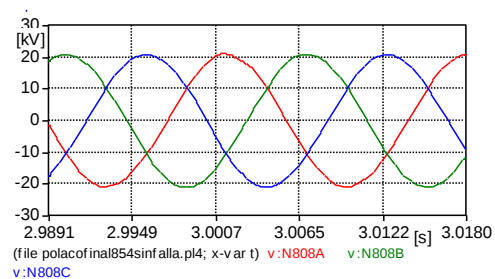
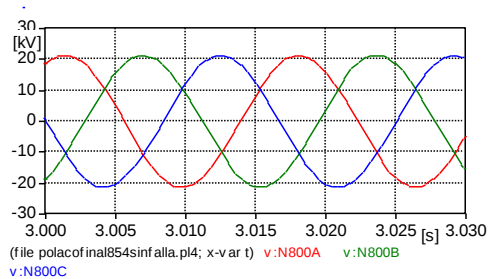


Figura 102. sistema de 34 barras:

a) Tensiones en el punto de acople N840 b) Tensiones en el nodo 848 con DFIG N840

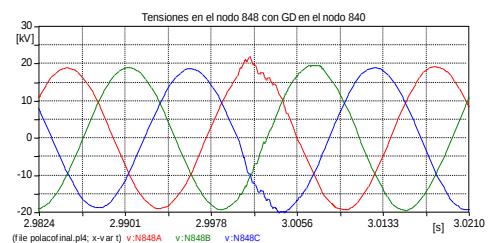
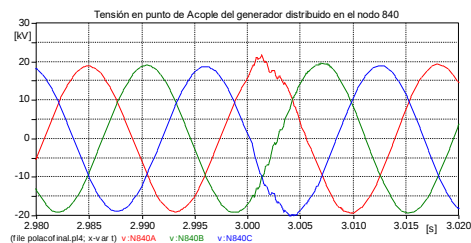
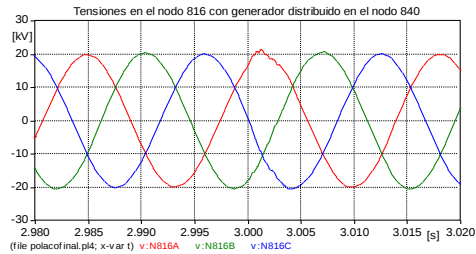
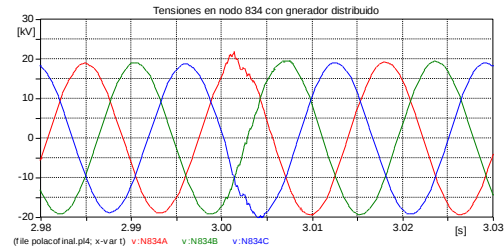


Figura 103. sistema de 34 barras:

a) Tensiones en el nodo 816 con DFIG N840



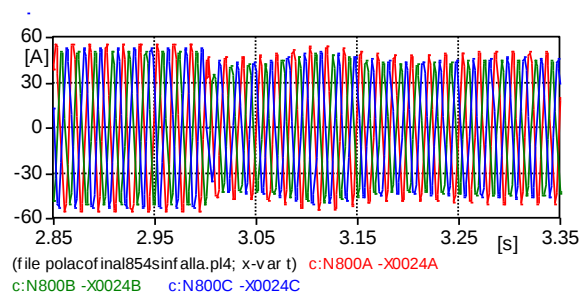
b) Tensiones en el nodo 834 con DFIG N840



De la figura 101 a la figura 103 se muestra el efecto que produce la conexión de la turbina eólica a la red de distribución en el nodo 840. Por tanto se logra observar como el impacto generado a raíz de la integración del DFIG con la red eléctrica, se hace menos drástico en los nodos lejanos al punto de acople con el sistema.

Ahora se muestra en la figura 104 las corrientes por el nodo 800 antes y después de la conexión de la máquina de inducción doblemente alimentada a la red eléctrica.

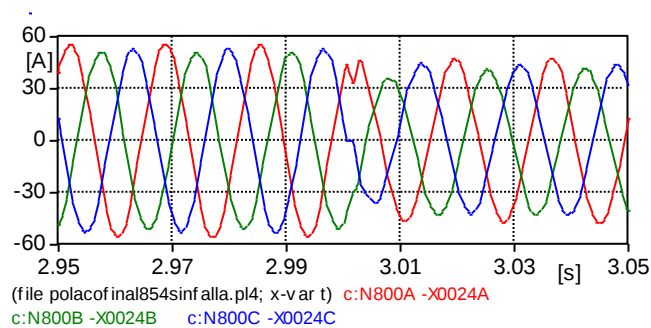
Figura 104. Corrientes por el nodo 800



En la figura 104 y 105 se aprecia los dos escenarios hasta ahora mencionados, la condición de estado estable sin **DFIG** y la condición de estado estable con **DFIG**.

El punto de interés se encuentra en $t = 3[s]$, justo en este instante el generador distribuido hace su ingreso reduciéndose el nivel de corriente por el respectivo nodo. Este comportamiento indica el alivio de la carga para la generación convencional que debe abastecer la demanda diaria del sistema. Éste es un aporte significativo que ofrece la conexión del **DFIG** como turbina eólica a la red eléctrica de distribución. Un detalle importante a mencionar es el transitorio de corta duración que se presenta al instante de ingreso del **DFIG** y luego desaparece lográndose un comportamiento estable en el sistema. En la figura 105 se muestra con más detalle el cambio que se presenta para las corrientes por el nodo 800.

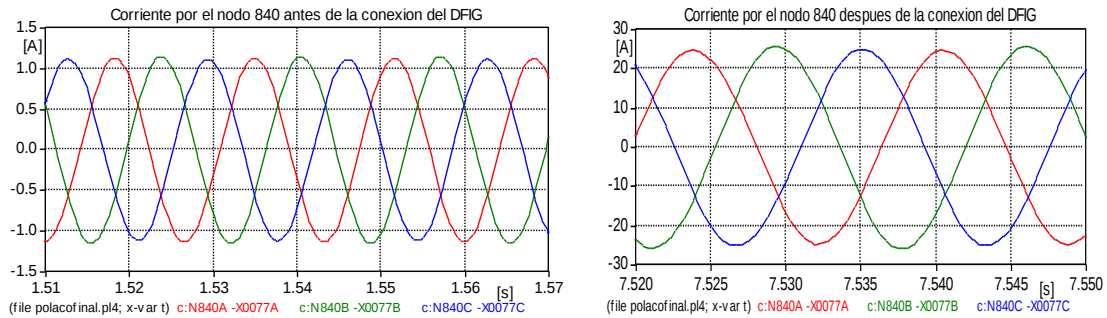
Figura 105. Corrientes por el nodo 800 con DFIG en el nodo 840 para $t = 3 [s]$



Al ingresar el generador distribuido, éste aporta energía eléctrica al sistema por tanto la corriente en el punto de acople aumenta ver figura 106 a y b.

Figura 106. Sistema de 34 barras:

a) Corrientes en el punto de acople antes de DFIG b) Corrientes en el punto acople N840 DFIG



De la figura 105 la reducción de los valores de las corrientes para cada una de las fases en el nodo 800 es:

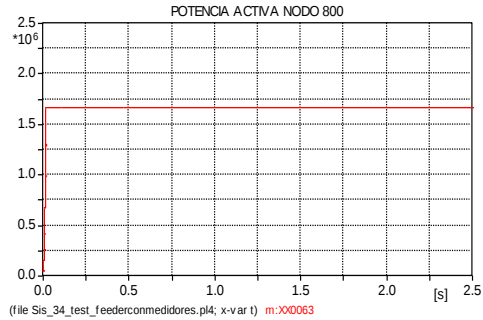
Tabla 28. Corrientes por el nodo 800 Sin DFIG y con DFIG acoplado al nodo 840.

Corrientes	Fase A	Fase B	Fase C	Con DFIG	Fase A	Fase B	Fase C
Nodo 800	38,732	37,977	36,623	Nodo 800	35,177	31,276	32,20

Ahora se muestra en la figura 107 a y b, el impacto que genera el acoplamiento del DFIG en la potencia activa entregada a la subestación.

Figura 107. Potencia activa de la subestación:

a) Potencia Activa del nodo 800



b) Potencia Activa de la subestación con DFIG N840

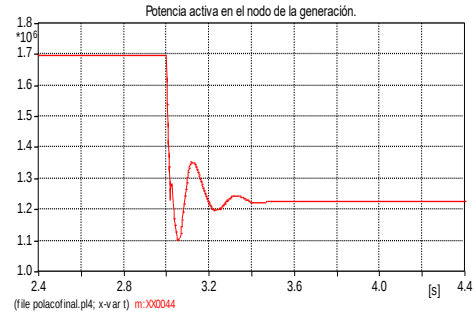
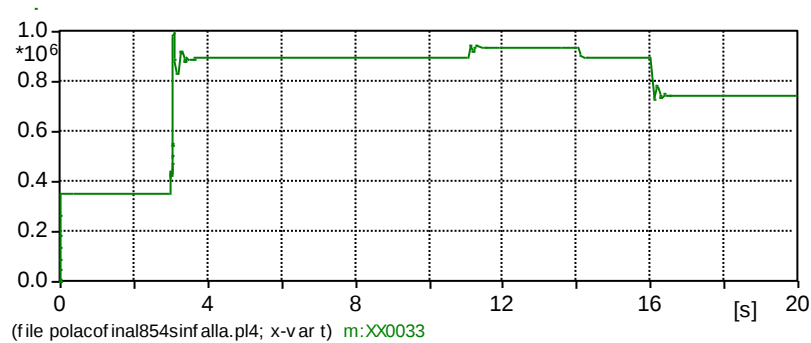


Figura 108. Potencia reactiva de la subestación con DFIG en el nodo 840



En la figura 107 a) y b) se puede observar el alivio de la carga debido al ingreso de un generador de inducción doblemente alimentado a la red eléctrica en estado estable. Este comportamiento sustenta el aporte que brinda el ingreso de la GD al sistema de distribución. En la figura 108 se observa el comportamiento de la potencia reactiva en el nodo 800 bajo generación distribuida en el nodo 840, resaltándose el aumento que se presenta en $t = 3$ [s] debido a la necesidad de los reactivos por parte de la máquina de inducción de doble alimentación.

Una de las ventajas del modelo de la máquina de inducción de doble alimentación permite ingresar los valores deseados en potencia, tensión y deslizamiento. En la figura 109 se muestra los valores ingresados al DFIG. Se recalca que se cuenta con solo una unidad de generación acoplada al nodo 840.

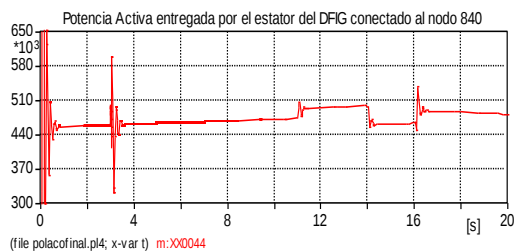
Figura 109. Datos de entrada para el DFIG

pole_p	No	2
Vn	V	690
Sn	MVA	2.2
slip	%	-10
Rv	ohm	0.5
Pnini	W	500000
Qnini	VA	-450000

Teniendo presente que las variaciones de las condiciones de viento repercuten en la potencia entregada por la unidad de generación de energía eléctrica, se procede a mostrar en la figura 110 a) este comportamiento el cual se refleja en la potencia activa entregada por la subestación figura 110 b).

Figura 110. Potencias:

a) Potencia Activa entregada por el DFIG



b) Potencia Activa de la subestación

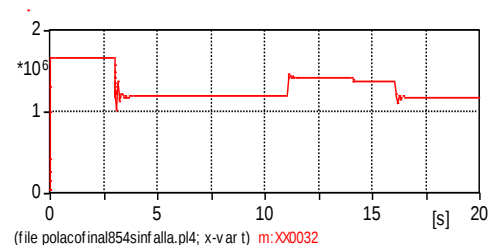
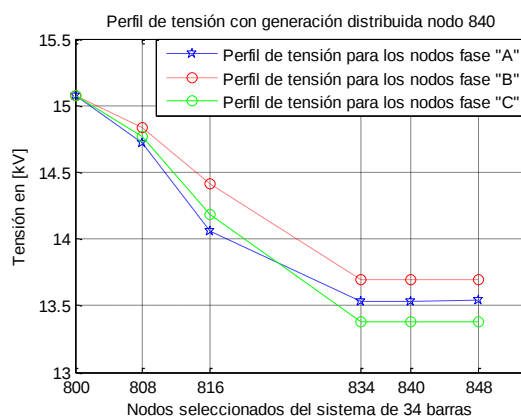


Tabla 29. Corrientes rms en los nodos de observación

DFIG 840	Corrientes rms		
Nodos	Fase A	Fase B	Fase C
800	35,133308	31,237149	32,169116
808	35,118458	28,83935	30,08103
816	35,125529	27,584236	30,087394
834	17,859396	18,973796	20,06769
840	17,015818	17,886266	17,321995
848	9,8252487	9,8874741	9,7799939

Figura 111. Perfil de tensión con DFIG en el nodo 840



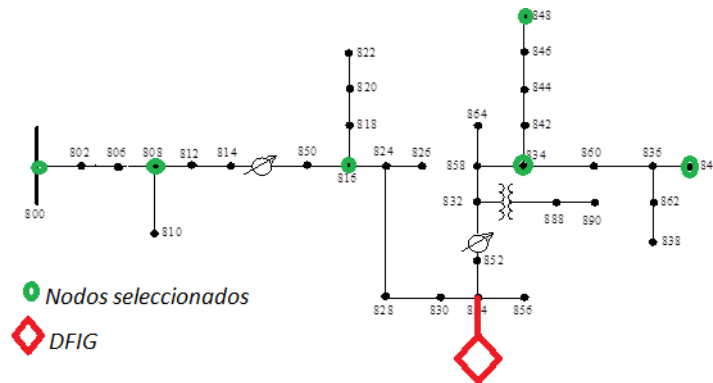
En la figura 111 se observa el perfil de tensión bajo GD en el nodo 840 que en comparación sin generación distribuida su variación es leve.

Tabla 30 Tensiones en los nodos elegidos y cambio porcentual.

Sin GD	Tensiones rms [V]		Tensiones rms [V]			DFIG N840	Porcentaje E		
Nodos	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
800	15083,96	15084,40	15084,83	15074,80	15074,10	15076,22	-0,06	-0,07	-0,06
808	14713,92	14811,51	14772,80	14716,31	14831,56	14763,68	0,02	0,14	-0,06
816	14035,10	14344,65	14192,53	14054,45	14416,49	14180,32	0,14	0,50	-0,09
834	13424,91	13552,34	13299,85	13535,44	13698,07	13382,70	0,82	1,06	0,62
840	13416,81	13541,60	13290,93	13534,73	13690,29	13379,87	0,88	1,09	0,66
848	13425,07	13546,83	13300,26	13539,68	13692,42	13382,70	0,85	1,06	0,62

Topología de la red con máquina de inducción doblemente alimentada acoplada al nodo 854

Figura 112. Red eléctrica con DFIG en el nodo 854



A continuación se muestra las tensiones en el nodo 816, 834, 840 bajo la integración del generador de inducción doblemente alimentado al nodo de acople con la red eléctrica N854.

Figura 113. Sistema de 34 barras:

a) Tensiones N840, DFIG N854 acople $t = 3$ [s] b) Tensiones en el punto de acople N854, $t = 3$ [s]

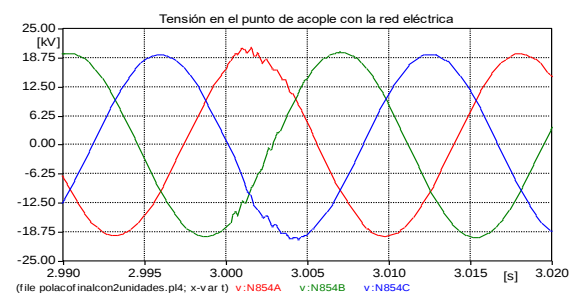
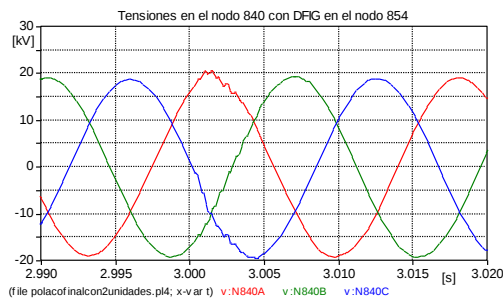
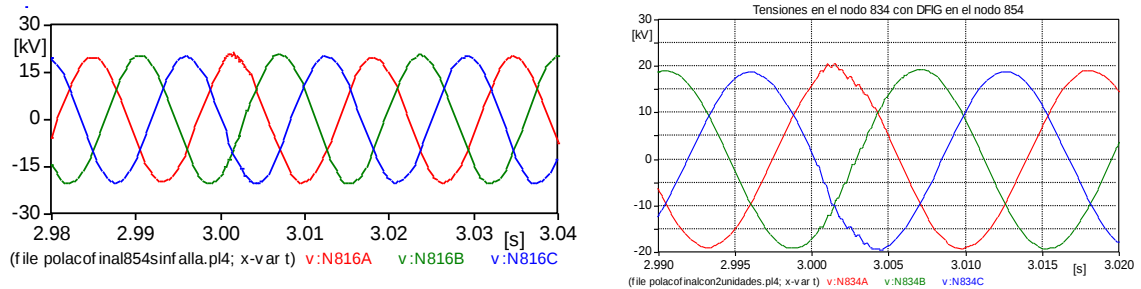


Figura 114. Sistema de 34 barra:

a) Tensiones N816 con DFIGN854 y acople en $t = 3$ [s] b) Tensiones N834, DFIGN854 y acople en $t=3$ [s]



De las figuras 113 a la 114 se observa la importancia de la zona de la red de distribución a la cual se acopla el generador distribuido. Las anteriores imágenes muestran el impacto que se produce en el instante de acople de la unidad de generación a la red, notándose que el impacto producido es similar en los demás nodos mostrados para un DFIG conectado al nodo 854. En segunda instancia; a partir del resultado de las figura 115 y 116 se observa que el impacto debido a la integración de un DFIG a la red eléctrica en el punto de acople es más intenso para un GD conectado al nodo más lejano respecto de un acople en un nodo intermedio. A continuación se muestra las tensiones en los nodos de observación a partir del acople del generador de inducción de doble alimentación en el nodo 854.

Figura 115. Sistema de 34 barras:

a) Tensiones en el punto de acople DFIGN854 b) Tensiones en el punto de acople DFIG840

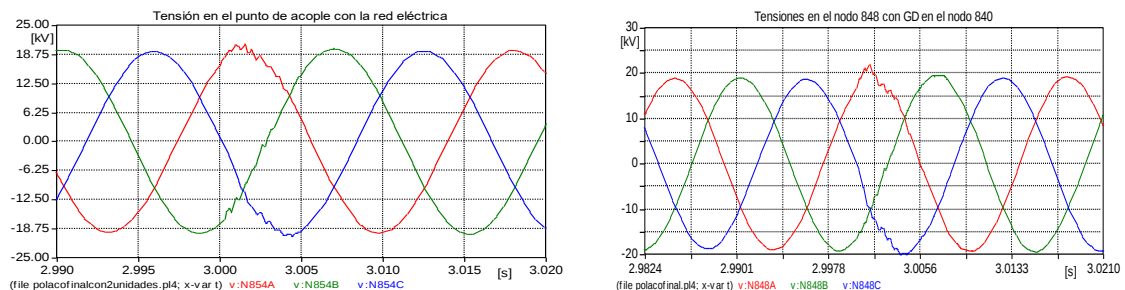
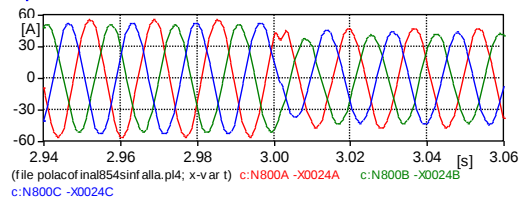
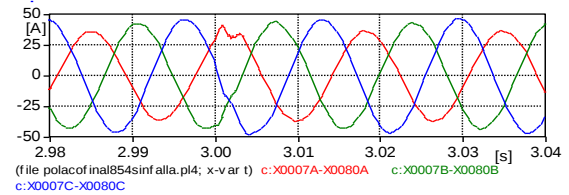


Figura 116. Sistema de 34 barras:

a) Corrientes de la subestación con DFIG N854



b) Corrientes en el punto de acople N854



A partir de la tabla 31 se grafica el perfil de tensión que se muestra en la figura 117, mediante comparación se observa que hay un 0.5% de incremento en la tensión de los nodos cercanos al acoplamiento.

Figura 117. Perfil de tensión con GD nodo 854

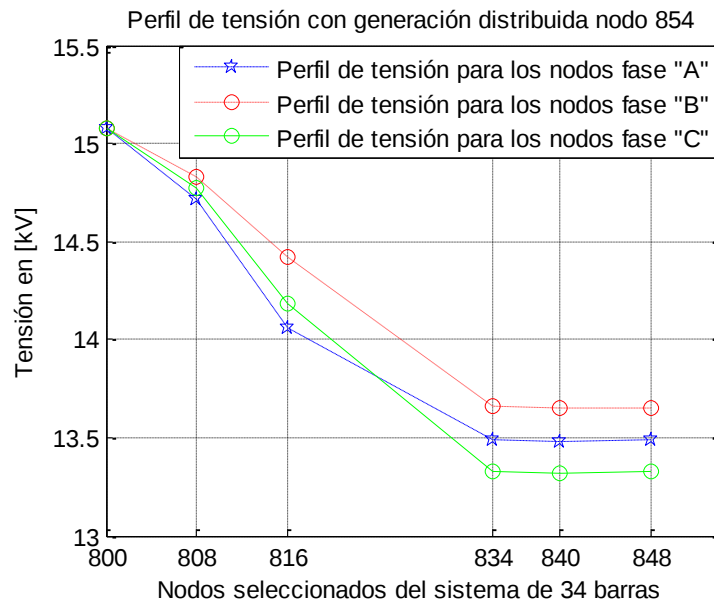


Tabla 31 Tensiones en los nodos seleccionados y cambio porcentual

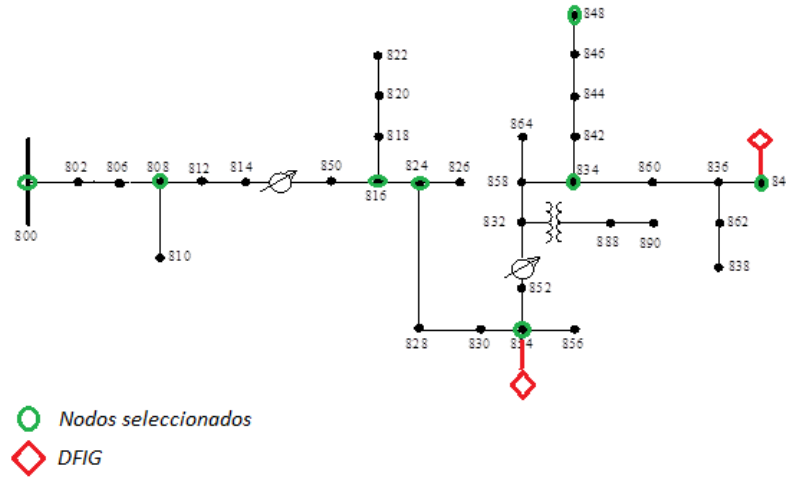
<i>Sin GD</i>	<i>Tensiones rms [V]</i>		<i>Tensiones rms [V]</i>			<i>DFIG N854</i>	<i>Porcentaje E</i>		
<i>Nodos</i>	<i>Fase A</i>	<i>Fase B</i>	<i>Fase C</i>	<i>Fase A</i>	<i>Fase B</i>	<i>Fase C</i>	<i>Fase A</i>	<i>Fase B</i>	<i>Fase C</i>
800	15083,96	15084,40	15084,83	15073,40	15076,22	15075,52	-0,07	-0,05	-0,06
808	14713,92	14811,51	14772,80	14719,13	14834,39	14770,05	0,04	0,15	-0,02
816	14035,10	14344,65	14192,53	14062,94	14418,61	14185,27	0,20	0,51	-0,05
834	13424,91	13552,34	13299,85	13491,60	13658,47	13330,38	0,50	0,78	0,23
840	13416,81	13541,60	13290,93	13481,70	13647,87	13321,89	0,48	0,78	0,23
848	13425,07	13546,83	13300,26	13490,89	13654,94	13331,08	0,49	0,79	0,23

Tabla 32 Corrientes rms en los nodos de observación

<i>DFIG 840</i>	<i>Corrientes rms</i>		
<i>Nodos</i>	<i>Fase A</i>	<i>Fase B</i>	<i>Fase C</i>
800	34,931075	31,3517	32,213664
808	34,940267	28,964508	30,15669
816	34,935318	27,695251	30,152447
834	7,0511981	8,3495169	13,336034
840	0,7436642	0,752998	0,7348254
848	9,7891863	9,8507046	9,7396888

Red eléctrica de 34 barras con 2 DFIG acoplados en 2 zonas diferentes

Figura 118. Red eléctrica con DFIG en los nodos 854 y 840



Se acoplan al sistema de 34 barras de la IEEE dos máquinas de inducción doblemente alimentadas dispuestas como turbina eólica en los nodos 840 y 854 respectivamente. Se procede a analizar los impactos que se generan a causa de dicha integración de generación distribuida a la red eléctrica. Para una correcta simulación de este nuevo escenario, se dispone de un tiempo total de 7 [s], a partir de dicho tiempo se tiene incompatibilidad entre el modelo del DFIG y el modelo de la red eléctrica usado. Se procede a mirar el aporte que entrega los generadores distribuidos “DFIG” a la red, el comportamiento de las tensiones y corrientes teniendo presente dos puntos de conexión en la topología de la red eléctrica.

En la figura 119 la generación en el nodo 800 es de 1.69 [MW], al momento de hacer ingreso los generadores de inducción doblemente alimentados en $t = 3$ [S], la potencia activa se reduce a 0.804 [MW].

Figura 120. Aporte de las unidades generadoras en los nodos 854 y 840 respectivamente

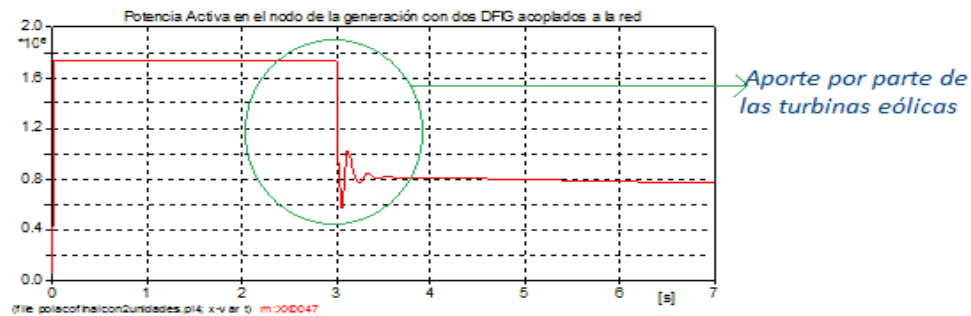
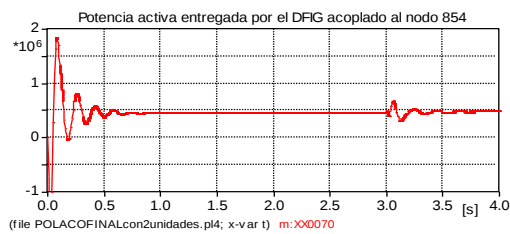


Figura 119. Potencia activa a) DFIG N854, $P=470.5$ [kW] b) DFIG N840, $P=471.0$ [kW]



En las figuras 120 a) y b) se muestra el aporte en potencia activa por parte de los generadores de inducción doblemente alimentados, resaltándose la figura 120 donde se observa como disminuye en mayor proporción la potencia activa suministrada por la subestación a la red de distribución.

Figura 121. Sistema de 34 barras a) Tensiones N800 con GD N854 y N840 b) Tensiones en el punto de acople del GD en el N840

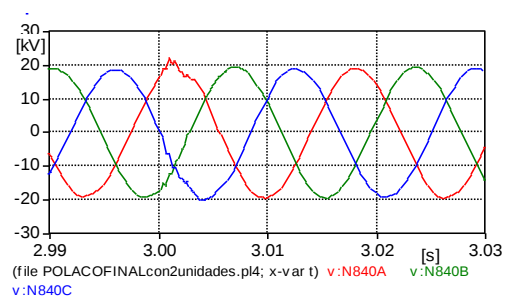
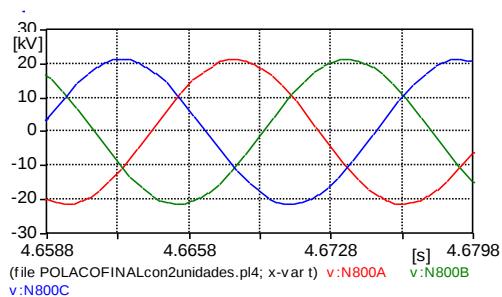


Figura 122. Sistema de 34 barras:

a) Tensiones en el punto de acople del GD N854 b) Corrientes del DFIG en el punto de acople N840

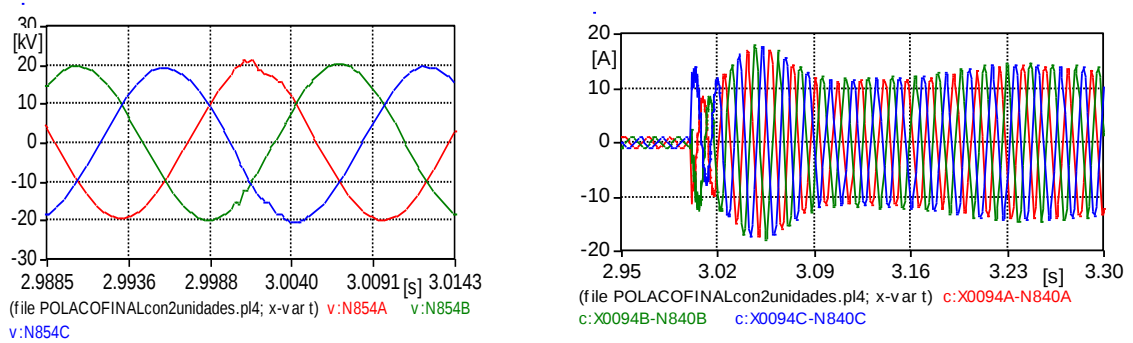
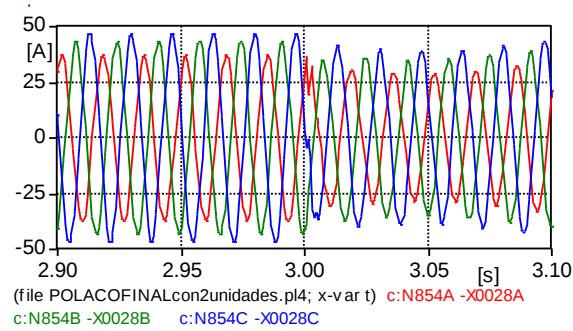


Figura 123. Corrientes en el punto de acople para el DFIG conectado al nodo 854



Se presentan las figuras de la 121 a la 123 para observar el comportamiento de la tensión y la corriente en los diferentes nodos del sistema ante la GD en la red.

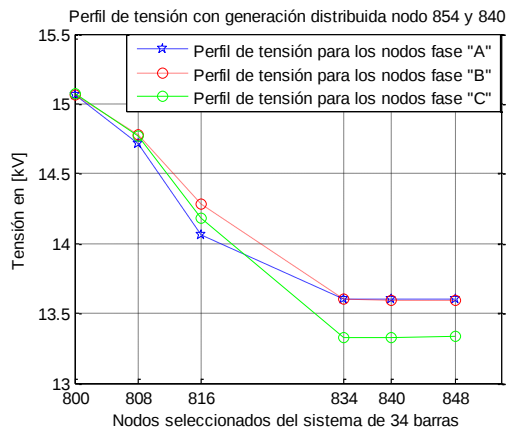
Tabla 33 tensiones en los nodos seleccionados y cambio porcentual

Sin GD	Tensiones rms [V]			Tensiones rms [V]			DG 854 y 840	Porcentaje E		
Nodos	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C		Fase A	Fase B	Fase C
800	15083,96	15084,40	15084,83	15064,91	15065,62	15065,62	-0,13	-0,12	-0,13	
808	14713,92	14811,51	14772,80	14710,65	14777,12	14760,15	-0,02	-0,23	-0,09	
816	14035,10	14344,65	14192,53	14060,11	14285,68	14193,05	0,18	-0,41	0,00	
834	13424,91	13552,34	13299,85	13598,37	13600,49	13437,15	1,29	0,35	1,02	
840	13416,81	13541,60	13290,93	13600,49	13596,25	13437,86	1,37	0,40	1,09	
848	13425,07	13546,83	13300,26	13599,08	13596,25	13439,27	1,30	0,36	1,03	

Tabla 34 corrientes rms por los nodos seleccionados

DFIG 840	Corrientes rms		
Nodos	Fase A	Fase B	Fase C
800	34,583178	33,704245	31,874959
808	34,588835	31,341801	29,839906
816	34,567622	30,058402	29,788994
834	11,035108	12,035665	14,998442
840	9,3910852	9,7750441	9,6251375
848	34,562672	31,312102	29,803844

Figura 124. Perfil de tensión para DFIG acoplados a los nodos 854 y 840.



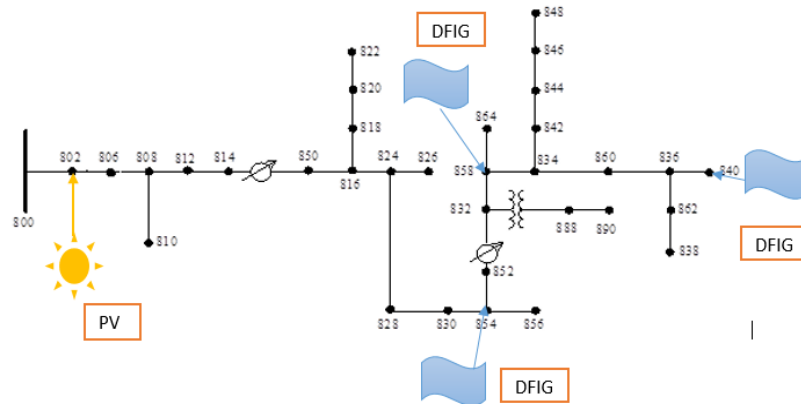
El perfil de tensión de la figura 124 permite ver que al acoplar dos de estos aerogeneradores se eleva la tensión más en una fase que en otra.

3.5 ACOPLAMIENTO ENTRE FUENTES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Con el fin de estudiar los efectos que trae sobre la red los paneles fotovoltaicos y los aerogeneradores se harán diferentes combinaciones para el estudio del régimen permanente en los diferentes nodos del sistema de 34 barras.

Caso 1 “Paneles solares y Aerogenerador DFIG”

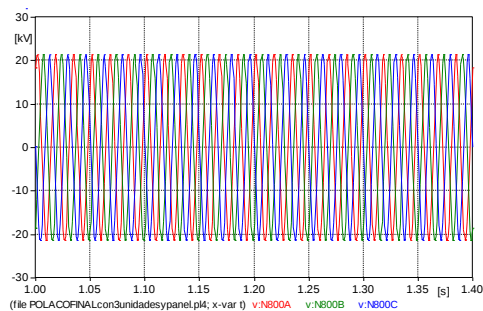
Figura 125. Sistema con los GD



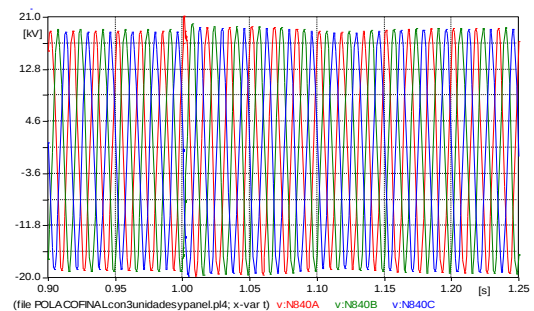
Al encontrarse varias fuentes de generación distribuida trae diferentes ventajas y desventajas al sistema que se encuentre conectado, es por eso que en este caso se dispondrán de 3 aerogeneradores doblemente alimentados y un panel solar, las fuentes de generación entran en diferentes tiempos.

El panel se acopla en el nodo 802 y los aerogeneradores en los nodos 854,858,840. A continuación se analiza la operación durante régimen permanente de este caso.

Figura 126. Tensión: a) subestación nodo 800



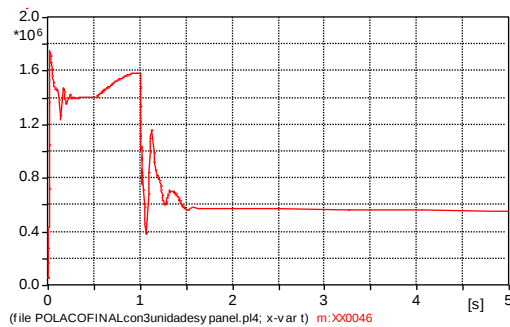
b) nodo 840



En la figura 126 a) y b) se puede apreciar el acoplamiento del panel y del aerogenerador frente a estas condiciones de operación, la tensión de la subestación se ve afectada por la entrada del panel como consecuencia de que esté se encuentra conectado en el nodo 802. Los aportes de generación se presentan en la figura 127 donde los 3 aerogeneradores entran en $t = 1[s]$, el panel se acopla desde el inicio de la simulación.

Figura 127. Potencias de la subestación:

a) potencia activa



b) potencia reactiva

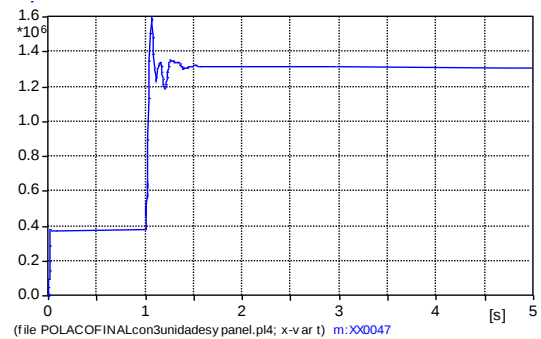
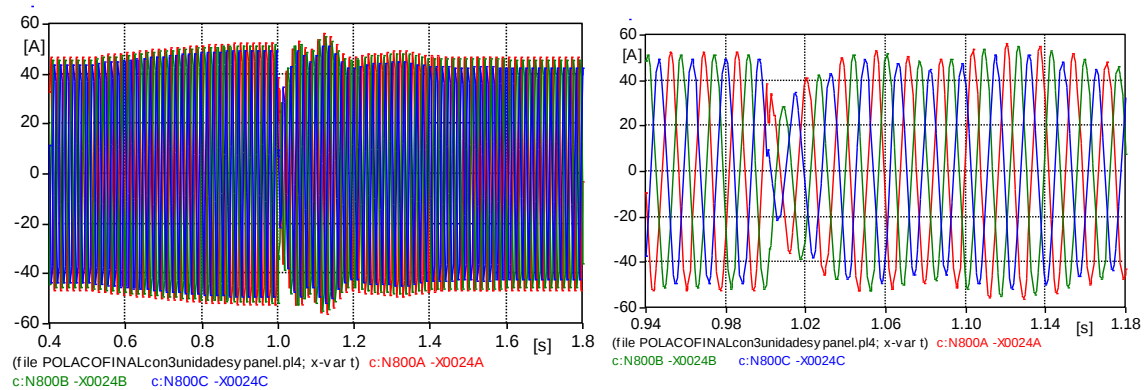


Figura 128. Corriente en la subestación

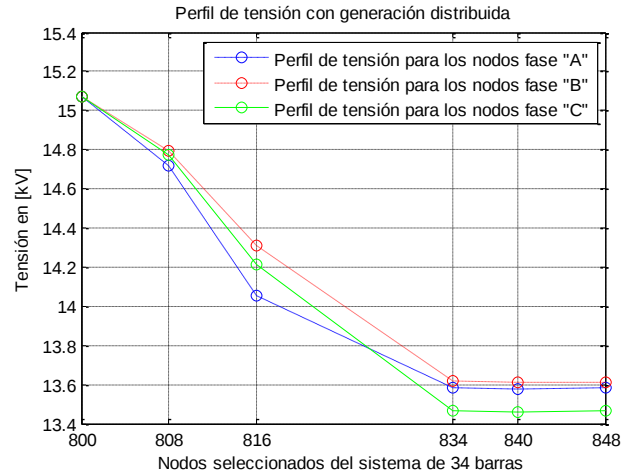


Frente a la entrada de estas fuentes de generación distribuida la corriente presenta una variación, debido a que el funcionamiento de un aerogenerador DFIG necesita reactivos para establecer el campo magnético del estator. Como se puede observar a pesar de la entrada de los aerogeneradores la corriente no disminuye mucho esto como consecuencia de que cada aerogenerador requiere alrededor de 270 [kVar] tal y como se observa en la figura 128. Los reactivos exigidos a la red de la subestación son de alrededor 1.3659 [MVar]. La entrada de estos aerogeneradores repercute sustancialmente en el factor de potencia de la red, el factor de potencia total del sistema es de 0.7721 lo que representa un mal aprovechamiento de la potencia.

Tabla 35.comparación de las tensiones rms con GD y sin GD

NODO	TENSIÓN CON GENERACIÓN [KV]			TENSIÓN SIN GENERACIÓN [KV]			PORCENTAJE E %		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
800	15.069	15.069	15.070	15.083	15.084	15.084	-0.09	-0.10	-0.09
808	14.717	14.792	14.775	14.713	14.811	14.772	0.021	-0.12	0.020
816	14.057	14.306	14.216	14.035	14.344	14.192	0.161	-0.26	0.168
834	13.582	13.618	13.465	13.424	13.552	13.299	1.171	0.490	1.245
840	13.576	13.611	13.457	13.416	13.541	13.290	1.190	0.518	1.254
848	13.580	13.612	13.462	13.425	13.546	13.300	1.154	0.484	1.220

Figura 129. Perfil de tensión para el caso de estudio



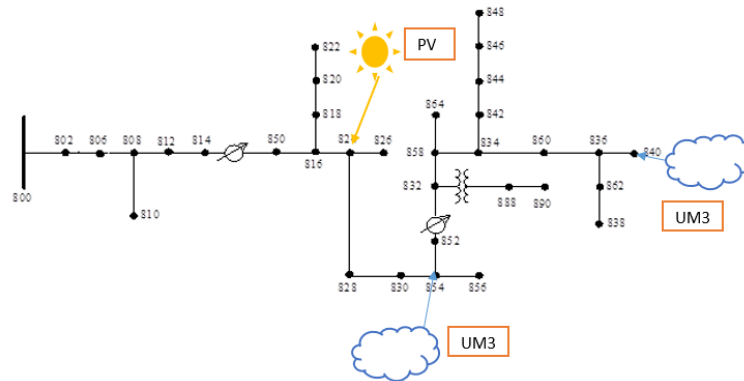
El comportamiento de la tensión en el sistema tiene pequeños cambios producidos por la conexión de los aerogeneradores y plantas PV esto se puede observar en la figura 129. Como consecuencia del desbalance del sistema, y bajo la inclusión de plantas PV y aerogeneradores, el incremento de la tensión de los nodos es en diferente proporción lo que esto puede causar daños en los elementos de la red eléctrica. En la tabla 36 se puede apreciar este comportamiento.

Tabla 36. Corriente rms de los nodos de estudio

NODO	FASES [A]		
	A	B	C
800	32.7914	32.1917	29.9276
808	37.1330	33.9970	32.0029
816	37.1182	32.8720	31.9952
834	11.6213	15.4036	18.2016
840	9.6711	10.1392	9.6980
848	8.8862	8.9131	8.8452

Caso 2 “paneles solares y aerogenerador Doble jaula de ardilla”

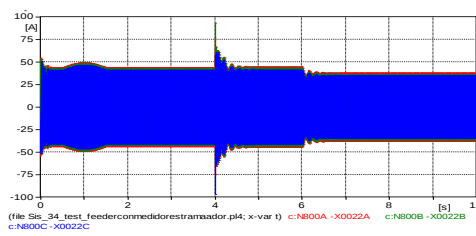
Figura 130. Sistema de 34 con acople de paneles y UM3



La necesidad de usar energías renovables impulsa el uso de aerogeneradores y paneles fotovoltaicos en un sistema de distribución, por tal motivo se estudia el caso de un panel y dos aerogeneradores con doble jaula de ardilla para conocer los efectos que estos traen sobre un sistema eléctrico de distribución. El panel solar se pondrá bajo variación de la irradiación e ingresa en $t=0$ [s], los aerogeneradores entran en $t=4$ [s].

Figura 131. Sistema de 34 barras:

a) corriente subestación



b) corriente del nodo 816

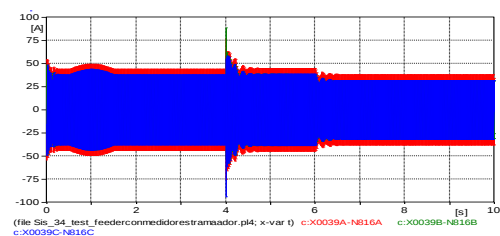
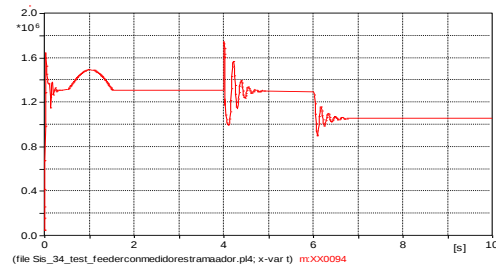


Figura 132. Potencias subestación:

a) potencia activa



b) potencia reactiva

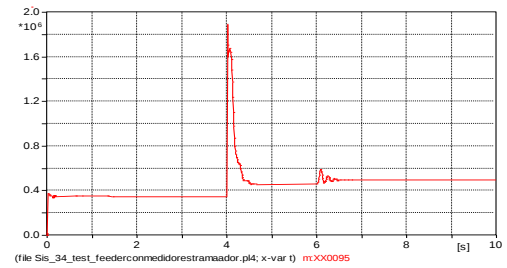
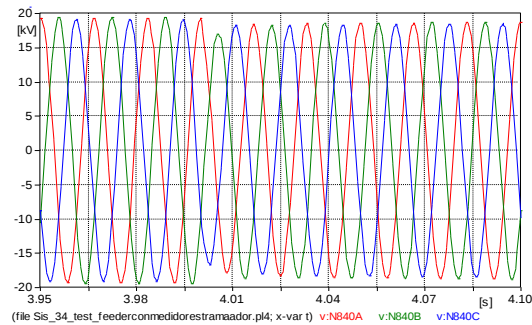


Figura 133. Tensión del nodo 840

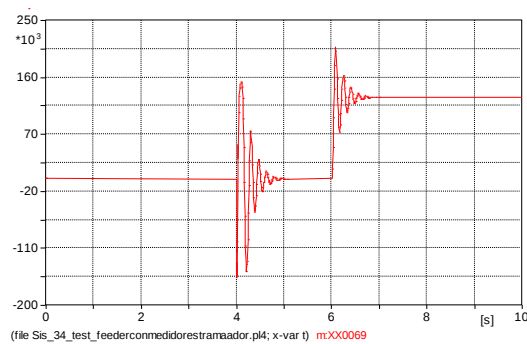


En las imágenes 131,132 y 133 se puede observar el comportamiento de la tensión en la red, la corriente y la potencia suministrada por la subestación. Las fluctuaciones en la irradiancia provocan una variación en la tensión en la que los nodos más cercanos se ven comprometidos, frente a esta variación la corriente fluctúa en igual manera en forma de compensación. La tensión también se ve afectada por el aerogenerador. Todo el sistema está comprometido por el factor de potencia que para este caso es de 0.95, el sistema está en condiciones aceptables,

hay que tener la consideración que los aerogeneradores de inducción pueden comprometer el factor de potencia debido a su necesidad de reactivos inductivos.

Figura 134. Potencias de un aerogenerador:

a) potencia activa



b) potencia reactiva

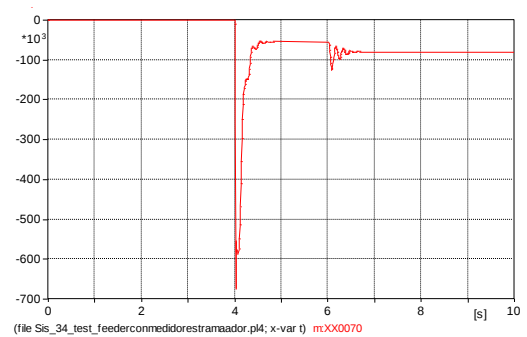
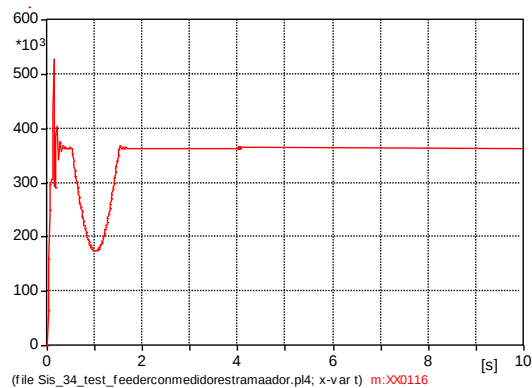
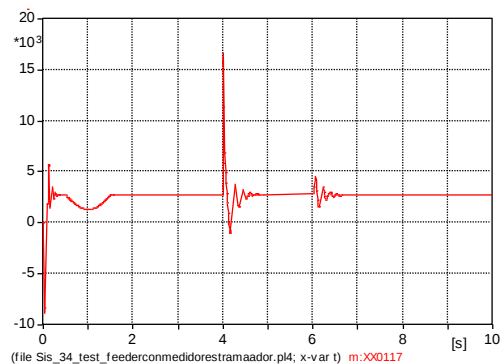


Figura 135. Potencias de la central:

a) potencia activa



b) potencia reactiva

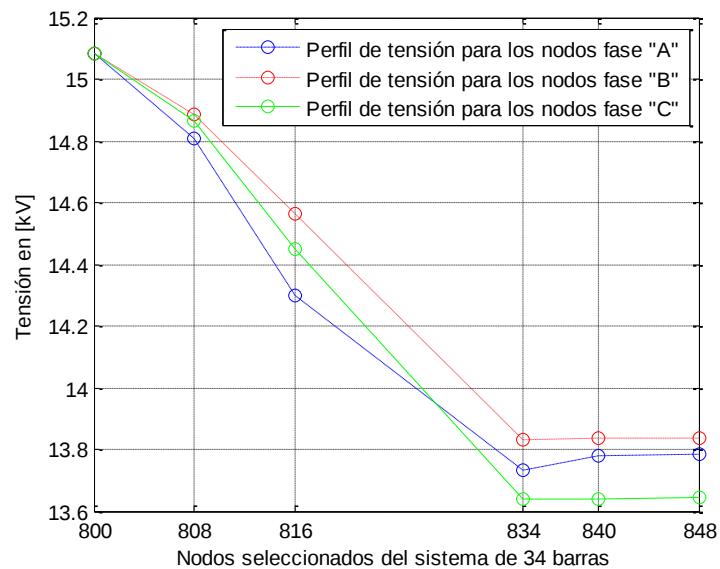


Bajo la entrada en operación de alguna fuente de generación distribuida esto trae como efecto una perturbación. En las figuras 134 y 135 se presenta el comportamiento de las potencias del aerogenerador y el panel.

Tabla 37. Comparación de las tensiones rms con GD y sin GD

NODO	Tensión con generación [V]			Tensión sin generación [V]			PORCENTAJE E %		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
800	15.082	15.083	15.083	15.083	15.084	15.084	0.00	0.00	-0.01
808	14.807	14.888	14.863	14.713	14.811	14.772	0.63	0.50	0.61
816	14.300	14.562	14.449	14.035	14.344	14.192	1.89	1.51	1.81
834	13.732	13.830	13.640	13.424	13.552	13.299	2.29	2.05	2.56
840	13.778	13.835	13.636	13.416	13.541	13.290	2.69	2.16	2.60
848	13.782	13.838	13.642	13.425	13.546	13.300	2.66	2.15	2.57

Figura 136.perfil de tensión con “PV Y UM3”



Se presenta el perfil de tensión de la figura 136 donde se puede observar que con esta combinación la tensión tiene un elevamiento un poco mayor que usando aerogeneradores DFIG.

Tabla 38. Corrientes rms de los nodos de estudio

NODO	FASES [A]		
	A	B	C
800	36.3361	33.0452	34.0111
808	36.3418	33.9970	31.9874
816	36.3425	31.7915	31.9874
834	13.9463	17.4585	19.8471
840	3.4231	3.6458	3.5794
848	9.0149	9.0531	8.9824

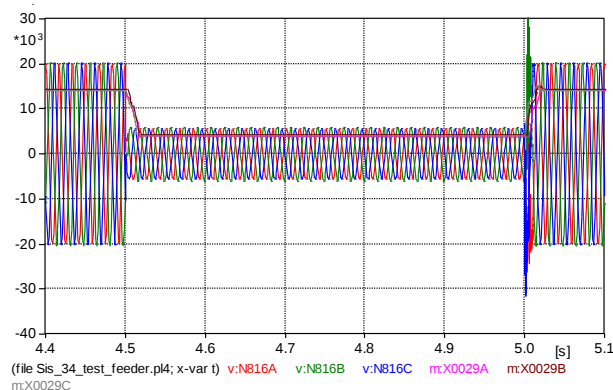
CAPITULO 4

RÉGIMEN TRANSITORIO

INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta el estudio del comportamiento de la generación distribuida (paneles solares y aerogeneradores) en el régimen transitorio. En este régimen se estudia los hundimientos de tensión y las perturbaciones en los puntos de acople; los hundimientos de tensión son perjudiciales para la calidad de la energía. En los aerogeneradores y paneles que son ítems de estudio bajo presencia de hundimientos de tensión tienen sus repercusiones que se analizan en este capítulo. Los hundimientos de tensión es el problema que más ocurre en los sistemas de distribución y uno de los que más afecta la calidad de la potencia eléctrica, un hundimiento de tensión es una reducción severa del valor rms de la alimentación, ésta disminución oscila entre el 10% y 90% de la tensión nominal de la red, una vez ocurrido esto se restablece la alimentación, la duración esta entre 0,5 ciclos y 1 minuto.

Figura 137. Hundimiento de tensión simétrico



Los hundimientos de tensión pueden ser simétricos como la figura 137 o pueden ser asimétricos. Los simétricos se presentan cuando la disminución está en las tres fases. Los asimétricos más que todo son reducciones en dos fases o una fase. Algunas clases de hundimientos son debidos a: falla trifásica, falla monofásica a tierra, falla bifásica y falla bifásica a tierra. Los hundimientos de tensión en su mayoría se presentan por fallas en la red, estas fallas son ocasionadas por animales, rayos, vegetación, maniobras humanas entre otras.

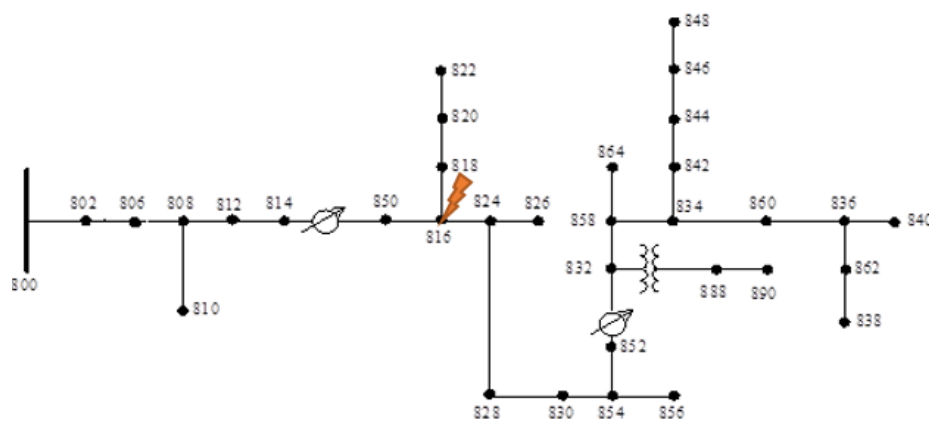
4.1 SISTEMA DE 34 BARRAS IEEE ANTE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN

A continuación se procede a hacer el estudio del sistema de 34 barras con fallas en diferentes puntos de la red, seguido a esto se lleva a cabo las fallas con los aerogeneradores acoplados de tal forma que una vez terminado se pueda comparar con los resultados sin la generación distribuida.

Falla monofásica a tierra nodo 816,840 y 854

Las fallas monofásicas son las que más ocurren en un sistema de distribución, por tal motivo se hace el estudio exhaustivamente, la falla se simula mediante un switch y una resistencia a tierra de 100 [Ω] con una duración de 500 [ms].

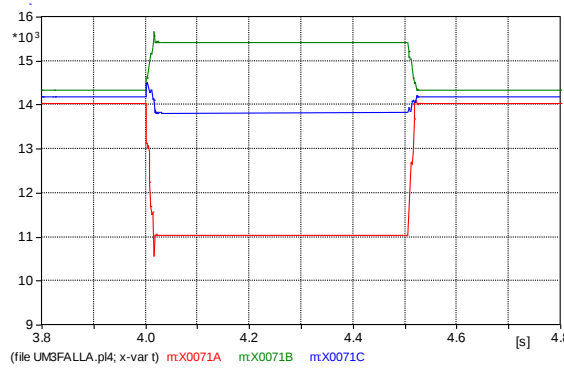
Figura 138. Sistema de 34 barras con falla monofásica, bifásica, trifásica



A partir de la falla monofásica se puede observar en la figura 139a) el hundimiento de tensión que se produce, el tiempo de restablecimiento es de 0.5 [s], en la figura 139b) se presenta la corriente que circula hacia el nodo. El sistema tiene un comportamiento radial producto de esto se tiene hundimientos de tensión en los nodos según a la distancia donde se encuentren de la falla.

Figura 139. Nodo 816:

a) Tensión rms



b) Corriente

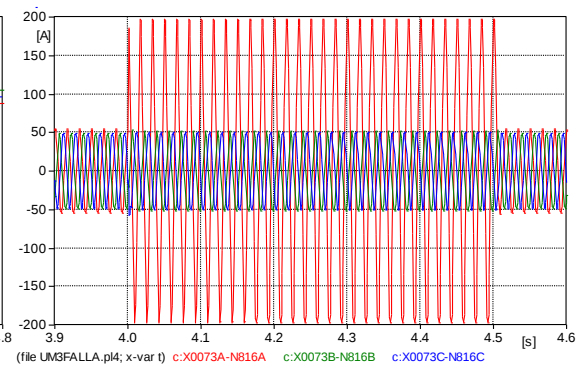
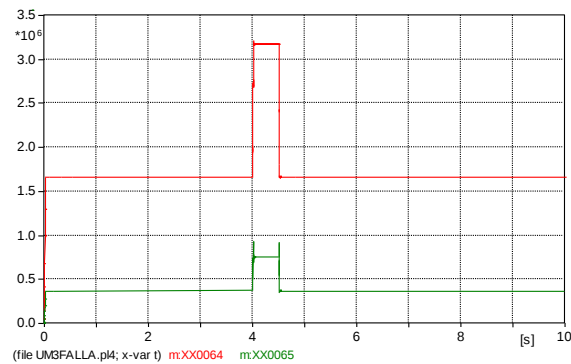


Figura 140. Potencia activa entregada por la subestación “rojo” y Potencia reactiva entregada por la subestación “verde”



En la figura 140 se presenta el comportamiento de la potencia activa y reactiva, como se puede observar el aumento de la corriente produce un elevamiento de la potencia.

Tabla 39. Tensiones rms y corrientes de los nodos bajo falla

Tensión [kV]	Falla monofásica			Corriente [A]	Falla monofásica		
	Fase A	Fase B	Fase C		Fase A	Fase B	Fase C
Falla N816	11.051	15.432	13.815	Falla N816	139.13	36.265	35.768
Falla N840	8.548	14.947	12.852	Falla N840	85.876	0.8201	0.70506
Falla N854	9.944	15.232	13.404	Falla N854	116.35	32.098	34.163

En la tabla 39 se presentan las tensiones y las corrientes rms de tres fallas en diferentes puntos del sistema para la misma ubicación de los aerogeneradores. Al analizar los datos se obtiene que entre más lejana sea la falla de la generación el impacto es mucho menor en la red.

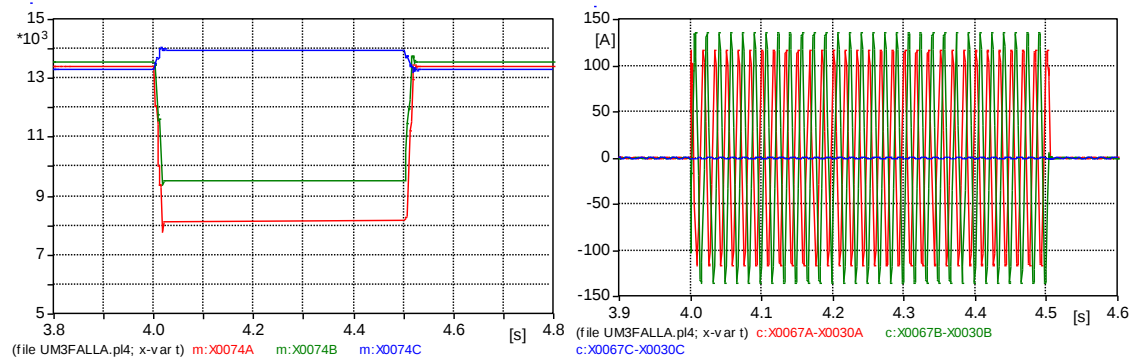
Falla bifásica a tierra nodo 816,840 y 854

Para el análisis de una falla bifásica se dispone el mismo sistema con un tiempo de 500 [ms] y una resistencia de falla de 100[Ω].

Figura 141. Nodo 840:

a) Tensión rms

b) corriente



En la figura 141 a) se presenta el hundimiento de tensión con una tension residual en la fase “a” del 70,3752% y en la fase “b” de 60,875% en la fase “c” se presenta un elevamiento en la tension.

Figura 142. Potencia activa entregada por la subestación “rojo” y Potencia reactiva entregada por la subestación “verde”

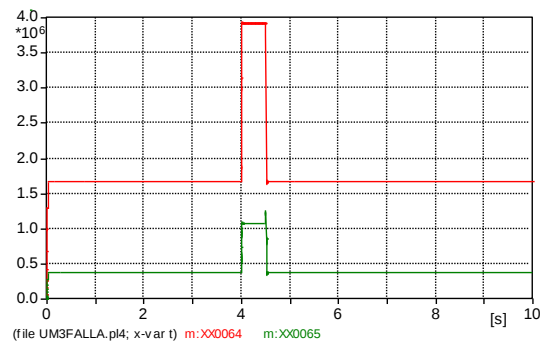


Tabla 40. Tensiones rms y corrientes de los nodos bajo falla

Tensión [kV]	Falla bifásica			Corriente [A]	Falla bifásica		
	Fase A	Fase B	Fase C		Fase A	Fase B	Fase C
Falla N816	10.650	12.100	14.717	Falla N816	136.24	147.77	36.993
Falla N840	8.170	9.533	13.959	Falla N840	82.017	95.733	0.7663

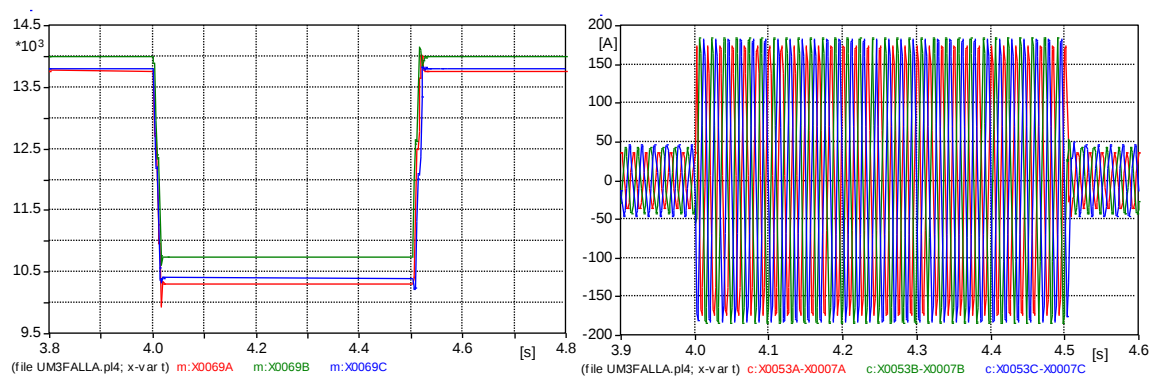
Falla N854	9.544	10.981	14.407	Falla N854	114.4	131.16	35.272
------------	-------	--------	--------	------------	-------	--------	--------

En la tabla 40 se presenta las tensiones y corrientes de las fallas en el nodo de aplicación. De la cual se puede concluir que ante una falla de este tipo la caída de tensión en las dos fases es más leve con respecto a la falla monofásica al comparar con la fase afectada.

Falla trifásica a tierra nodo 816,840 y 854

La falla trifásica presenta un impacto más grave en un sistema de distribución, en el sistema se dispone para realizar fallas trifásicas en los nodos 816,840 y 854 con una resistencia de falla de 100[Ω] y un tiempo de 500 [ms].

Figura 143. Nodo 840 a) Tensión rms b) corriente



Consecuencia de la falla trifasica se produce un hundimiento de tensión, este se presenta en la figura 143 a), además en la figura 143 b) se observa el comportamiento de la corriente donde se presentan elevamientos considerables.

Otro efecto que ocurre ante este evento es la potencia que debe entregar la generación para suplir esta corriente de falla.

Figura 144. Potencia activa entregada por la subestación “rojo” y Potencia reactiva entregada por la subestación “verde”

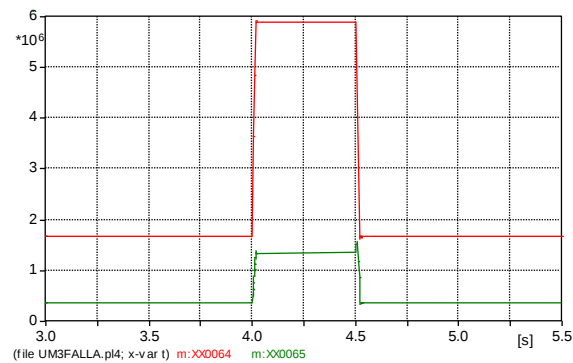


Tabla 41. Tensiones rms y corrientes de los nodos bajo falla

Tensión [kV]	Falla trifásica			Corriente [A]	Falla trifásica		
	Fase A	Fase B	Fase C		Fase A	Fase B	Fase C
Falla N816	11.385	11.846	11.551	Falla N816	144.84	146.59	143.33
Falla N840	8.922	9.301	8946.5	Falla N840	89.621	93.438	89.83
Falla N854	10.313	10.733	10.409	Falla N854	122.34	130.55	128.5

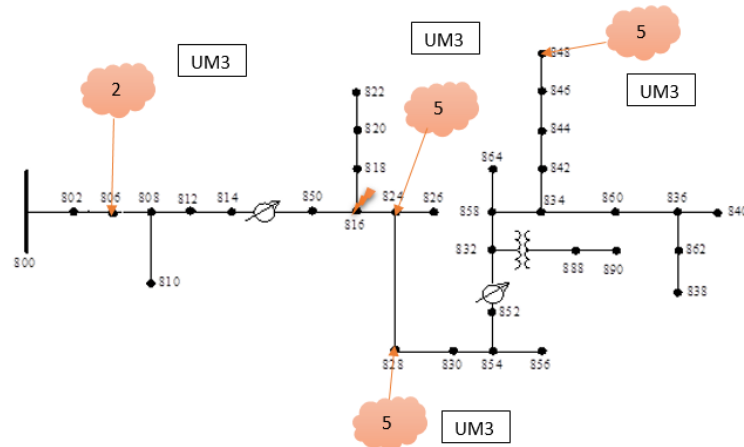
Con la tabla 41 se analiza los efectos que presenta una falla trifásica, y se compara con las fallas monofásicas y bifásicas. Se concluye que ante una contingencia en el nodo 840 es el que presenta menores repercusiones para la red.

4.2 Aerogenerador jaula de ardilla frente a hundimientos de tensión

Falla monofásica a tierra nodo 816, 854, 840 con 17 aerogeneradores

La falla monofásica es una de las que más se presenta en el sistema de distribución, este tipo de falla produce un hundimiento asimétrico, en la figura 146a se puede observar el hundimiento de tensión que se presenta en el nodo 816.

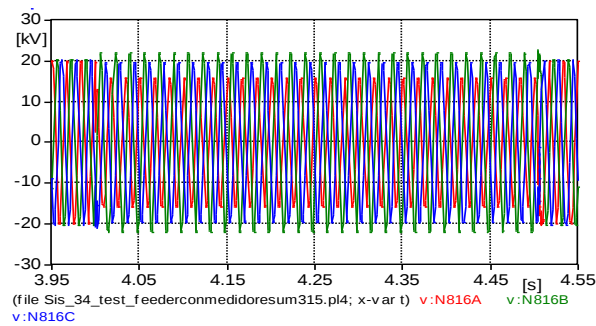
Figura 145. Topología del caso en estudio



El acoplamiento de aerogeneradores trae las consecuencias a la red ya que durante una falla si no funcionan correctamente las protecciones, puede generar graves problemas al sistema. En la figura 146 b) se puede observar como la corriente se eleva a unos valores de gran magnitud lo que puede dañar muchos equipos y hasta cableado, hay que tener en cuenta que para el caso en estudio estos aerogeneradores se encuentran funcionando en diferentes puntos del sistema.

Para una resistencia de falla de 100 [Ω] la tensión residual es del 79% en la figura 147 se puede apreciar la tensión rms en el nodo de la falla.

Figura 146. Nodo 816: a) Tensión



b) Corriente

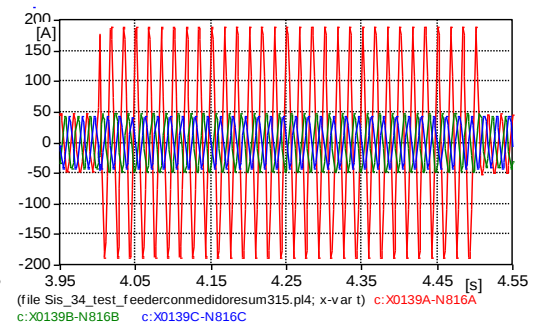


Figura 147. Tensión rms “nodo 816”

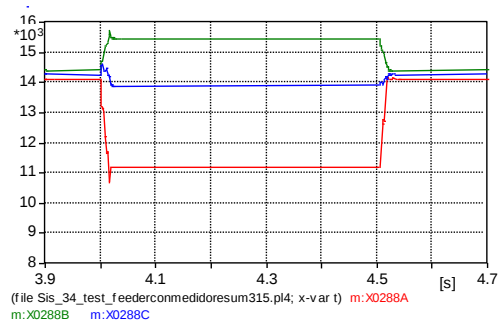
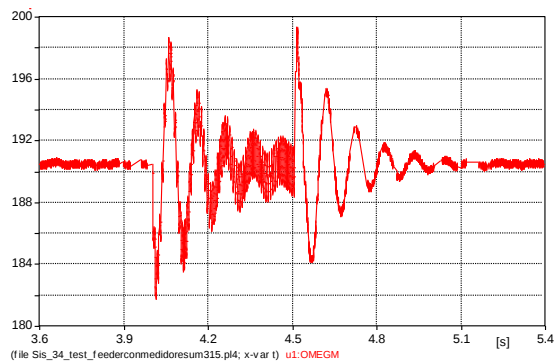
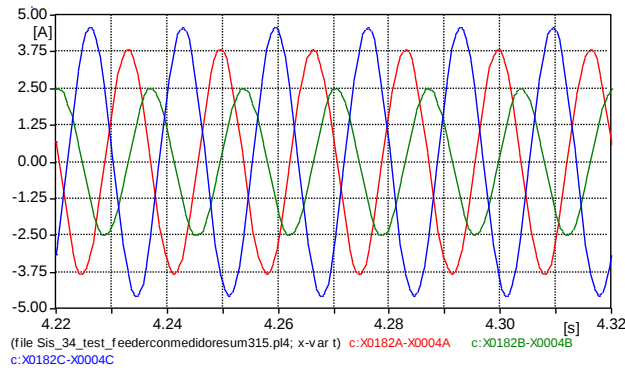


Figura 148. Velocidad del rotor



Con el hundimiento de tensión producido por la falla monofásica la velocidad del rotor de las máquinas se rige por el comportamiento de la figura 148, a raíz del impacto del fallo se compromete la estabilidad del sistema.

Figura 149. Corriente del grupo de aerogeneradores



Como consecuencia de la falla en la “**fase a**” la corriente en los aerogeneradores produce un elevamiento en la “**fase c**” como parte de su compensación para seguir en funcionamiento. Ver figura 149.

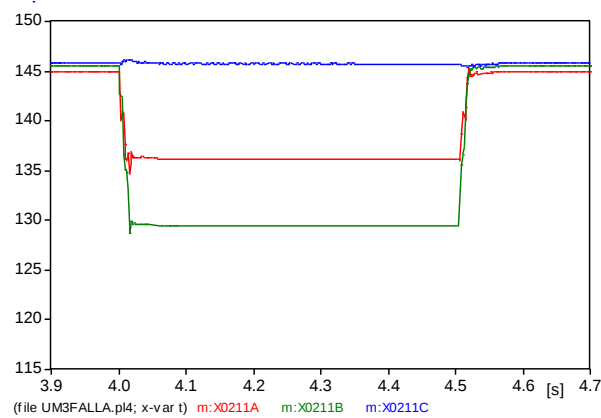
A continuación se muestra la tabla 42 con las fallas monofásicas en diferentes puntos del sistema midiendo su corriente y tensión.

Tabla 42. Tensiones rms y corrientes rms en el punto de falla

Tensión [kV]	Falla monofásica			Corriente [A]	Falla monofásica		
	Fase A	Fase B	Fase C		Fase A	Fase B	Fase C
Falla N816	11.168	15.465	13.892	Falla N816	133.36	33.388	29.622
Falla N840	8.680	15.000	12.987	Falla N840	87.155	.823	.712
Falla N854	10.081	15.270	13.510	Falla N854	115.55	31.124	32.075

A partir de la tabla 42 se analiza que en el nodo donde se presenta un mayor hundimiento de tensión es el nodo 840 y por lo tanto en ese punto la corriente de falla es menor con respecto a los valores en las otras fallas.

Figura 150. Tensión rms en terminales de un aerogenerador

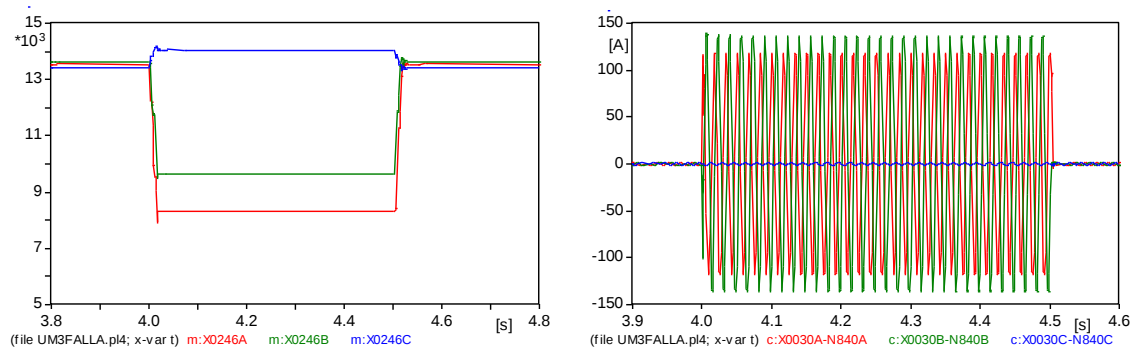


Debido al transformador Y- Δ que tiene la topología del modelo de la unidad de generación para conectar el aerogenerador a la red cuando se produce una falla monofásica en el sistema, el aerogenerador lo observa como una falla bifásica lo cual se puede observar en la figura 150 donde se produce un hundimiento de tensión asimétrico con característica rectangular producto del fallo monofásico.

Falla bifásica a tierra nodo 816, 854 y 840 con 17 aerogeneradores

Con el sistema descrito para la figura 145 se realizan fallas bifásicas a tierra en los nodos 816, 854 y 840 con resistencia a tierra de 100[Ω] y un tiempo de 500 [ms].

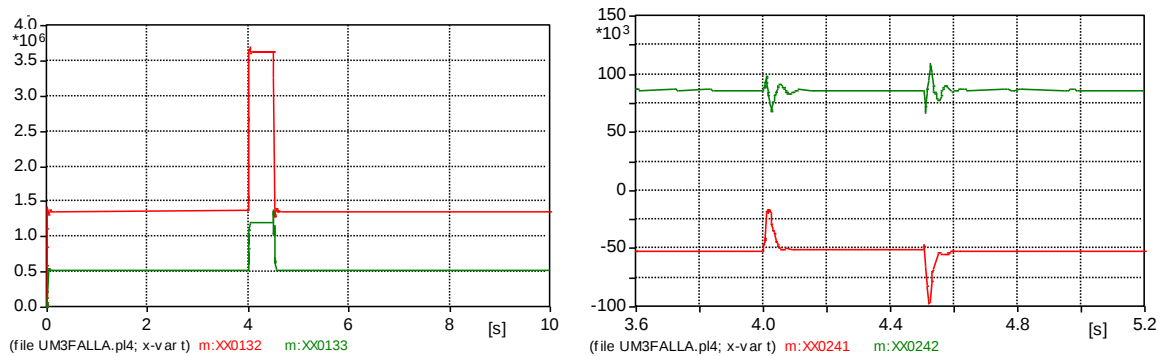
Figura 151. Nodo 840 a) Tensión rms b) corriente de falla



Para el fallo bifásico con resistencia de tierra descrito anteriormente se presenta un hundimiento de tensión asimétrico con característica rectangular el cual se observa en la figura 151 a). Las corrientes de la fase a y fase b ante un efecto de la falla aumentan este comportamiento se puede observar en la figura 151 b).

Figura 152. Potencias :

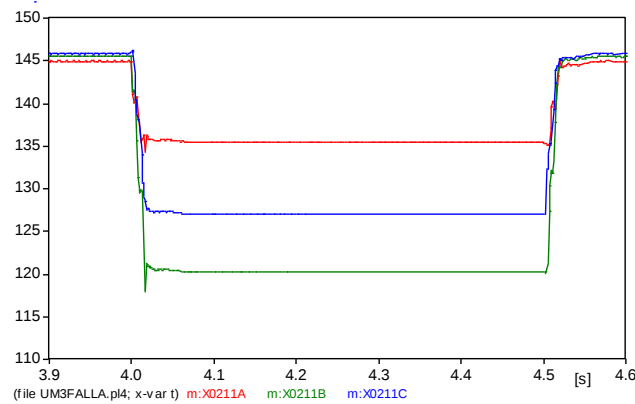
a) Potencia activa “roja” y potencia reactiva “verde” [subestación] b) Potencia activa “roja” y potencia reactiva “verde” [5 aerogeneradores]



Como consecuencia de los hundimientos de tensión, los aerogeneradores presentan un transitorio en la potencia activa durante el fallo, el aerogenerador trata de estabilizar la potencia esto se observa en la figura 152 b). La potencia activa y

reactiva entregada por la subestación para una falla bifásica se puede analizar en la figura 152 a).

Figura 153. Tensión en bornes de un aerogenerador



Debido a la conexión del transformador Y- Δ y una falla bifásica trae como consecuencia que el aerogenerador vea el fallo como trifásico junto con la presencia un hundimiento de tensión asimétrico con característica rectangular. En la figura 153 se puede observar.

Tabla 43. Tensiones rms y corrientes rms en el nodo de falla

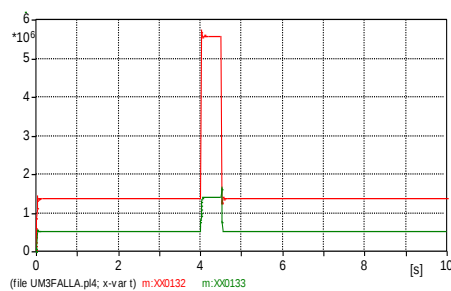
Tensión [kV]	Falla bifásica			Corriente [A]	Falla bifásica		
	Fase A	Fase B	Fase C		Fase A	Fase B	Fase C
Falla N816	10.767	12193	14757	Falla N816	129.14	142.93	32.974
Falla N840	8.306	9.628	14.044	Falla N840	83.421	96.746	0.770
Falla N854	9.694	11.084	14.458	Falla N854	113.14	130.52	33.885

Al realizar las fallas bifásicas en los nodos mencionados anteriormente se consignan los valores de tensiones y corrientes rms en la tabla 43. Al comparar los valores con la tabla se determina que cuando se presenta generación distribuida hay una

disminución en la corriente de falla, este comportamiento se presenta cuando el fallo ocurre en el nodo 816 y el nodo 840.

En la figura 154 se observa el comportamiento de la potencia y reactiva de la subestación por causa de la falla.

Figura 154. Potencia activa entregada por la subestación “rojo” y Potencia reactiva entregada por la subestación “verde”

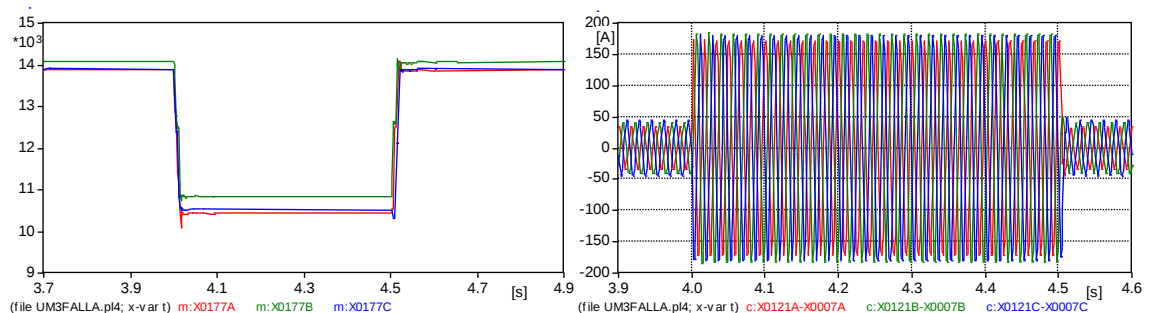


Falla trifásica a tierra en el nodo 816, 854 y 840 con 17 aerogeneradores

Ahora se prueba el comportamiento del sistema de 34 barra con aerogeneradores bajo una falla trifásica en los nodos 816, 854 y 840 con una resistencia de $100 [\Omega]$ y con un tiempo de $500[\text{ms}]$.

Figura 155. Nodo 854: a) Tensión rms

b) Corriente



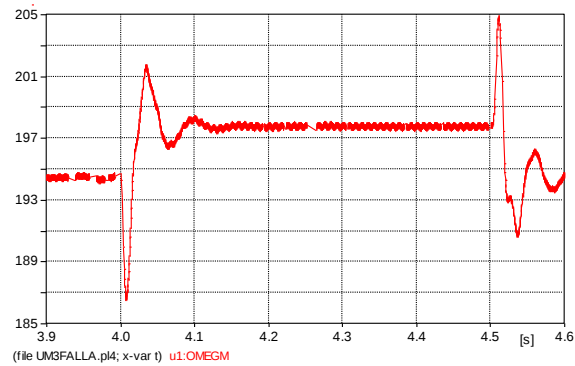
La característica de tensión rms y corriente se puede analizar mediante la figura 155 a) y la figura 155 b) donde se puede observar el hundimiento de tensión asimétrico que se produce producto del desbalance del sistema. El comportamiento de las tensiones y corrientes rms se registra en la tabla 44 para el tipo de falla trifásica. Debido a la presencia de los aerogeneradores la corriente falla es un poco menor con respecto al sistema sin generación distribuida.

Tabla 44. Tensiones rms y corrientes rms en el punto de falla

Tensión [kV]	Falla trifásica			Corriente [A]	Falla trifásica		
	Fase A	Fase B	Fase C		Fase A	Fase B	Fase C
Falla N816	11.489	11.922	11.655	Falla N816	139.33	140.62	137.28
Falla N840	9.032	9.397	9.064	Falla N840	90.776	94.382	90.981
Falla N854	10.432	10.828	10.527	Falla N854	121.44	129.4	127.55

Las fallas trifásicas producen impactos perjudiciales en los aerogeneradores, en el caso estudio el fallo analizado no es tan severo ya que el hundimiento tensión presenta una tensión residual para la “Fase A”, la “Fase B” y la “Fase C”. Debido a esta falta la velocidad en la máquina presenta un transitorio y se eleva, este comportamiento se puede analizar en la figura 156.

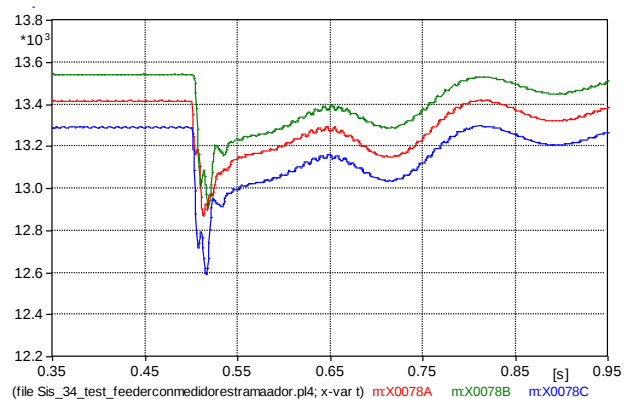
Figura 156. Velocidad del rotor aerogenerador



Perturbación de tensión por acoplamiento del aerogenerador doble jaula de ardilla

El acoplamiento de un aerogenerador produce perturbaciones de corta duración que afectan los procesos industriales, las máquinas de inducción y los diferentes componentes eléctricos que se ven comprometidos por estas perturbaciones. En la figura 157 se observa el comportamiento del aerogenerador al momento de unirse con la red eléctrica.

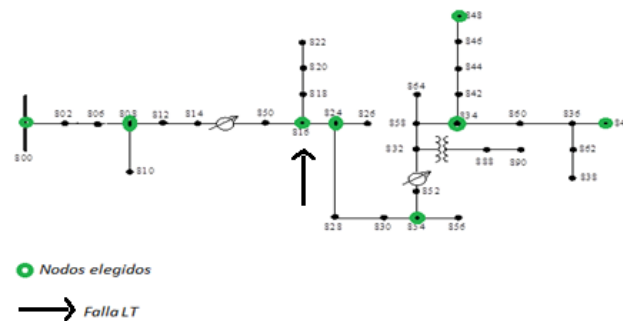
Figura 157. Tensión rms en el nodo 840



4.3 Modelo del generador de inducción doblemente alimentado acoplado a la red eléctrica de distribución bajo condición transitoria.

A continuación se presenta el sistema de 34 barras con generador de inducción doblemente alimentado bajo condición transitoria. Para este escenario se tiene una duración de 500 milisegundos para la falla (Línea a tierra), presentándose en $t = 4[s]$ y despejándose en $t = 4.5 [s]$. La figura 158 muestra la topología de la red, para la cual se tiene presencia de falla (LT) en el nodo 816 y sin presencia de máquina de inducción doblemente alimentada acoplada a la red eléctrica.

Figura 158. Topología de la red de distribución bajo falla LT



A continuación se muestra los impactos generados por un fallo LT en el nodo 816 para el sistema de 34 barras sin ningún tipo de generación distribuida.

Impacto aguas arriba del fallo N816 Falla LT:

Figura 159. Sistema:

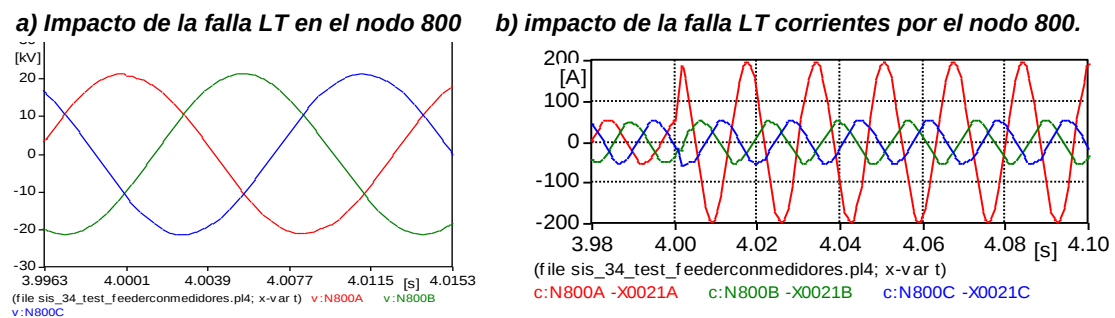
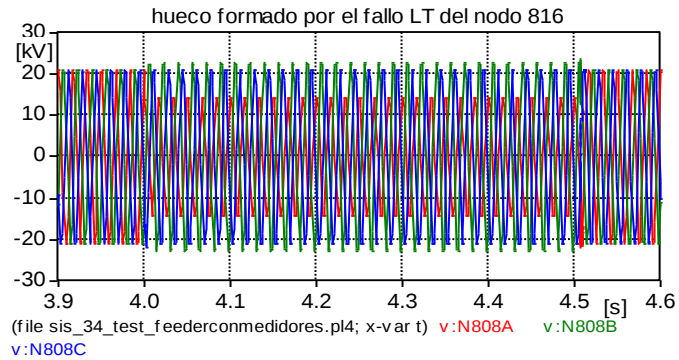


Figura 160. Tensiones en el nodo 800 bajo falla LT en el nodo 816 sin GD

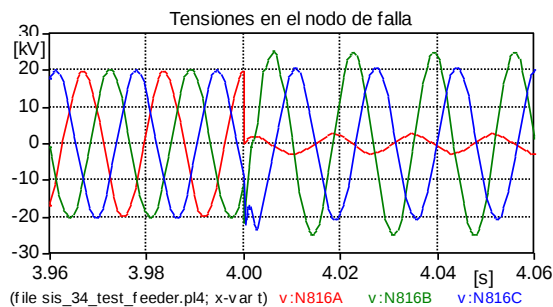


La figura 159 a) muestra el impacto que ocasiona una falla LT al nodo 800, observándose una pequeña oscilación y reducción del nivel de tensión para la fase “A”. Para condición de pre falla $V_a = 21.332$ [kV] y bajo falla $V_a = 20.820$ [kV]. En la figura 160 se muestra el impacto del fallo ocasionado por el corto circuito en el nodo 808 apreciándose una reducción mayor de la fase “A”.

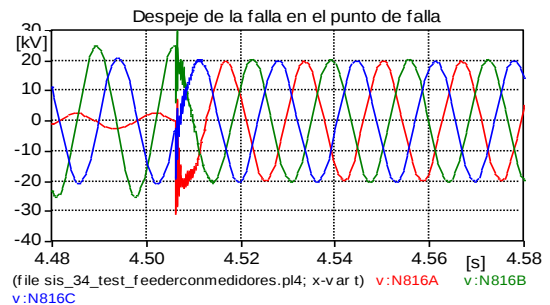
El comportamiento que se muestra en la figura 159 b) es motivo de despeje del fallo por parte del conjunto de protecciones, evitando un colapso del sistema. Donde el valor para la fase A se incrementa a 196.69 [A].

Figura 161. Sistema de 34 barras:

a) Tensiones en el punto de falla



b) Tensiones en el punto de despeje de la falla

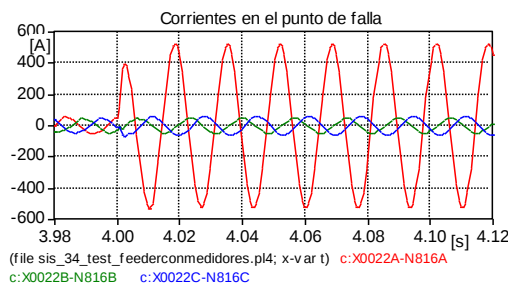


En la figura 161 a) se observa como el impacto de la falla línea tierra reduce la tensión en la fase “A”. Ahora se muestra los valores bajo este comportamiento. $V_a = 0.571[kV]$, $V_b = 25.346[kV]$, $V_c = 21.181[kV]$. De la figura 161 b), se observa que al despejar la falla se reestablece la tensión en el nodo de falla a su condición de estado estable; $V_a = 19.853[kV]$, $V_b = 20.428[kV]$, $V_c = 20.039[kV]$.

Impactos en el punto de falla

Figura 162. Corriente en el nodo 816:

a) Corrientes en el inicio de la falla LT
falla LT



b) Corrientes en el instante del despeje de la falla

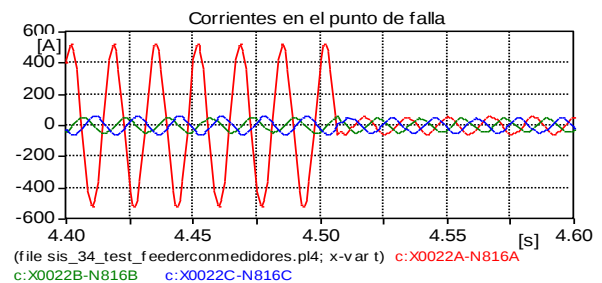


Figura 163. Nodo 816:

a) Hundimiento monoestado desequilibrado en el punto de falla b) Impacto de la falla LT en la fase “A”

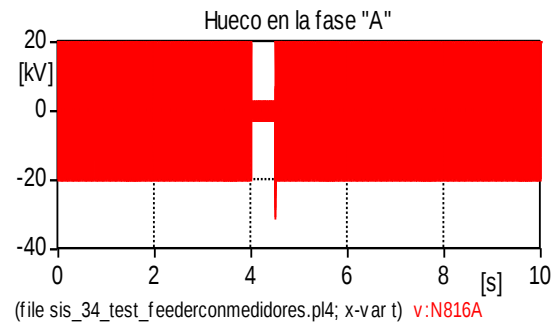
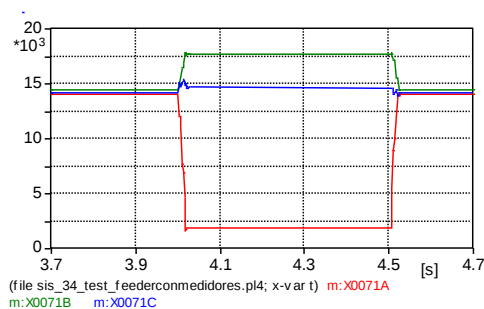
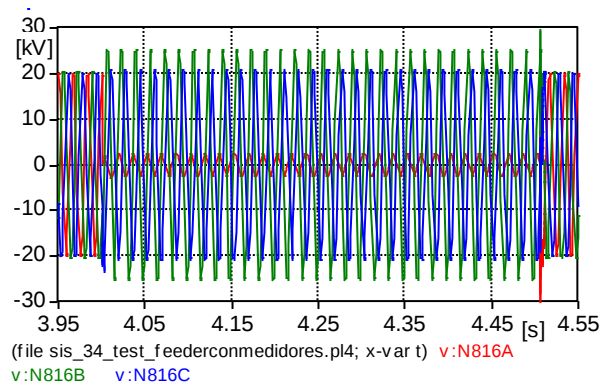


Figura 164. Tensiones en el punto de falla

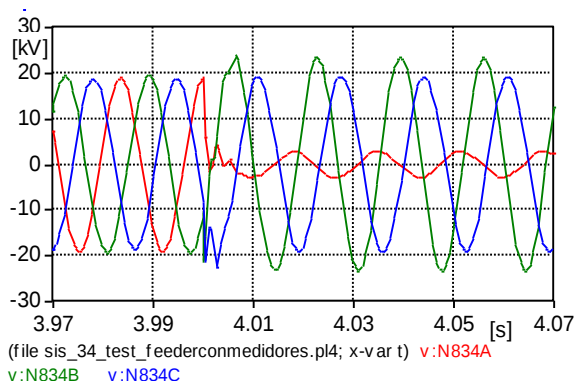


La figura 162 a y b muestra el impacto del fallo LT en la fase “a” observándose un fuerte aumento en su magnitud para la fase fallada, por tanto el sistema debe contar con las debidas protecciones para evitar un colapso del mismo y la pérdida de sincronismo o destrucción de las máquinas acopladas a la red eléctrica. la figura 163 a, muestra el comportamiento del valor rms de la tensión nominal del sistema. Dicha figura 163a para el hundimiento de tensión aun conserva su característica rectangular.

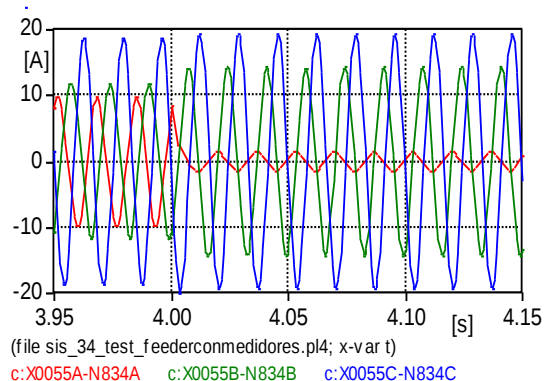
Impactos Aguas abajo del fallo N816 Falla LT:

Figura 165. Nodo 834:

a) Tensiones ante falla LT



b) Corrientes ante falla LT



De la figura 165 a) y b) muestra el efecto que tiene la zona donde se produce la falla, es importante resaltar el punto de incidencia de la contingencia y el punto de observación. Como se muestra 165b la fase fallada cae abruptamente debido a que la zona de medición del impacto de falla es aguas debajo de la zona de corto – circuito.

Tabla 45. Tensión rms en el nodo de falla

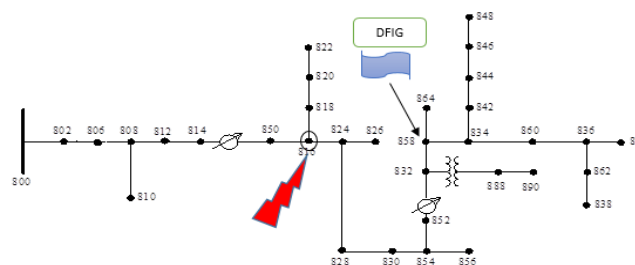
<i>Sin GD</i>	<i>Tensiones rms [V]</i>		
<i>Nodos</i>	<i>Fase A</i>	<i>Fase B</i>	<i>Fase C</i>
816	11051,3719	15536,5502	13797,0675
840	8500,1306	15008,3414	12884,1926
854	9951,820	15347,045	13377,753

Tabla 46. Tensión rms en el nodo de falla

<i>Corrientes/Falla LT</i>	<i>Fase A rms</i>	<i>Fase B rms</i>	<i>Fase C rms</i>
Nodo 816	139,0808	33,3733	35,7138
Nodo 840	85,3902	0,8256	0,7047
Nodo 854	116,2978	32,3734	34,156

Generador de inducción doblemente alimentado, ubicado en el nodo 858 con falla LT en el nodo 816

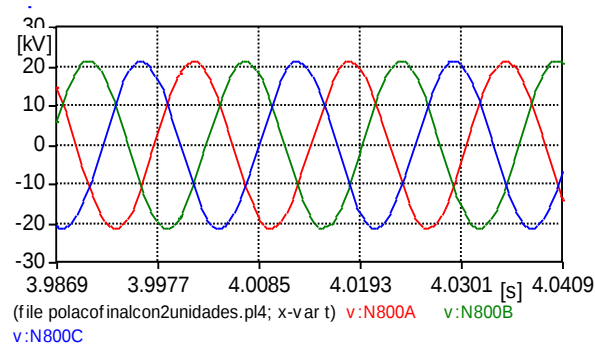
Figura 166. Topología de la red bajo falla LT en el nodo 816



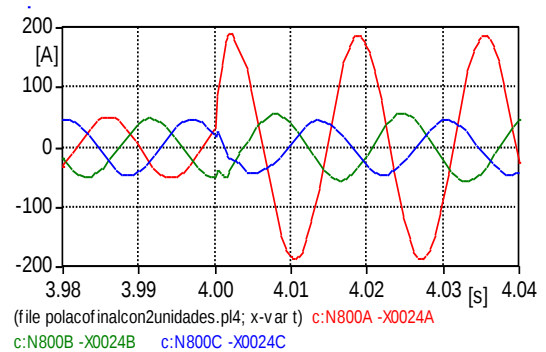
En la figura 167 a) y en la figura 167 b) se muestra el impacto de la falla LT en el nodo 816 para las tensiones y las corrientes del nodo de la subestación (**Nodo 800**) y DFIG en el nodo 858.

Figura 167. Nodo 800:

a) Tensiones bajo falla LT, DFIG N858



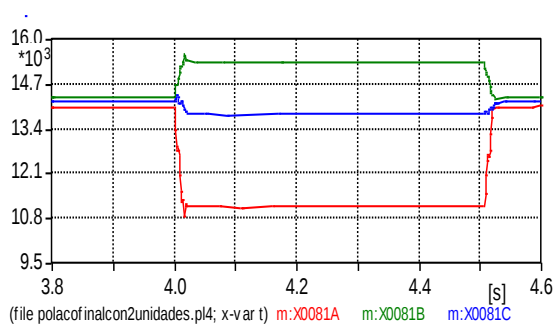
b) Corrientes bajo falla LT, DFIG N858



Para este escenario se eligen los nodos 816, 840 y 854 para observar el impacto generado por la falla LT con generación distribuida en el nodo 858.

Figura 168. Nodo 816:

a) Tensiones rms en el punto de falla nodo 816



b) Tensiones en el nodo de falla N816

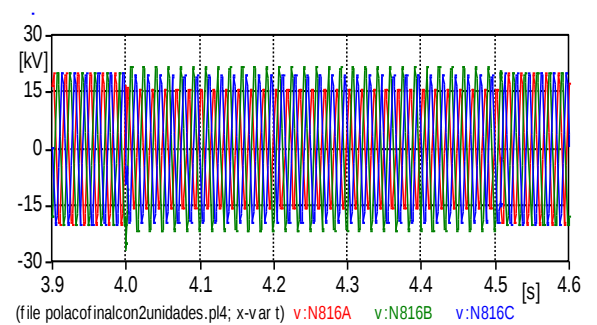
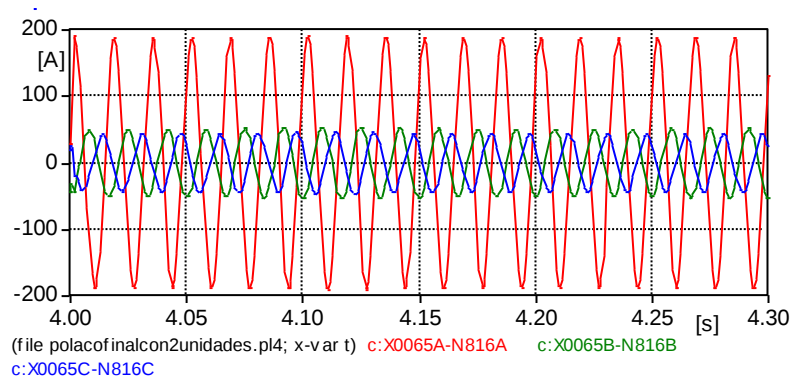
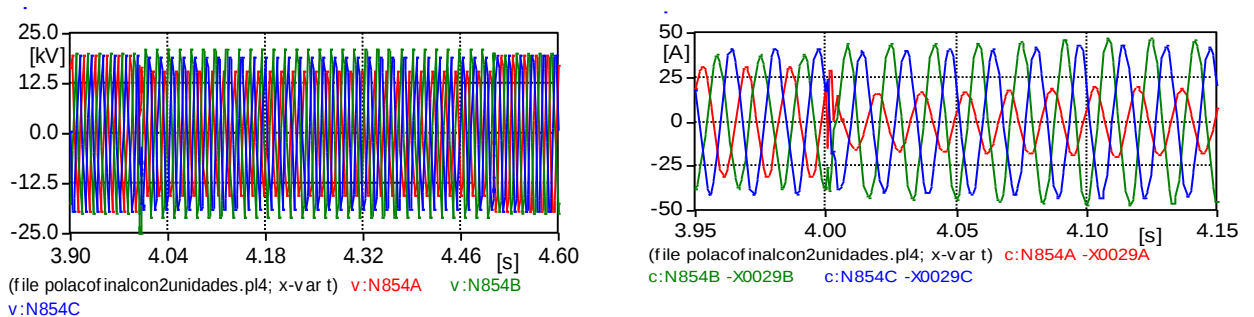


Figura 169. Corrientes en el punto de falla



De la figura 168 a) se tiene el hundimiento provocado a raíz del fallo LT en el nodo 816 para una reducción del 80% de valor rms de la tensión nominal del sistema con resistencia de falla de 100 $[\Omega]$. Ahora bajo falla LT las tensiones rms en el punto de falla son: **Va** = 11.163 [kVrms], **Vb** = 15.345 [kVrms], **Vc** = 13.829 [kVrms]. Y en la figura 168 b) es la representación del impacto en las tensiones en el punto de falla y en la figura 169 se tiene las corrientes en el punto de falla para **Ia** = 133.742 [Arms], **Ib** = 41.636[Arms] e **Ic** = 34.334 [Arms]. En la figura 170 se observan las tensiones y corrientes en el nodo 854.

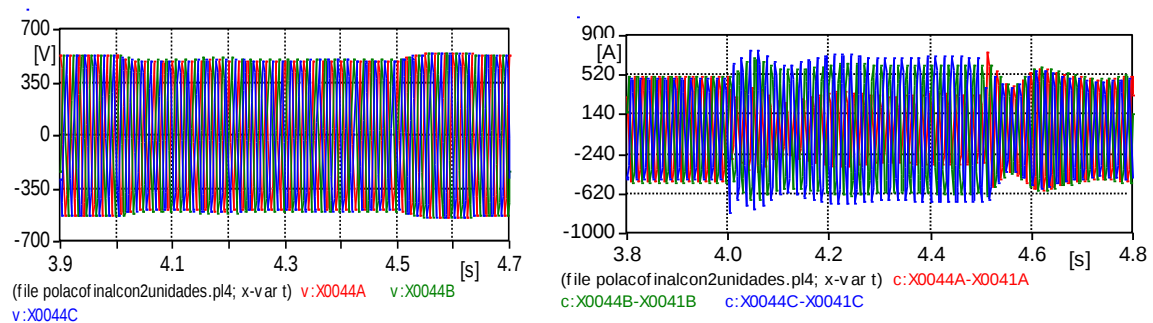
Figura 170. Nodo 854 a) Tensión bajo falla LT en el nodo 816 b) Corriente bajo falla LT en el nodo 816



La figura 170 b) muestra el efecto que se produce cuando la falla se realiza aguas arriba del punto de observación, donde se aprecia para la figura de las corrientes la reducción de unas de sus fases.

Impactos generados a raíz de la falla LT en la unidad de generación acoplada al nodo 854.

Figura 171. Unidad de generación a) tensiones b) corrientes



En la figura 171 a) y b) se muestra las tensiones y las corrientes en la unidad de generación “**DFIG**”.

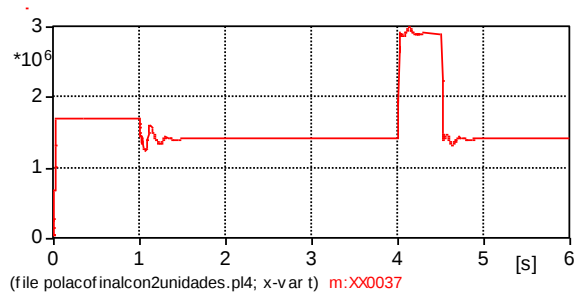
Tabla 47. Tensiones en la unidad de generación acoplada al nodo 854

Tensiones rms DFIG [V]	Fase A	Fase B	Fase C
Pre falla	432,05	432,19	432,31
Falla	347,45	358,19	350,14
Post falla	377,95	377,24	376,95

De la figura 172 a) y b) se observa que una vez despejado la falla LT aparentemente se presenta una recuperación de su condición estable, en contraste con lo mostrado en la tabla 47 donde se observa que su estabilidad se afecta a raíz del impacto producido por la falla LT lo cual puede comprometer la calidad de la energía eléctrica.

Figura 172. Potencia Activa:

a) Subestación bajo falla LT



b) Unidad de generación “DFIG” acoplado al nodo 858

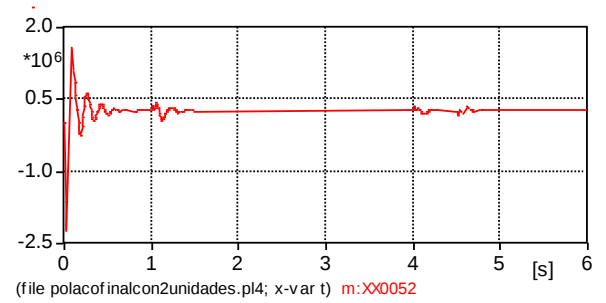


Tabla 48. Tensiones rms en los puntos de observación bajo falla

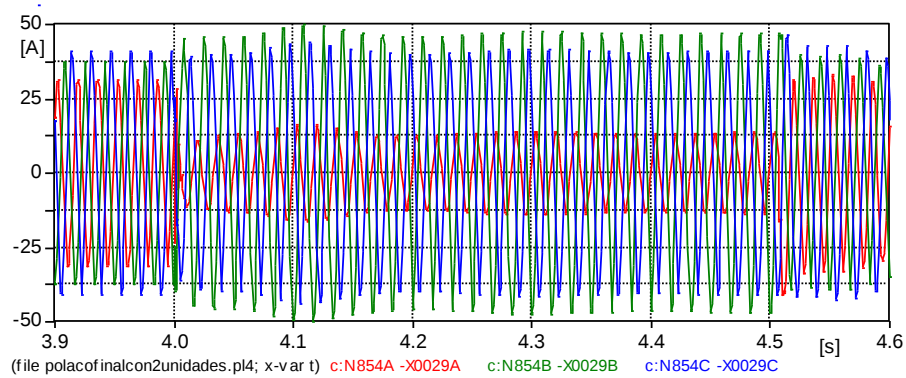
Tensiones/Falla LT [V]	Fase A	Fase B	Fase C
Nodo 816	11152,4882	15350,5811	13821,8163
Nodo 840	10861,1602	14340,1255	13053,1912
Nodo 854	11020,2592	14900,1541	13488,769

Tabla 49. Corrientes rms en los puntos de observación bajo falla LT en el nodo 816 y DFIG en el nodo 858

Corrientes/Falla LT [A]	Fase A	Fase B	Fase C
Nodo 816	133,742177	41,6365686	34,3342769
Nodo 840	0,59640214	0,78700985	0,76629162
Nodo 854	13,800603	32,0163808	29,4057426

Impactos de la falla LT en el nodo 854:

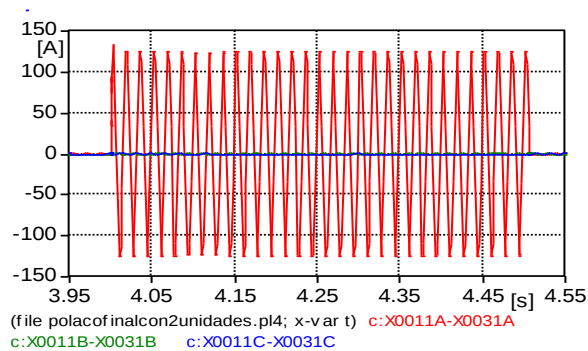
Figura 173. Tensiones en el punto de falla con DFIG en el nodo 854



La figura 173 muestra el impacto del fallo LT en el nodo 854, donde la “fase A” durante la duración de la falla presenta una leve ondulación.

Impactos de la falla LT en el nodo 840:

Figura 174. Corrientes por el nodo 840 con DFIG en el nodo 858



La figura 174 muestra lo drástico que es el impacto de la falla LT en el nodo 840 el cual es el más lejano de la red de energía eléctrica y el que presenta menor flujo de

corriente. En la figura 174 se observa la magnitud del pico de la fase “A” el cual es de 124.89 [A]. A continuación se muestra las tensiones y corrientes en los nodos de observación bajo falla LT con DFIG en el nodo 858.

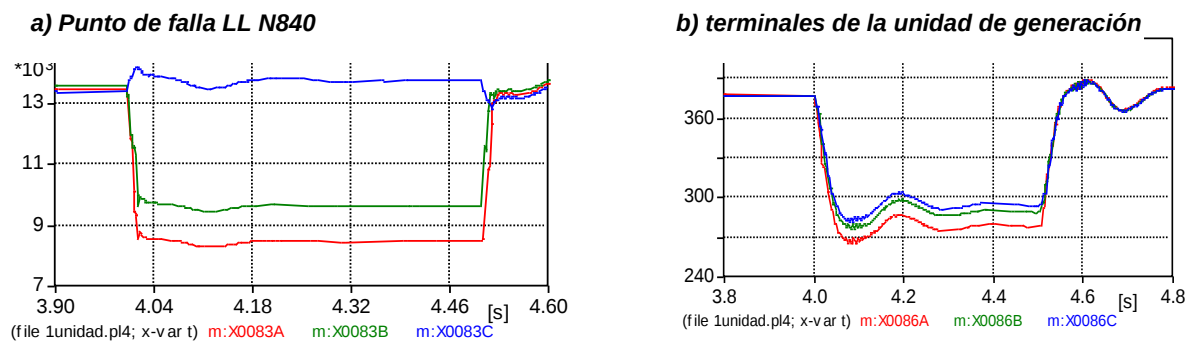
Tabla 50. Tensiones y corrientes rms en los puntos de falla

Tensión [kVrms],	Falla monofásica , DFIG N858			Corriente [Arms]	Falla monofásica, DFIG N858		
	Fase A	Fase B	Fase C		Fase A	Fase B	Fase C
Falla N816	11,15	15,350	13,821	Falla N816	133.74	41.63	34.33
Falla N840	8,79	14,71	12,990	Falla N840	88.310	0.813	0.812
Falla N854	10,11	13,44	15,075	Falla N854	99.492	31.190	32.590

La tabla 50 muestra que bajo un mismo tipo de falla y manteniendo la unidad de generación en el mismo punto se resalta los resultados del nodo 840 donde la corriente en la “fase A” presenta el menor valor respecto a los demás resultados de las fases “A” para los nodos 816 y 834. Para las tensiones, el nodo 840 presenta el valor más bajo debido a problemas de regulación del sistema que bajo presencia de falla su tensión es la más baja respecto para las fases “A” de los nodos 816 y 840.

Impacto generado por la falla LL en el nodo 840 a la red eléctrica con DFIG en el nodo 858.

Figura 175. Hundimiento de tensión:



De la figura 175 a) se muestra el impacto de la falla LL en el punto de ocurrencia de la contingencia y en la figura 175 b) se muestra el impacto del fallo línea – línea en los terminales de la unidad de la generación, donde se observa un que para el fallo LL en el nodo 840 su reflejo en la generación es de la forma de una falla trifásica.

A continuación se muestran los valores para los nodos de observación bajo falla LL

Tabla 51. Tensiones y corrientes rms en los puntos de falla

Tensión [kVrms],	Falla bifásica , DFIG N858			Corriente [Arms]	Falla bifásica, DFIG N858		
	Fase A	Fase B	Fase C		Fase A	Fase B	Fase C
Falla N816	10,743	12,150	14,641	Falla N816	128,134	142,934	34.33
Falla N840	8,475	9,646	13,746	Falla N840	85,241	96,880	0.756
Falla N854	9,738	11,067	14,273	Falla N854	106,610	126,869	35,113

Impacto generado por la falla LLLT en el nodo 854 a la red eléctrica con DFIG en el nodo 858

Figura 176. Nodo 854:

a) Tensiones en el punto de falla LLLT con DFIG nodo 858 b) Corrientes en el punto de falla LLLT con DFIG nodo 858

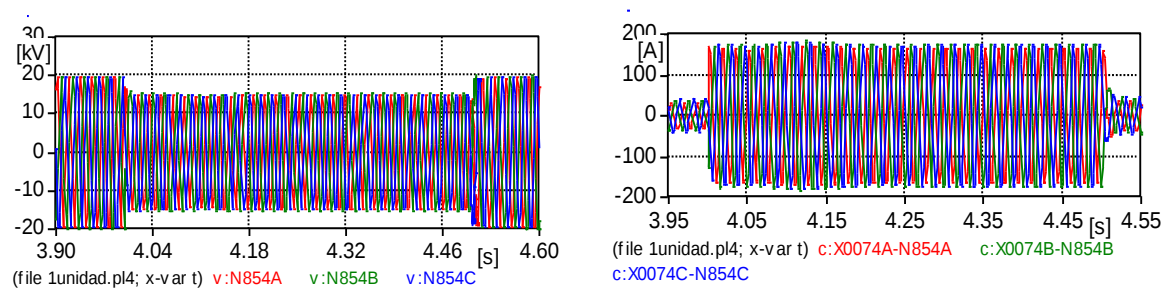
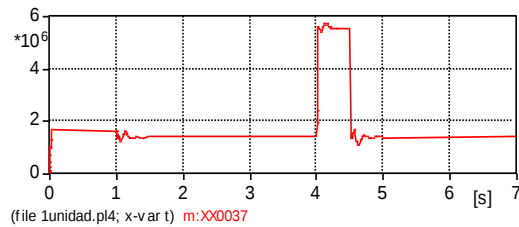
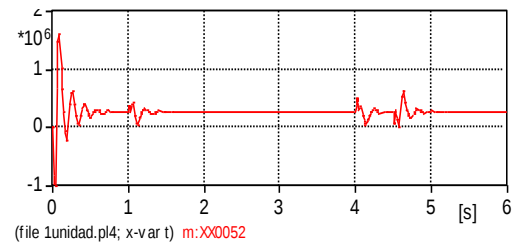


Figura 177. Potencia Activa:

a) P activa entregada por la subestación, red

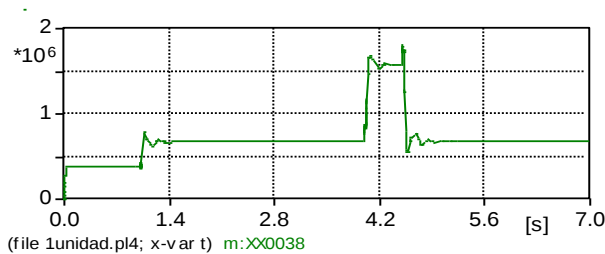


b) P activa entregada por el DFIG a la red



La figura 176 b) muestra el comportamiento de la potencia activa entregada por la máquina de inducción de doble alimentación donde en $t = 1[s]$ se tiene el ingreso de la unidad de generación a la red eléctrica y en $t = 4[s]$ el evento de falla, luego en $t = 4.5 [s]$ se despeja la falla resaltándose que la potencia entregada por el DFIG es de 271 [kW].

Figura 178. Potencia Reactiva: a) Subestación [kVar]



b) P. Reactiva generada por el DFIG -278

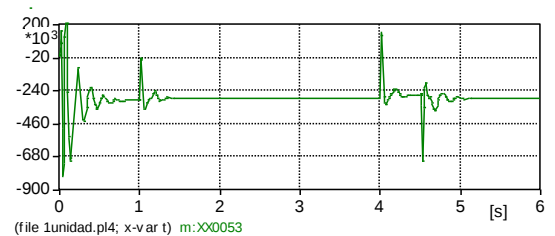


Tabla 52. Potencias en la fuente

Potencias en la fuente		
	Sin DFIG	Con DFIG
Activa [MW]	1,69	1,41
Reactiva [kVar]	3,73	6,76

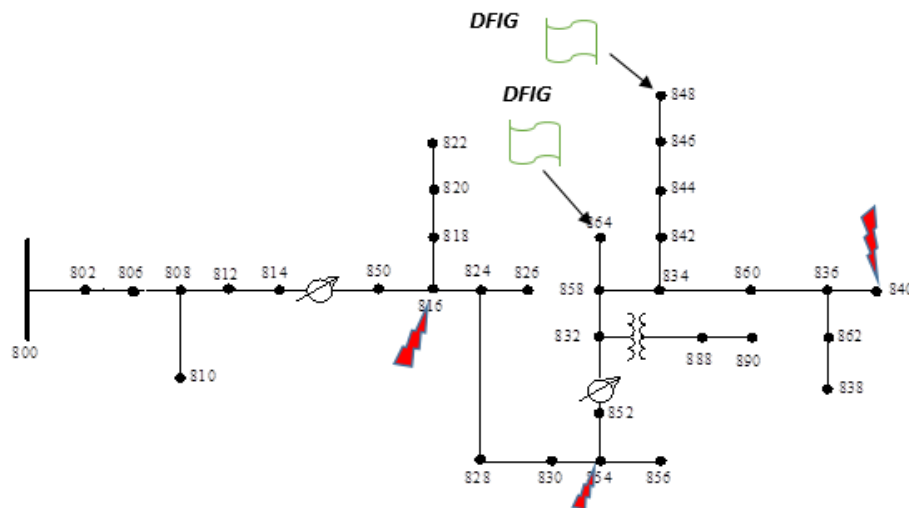
Tabla 53. Tensiones y corrientes rms en los puntos de falla

Tensión [kVrms],	Falla Trifásica , DFIG N858			Corriente [Arms]	Falla Trifásica, DFIG N858		
	Fase A	Fase B	Fase C		Fase A	Fase B	Fase C
Falla N816	11,435	11,865	11,602	Falla N816	140,056	140,827	137,249
Falla N840	9,052	9,395	9093,5	Falla N840	90,905	94,370	91,344
Falla N854	10,397	10,789	10,505	Falla N854	116,3614	123,821	121,632

Aerogenerador en los nodos 858 y 848

A continuación se presenta el sistema de 34 barras con generador de inducción doblemente alimentado bajo condición transitoria. Para este escenario se tiene una duración de 500 milisegundos para la falla, presentándose en $t = 4[s]$ y despejándose en $t = 4.5[s]$ en los nodos 816, 840 854 y con DFIG en los nodos 858 y 848.

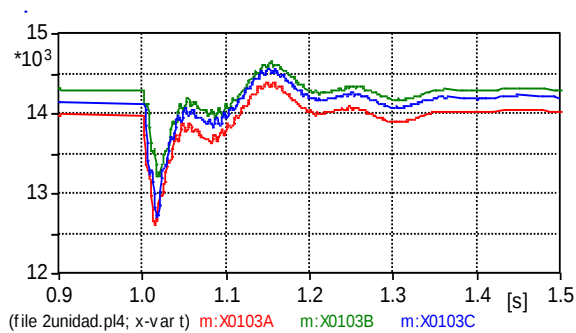
Figura 179. Topología de la red en estudio bajo falla LL en los nodos 816, 854, 840



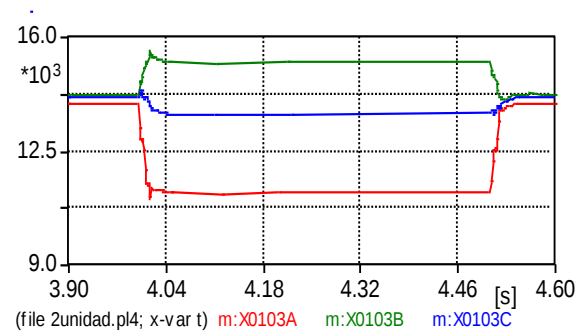
La figura 179 muestra la topología de la red de distribución y los nodos donde se realiza la falla bifásica, para analizar su impacto al sistema bajo presencia de generación distribuida.

Figura 180. Tensiones rms en el punto de falla N816:

a) Instante de ingreso del DFIG



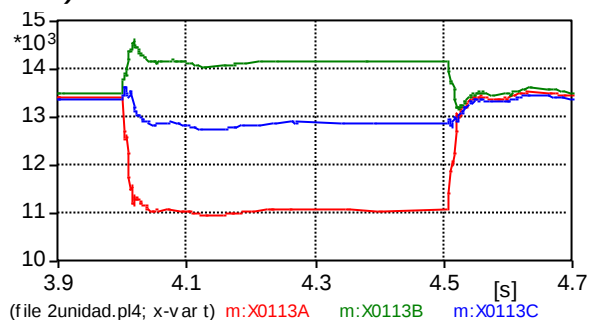
b) durante falla



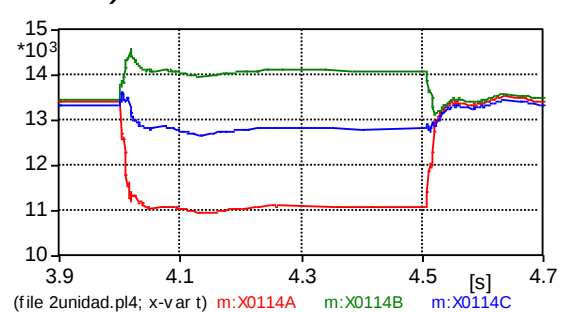
En la figura 180 a) se observa el comportamiento de las tensiones RMS en el instante de ingreso para la máquina de doble alimentación y en la figura 180 b) se muestra el hundimiento de tensión desequilibrado en el punto de falla para el caso de la falta monofásica.

Figura 181. Hundimientos de tensión:

a) DFIG



b) DFIG N848



Impacto de la falla LT en los puntos de acople de los DFIG con la red eléctrica

De la figura 181 se observa que la característica del hundimiento de tensión formado por el impacto del fallo LT en los nodos de acople de los DFIG con la red eléctrica no presenta una variación significativa; pero se recalca que el impacto producido por la falla de corto-circuito compromete la correcta operación y estabilidad del sistema.

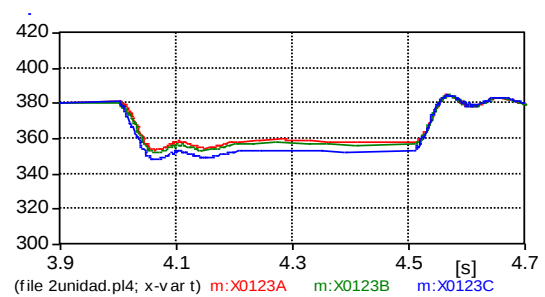
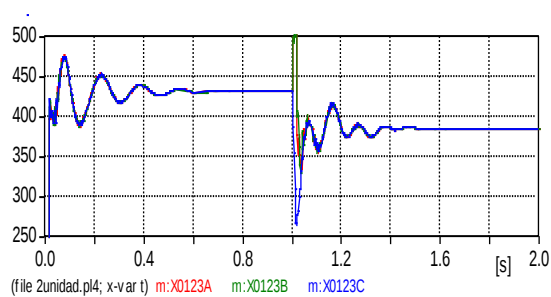
Los impactos de la falla LT en los puntos de acople afectan el comportamiento del sistema, pero el efecto a raíz del fallo presentado se propaga si se cuenta con unidades de generación integradas a la red, que también pueden contribuir bajo escenario de falla a un deterioro de la calidad de la energía eléctrica y a la estabilidad del sistema.

Figura 182:

Tensiones rms en terminales de la unidad de generación:

a) Acople con la red

b) Hundimiento de tensión en terminales de la generación.



De la figura 182 a) se muestra las tensiones rms en la unidad de generación en el instante de acople con la red eléctrica. En la figura 182 b) se muestra el hundimiento de tensión en terminales de la generación acoplada al nodo 858, resaltándose que

el hundimiento cambia su característica rectangular debido a la presencia de la máquina en los puntos de acople. Otro aspecto a resaltar radica en el comportamiento del hundimiento de la tensión ya que el fallo se presenta en el nodo 816 y su reflejo en la unidad de generación es un fallo trifásico equilibrado, teniendo presente que se cuenta con la presencia de un transformador elevador para el punto de acople común con la red de configuración “Ye –Delta”. A continuación se muestra las tensiones y corrientes rms para los nodos en estudio y tipo de fallas monofásica, bifásica y trifásica.

Tabla 54. Tensiones y corrientes rms de los nodos seleccionados para estudio

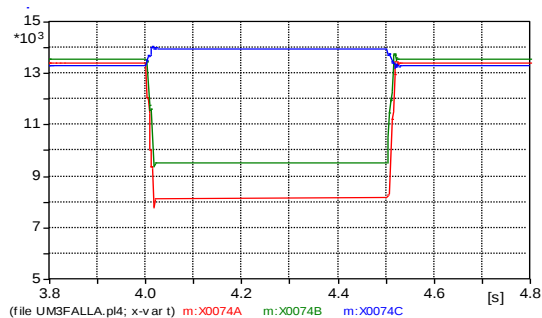
Tensión [kVrms],	Falla monofásica, DFIG N858, N848			Corriente [Arms]	Falla monofásica, DFIG N858, N848		
	Fase A	Fase B	Fase C		Fase A	Fase B	Fase C
Falla N816	11,230	15,229	13,649	Falla N816	125,532	38,488	36,788
Falla N840	9,123	14,329	12,663	Falla N840	92,143	0,785	0,690
Falla N854	10,301	14,903	13,214	Falla N854	101,872	37,871	38,246

En la tabla 54 se aprecia que se mantiene el nodo 840 como el menor valor de la corriente de falla en este caso para la fase “A”.

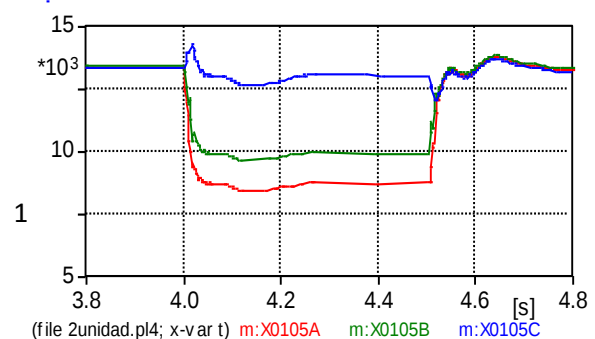
Impacto de la falla bifásica realizada en los nodos 816, 840 y 854 con DFIG en los nodos 858 a la red de distribución:

Figura 183. Hundimientos de tensión nodo 840 bajo falla LL:

a) Sin DFIG



b) Con DFIG en los nodos 858 y 848



La figura 183 b) muestra el impacto que genera la falla bifásica en el nodo 840 con presencia de generador de inducción de doble alimentación en los nodos 858 y 848 apreciándose el cambio de las tensiones rms en el punto de falla respecto a la figura 183a) que representa el mismo tipo de falla en nodo 840 pero sin ningún tipo de generación distribuida. Es de importancia notar bajo la presencia de condición transitoria y aportes de energía por parte de las unidades de generación la presencia de distorsión de las formas de onda de las tensiones, lo cual afecta la estabilidad del sistema.

Tabla 55. Corrientes y tensiones rms en los nodos de observación.

Tensión [kVrms],	Falla bifásica, DFIG N858, N848			Corriente [Arms]	Falla bifásica, DFIG N858, N848		
	Fase A	Fase B	Fase C		Fase A	Fase B	Fase C
Falla N816	10,728	12,209	14,442	Falla N816	123,30	137,843	41,444
Falla N840	8,688	9,909	13,003	Falla N840	87,879	100,677	0,715
Falla N854	9,785	11,206	13,897	Falla N854	99,595	122,251	43,651

Impacto de la falla trifásica en la red de distribución con DFIG en los nodos 858 y 848

Figura 184. Tensiones rms nodo 854 bajo falla trifásica: a) sin DFIG b) con DFIG nodos 858 y 848

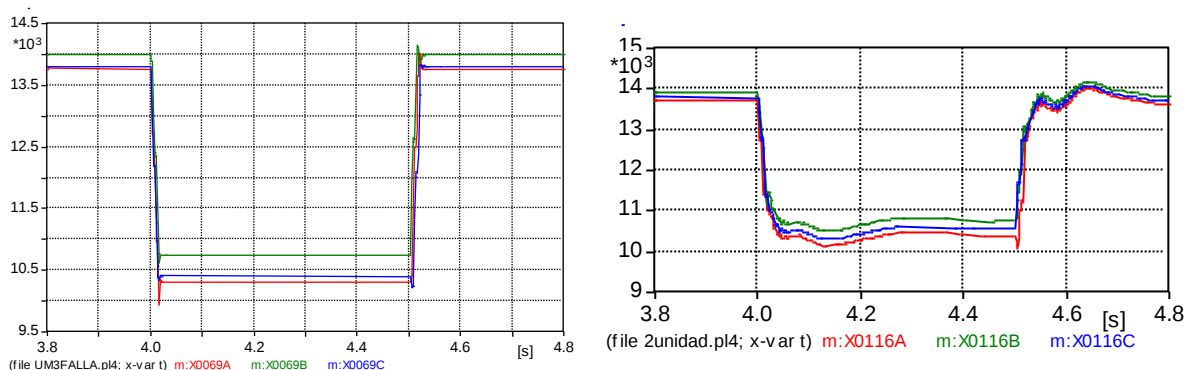
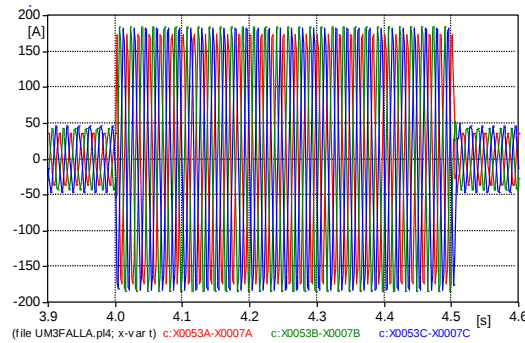
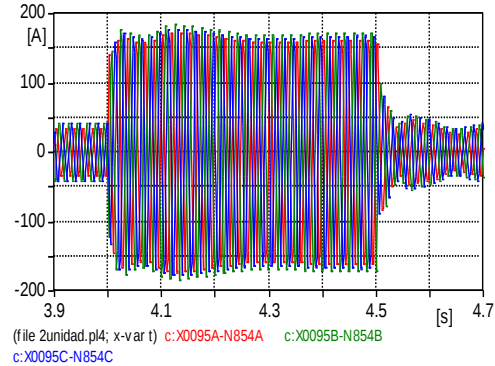


Figura 185. Corrientes:

a) por el nodo 854 sin DFIG



b) por el nodo 854 con DFIG



La figura 184 muestra dos escenarios bajo falla vitales para el análisis de la inclusión de fuentes de generación distribuida a las redes de distribución, es así como se muestra para la figura 184a un hundimiento de tensión equilibrado originado por una falla trifásica en la red de distribución sin ningún tipo de presencia de motor como unidad de generación, a comparación de la figura 184 b la cual para la misma red eléctrica pero con inclusión de generación eólica por medio de máquinas de inducción su característica rectangular se pierde notándose un más como se afecta la calidad de la energía eléctrica.

De la figura 185 a) y b) se observa como las corrientes en el nodo 854 presentan distorsión bajo condición de falla y en presencia de generación distribuida en contraste con la figura 185a la cual no incluye presencia de GD, lo cual muestra lo drástico de un evento de falla bajo la influencia de la Generación Distribuida en la red de distribución. Se aclara que el juego de protecciones debe actuar para evitar un colapso del sistema y las unidades generadoras.

Tabla 56. Corrientes y Tensiones rms en los nodos de observación

Tensión [kVrms],	Falla trifásica, DFIG N858, N848			Corriente [Arms]	Falla trifásica, DFIG N858, N848		
	Fase A	Fase B	Fase C		Fase A	Fase B	Fase C
Falla N816	11,410	11,807	11,607	Falla N816	137,815	138,196	133,360
Falla N840	9,086	9,379	9,851	Falla N840	91,223	94,009	92,015
Falla N854	10,389	10,745	10,535	Falla N854	114,699	122,060	118,461

4.4 Comportamiento de los paneles solares frente a condición transitoria

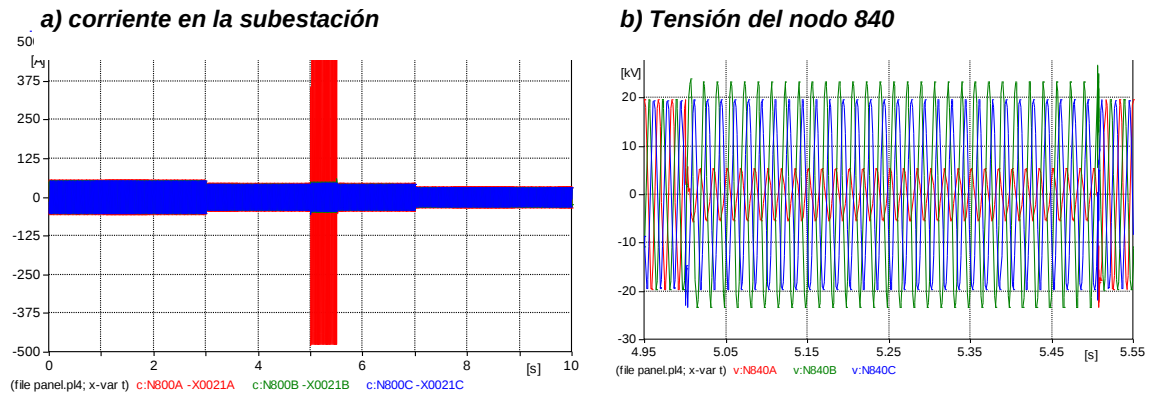
El sistema de paneles solares cuenta con protecciones que ante la variación de tensión en la red el inversor se desactiva por un tiempo programado. Este dispositivo cuenta con una programación de seguridad la cual entra en operación ante diferentes fallos en la red. Por lo tanto para fallos en el sistema eléctrico, el inversor debe desconectarse de esta ³⁰.

Falla monofásica con una central PV en la red

A continuación se analiza el comportamiento de un planta solar frente a una falla monofásica en el nodo 816, se aclara que bajo un evento de falla si el inversor no activa las protecciones se compromete la vida útil de él dispositivo, debido a que él no está diseñado para soportar fluctuaciones por mucho tiempo.

Las características para la falla son una resistencia de falla de 10 [Ω], punto de falla “nodo 816” y un tiempo de 500 [ms].

Figura 186. Sistema de 34 barras:



En las figuras 186 y 187 se presenta el comportamiento del sistema frente a una falla monofásica con una central de paneles conectada a la red eléctrica.

Figura 187. Sistema de 34 barras:

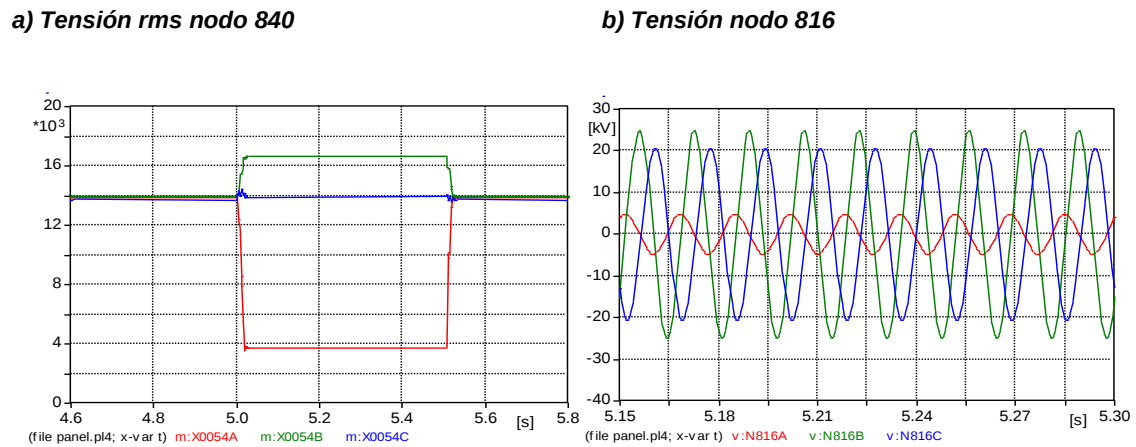
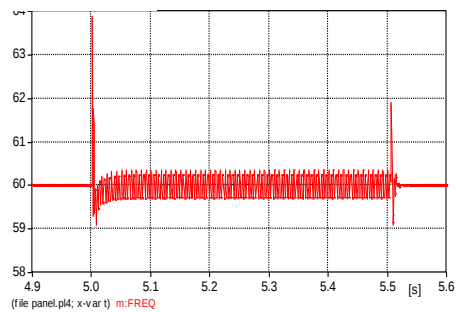


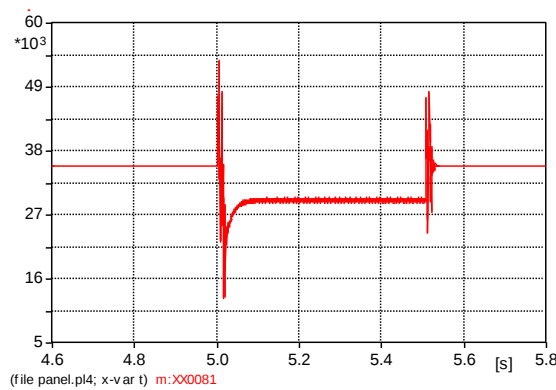
Figura 188. Frecuencia en el inversor



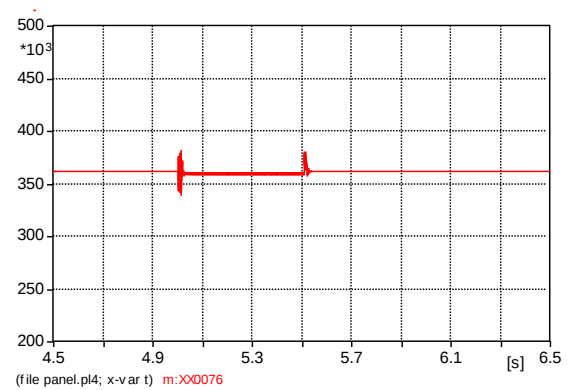
El comportamiento presente no es más que una demostración de que una vez ocurre una falla el inversor debe desconectarse inmediatamente para evitar daños en él. Los inversores en el mercado presentan una desconexión automática que examinan la red 5 minutos después de ocurrida la falla para volver a incorporarse al sistema. Ante los hundimientos de tensión la frecuencia en el inversor se ve alterada, por este motivo el inversor activa sus protecciones y se desconecta de la red. En las figuras 188 y 189 se puede observar el comportamiento del inversor respecto a potencia activa, reactiva y la frecuencia.

Figura 189. Potencias de la central:

a) Potencia reactiva



b) potencia activa

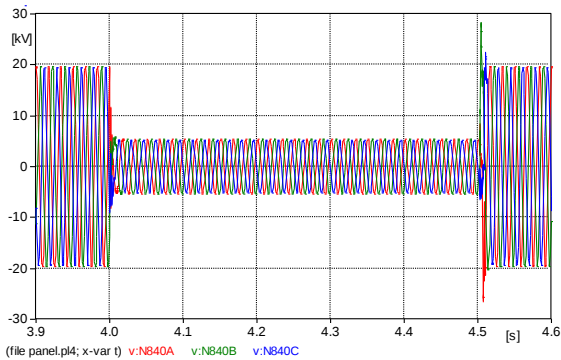


4.1.13 Falla trifásica en el nodo 854 con una central PV en la red

La falla trifásica a tierra es la perturbación más grave que se puede presentar en un sistema, los inversores frente a este comportamiento deben activar las protecciones para desconectarse automáticamente y esperar al restablecimiento de la red para acoplar el sistema nuevamente. A continuación se simula una falla trifásica en el nodo 854 de duración 500[ms] con una resistencia de falla de 10[Ω], la central de paneles está conectada al nodo 840.

Figura 191. Nodo 840:

a) Tensión



b) Corriente

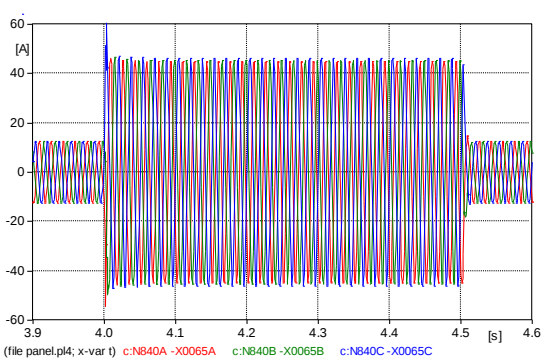
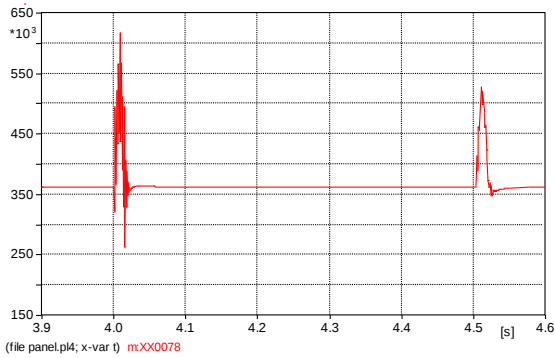


Figura 190. Potencias del panel solar:

a) Potencia activa



b) Potencia reactiva

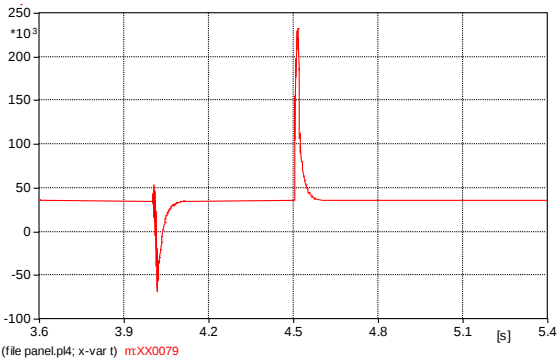
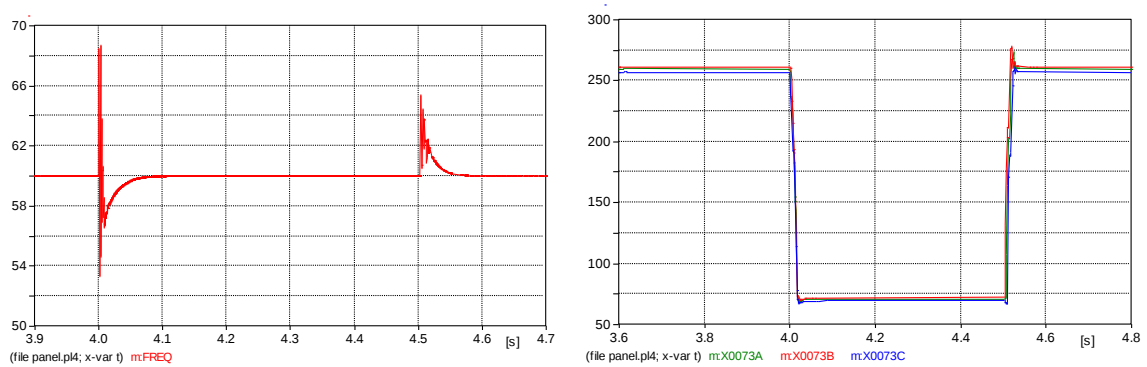


Figura 192. Inversor a) Frecuencia b) Tensión rms



En la figura 190 se puede observar la tensión y corriente en el punto de acople, además en la figura 192a, se puede observar el comportamiento del inversor ante esta falla trifásica.

El hundimiento de tensión visto por el inversor producto de la falla se puede observar en la figura 192 b), este tiene una tensión residual aproximada del 27% en todas las fases. Se presenta un corriente del más del doble, por tanto hay que aclarar que en la central mientras la irradiación sea constante la potencia no va cambiar, ante este tipo de fallas el inversor debe salir de operación garantizando la vida útil de los elementos del sistema.

CAPITULO 5.CONCLUSIONES

- Teniendo presente que la generación distribuida se integra a la red eléctrica para mejorar y contribuir a las demandas actuales de consumo, es pertinente la realización de un estudio de la infraestructura de las redes eléctricas en operación. Por tanto; se necesita antecedentes que brinden una guía para la implementación de este nuevo campo en nuestro país. Es así como en este proyecto se desea contribuir a este campo en desarrollo y sea incentivo por parte de operadores de red, inversionistas, mercadistas y usuarios finales para la debida implementación. Por tanto con la realización del presente proyecto se tiene que bajo el enfoque de una metodología dinámica y robusta para la aplicación de las fuentes de generación eólica y fotovoltaica a las redes de distribución se logra contribuir y ayudar a la generación convencional, aunque en inversión pueda ser alto por la adecuación y elementos que conforman la generación, la seguridad, calidad del servicio y confort para el usuario final es positivo.
- Al integrar el modelo equivalente de la planta solar a la red eléctrica se resalta el efecto que produce un cambio en la irradiación sobre la planta solar y que repercute en la calidad de la forma de onda de la tensión produciéndose una ondulación; que para la óptima calidad de la energía eléctrica es indeseable en la operación del sistema. Por tanto un correcto control en terminales de la planta solar es primordial para que bajo condiciones de sombra no altere la calidad y estabilidad del sistema de energía eléctrica.

- Para el caso de las máquinas eléctricas dispuestas como generador, donde se incluye el generador de inducción de rotor de jaula de ardilla y el generador de inducción doblemente alimentado para generar energía eléctrica, necesitan de potencia reactiva la cual se absorbe de la red eléctrica. Este hecho repercute en el factor de potencia del sistema al que se acoplan.
- La máquina de inducción doblemente alimentada presenta un comportamiento diferente a la máquina de inducción de rotor de jaula de ardilla, donde se puede observar el impacto que produce una variación en las condiciones de viento en la corriente y por ende en la potencia entregada a la red, este cambio también repercute en la potencia entregada por el estator.
- Se observó para el DFIG dispuesto como generador acoplado a la red eléctrica de prueba el aporte en potencia para suplir la demanda de la red, además de no afectar la calidad de la energía bajo un escenario de estado estable, en contraste con el estado transitorio originado por una falla el cual bajo presencia de GD genera una distorsión de la calidad de las formas de onda.
- Al conectar a la red paneles solares se pudo analizar que estos ayudan a incrementar la tensión cuando están a radiación constante, por lo tanto para sistemas donde la regulación es mala este puede contribuir a elevar la tensión.
- Una irradiación variable, trae como consecuencia un hundimiento leve en la tensión esto produce un impacto en los elementos conectados a la red eléctrica; un ejemplo de los efectos de la caída de tensión se puede observar en las máquinas eléctricas de inducción que bajo esta condición esta debe aumentar la corriente para mantener el torque.

- Al disponer de máquinas de inducción para la generación de energía eléctrica se debe tener precaución con una excesiva demanda de potencia reactiva a fin de evitar caídas de tensión en las líneas como en los transformadores.
- Ante la presencia de generación asincrónica acoplada a la red eléctrica es indispensable el correcto modelado de la red mecánica para su óptima operación en régimen permanente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Generación Distribuida. internet:“http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/smart-city/generacion-distribuida.”
2. Tecnalía L. Guía Básica de la Generación Distribuida. *Fund la Energía la Comunidad Madrid*. 2007.
3. Suarez Ibarra G, Acevedo Rodriguez SJ. Impactos de generacion distribuida con generadores sincronicos : analisis en estado estable.Tesis de pregrado de ingeniería eléctrica.Bucaramanga.:Universidad Industrial de Santander.Facultad de Ingenierías Eléctrica Electrónica y Telecomunicaciones. 2011;53(9).25 p.
4. Vásquez Guerrero WA. Modelación, simulación y control de aerogeneradores con generador de inducción doblemente alimentado utilizando MATLAB.Tesis de ingeniería eléctrica.Quito.:Escuela Politécnica Nacional.Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. 2014.131 p.
5. Jiménez EAS. Análisis del diseño y control de un generador trifásico doblemente alimentado.Tesis de pregrado ingeniería eléctrica.Santiago.:Universidad de Chile.Facultad de ciencias físicas y matemáticas. Departamento de ingeniería eléctrica. 2012.136 p.
6. Acuña D. Opciones de control de potencia activa y reactiva en aerogeneradores con generador de inducción doblemente alimentado (dfig).Tesis de pregrado Ingeniería Eléctrica.:Santiago de Chile.Universidad de Chile.Facultad de ciencias Físicas y Matemáticas. 2008.101 p.
7. Rusnok S, Sobota P, Mach V, Kacor P, Misak S. Possibilities of program EMTP-ATP to analyze the starting current of induction motor in frequent switching. *Proc 2015 16th Int Sci Conf Electr Power Eng EPE 2015*. 2015;00(8):614-619. doi:10.1109/EPE.2015.7161062.

8. Sobota P. Research Optimal Operation of Induction Generator in Off-Grid for Small-Scale Wind Power. 2014;(2).
9. González Rodríguez ÁG, Payán MB, Mitchell CI. PSCAD based simulation of the connection of a wind generator to the network. *2001 IEEE Porto Power Tech Proc.* 2001;4:294-300. doi:10.1109/PTC.2001.964849.
10. Zheng Fei, Ding Mingchang, Zhang Junjun. Modelling and simulation of Grid-connected PV System in DIgSILENT/PowerFactory. *2nd IET Renew Power Gener Conf (RPG 2013).* 2013:4.01-04.01. doi:10.1049/cp.2013.1867.
11. Hernandez YM, Ioannidis D, Ferlas G, Tsovilis EGT, Politis Z, Samaras K. An experimental approach of the transient effects of lightning currents on the overvoltage protection system in MW-class photovoltaic plants. *2014 Int Conf Light Prot ICLP 2014.* 2014:1972-1977. doi:10.1109/ICLP.2014.6973451.
12. Guru BS, Hizirolu HR. *Máquinas Eléctricas Y Transformadores.* 3.ed ed. New york: Alfaomega; 2003.
13. Fraile Mora J. *Máquinas Eléctricas.* 6 e.d. Madrid: Mc Graw Hill; 2008.
14. Castillo PA. Determinación de rangos de operación de generador de inducción para aplicación en aerogeneradores.Tesis de pregrado Ingenieria Civil Eléctrica.Santiago.:Universidad de chile.Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. 2010.97 p.
15. *Alternative Transients Program Rule Book.* KU.Leuven EMTP Center; 1987.
16. ATPDraw Alternative transients program. 2015. internet:<http://www.atpdraw.net/downloads.php>.
17. Ferreira de Souza V. Análise dos Modelos de Máquinas de Indução para Estudos de Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas Elétricos de Potência e sua Representação no Programa de Simulação ATP.Tesis de maestria en ingenieria eléctrica.Itajuba.:Universidad Federal de Itajubá. 2014.235 p.

18. Pozueta Rodríguez MA. Motores de doble jaula y ranura profunda.
19. Gutierrez O. Three-phase induction motor parameters. internet:<http://www.atpdraw.net/cases.php>. Published 2015.
20. Terzano G, Oroño D, Sapio M, Vazquez A. Generacion de energia eolica con maquinas electricas de induccion doblemente alimentadas (DFIG).Tesis de pregado de ingeniería eléctrica.Montevideo.:Instituto de Ingeniería Eléctrica.Facultad de Ingeniería. 2010.360 p.
21. Anita B. Modelling, simulation and analysis of doubly fed induction generator for wind turbines. *J Electr Eng.* 2009;60(2):79-85. internet:http://iris.elf.stuba.sk/JEEEC/data/pdf/2_109-3.pdf.
22. Nayir A, Rosolowski E, Jedut L. Modeling and Control of Wind Turbine And Fault. *Math Probl Eng.* 2013;2013(December):97-102. internet:<http://www.hindawi.com/journals/mpe/2013/982597/abs/>.
23. Archana K, Puttamadappa C. Matrix Converter : A Power Quality Conditioner. 2014;3(7):464-468.
24. ROSOLOWSKI E. *Métodos Informáticos de Análisis de Transitorios Electromagnéticos*. (maria IZBYCKA, ed.). Wroclaw; 2009.
25. Eram T, Chapman PL. Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques. *IEEE Trans Energy Convers.* 2007;22(2):439-449. doi:10.1109/TEC.2006.874230.
26. Nikraz; M, Dehbonei H, Nayar C. a Dsp-Controlled Photovoltaic System With Maximum Power Point Tracking. :6.
27. Sinha D, Das AB, Dhak DK, Sadhu PK. Equivalent circuit configuration for solar PV cell. *Proc 2014 1st Int Conf Non Conv Energy Search Clean Safe Energy, ICONCE 2014.* 2014;(Iconce):58-60. doi:10.1109/ICONCE.2014.6808682.

28. Peñaloza FJ. pv50mw_mppt1.
internet:<http://www.atpdraw.net/showpost.php?id=43&kind=0>. Published
2015.
29. Radial test feeders IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee's.
internet:"<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>."
30. Inversores Interconexión. internet:<http://webosolar.com/store/es/68-inversores-interconexion>.

BIBLIOGRAFÍA

GURU BS, Hiziroglu HR. Máquinas Eléctricas Y Transformadores. 3.ed. New york: Alfaomega; 2003.

FRAILE MORA J. Máquinas Eléctricas. 6 e.d. Madrid: Mc Graw Hill; 2008.

NAYIR A, Rosolowski E, Jedut L. Modeling and Control of Wind Turbine And Fault. *Math Probl Eng.* 2013;2013(December):97-102.
internet:<http://www.hindawi.com/journals/mpe/2013/982597/abs/>.

M. Nikraz, H. Dehbonei, C.V. Nayar, "A DSP-Controlled PV System with MPPT",
Australian Power Engineering Conference, Christchurch, 2003, pp. 1-6.

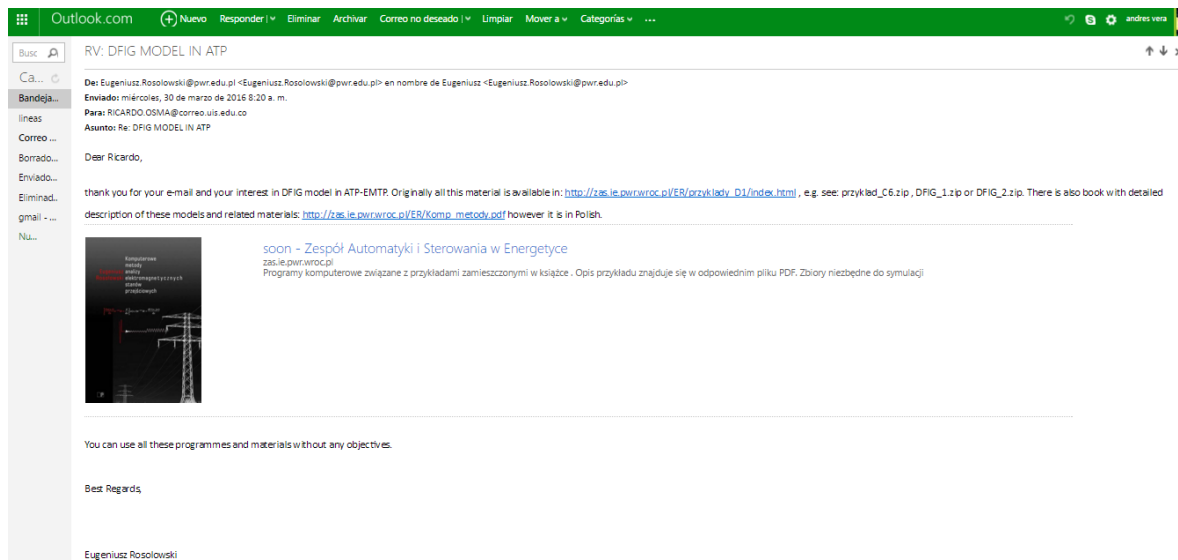
ROSOLOWSKI E. *Métodos Informáticos de Análisis de Transitorios Electromagnéticos*. (maria IZBYCKA, ed.). Wroclaw; 2009.

FERREIRA DE SOUZA V. Análise dos Modelos de Máquinas de Indução para Estudos de Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas Elétricos de Potência e sua Representação no Programa de Simulação ATP. Tesis de maestria en ingeniería eléctrica. Itajuba.: Universidad Federal de Itajubá. 2014. 235 p.

ANEXOS

Anexo A Correo de autorización

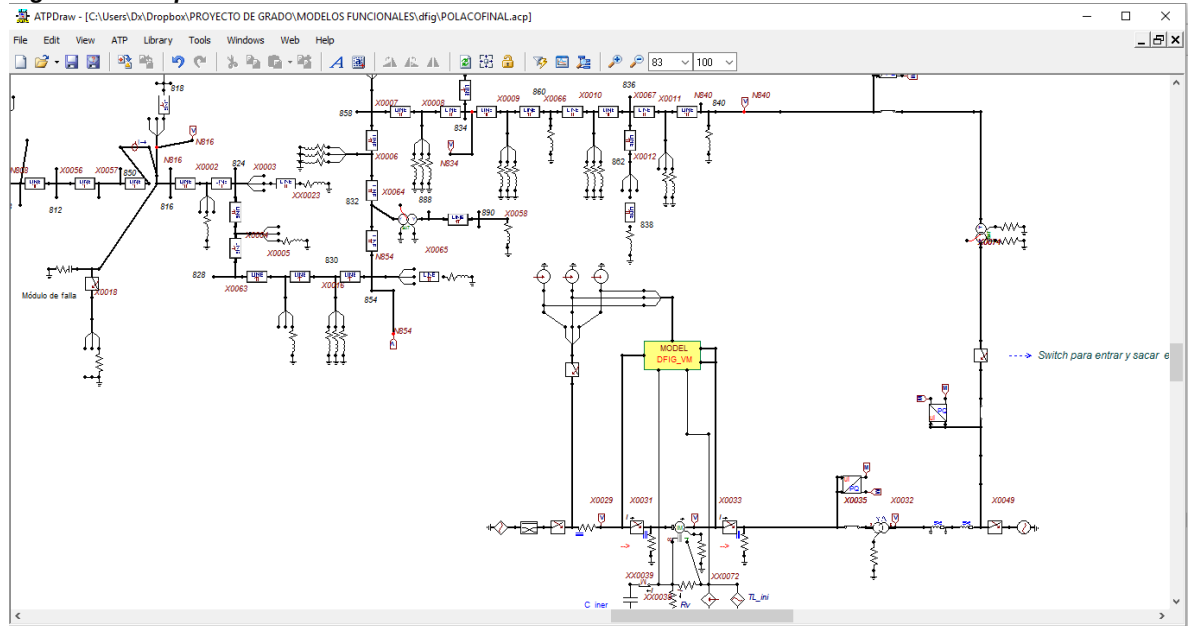
Figura A. 1 Correo de autorización del uso del DFIG



Anexo B Acoplamiento

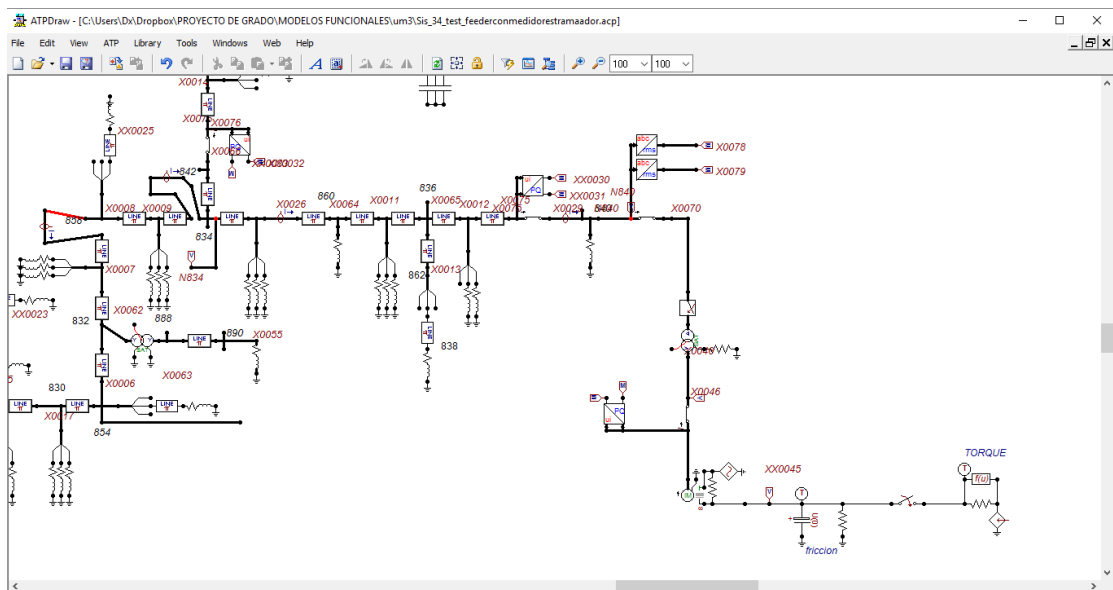
- Acoplamiento de un DFIG

Figura B.1 acoplamiento de un DFIG:

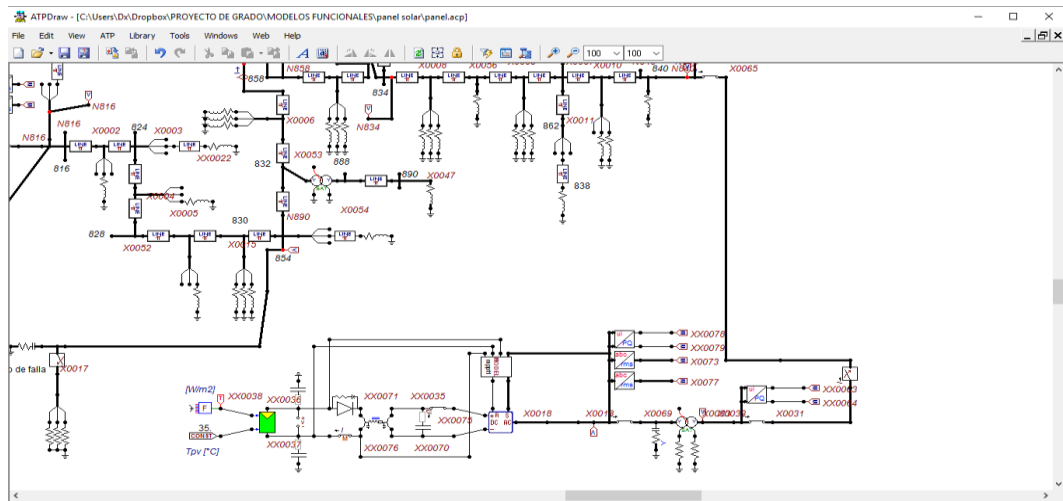


- Acoplamiento de un aerogenerador con doble jaula de ardilla:

Figura B.2 Acoplamiento del aerogenerador con doble jaula de ardilla



- Acoplamiento del panel solar
- **Figura B. 3 Acoplamiento del panel solar**



Anexo: C Sincronismo después de una falla

Teniendo presente que la puesta en sincronismo de cada unidad de generadora con la red eléctrica es primordial para no afectar la calidad de la energía eléctrica se procede a realizar la simulación empleando la sincronización con la red.

FIGURA C.1 Tensión en el nodo 858 con DFIG

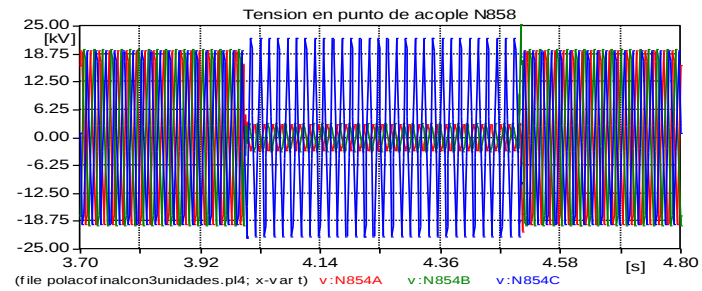


FIGURA C.2 Tensión en el nodo 858 con DFIG

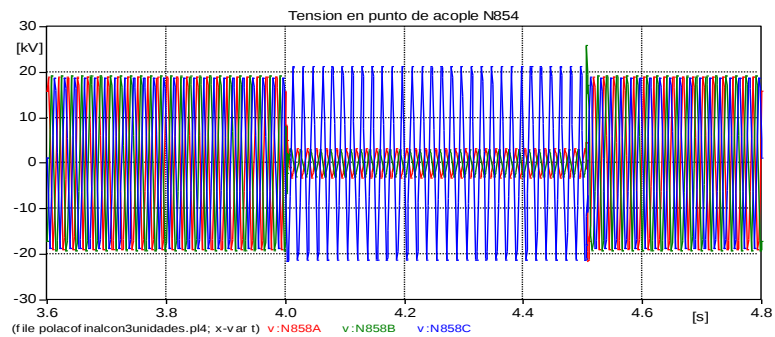


FIGURA C.3 Tensión en el nodo 858 con DFIG

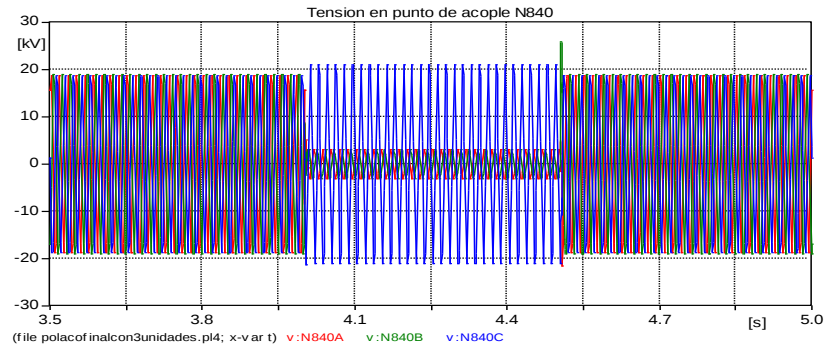
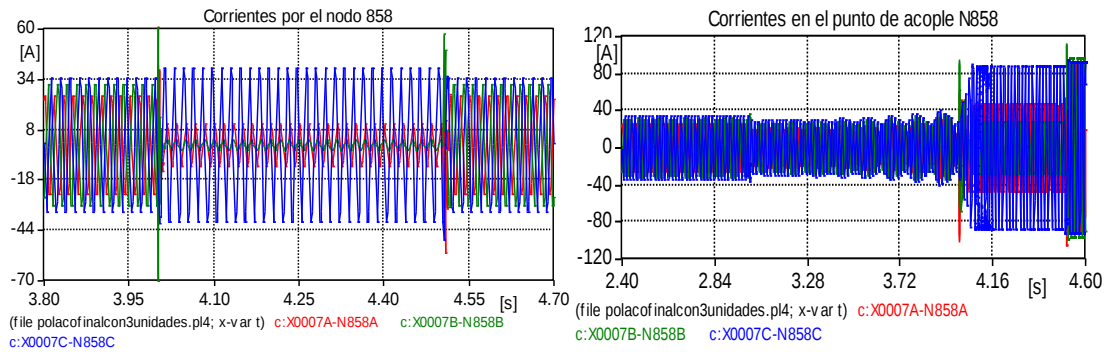


FIGURA C.4 Corrientes en el punto de acople N858:

a) Con control de ingreso a la red, b) Sin control de ingreso a la red.



De las dos perspectivas mostradas se resalta la importancia de la presentación y análisis de cada una; ya que la primera permite tener claridad de cómo puede ser el comportamiento de la red y de los generadores distribuidos en la realidad teniendo en cuenta el tiempo de enlace con la red eléctrica, los transitorios presentados para los casos de pre ingreso, ingreso y salida de la red eléctrica además se puede observar transitorios de estado estable.

La segunda permite observar el comportamiento de la red en presencia de una situación de contingencia para el cual es posible recuperar el funcionamiento del sistema después de una falla determinada contando con una red robusta y

debidamente estructurada siendo esto importante para complementar el estudio de la red eléctrica con generación distribuida.