

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

Estudios Dinámicos para la Conexión al S.N.I. de una Central Eólica de
Convertidor Completo de Acuerdo con la Regulación Ecuatoriana

Proyecto Integrador

Previo la obtención del Título de:

Nombre de la titulación

Ingeniero en Electricidad

Presentado por:

Diana Lizbeth Pillapa Agila

Jaime Alberto Tamayo Segarra

Guayaquil - Ecuador

Año: 2023

Declaración Expresa

Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Diana Lizbeth Pillapa Agila* y *Jaime Alberto Tamayo Segarra* damos nuestro consentimiento para que la ESPOC realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"



Diana Lizbeth Pillapa Agila



Jaime Alberto Tamayo Segarra

Evaluadores

0925688061
IVAN DAVID
ENDARA
VELEZ

Firmado digitalmente
por 0925688061 IVAN
DAVID ENDARA
VELEZ
Fecha: 2023.09.21
15:53:26 -05'00'

Ing. Iván David Endara Vélez, M.Sc.

Profesor de Materia



Firmado electrónicamente por:
**FERNANDO ARTURO
VACA URBANO**

Ing. Fernando Arturo Vaca Urbano, M.Sc.

Tutor de proyecto

Resumen

Ecuador es un país con grandes fuentes de generación renovable no convencional a su disposición, actualmente el sector de la generación eólica se encuentra en pleno desarrollo. No obstante, el carácter variable no controlable de la participación de generación eólica hace necesario un análisis del impacto que produce la integración de este tipo de generación en la estabilidad del sistema nacional interconectado ecuatoriano. Se utilizó el software DIgSILENT PowerFactory para realizar un modelo dinámico de un parque eólico con tecnología de convertidor completo bajo la normativa ecuatoriana e integrarlo en un modelo con la base de datos del SNI. Mediante la implementación de la central eólica se pudieron realizar una serie de estudios estáticos y dinámicos, que mostraron como se ve afectado el comportamiento de la red cuando se agrega la aportación eólica. Finalmente se puede afirmar que el parque diseñado cumple con asegurar la estabilidad y confiabilidad de la conexión con la red ante varios escenarios operativos y de fallas.

Palabras Clave: Generación eólica, PowerFactory, Estabilidad, Convertidor completo, Composite Model.

Abstract

Ecuador is a country with large sources of non-conventional renewable generation at its disposal, currently the wind generation sector is in full development. However, the non-controllable variable nature of the participation of wind generation requires an analysis of the impact produced by the integration of this type of generation on the stability of the Ecuadorian national interconnected system. The DIgSILENT PowerFactory software was used to make a dynamic model of a wind farm with complete converter technology under Ecuadorian regulations and integrate it into a model with the SNI database. Through the implementation of the wind power plant, a series of static and dynamic studies could be carried out, which showed how the behavior of the network is affected when the wind contribution is added. Finally, it can be affirmed that the park designed complies with ensuring the stability and reliability of the connection with the network in the face of various operating and failure scenarios.

Keywords Wind Generation, PowerFactory, Stability, Full Converter, Composite Model.

Índice general

Resumen	I
<i>Abstract</i>	II
Índice general	III
Abreviaturas	V
Simbología	VI
Índice de figuras	VII
Índice de tablas	IX
Capítulo 1	10
1. Introducción	11
1.1 Descripción del problema	12
1.2 Justificación del problema	13
1.3 Objetivos	13
<i>1.3.1 Objetivo general</i>	13
<i>1.3.2 Objetivos específicos</i>	14
1.4 Marco teórico	14
<i>1.4.1 Normativa y requisitos técnicos para la conexión de generación al SNI</i>	14
<i>1.4.2 Red con el generador y sin el generador renovable</i>	15
<i>1.4.3 Impacto en la estabilidad de frecuencia</i>	16
<i>1.4.4 Impacto en la estabilidad del voltaje</i>	16
<i>1.4.5 Impacto en la estabilidad del ángulo</i>	17
<i>1.4.6 Tipos de aerogeneradores</i>	18
<i>1.4.7 Tecnología de aerogeneradores</i>	21
<i>1.4.8 Convertidor completo</i>	22
<i>1.4.9 Problemáticas en la conexión de un parque eólico</i>	24
Capítulo 2	27

2. Metodología	28
2.1 Modelamiento del parque eólico	28
2.2 Controlador PID	32
2.3 Sistema de Excitación.....	32
2.4 Gobernador IEEE2.....	35
2.5 Implementación del modelo dinámico en DigSILENT Simulation Language (DSL)	36
2.6 Estudios técnicos para el acceso a la red	40
Capítulo 3	42
3. Resultados y análisis	43
3.1 Comparación entre la red con y sin generador eólico.....	44
3.2 Falla monofásica línea Catamayo-Loja 69kV.....	45
3.2 Falla trifásica en la línea Cuenca-Loja 138kV.....	52
3.3 Estabilidad ante variaciones de carga	61
Capítulo 4.....	69
4. Conclusiones y recomendaciones.....	70
4.1 Conclusiones.....	70
4.2 Recomendaciones.....	71
Bibliografía.....	72

Abreviaturas

ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
CENACE	Operador Nacional de Electricidad
CONELEC	Concejo Nacional de Electricidad
GRNC	Generador Renovable No Convencional
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
PCC	Punto Común de Conexión
PME	Plan Maestro de Electricidad
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SNT	Sistema Nacional de Transmisión

Simbología

A	amperios
GWh	Gigavatio-hora
Hz	hertz
kA	kiloamperios
kV	kilovoltios
kVA	kilovoltio-amperio
kW	kilovatios
MW	megavatios
P	potencia activa
pu	por unidad
Q	potencia reactiva
s	segundos
V	voltios

Índice de figuras

Ilustración 1.1 <i>Diagrama esquemático aerogenerador tipo 1</i>	18
Ilustración 1.2 <i>Diagrama esquemático aerogenerador tipo 2</i>	19
Ilustración 1.3 <i>Diagrama esquemático aerogenerador tipo 3</i>	20
Ilustración 1.4 <i>Diagrama esquemático aerogenerador tipo 4</i>	21
Ilustración 1.5 <i>Esquema de conexión entre el aerogenerador y la red</i>	22
Ilustración 1.6 <i>Capacidad de soporte de hueco de voltaje requerida en regulación ARCONEL 004/15</i>	26
Ilustración 2.1 <i>Base SNI 2015</i>	29
Ilustración 2.2 <i>SNI – Modelo del parque eólico conectado a la S/E Loja 138kV</i>	30
Ilustración 2.3 <i>SNI – Zona Molino Milagro</i>	31
Ilustración 2.4 <i>Diagrama de bloques del Sistema de Excitación DC1A</i>	33
Ilustración 2.5 <i>Diagrama de bloques del Gobernador IEEEG2</i>	36
Ilustración 2.6 <i>Composite Model de la U6 de la central hidroeléctrica Paute Molino</i>	37
Ilustración 2.7 <i>Composite Frame de un aerogenerador del parque eólico</i>	38
Ilustración 2.8 <i>Model Definition asociado al SLOT del AVR</i>	39
Ilustración 2.9 <i>Model Definition asociado al SLOT del Gobernador – Turbina</i>	39
Ilustración 2.10 <i>Composite Model del aerogenerador del parque eólico</i>	40
Ilustración 3.1 <i>Red sin el generador eólico</i>	44
Ilustración 3.2 <i>Red con el generador eólico</i>	45
Ilustración 3.3 <i>Frecuencia del parque eólico conectado al SNI ante una falla monofásica a tierra</i>	46
Ilustración 3.4 <i>Voltaje secuencia positiva del generador del parque eólico conectado al SNI ante una falla monofásica a tierra</i>	47
Ilustración 3.5 <i>Ángulo del generador del parque eólico conectado al SNI ante una falla monofásica a tierra</i>	47
Ilustración 3.6 <i>Potencia activa del generador del parque eólico conectado al SNI ante una falla monofásica a tierra</i>	48
Ilustración 3.7 <i>Potencia reactiva del generador del parque eólico conectado al SNI ante una falla monofásica a tierra</i>	48
Ilustración 3.8 <i>Frecuencia de los generadores en la zona Molino-Milagro ante una falla monofásica a tierra</i>	49

Ilustración 3.9 <i>Voltaje secuencia positiva de varios generadores en la Zona Molino-Milagro ante una falla monofásica a tierra</i>	49
Ilustración 3.10 <i>Ángulo de varios generadores en la Zona Molino-Milagro ante una falla monofásica a tierra</i>	50
Ilustración 3.11 <i>Potencia activa entregada por los generadores en la zona Molino-Milagro ante una falla monofásica a tierra</i>	50
Ilustración 3.12 <i>Potencia reactiva entregada por los generadores en la zona Molino-Milagro ante una falla monofásica a tierra</i>	51
Ilustración 3.13 <i>Frecuencia del parque eólico conectado al SNI ante una falla trifásica</i>	53
Ilustración 3.14 <i>Magnitud del voltaje en secuencia positiva del parque eólico conectado al SNI ante una falla trifásica</i>	54
Ilustración 3.15 <i>Ángulo del generador del parque eólico conectado al SNI ante una falla trifásica</i>	54
Ilustración 3.16 <i>Potencia activa del parque eólico conectado al SNI ante una falla trifásica</i>	55
Ilustración 3.17 <i>Potencia reactiva del parque eólico conectado al SNI ante una falla trifásica</i> .	55
Ilustración 3.18 <i>Frecuencia de los generadores en la zona Molino-Milagro ante una falla trifásica</i>	56
Ilustración 3.19 <i>Magnitud del voltaje en secuencia positiva de los generadores en la zona Molino-Milagro ante una falla trifásica</i>	56
Ilustración 3.20 <i>Resultados de la Magnitud del voltaje en secuencia positiva de los generadores en la zona Molino-Milagro ante una falla trifásica</i>	57
Ilustración 3.21 <i>Ángulo de varios generadores en la Zona Molino-Milagro ante una falla trifásica</i>	57
Ilustración 3.22 <i>Resultados del ángulo de varios generadores en la Zona Molino-Milagro ante una falla trifásica</i>	58
Ilustración 3.23 <i>Potencia activa de varios generadores en la Zona Molino-Milagro ante una falla trifásica</i>	59
Ilustración 3.24 <i>Resultados de potencia activa de varios generadores en la Zona Molino-Milagro ante una falla trifásica</i>	59
Ilustración 3.25 <i>Potencia reactiva de varios generadores en la Zona Molino-Milagro ante una falla trifásica</i>	60
Ilustración 3.26 <i>Resultados de potencia reactiva de varios generadores en la Zona Molino-Milagro ante una falla trifásica</i>	60
Ilustración 3.27 <i>Frecuencia del generador eólico ante aumento de carga</i>	62

Ilustración 3.28 Magnitud del voltaje en secuencia positiva generador eólico ante aumento de carga.....	62
Ilustración 3.29 Ángulo del generador eólico ante aumento de carga	63
Ilustración 3.30 Potencia activa del generador eólico ante aumento de carga.....	63
Ilustración 3.31 Potencia reactiva del generador eólico ante aumento de carga	64
Ilustración 3.32 Voltaje secuencia positiva de los generadores en la zona Molino-Milagro ante aumento de carga	64
Ilustración 3.33 Frecuencia de los generadores en la zona Molino-Milagro ante aumento de carga.....	65
Ilustración 3.34 Potencia activa de los generadores en la zona Molino-Milagro ante aumento de carga.....	65
Ilustración 3.35 Potencia activa de los generadores en la zona Molino-Milagro ante aumento de carga.....	66
Ilustración 3.36 Potencia activa de los generadores en la zona Molino-Milagro ante aumento de carga.....	66
Ilustración 3.37 Potencia reactiva de los generadores en la zona Molino-Milagro ante aumento de carga.....	67
Ilustración 3.38 Potencia reactiva de los generadores en la zona Molino-Milagro ante aumento de carga.....	67

Índice de tablas

Tabla 1.1 Norma IEC 61400	14
Tabla 1.2 Regulaciones de ARCONEL.....	15
Tabla 2.1 Velocidad media del viento en varias localidades	28
Tabla 2.2 Parámetros correspondientes al sistema de excitación ESCIA	34
Tabla 2.3 Parámetros correspondientes al sistema de Gobernador IEEEG2	36
Tabla 3.1 Rangos de frecuencia de operación de generadores en Ecuador.....	43

CAPÍTULO 1

1. Introducción

El parque eólico San Cristóbal, ubicado en el Cerro El Tropezón de la isla San Cristóbal, provincia de las Galápagos, es la primera central de generación eólica en el país. El proyecto eólico fue financiado en un 80% por organismos internacionales, el G8 y el programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, y en un 20% por ELECGALÁPAGOS S.A y el municipio de San Cristóbal [1]. El parque conformado por 3 aerogeneradores empezó su operación comercial el 1 de octubre de 2007 teniendo una potencia total instalada de 2.4 MW. La energía producida es transportada hacia la Subestación Térmica San Cristóbal por una línea de transmisión de 13.2 kV, para posteriormente llegar a los hogares de los sancristobaleños mediante una línea convencional de distribución [2].

Como se puede intuir al localizarse en un territorio insular, la central eólica mencionada está conectada a un sistema eléctrico de potencia aislado, resultando un sistema eléctrico híbrido con generación convencional y generación no convencional que logra reducir la dependencia de combustibles fósiles en la obtención de energía, pero su total eliminación no es alcanzable debido a la naturaleza de generación intermitente de las energías renovables que ante situaciones de inestabilidad actualmente se desconectan de la red, obligando al resto de generación a incrementar su cuota de participación en los servicios complementarios del sistema, imprescindibles para su buen funcionamiento [3].

La central eólica Villonaco cuenta con 11 aerogeneradores del tipo GW70/1500 de 1.5 MW cada uno, una potencia total instalada de 16.5 MW y se encuentra ubicado en el cerro del mismo nombre, en la provincia de Loja, es el primer parque eólico en Ecuador continental. El proyecto se encuentra operando de forma normal y continua sobre la base de los requerimientos del sistema eléctrico ecuatoriano desde el 2 de enero de 2013, aportando al SNI una energía neta de 711.55 GWh desde su entrada en operación al 30 junio de 2023 [4].

Actualmente el proyecto eólico Minas de Huascachaca es más grande del país y se encuentra en un 92% de avance, ubicado geográficamente en la provincia de Loja en el cantón Saraguro, el parque eólico cuenta con 14 generadores de 3.571 MW, dando una potencia total instalada de 50 MW [5]. Con la puesta en marcha de esta central, se suministrará 130 GWh de energía limpia anualmente al SNI suficiente para abastecer a 90 mil hogares ecuatorianos, reduciendo la emisión de 76.000 toneladas de CO² y se ahorrarán 10 millones de combustibles fósiles por año [6].

Los proyectos a futuros que se implementarán en el país son Villonaco II y Villonaco III, se tiene previsto que para el proyecto eólico Villonaco II Ducal-Membrillo, ubicado en la provincia de Loja casi con la línea fronteriza con Perú, se instalen 23 aerogeneradores con una capacidad de 3.5 MW cada uno, esto quiere decir una potencia total instalada de 80.5 MW [7] y para el Villonaco III Huayrapamba [8], ubicado de la misma forma en la provincia de Loja en la parroquia de Chuquiribamaba, se tiene previsto instalar 31 aerogeneradores de 1.5 MW, logrando un total de potencia instalada de 46.5 MW [9].

Así observamos que la generación eólica en Ecuador se encuentra en auge y en un continuo desarrollo, estos proyectos significan una expansión del sector eléctrico, lo que brindaría nuevas oportunidades de exportación de energía a países vecinos y ayudaría de igual forma a la economía del país.

1.1 Descripción del problema

Dentro del territorio ecuatoriano, la zona con el mayor potencial de generación eólica corresponde a las crestas de montañas localizadas a lo largo de la cordillera de los Andes, debido a las condiciones óptimas de velocidad, dirección y temperatura del viento a lo largo del año, razón del alto potencial energético de la zona y por ende de las grandes expectativas para la inversión en proyectos de generación eólica, los cuales se unirían a los actuales 2.25 MW del parque eólico en la Isla Baltra y 2.4 MW de la Isla Cristóbal del archipiélago Galápagos y a los

parques eólicos, El Villonaco con una potencia instalada de 16.5 MW y Minas de Huascachaca con 50 MW. A pesar de que la potencia generada por esta tecnología es de carácter probabilístico por su dependencia de las condiciones climáticas, la producción de energía eólica ha registrado un crecimiento significativo durante los últimos años, Dentro del marco regulatorio del sector existen normativas en aspectos regulatorios y técnicos cuyo objetivo es establecer los criterios y requisitos técnicos relacionados con la conexión de los generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución [10].

1.2 Justificación del problema

Según el “Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica”, el potencial eólico – eléctrico factible a corto plazo del país se ha estimado en valores de potencia instalable de 884 MW y energía media anual de 1.518 GWh [11]. Este gran potencial de expansión del sector en el mercado de energía del país, puede ser aprovechado para maximizar el porcentaje de participación de energías renovables no convencionales en la matriz energética del sector eléctrico, este tipo de fuente de generación emplea generadores síncronos de imanes permanentes, los que no proveen al sistema del mismo nivel seguridad en cuanto a estabilidad a los generadores síncronos de alta inercia presentes otras fuentes como la hidráulica o térmica , por ello es pertinente examinar y analizar la repercusión en la estabilidad del SNI al incorporar generación de fuentes renovables no convencionales, acorde a las políticas y lineamientos emitidos por las autoridades nacionales.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Evaluar el impacto de la conexión de un parque eólico de convertidor completo al SNI teniendo en cuenta la normativa y regulación ecuatoriana, mediante análisis de estudios es condiciones de estado estable y dinámico, que permitan demostrar la nula afectación en la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica en la zona de influencia del generador.

1.3.2 Objetivos específicos

1. Diseñar un parque eólico de convertidor completo integrado al SNI implementado en DIgSILENT PowerFactory, considerando los requisitos y criterios técnicos que garanticen la operabilidad de la red ante perturbaciones.
2. Evaluar el correcto funcionamiento dinámico del parque eólico, realizando estudios técnicos que evidencien su influencia en características como la regulación de voltaje, frecuencia de la red y estabilidad del SNI.
3. Comprobar la efectividad del marco regulatorio del sector para establecer directrices y regulaciones que garanticen la factibilidad de conexión de generadores renovables no convencionales.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Normativa y requisitos técnicos para la conexión de generación al SNI

La regulación ecuatoriana pide que, para el diseño de los aerogeneradores, se aplique como mínimo la Norma IEC 61400 [12]. Para el diseño y operación de las centrales, se deben cumplir las Regulaciones de ARCONEL.

Tabla 1.1 Norma IEC 61400

IEC-61400-1	Wind turbine generator system – Part 1: Safety requirements.
IEC-61400-11	Wind turbine generator system – Part 11: Acoustic noise measurement.
IEC-61400-12	Wind turbine generator system – Part 12: Power performance measurement.
IEC-61400-13	Wind turbine generator system – Part 13: Measurement of mechanical loads.
IEC-61400-21	Wind turbine generator system – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.
IEC-61400-22	Wind turbine generator system – Part 22: Wind turbine certification.

Tabla 1.2 Regulaciones de ARCONEL

ARCONEL 003/16	Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado.
ARCONEL 002/16	Requisitos y procedimientos para las etapas de pruebas técnicas y de operación experimental, previas al inicio de la operación comercial de centrales o unidades de generación.
ARCONEL 001/16	Sistema de Medición Comercial -SISMEC- del Sector Eléctrico Ecuatoriano.
ARCONEL 004/15	Requerimientos Técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución
CONELEC 006/00	Procedimientos de Despacho y Operación.
CONELEC 014/99	Administración Técnica y Operativa del Sistema de Transmisión.

Para el presente caso de estudio, se seguirá la Regulación ARCONEL 004-15 donde los escenarios a ser analizados son [10]:

- Red sin el generador renovable.
- Red con el generador renovable.

Además de análisis de estudios dinámicos en cuanto a la estabilidad del generador y cómo influye en la red, mismos que son:

- Estudios de cortocircuito
- Estabilidad del ángulo
- Estabilidad de voltaje
- Estabilidad de frecuencia

1.4.2 Red con el generador y sin el generador renovable

Este estudio permite observar si el generador eólico aporta con generación al sistema, esto se lo comprueba mediante flujo de potencia, mismo que se lo debe hacer con y si el generador renovable.

1.4.3 Impacto en la estabilidad de frecuencia

En los sistemas eólicos o solares, su naturaleza variable en cuanto a generación hace que su impacto en la frecuencia del sistema no sea considerable, esto incluye ventanas de tiempo ya sea de unos pocos segundos o varios minutos si se trata del control secundario. [18]

Sin embargo, al ser generadores de velocidad variable que no poseen inercia, esta característica, hace que influya considerablemente en la estabilidad de frecuencia del sistema, esto se resume en:

- La baja resistencia al cambio de rango de frecuencia y las caídas de frecuencia más pronunciadas son características destacadas en sistemas con una inercia reducida. Esto adquiere una importancia especial cuando se trata de redes eléctricas aisladas o cuando una parte del sistema se encuentra aislada del resto. [18]
- La suma total de capacidad de reserva primaria y secundaria generalmente permanece constante (siempre que los generadores eólicos o inversores solares cuenten con capacidades de respuesta a eventos de frecuencia y tensión). Esto se debe a que, en situaciones adversas, las reservas se determinan en función de la unidad de generación más grande y no se ven afectadas por la variabilidad de la generación eólica y solar. [18]
- Únicamente en el caso de sistemas con niveles de muy alta penetración eólica o solar cuando las plantas convencionales no puedan cubrir las reservas de control primario y secundario, será necesario que también la generación solar y eólica contribuya a ello. [18]

1.4.4 Impacto en la estabilidad del voltaje

Los generadores actuales de energía eólica y solar tienen una capacidad de control de potencia reactiva similar a la de los generadores sincrónicos presentes en las grandes centrales eléctricas convencionales. Sin embargo, es importante señalar que, dado que los generadores

sincrónicos de gran envergadura conectados a los niveles de transmisión tienden a desconectarse durante periodos de alta producción de energía eólica y solar, su incorporación puede tener efectos adversos en la estabilidad del voltaje. A continuación, se expondrán algunas consideraciones al respecto [18]:

- La capacidad de potencia reactiva no puede ser transmitida eficazmente a través de largas distancias, sino que debe estar accesible en el lugar donde se necesita. No obstante, es común que los parques eólicos, en particular, se ubiquen en zonas remotas, alejadas de los centros de consumo de energía. Por lo tanto, aunque estos parques eólicos puedan estar configurados para proporcionar potencia reactiva, esta podría no estar inmediatamente disponible en la ubicación donde se requiera. [18]
- La mayoría de los generadores eólicos y solares se conectan a niveles de voltaje inferiores en comparación con las grandes centrales eléctricas. Por lo general, el control del voltaje se basa en un enfoque riguroso en el cual los transformadores con cambiadores de taps regulan el voltaje en el nivel inmediatamente inferior. Esto implica que la gestión de la potencia reactiva solo es viable en la dirección que va desde niveles de mayor potencia hacia niveles de menor potencia. Como resultado, la capacidad de suministrar potencia reactiva de un generador eólico o fotovoltaico integrado en sistemas de subtransmisión o distribución podría no estar disponible para los niveles de transmisión principales. [18]

Esto se puede solucionar mediante la instalación de compensación de potencia reactiva.

1.4.5 Impacto en la estabilidad del ángulo

Si la incorporación de una nueva planta de energía prolonga los tiempos de restablecimiento críticos después de fallas, se considera un efecto positivo de la nueva planta de energía. Por otro lado, si los tiempos de restablecimiento crítico disminuyen y se acercan al tiempo de restablecimiento actual, esto se percibe como un impacto negativo. [18]

Sin embargo, esta situación podría ser aceptable siempre y cuando los momentos críticos de restablecimiento después de fallas se mantengan por encima de los tiempos de restablecimiento reales (por ejemplo, 150 ms). Dado que los generadores eólicos y solares en sí no presentan problemas de estabilidad transitoria, su influencia en los tiempos de restablecimiento críticos después de fallas es únicamente de manera indirecta. [18]

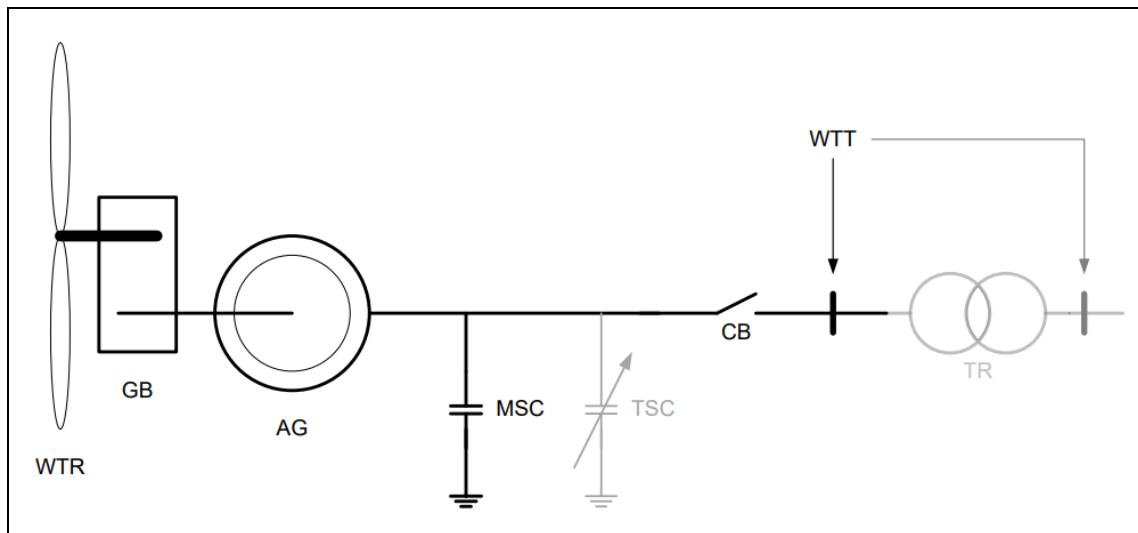
1.4.6 Tipos de aerogeneradores

La Norma IEC 61400-27-1: Wind energy generation systems Part 27-1: Electrical simulation models, clasifica en 4 los diferentes tipos de aerogeneradores:

- **Type 1**

Este tipo de aerogenerador utiliza generadores asíncronos conectados directamente a la red, es decir, sin convertidor de poder. La mayoría de los modelos de turbina eólica tipo 1 tienen un arrancador suave, pero éste sólo está activo durante el arranque. [13]

Ilustración 1.1 Diagrama esquemático aerogenerador tipo 1



Nota: ilustración tomada de la norma IEC-61400-27-1 [13].

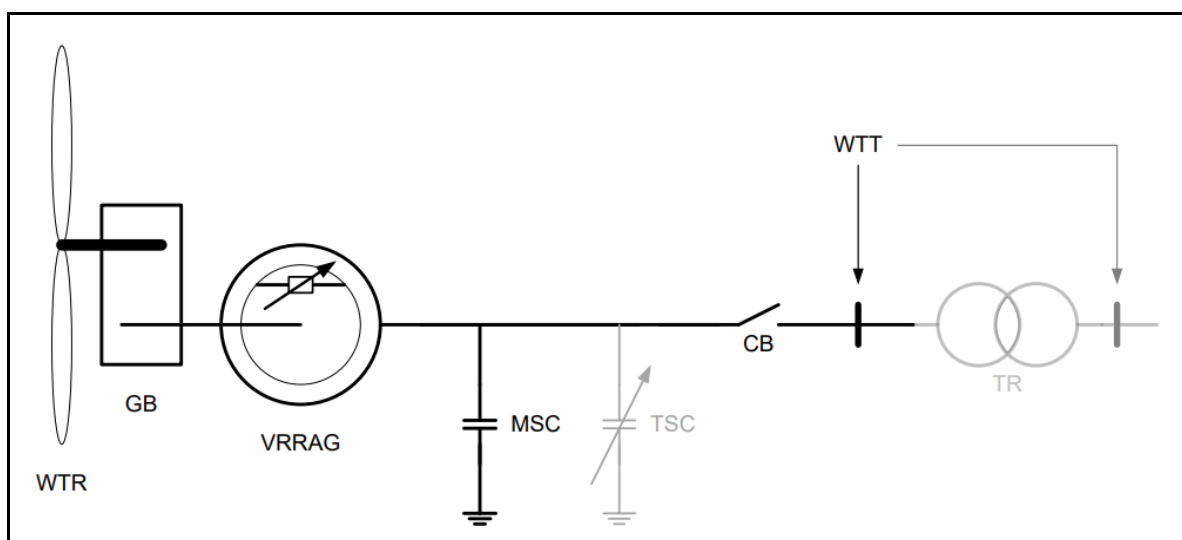
La Figura 1 ilustra los componentes eléctricos y mecánicos esenciales presentes en este tipo de configuración. El rotor de la turbina eólica (WTR) se encuentra conectado al generador

asincrónico (AG) a través de una caja de cambios (GB). Para la compensación de potencia reactiva, se utiliza un banco de condensadores. En su mayoría, estos sistemas incorporan bancos de condensadores conmutados mecánicamente (MSC), que tienen la responsabilidad de ofrecer compensación de potencia reactiva y se consideran fijos en simulaciones a corto plazo. Por otro lado, los aerogeneradores de tipo 1 con capacidades de solución de fallos suelen emplear bancos de condensadores conmutados por tiristores (TSC), los cuales se controlan de manera dinámica durante y después de los fallos. El disyuntor principal (CB) se encarga de desconectar simultáneamente el generador y los condensadores. Los terminales del aerogenerador pueden estar ubicados en cualquier extremo del transformador (TR), como se especifica en la norma IEC 61400-21 [13].

- **Type 2**

Un aerogenerador tipo 2 es similar a uno de tipo 1 en muchos aspectos, pero en el tipo 2 la turbina está equipada con una resistencia de rotor variable (VRR) y, por lo tanto, utiliza un generador asíncrono de resistencia de rotor variable (VRRAG). Los modelos tipo 2 normalmente también están equipados con control del ángulo de inclinación de la hoja [13].

Ilustración 1.2 Diagrama esquemático aerogenerador tipo 2

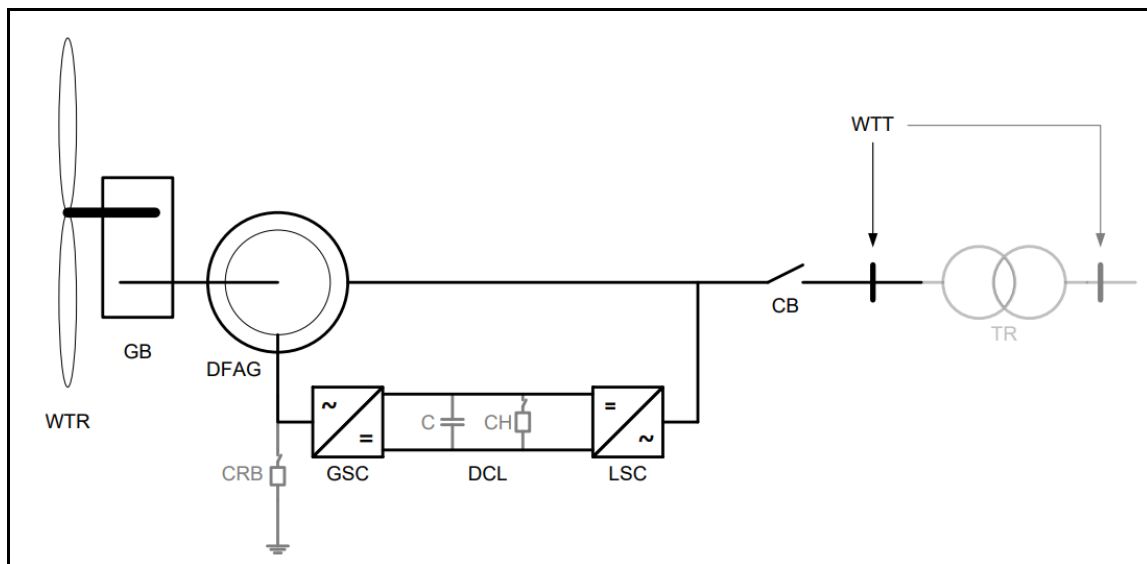


Nota: ilustración tomada de la norma IEC-61400-27-1 [13].

- **Type 3**

Las turbinas eólicas de tipo 3 emplean un generador asíncrono de doble alimentación (DFAG), en el cual el estator se encuentra directamente conectado a la red eléctrica, mientras que el rotor está conectado mediante un convertidor de potencia bidireccional. El convertidor de potencia está compuesto por el convertidor del lado del generador (GSC), el convertidor del lado de la línea (LSC) y el enlace de corriente continua (DCL) con su correspondiente condensador DCL (C). Algunas turbinas eólicas tipo 3 pueden contar con un GSC y una chopper (CH) de tamaño suficiente para permitir el paso del voltaje sin desviar ni desconectar el convertidor. Otras turbinas eólicas de tipo 3 incorporan un dispositivo de palanca (CRB) que cortocircuita el rotor durante transitorios electromagnéticos, convirtiendo el generador eólico en una máquina de inducción durante ese período [13].

Ilustración 1.3 Diagrama esquemático aerogenerador tipo 3



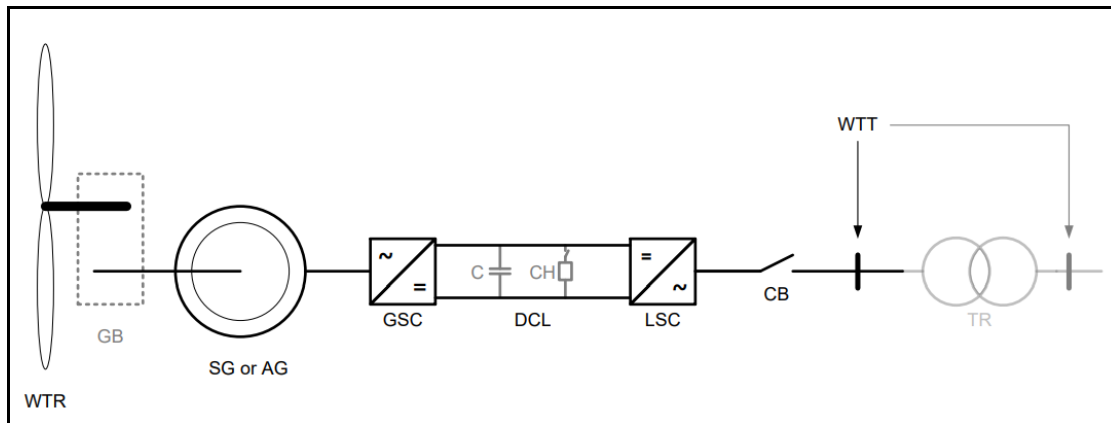
Nota: ilustración tomada de la norma IEC-61400-27-1 [13].

- **Type 4**

Este tipo de aerogeneradores están conectados a la red a través de un convertidor de potencia a gran escala. Las turbinas eólicas tipo 4 utilizan generadores síncronos (SG) o

generadores asíncronos (AG). Algunos WT tipo 4 utilizan generadores síncronos de accionamiento directo, y por lo tanto no tienen caja de cambios. El modelo tipo 3A se puede utilizar para simular los aerogeneradores tipo 4, pero los modelos simplificados debido al convertidor completo que permite el desacoplamiento del tren motriz de la red [13].

Ilustración 1.4 Diagrama esquemático aerogenerador tipo 4



Nota: ilustración tomada de la norma IEC-61400-27-1 [13].

1.4.7 Tecnología de aerogeneradores

En los aerogeneradores tipo 4 de convertidor completo, se pueden encontrar distintas configuraciones de generador, cada una con sus ventajas particulares:

- **Generador síncrono de imanes permanentes**

Las ventajas de este generador es que no genera pérdidas por efecto Joule, es de fácil uso, el costo de mantenimiento es económico y no necesita de potencia reactiva inductiva para funcionar; sus desventajas es que trabaja con el mismo flujo y es más caro [14] [15].

- **Generador síncrono de excitación independiente**

Su ventaja es que puede regular el flujo del rotor; su desventaja es que produce pérdidas por efecto Joule [14].

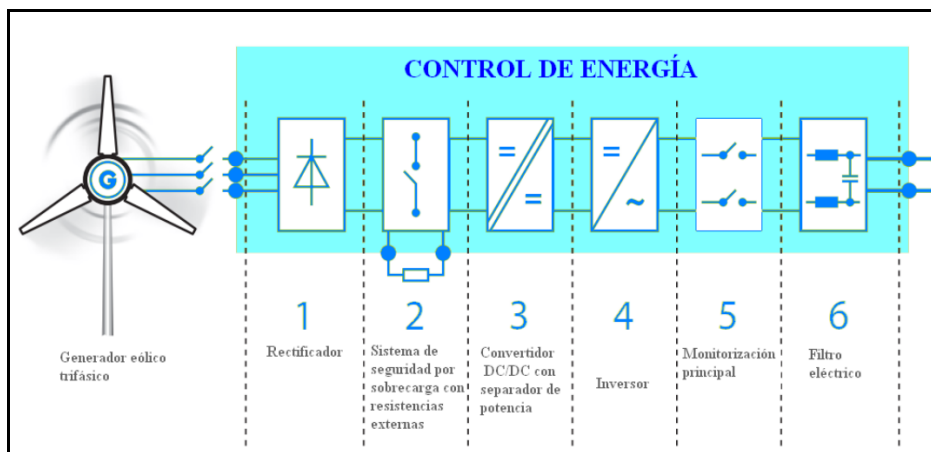
- **Generador asíncrono con rotor de jaula de ardilla.**

Sus ventajas son que es de fácil uso y es mucho más económico que los dos generadores antes mencionados; sus desventajas es que tiene menos versatilidad, no regula su factor de potencia, necesita suave sincronización de red [14].

Es así como la conexión de un convertidor completo a un generador asíncrono será de frecuencia variable, usando una configuración back to back o mediante una matriz de conversión y su convertidor será de gran potencia; por otro lado, si la conexión se la hace a un generador síncrono, este será de frecuencia variable, usando una configuración back to back, matriz de conversión o mediante puente de diodo, así mismo su convertidor será de gran potencia [15].

1.4.8 Convertidor completo

Ilustración 1.5 Esquema de conexión entre el aerogenerador y la red



Nota: ilustración tomada de [16].

Funcionamiento

El sistema de convertidor completo funciona de la siguiente manera [17]:

- El rotor acciona la caja de cambios en el sistema de engranaje, aumentando la velocidad del eje del generador.
- La caja de cambios eliminada para transmisión directa (DD, Direct Drive) ayuda al rotor a impulsar directamente el generador multipolar de baja velocidad.

- El generador convierte la energía mecánica en energía eléctrica de corriente alterna (AC); este generador puede ser asíncrono de jaula de ardilla; o síncrono de imán permanente o de excitación independiente.
- El convertidor del lado del generador convierte la energía eléctrica de Corriente Alterna (AC) en Corriente Directa (DC).
- El convertidor del lado de la línea convierte Corriente Directa (DC) en Corriente Alterna (AC) de frecuencia del sistema 60 Hz y proporciona capacidad de regulación de voltaje.
- El convertidor desacopla la máquina de la red.

Características Principales

La generación de energía en sistemas eólicos usando convertidor completo, posee las siguientes características que hacen que el sistema sea el más requerido en el mercado debido a su eficiencia [17]:

- Respuesta rápida, retrasos de tiempo cortos en comparación con máquinas magnéticas conectadas directamente.
- Poseen control total de la corriente de cortocircuito, misma que va desde >100% de la corriente de salida nominal hasta cero (en espera); ésta es útil para la regulación de voltaje durante bajos voltajes y en respuesta a fallas.
- Control preciso de la producción y tasa de cambio de la producción según se requiera, esto va sujeto a la disponibilidad de energía eólica.
- La turbina se puede usar para la respuesta de frecuencia, para regulación aguas abajo, o, con reserva de espera, giro o regulación hacia arriba.
- Desacopla la máquina del sistema en caso de que haya problemas de calentamiento de secuencia negativa o mínimos torques de cortocircuito.

Ventajas

Las principales ventajas del convertidor completo son [17]:

- Máxima flexibilidad, la interfaz del convertidor es totalmente controlable.
- Control desacoplado de potencia activa y regulación de voltaje.
- Contribución de cortocircuito controlable.
- Capacidad de paso de bajo voltaje con duración teóricamente infinita.
- No hay exposición a fallas del sistema para el generador o la caja de cambios en el sistema de engranaje.
- No hay interacción entre el sistema de energía y la máquina.
- La curva de capacidad reactiva es similar a las máquinas síncronas.
- En la configuración de transmisión directa, las piezas móviles son mínimas.
- Sin anillos colectores.
- Fácil mantenimiento.
- Autosincronización, ya que no requiere de equipos condensadores suplementarios.

Desventajas

La posible desventaja sería [17]:

- La contribución de corriente de falla limitada, pero que es controlable; puede requerir de soluciones sofisticada para la protección del colector.

1.4.9 Problemáticas en la conexión de un parque eólico

Rangos de Operación en frecuencia

Debido a la particular distribución del recurso eólico en el país, toda la generación de energía eólica se concentrará en una única ubicación geográfica. Esto conlleva ciertas

particularidades en el punto de conexión al resto del sistema eléctrico, en especial para los aerogeneradores tipo 1 o 2 que carecen de control de la frecuencia que está entregando a la red.

Control primario de frecuencia

En ciertos tipos de generadores, controlar la frecuencia primaria puede ser un desafío. Esto significa que cuando ocurre un desequilibrio entre la producción y la demanda de energía en la red, estos generadores pueden no ser capaces de mantener la frecuencia de sincronización en el punto de conexión, lo que podría resultar en problemas o incluso desconexiones.

Control de potencia reactiva

Existen algunos modelos de aerogeneradores de tipo 3 y 4, no se puede llevar a cabo el control de la potencia reactiva, y de manera similar a las turbinas eólicas de tipo 1 y 2, estos generadores pueden absorber reactivos de la red, lo que contribuye a aumentar la insuficiencia de potencia reactiva en el punto de conexión.

Control de Tensión

En lo que respecta a los aerogeneradores más antiguos, como los de tipo 1 y 2, su capacidad para regular la tensión de salida de la central es extremadamente limitada debido a la incapacidad de controlar la velocidad de los generadores que emplean.

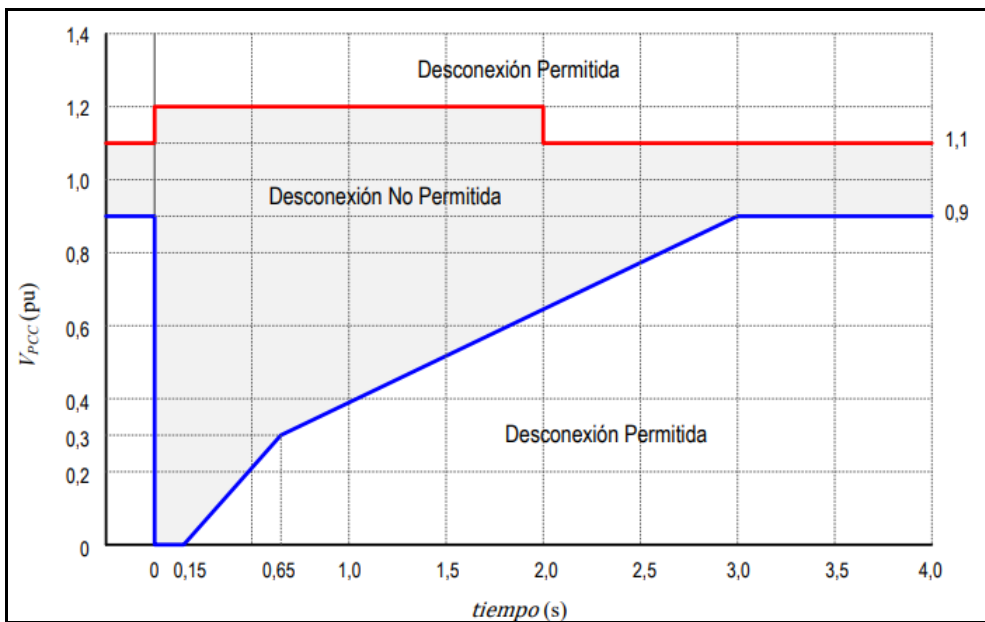
Control de potencia activa

Como fue mencionado con anterioridad, los modelos tipos 1 y 2 no poseen control de velocidad o frecuencia, de manera efectiva se traduce en una limitación en el control de la potencia activa.

Fault Ride-through Capability

En el contexto de una falla en la red eléctrica, donde la tensión y la frecuencia pueden experimentar variaciones notables, la " Fault Ride-through Capability" o "Capacidad de soporte de hueco de tensión" se refiere a la capacidad de un generador eléctrico, como un aerogenerador, de adaptar su funcionamiento de manera que permanezca conectado al sistema eléctrico ante una perturbación en el punto de conexión de acuerdo con la curva característica:

Ilustración 1.6 Capacidad de soporte de hueco de voltaje requerida en regulación ARCONEL 004/15



Nota: ilustración tomada de ARCONEL 004/15 [004/15].

CAPÍTULO 2

2. Metodología

2.1 Modelamiento del parque eólico

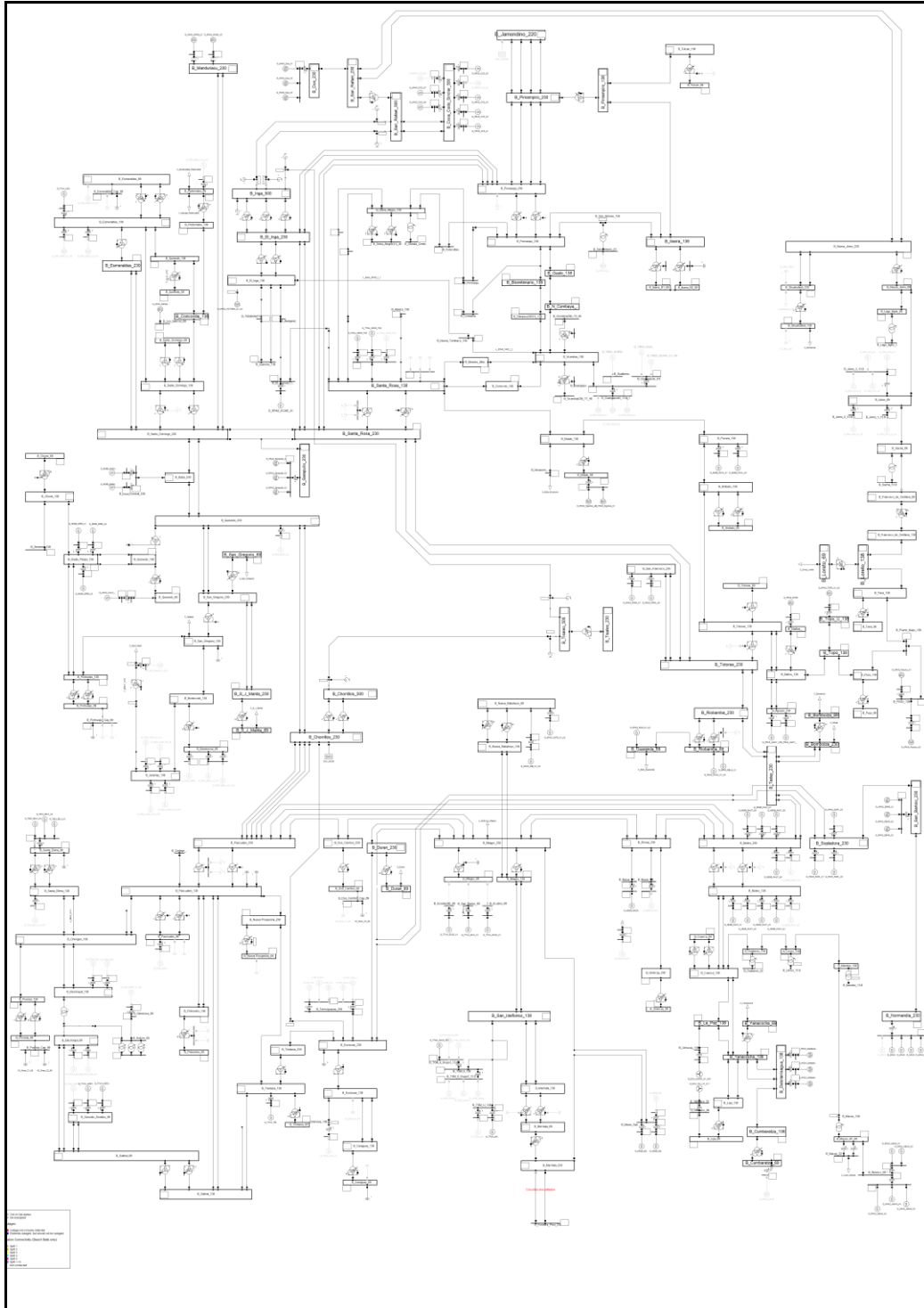
Para el desarrollo del trabajo propuesto se utilizó la base de datos del S.N.I. de largo plazo 2015 y modelada en DIgSILENT PowerFactory, Fig. 1. En cuanto a la ubicación del parque eólico, se consideró estudios previos del Instituto Ecuatoriano de Electrificación sobre el potencial eólico de diferentes zonas en el país, la Tabla 1 recopila la velocidad media del viento medida en algunas localidades. Finalmente se escogió la zona interandina sur, no se definió una localidad en específico por la falta de información suficiente, aunque se determinó como punto de conexión de la barra colectora de central eólica con el SNI, la S/E Loja 138 kV, ubicada en la ciudad de Loja.

Tabla 2.1 Velocidad media del viento en varias localidades

Zona	Provincia	Localidad	Velocidad promedio [m/s]
Interandina Norte	Carchi	El Ángel	6.6
	Imbabura	Atuntaqui	4.5
Salinas		7.0	
Interandina Central	Pichincha	Tabacundo	5.0
		Machachi	7.1
		Malchिंगui	6.6
		Olmedo	5.3
	Cotopaxi	Paramo del Cotopaxi	5.9
Interandina Sur	Azuay	Huascachaca	7.9
	Loja	Saraguro	5.2
		Yangana	5.5
		Lucardi	5.6
		La Toma	4.8
Costanera	Manabí	Boyacá	5.6
		Pedernales	4.4
	Guayas	Guayaquil (Aeropuerto)	4.7
		Salinas	4.8
Insular	Galápagos	San Joaquín (I. San Cristóbal)	7.9

Nota: tabla tomada de [93]

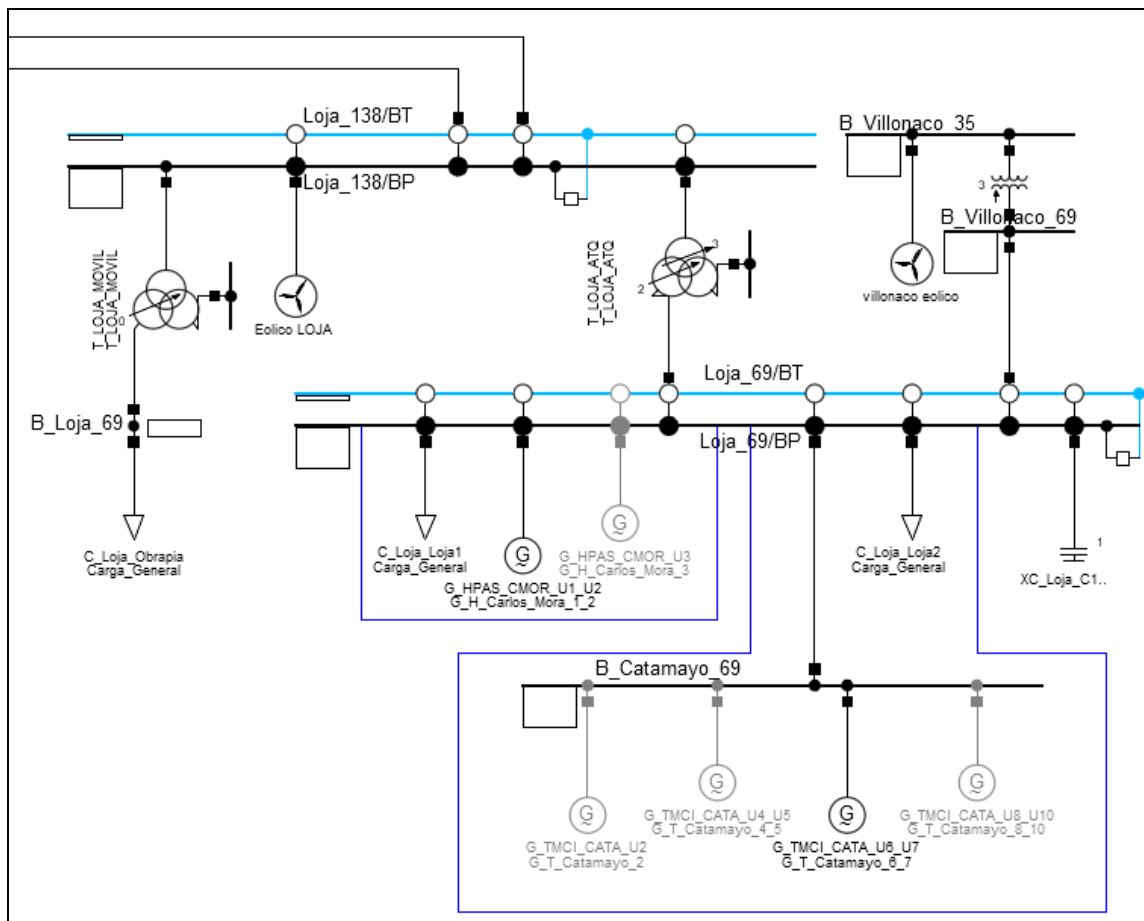
Ilustración 2.1 Base SNI 2015



Nota: diagrama esquemático de la base de datos SNI – 2015 en PowerFactory.

El parque eólico está estructurado por 20 aerogeneradores de una potencia nominal 2.5 MW cada uno, dando un total de 50 MW en potencia instalada total. El modelo de los aerogeneradores en el software presenta la flexibilidad de escoger un modelo tipo 3 o tipo 4, en este estudio se emplea el ultimo, correspondiente al convertidor completo. Se usó un solo equipo que representa un equivalente de 20 turbina eólicas idénticas en paralelo, las que conforman el emplazamiento del parque. Su integración en el sistema de transmisión se da en la S/E Loja 138 kV de Loja, siendo este el punto común de conexión situado en la subzona de la base SNI denominada Molino-Milagro, Fig. 2.

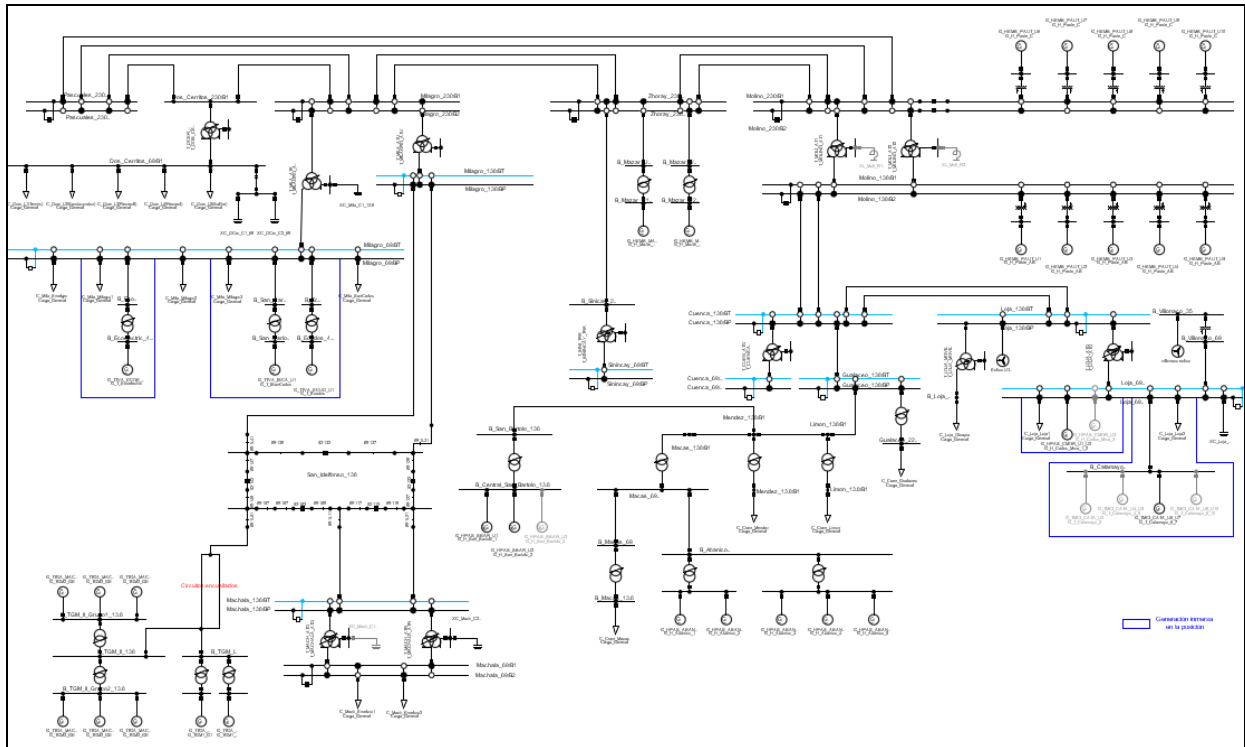
Ilustración 2.2 SNI – Modelo del parque eólico conectado a la S/E Loja 138kV



Este lugar ha sido escogido por su alta incidencia de viento, además de que se encuentra en una zona estratégica para la conexión de parque eólicos; ya que actualmente en la misma provincia ya se encuentran en curso la implementación de varios parques eólicos, el parque

eólico “Minas de Huascachaca” actualmente cuenta con un avance del 98% del proyecto o las dos nuevas etapas como planificadas en la expansión del parque eólico Villonaco.

Ilustración 2.3 SNI – Zona Molino Milagro



Los aerogeneradores tienen en su configuración inicial los parámetros suficientes para recrear el funcionamiento en estado estable o estático del sistema, es decir, la repuesta de la onda que observa cuando el tiempo t en el sistema tiende al infinito. Para obtener una respuesta adecuada de su comportamiento en un estado de operación transitorio se debe asociar un sistema de control que replique las oscilaciones amortiguadas de la onda antes de llegar al estado estable; dicho sistema conformado por controladores automáticos, se encargada de comparar el valor de salida de potencia activa de la maquina con un valor predeterminado o de referencia establecido por las regulaciones, medir la variación y comandar una señal de control que modifique la velocidad/frecuencia de generador anulando la variación o reduciéndola al mínimo valor posible.

2.2 Controlador PID

El Control PID se compone de tres elementos clave que trabajan en conjunto para ajustar la salida de un sistema de control y mantener la variable de proceso (la cual queremos controlar) cercana al valor de referencia (el valor deseado) [11]:

- **Control Proporcional (P):** Este componente responde de manera proporcional al error actual, que se calcula como la diferencia entre el valor de referencia y la medición actual de la variable de proceso. El controlador P genera una salida que varía en función de la magnitud del error presente, lo que significa que cuanto mayor sea el error, mayor será la corrección aplicada.
- **Control Integral (I):** El elemento integral acumula los errores pasados a lo largo de un período de tiempo y utiliza esta información para eliminar gradualmente el error acumulado. Esto es particularmente útil para corregir errores constantes y mantener la variable de proceso en el valor deseado a largo plazo.
- **Control Derivativo (D):** El componente derivativo responde a la velocidad de cambio del error. Su función principal es anticipar las tendencias futuras y reducir la magnitud de los cambios bruscos en la variable controlada. El control derivativo desempeña un papel crucial en la prevención de oscilaciones excesivas.

La combinación de estos tres elementos permite al Control PID ajustar continuamente la salida del sistema de control en función de la dinámica observada en la variable controlada en comparación con el valor deseado.

2.3 Sistema de Excitación

El propósito principal del sistema de excitación en las unidades generadoras de electricidad radica en proveer la energía necesaria para establecer un campo magnético en el rotor del generador, permitiendo así la producción de energía eléctrica. Este sistema también desempeña un papel crítico al regular la tensión de salida del generador, lo que contribuye al

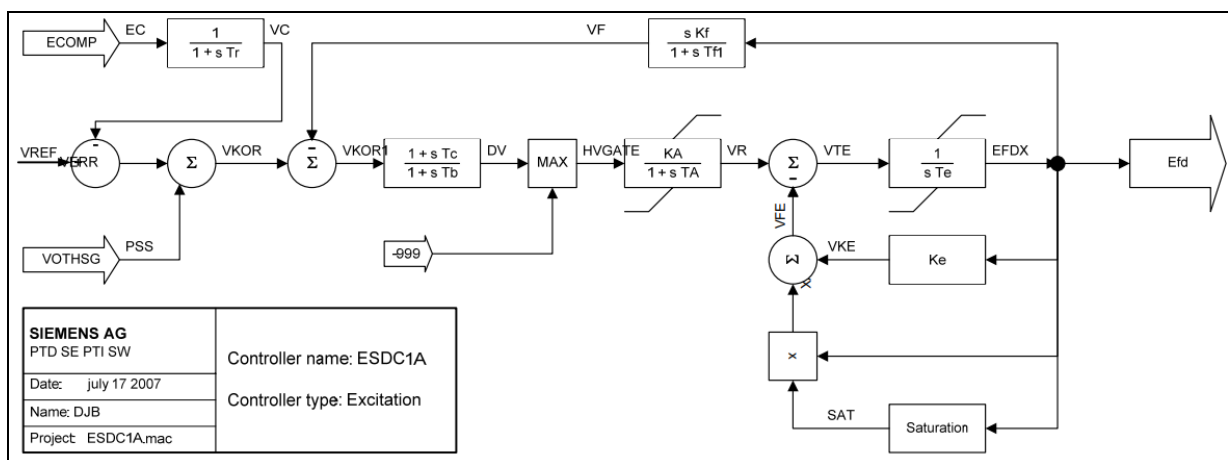
monitoreo y ajuste de la frecuencia de la electricidad generada, un aspecto esencial para mantener la sincronización y estabilidad de la red eléctrica de manera precisa y veloz ante las oscilaciones de carga.

La IEEE como entidad normadora a nivel mundial, estandarizó 12 modelos en diagramas de bloques para representar la gran variedad de sistemas de excitación en uso. El sistema de control de excitación (SCE) elegido es de tipo DC1A.

Las ventajas de este modelo son:

- Mayor estabilidad: Reduce la frecuencia de fluctuaciones y brinda mayor capacidad de respuesta ante cambios abruptos de demanda.
- Regulación más precisa: Ofrece una regulación más precisa y veloz, garantizando un voltaje constante en la red eléctrica, incluso en presencia de variaciones de carga.
- Mayor eficiencia: Este modelo es más eficiente en términos de consumo energético, ya que sus costos operativos son menores y es de mayor rentabilidad para las empresas eléctricas.
- Mayor confiabilidad: Disminuye la probabilidad de fallos aumentando a disponibilidad del sistema.

Ilustración 2.4 Diagrama de bloques del Sistema de Excitación DC1A



Nota: diagrama de control de campo del conmutador del excitador DC1A [12]

Se tienen como señales de entrada el voltaje en terminales del generador V_t , un voltaje de referencia V_{ref} y una señal de voltaje del estabilizador de potencia V_{pss} . Este modelo de excitador contiene el modelo de regulador y el bloque de la excitatriz, entre otros bloques que trabajan como filtros o representan la latencia de la respuesta de los elementos físicos que constituyen el dispositivo, Fig. 4. Como señal de salida tenemos la tensión de excitación E_{fd} para el devanado del campo del generador.

Tabla 2.2 *Parámetros correspondientes al sistema de excitación ESCIA*

Variable	Uni.	Descripción	Default	Min	Max
TR	s	Constante de tiempo de filtro	0.01	0.001	0.8
KA	pu	Ganancia del regulador de voltaje	50	15	100
Ta	s	Constante de tiempo del regulador de voltaje	0.06	0.01	0.3
Tb	s	Constante de tiempo del regulador de voltaje	1	0.5	1.3
Tc	s	Constante de tiempo del regulador de voltaje	1	0.6	1.5
Vrmax	pu	Salida máxima del regulador de voltaje	3	0.7	1.25
Vrmin	pu	Salida mínima del regulador de voltaje	-2.5	-0.25	-0.2
Ke	pu	Constante del excitador relacionado con el campo auto excitado	0	-	-
Te (>0)	s	Constante de tiempo del excitador, tasa de integración asociada con el excitador de control	0.5	0.1	0.8
Kf	pu	Ganancia del estabilizador del sistema de control de excitación	0.11	0.01	1.5
Tf1	s	Constante de tiempo del estabilizador del sistema de control de excitación	1	0.1	1.5
E1	pu	Voltaje de salida del alternador del excitador detrás de la reactancia de conmutación en la que se define la saturación	2.47	0	5
SE (E1)	pu	Valor de la función de saturación del excitador correspondiente, E1, detrás de la reactancia de conmutación	0.035	0	0.1
E2	pu	Voltaje de salida del alternador del excitador detrás de la reactancia de conmutación en la que se define la saturación	3.5	0	10

		Valor de la función de saturación del excitador			
SE (E2)	pu	correspondiente, E2, detrás de la reactancia de conmutación	0.5	0	0.9

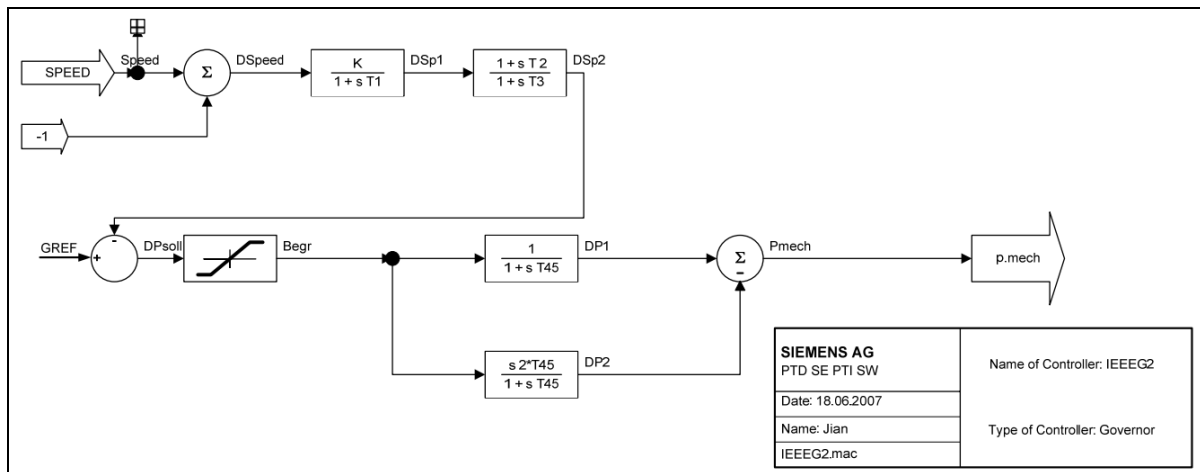
Nota: tabla de contenido tomada de [12]

2.4 Gobernador IEEE2

El gobernador es el sistema responsable de controlar la velocidad de giro del rotor, realizando la corrección del ángulo de inclinación de las palas con respecto al viento para aumentar o disminuir la cantidad de energía generada del potencial eólico disponible. El modelo turbina-gobernado IEEE2, **Fig. 5**, es capaz de ajustar la potencia activa generada para satisfacer la demanda de la red ante cambios en la carga y contribuir al equilibrio de la red, así como cumple la función de protección contra sobrecargas al limitar la velocidad máxima de giro en situaciones de viento extremos. El usar este modelo estandarizado permite:

- **Análisis de estabilidad:** Permite evaluar la estabilidad del sistema eléctrico al estudiar cómo las turbinas y los gobernadores responden a variaciones en demanda y en frecuencia de la red, esto es importante para garantizar que la generación de energía se mantenga en equilibrio con la demanda.
- **Optimización de control:** Ayuda a ajustar los sistemas de control de las turbinas y gobernadores para mejorar la respuesta y la eficiencia de generación de energía.
- **Predicción de comportamiento:** Permite prever como se comportarán las turbinas y los gobernadores ante diferentes situaciones, como cambios en la carga o en eventos de contingencia.

Ilustración 2.5 Diagrama de bloques del Gobernador IEEE2



Nota: diagrama del regulador de velocidad del gobernador IEEE2 [12]

Tabla 2.3 Parámetros correspondientes al sistema de Gobernador IEEE2

Variable	Uni.	Descripción	Default
TR	s	Constante de tiempo de filtro	0.8
KA	pu	Ganancia del regulador de voltaje	100
Ta	s	Constante de tiempo del regulador de voltaje	0.3
Tb	s	Constante de tiempo del regulador de voltaje	1.3
Tc	s	Constante de tiempo del regulador de voltaje	1.5
Vrmax	pu	Salida máxima del regulador de voltaje	1.25
Vrmin	pu	Salida mínima del regulador de voltaje	-0.2

Nota: tabla tomada de [12]

2.5 Implementación del modelo dinámico en DigSILENT Simulation Language (DSL)

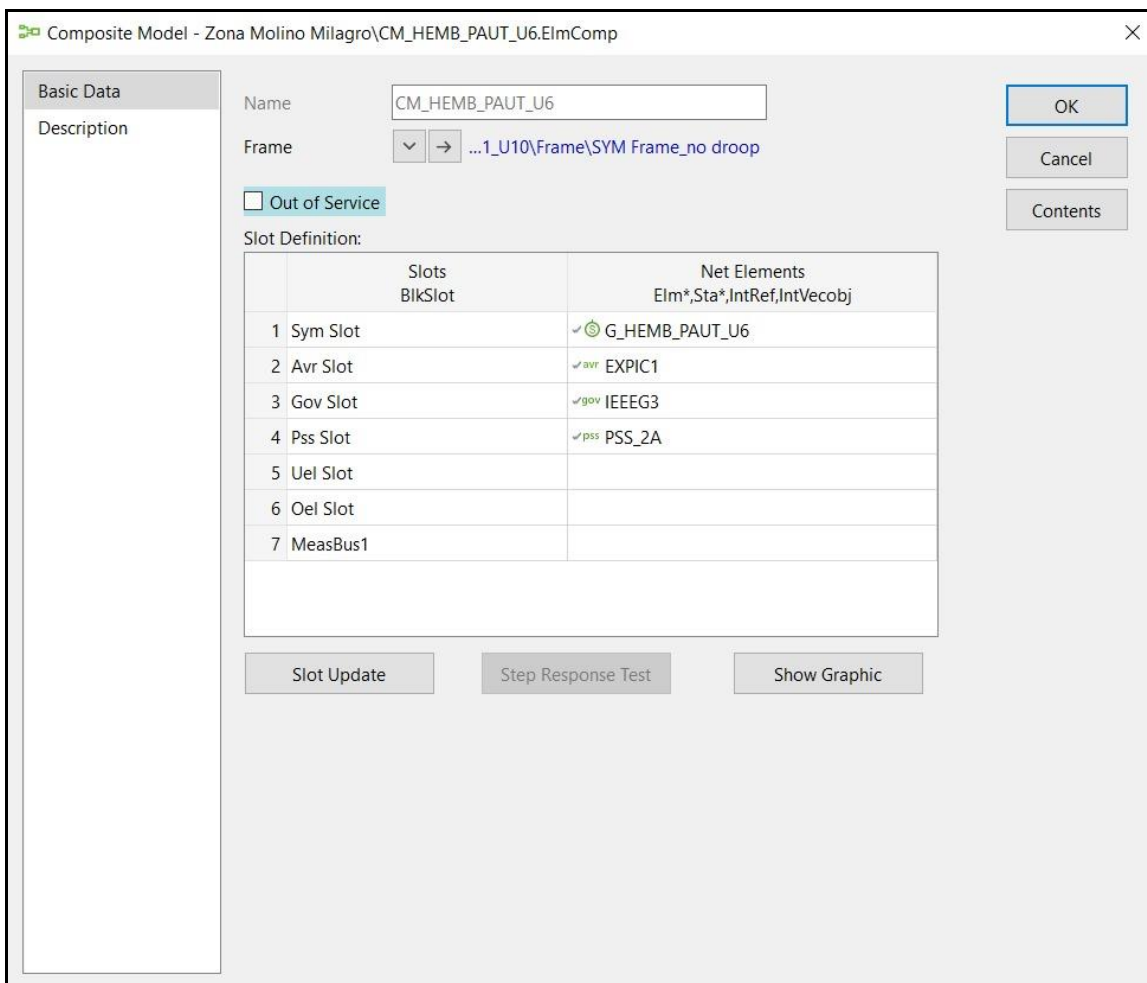
Para el desarrollo del modelo dinámico se utilizó la herramienta DSL del software PowerFactory, donde se empezó con una esquematización general de la interconexión del generador con sus elementos de control, los bloques de control son:

- AVR: ESDC1A

- Gobernador-Turbina: IEEEG2

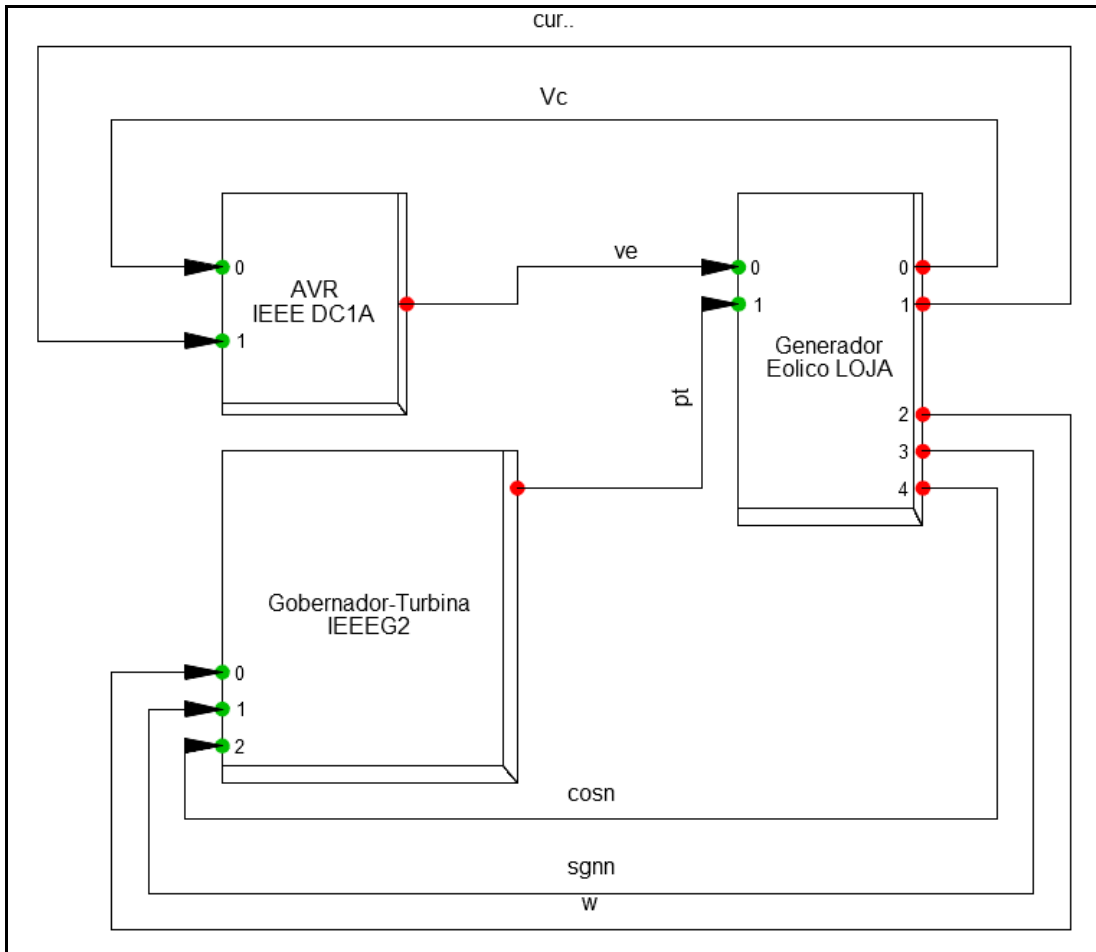
Estos bloques conforman al COMPOSITE MODEL que es una estructura que se usa para administrar los modelos asociados al sistema de control de un aerogenerador, la Fig. 6 muestra el Composite Model existente en la unidad generadora No.6 de la central hidroeléctrica Paute Molino.

Ilustración 2.6 Composite Model de la U6 de la central hidroeléctrica Paute Molino



Así el primer paso fue representar cada elemento dentro de un COMPOSITE FRAME el cual contiene las vías de comunicación o señales de entrada y salida entre los diferentes SLOTS que representan todos los elementos del sistema de control. La Fig. 7 corresponde al Composite Frame de las unidades de generadoras del parque eólico, donde se observan las señales que se interconectan entre los Slots de los sistemas de control con el Slot del generador eléctrico.

Ilustración 2.7 Composite Frame de un aerogenerador del parque eólico



El MODEL DEFINITION o también COMPOSITE BLOCK DIAGRAM, como su nombre lo indica, es una plantilla con el diagrama de bloques desea asociar al Slot del elemento o sistema de control correspondiente. El Slot del AVR presenta un modelo de bloques internos que representan a filtros pasa bajo, filtros de primer orden con ganancia con ganancia, limitación y supresión de transientes. Por otro lado, el Slot del Governador-Turbina presenta como señal principal la velocidad W del eje del rotor, además de una potencia de referencia de 1pu.

Ilustración 2.8 Model Definition asociado al SLOT del AVR

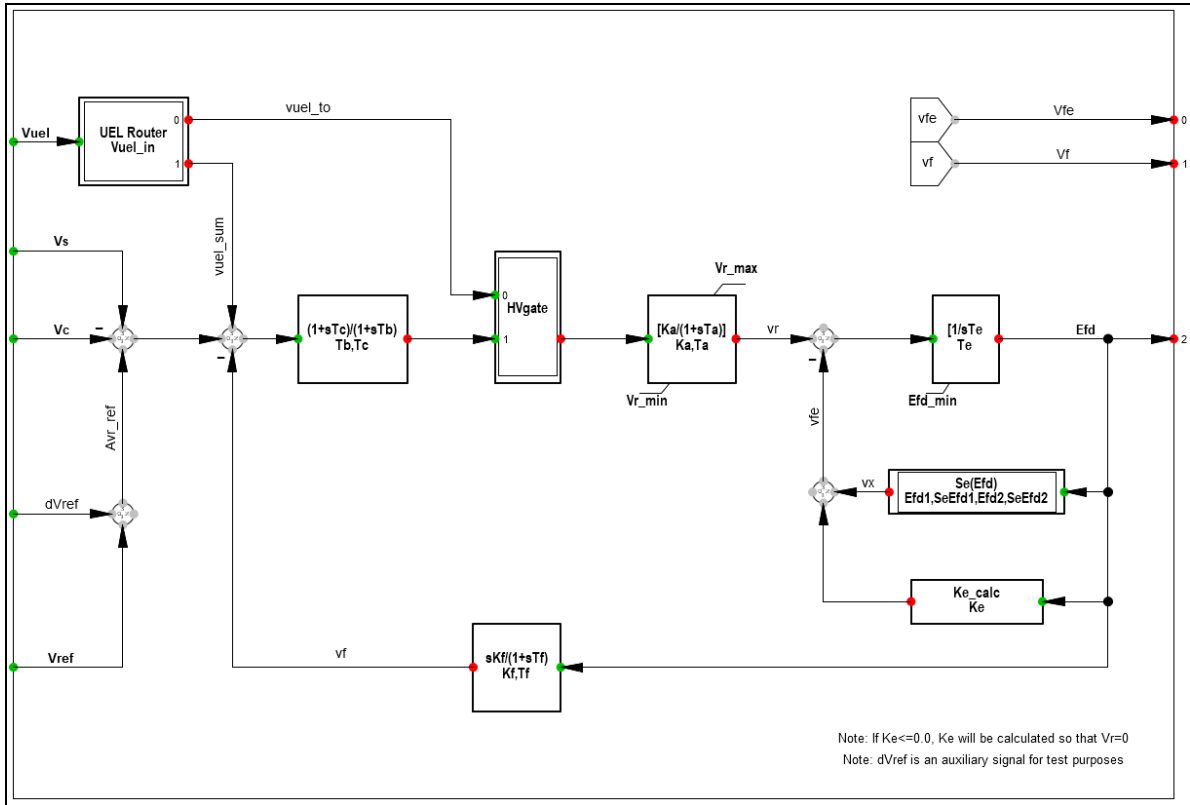
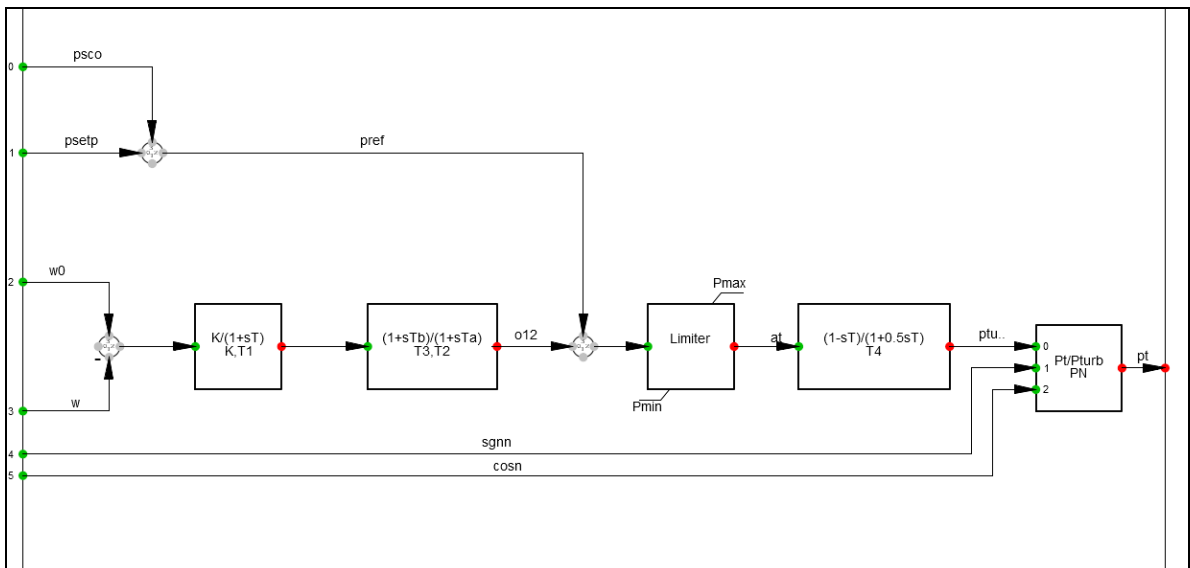


Ilustración 2.9 Model Definition asociado al SLOT del Gobernador – Turbina



Para asociar el COMPOSITE FRAME con sus SLOTS y el MODEL DEFINITION representado en cada SLOT, se deberá crear un COMPOSITE MODEL que vinculará los elementos de control con el elemento de red GEN1 posicionado en el diagrama unifilar.

Ilustración 2.10 *Composite Model del aerogenerador del parque eólico*

Name

Frame ...ls\Compositemodel_Planta12buses

Out of Service

Slot Definition:

	Slots BlkSlot	Net Elements Elm*,Sta*,IntRef,IntVecobj
1	AVR	✓ ^{exc} IEEE DC1A
2	Generador	✓ ^{GEN} GEN1
3	Gobernador-Turbina	✓ ^{gov} IEEEG2

2.6 Estudios técnicos para el acceso a la red

Una vez configurado el sistema interno de los aerogeneradores, se dio paso a determinar los estudios técnicos requeridos por la regulación ARCONEL 004/15:

Estudios de flujo de potencia

Para este estudio, se incluye el funcionamiento de la red con contingencia simple (condición N-1), es decir con elementos fuera de servicio, esto permite analizar estados que resulten más exigentes para el sistema.

Estudios de cortocircuito

Para este estudio, se realizan cortocircuitos trifásicos o monofásicos en los puntos de la red que se consideren más críticos en función de la incorporación de la nueva generación, donde el GRNC, deberá ayudar a cubrir la demanda en cualquiera de los casos.

Estudios de estabilidad de ángulo

Para este estudio se realiza para determinar el comportamiento del ángulo del generador en condiciones normales y ante perturbaciones como fallas, desconexión de carga o generación, esto ayuda a comprobar si el GRNC y el sistema se mantienen en estado estable para cualquier estado de carga. Para el estudio de las fallas transitorias, se simulan fallas más exigentes para el mantenimiento de la estabilidad del sistema.

Estudios de flujo de potencia

Este estudio determina como afecta el GRNC en la estabilidad del voltaje del sistema, tanto en condiciones normales como ante perturbaciones.

Estudios de estabilidad de frecuencia

Este estudio determina como afecta el GRNC en la estabilidad de la frecuencia del sistema, tanto en condiciones normales como ante perturbaciones.

Capítulo 3

3. Resultados y análisis

A continuación, se presentan los resultados obtenidos del modelo de parque eólico incorporado en la base de datos del SNI en el software DigSILENT PowerFactory.

La regulación ARCONEL 004/15 establece los criterios y requisitos técnicos a seguir para garantizar la calidad, confiabilidad y seguridad de la conexión de un GRNC al sistema de transmisión. A continuación, un resumen de los lineamientos presentes en la regulación que garantizan la calidad del producto y la adecuada respuesta ante fallas externas a la aportación de generación eólica:

Control Primario de Frecuencia (RPF)

- El valor de estatismo es variable entre el 4 y 7% para un rango de frecuencia de operación sin límite entre 59 Hz y 61 Hz.
- La regulación de velocidad puede ajustar su valor entre 1 y 10% de la potencia nominal por segundo.
- Banda muerta $< \pm 0.025$ Hz (inferior al 0.1%)
- Conservar el margen de regulación del 4%

Rangos de Operación en Frecuencia

Tabla 3.1 Rangos de frecuencia de operación de generadores en Ecuador

Operación sin limite	Mínimo: 59 Hz Máximo: 61 Hz
Operación normal	Nominal: 60 Hz \pm 0.15 Hz
Desconexión 20 s	Mínimo: 58 y 59 Hz Máximo: 61 y 61.5 Hz
Desconexión 10 s	Mínimo: 57.5 y 58 Hz Máximo: 61.5 y 62 Hz
Desconexión inmediata	Frecuencia $<$ 57.5 Hz Frecuencia $>$ 62 Hz

Control de voltaje de salida

Los sistemas de control avanzado empleados en los aerogeneradores deben poder proporcionar control sobre la potencia activa inyectada por la máquina, esto de manera directa ayudan a mantener la tensión en niveles seguros y estables, lo que es esencial para la operación confiable del sistema eléctrico

Tensión de operación en falla

Las turbinas eólicas deben tener la capacidad de asegurar la continuidad en la provisión de energía sin comprometer la estabilidad, incluso en presencia de bruscas disminuciones de voltaje ocasionada por fallos temporales en la red eléctrica. En secciones anteriores se pudo observar la curva de “Fault Ride-through Capability” o “Capacidad de soporte de hueco de tensión” establecida por el marco regulatorio del sector.

3.1 Comparación entre la red con y sin generador eólico

Ilustración 3.1 Red sin el generador eólico

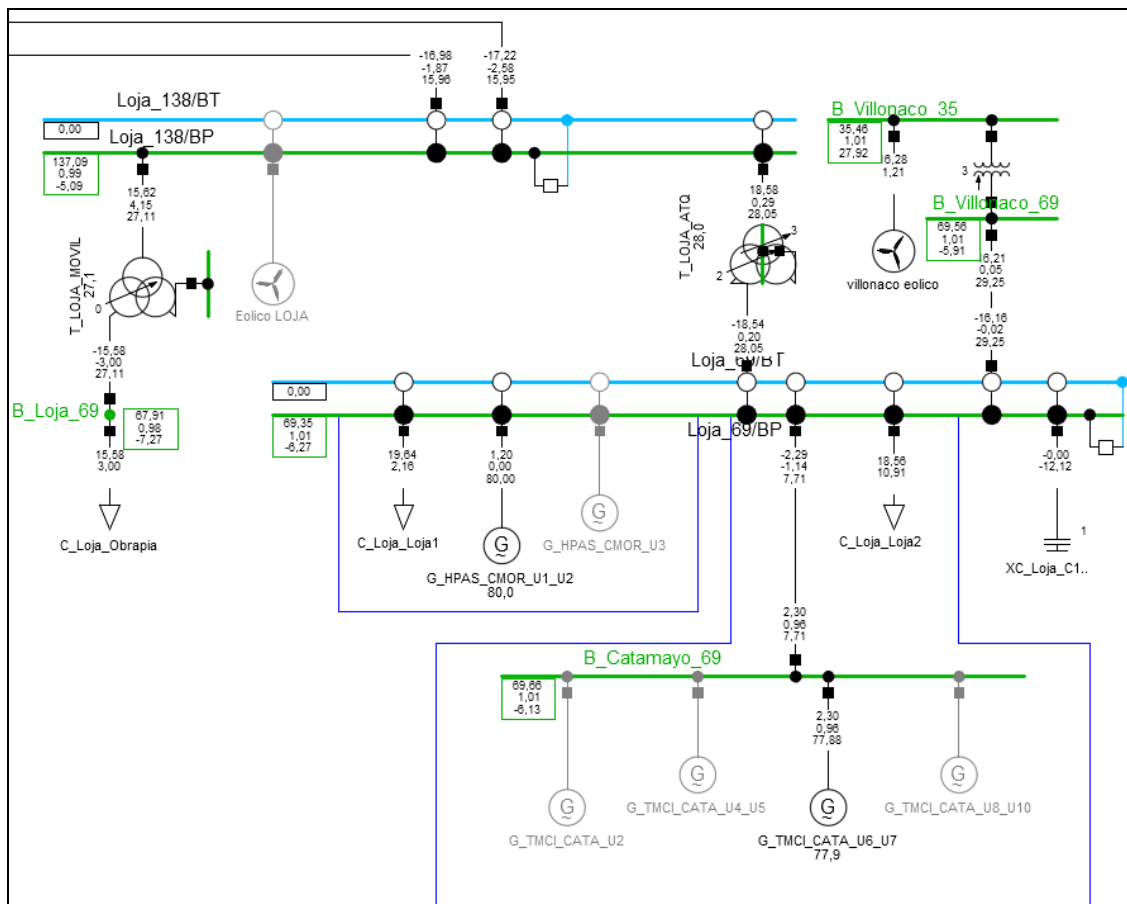
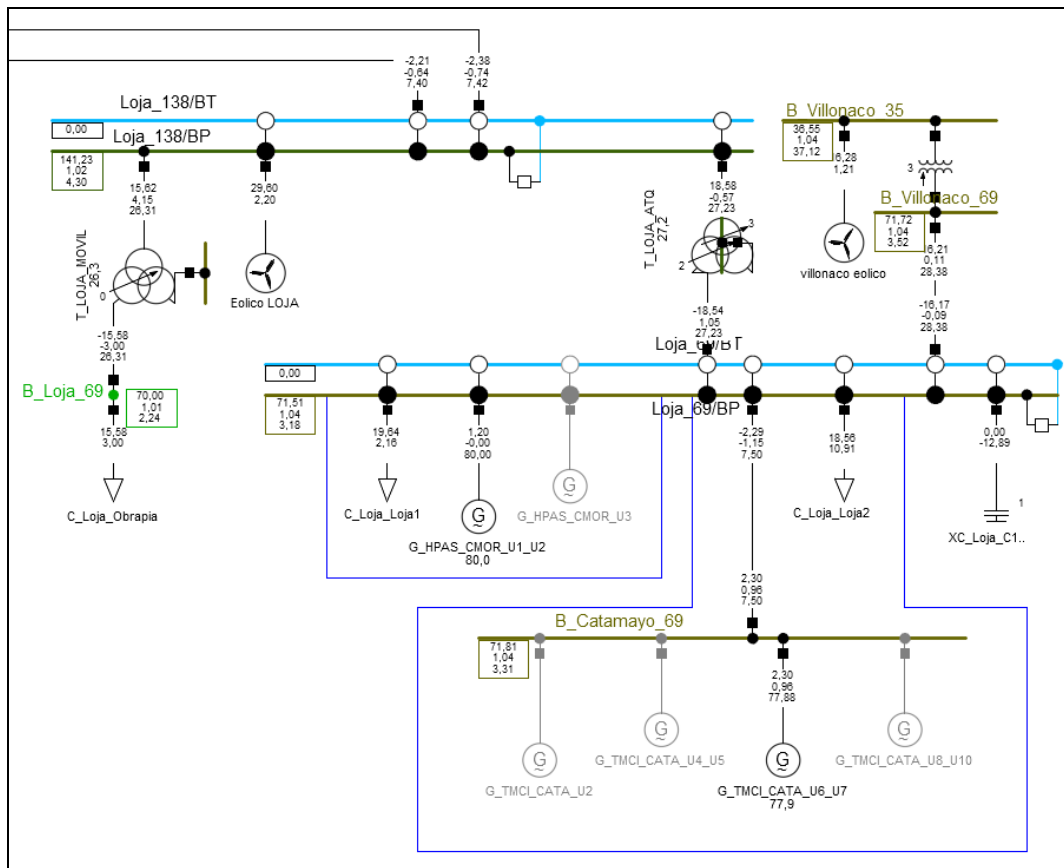


Ilustración 3.2 Red con el generador eólico

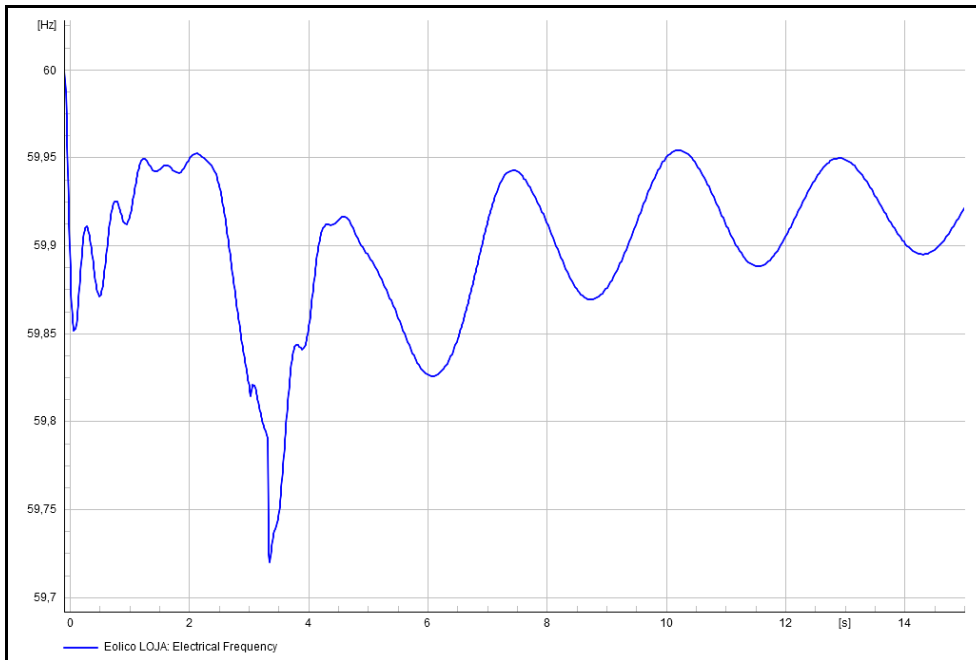


Se realizó flujo de potencia en condiciones iniciales RMS del sistema. En la **Fig. 1** observamos como el sistema estaba inicialmente, sin el generador eólico Loja; donde la barra Loja_138/BP posee una potencia de 137.09 MW. Una vez que se conecta el generador eólico, en la **Fig. 2** se observa que en la misma barra, Loja_138/BP, su potencia aumentó, siendo ésta 141.23 MW, y si observamos el resto de barras, la potencia en de cada una de ellas se incrementaron de igual forma, esto significa que el sistema eólico aportó con la generación deseada en el sistema y dicho aporte se repatió aguas abajo del mismo, dando como resultado que la integración del sistema eólico se realizó correctamente en la simulación.

3.2 Falla monofásica línea Catamayo-Loja 69kV

Se simuló una falla monofásica a tierra cercana al punto común de conexión con una duración de 0.3 segundos antes de su completo despeje en uno de los circuitos que interconectan la bahía de 69kV de la S/E Loja con la S/E Catamayo 69 kV.

Ilustración 3.3 Frecuencia del parque eólico conectado al SNI ante una falla monofásica a tierra



Cuando se produce una falla transitoria en el sistema eléctrico, las condiciones operativas de la red experimentan fluctuaciones cuya intensidad dependerá de la gravedad y naturaleza de la falla, en este caso una falla monofásica a tierra ocurre a los 3 segundos de simulación al 50% de una de las líneas que enlaza las subestaciones. **La Fig. 3** muestra cómo evolucionan la magnitud de voltaje de salida en valor por unidad, el ángulo del generador con respecto al sistema y la potencia activa aportada lo largo de los 15 segundos de simulación, en ningún momento antes, durante y después de la falla la tensión alcanza un valor pico que sobrepase el límite superior (1.1 pu) de la curva de capacidad de soporte de hueco tensión, de igual forma la tensión en ningún momento llegó a disminuir lo suficiente para que no se garantice el sincronismo con la red y que el parque eólico sea obligado a desconectarse.

Ilustración 3.4 Voltaje secuencia positiva del generador del parque eólico conectado al SNI ante una falla monofásica a tierra

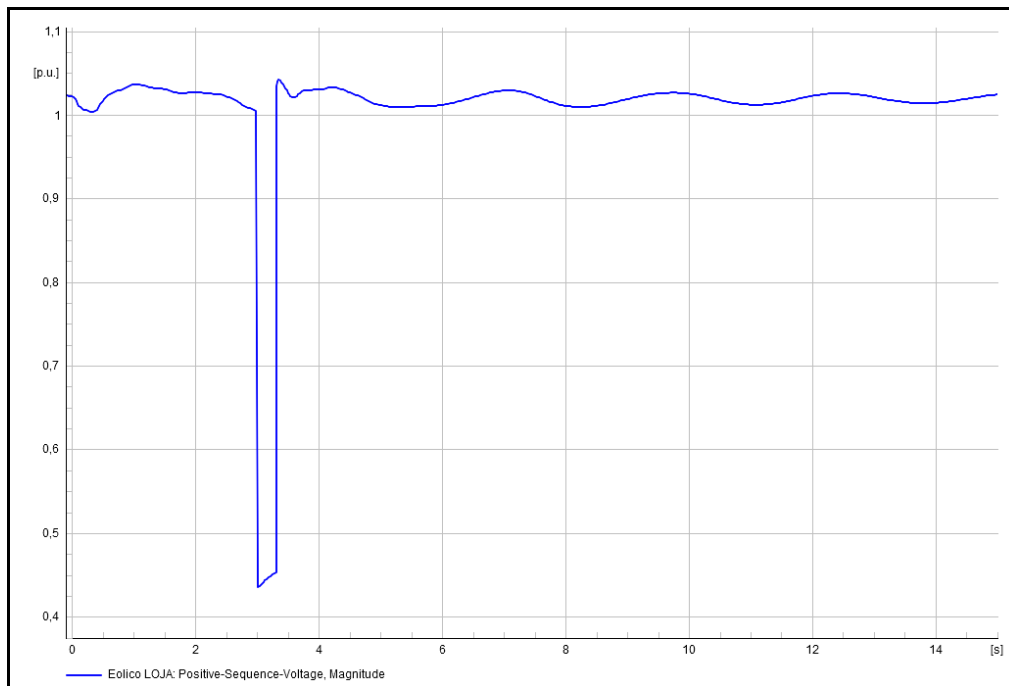


Ilustración 3.5 Ángulo del generador del parque eólico conectado al SNI ante una falla monofásica a tierra

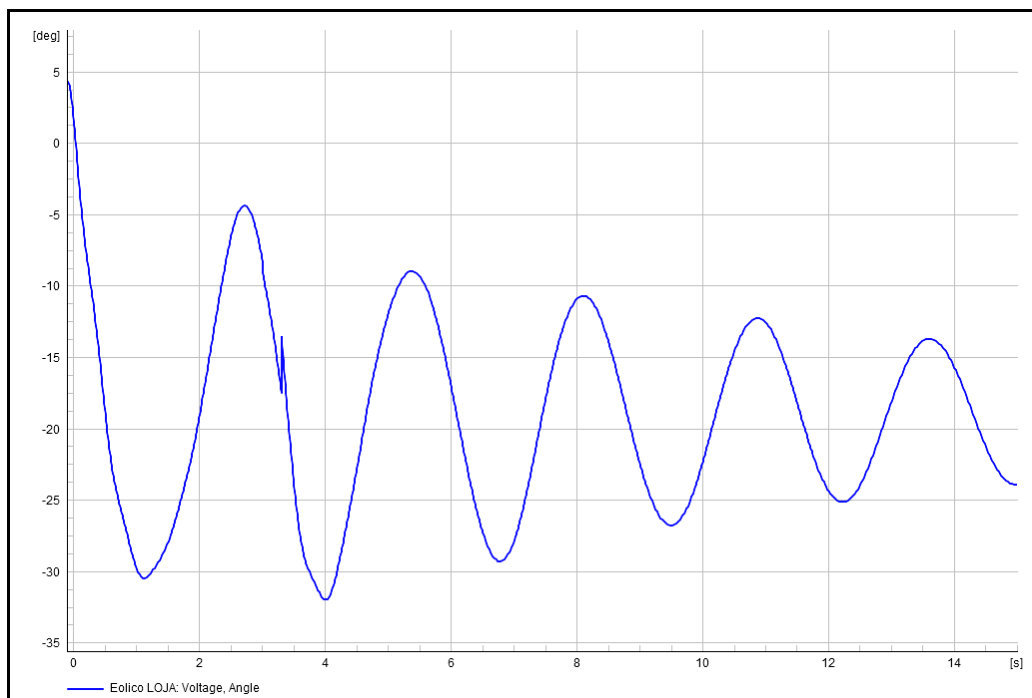


Ilustración 3.6 Potencia activa del generador del parque eólico conectado al SNI ante una falla monofásica a tierra

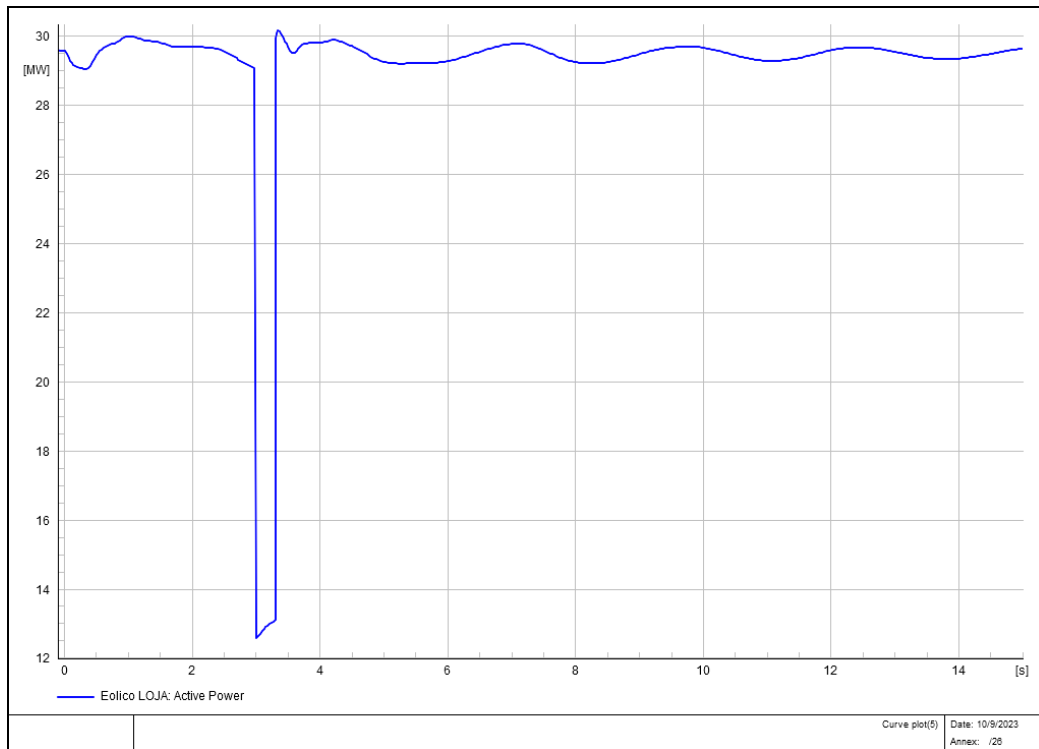


Ilustración 3.7 Potencia reactiva del generador del parque eólico conectado al SNI ante una falla monofásica a tierra

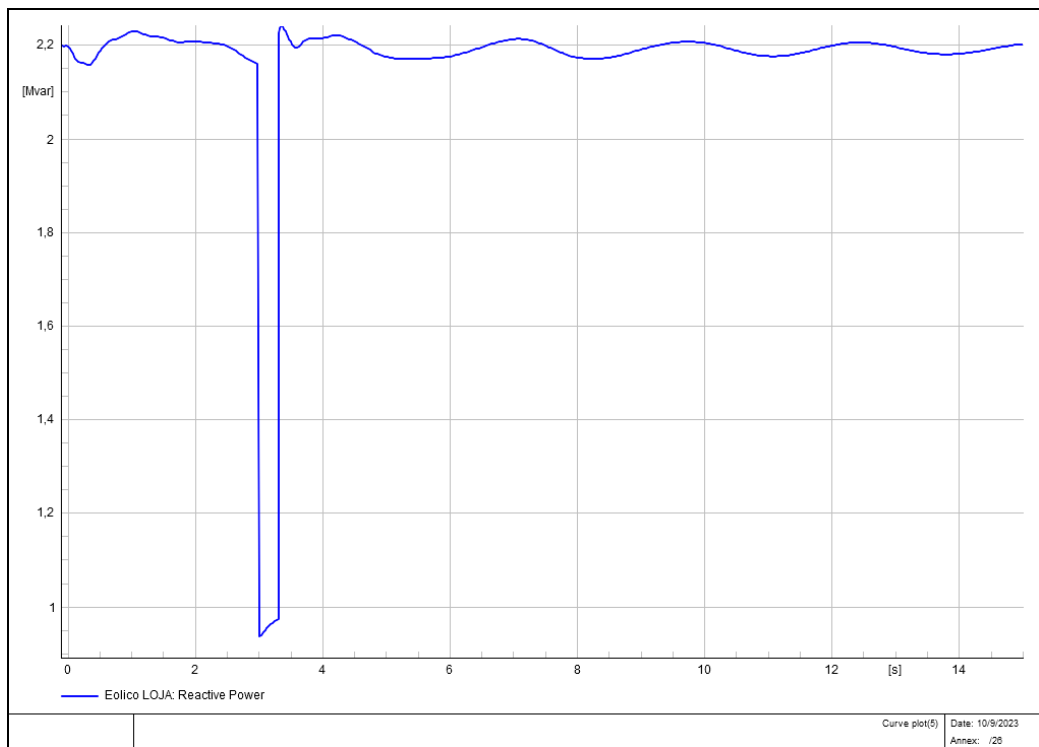


Ilustración 3.8 Frecuencia de los generadores en la zona Molino-Milagro ante una falla monofásica a tierra

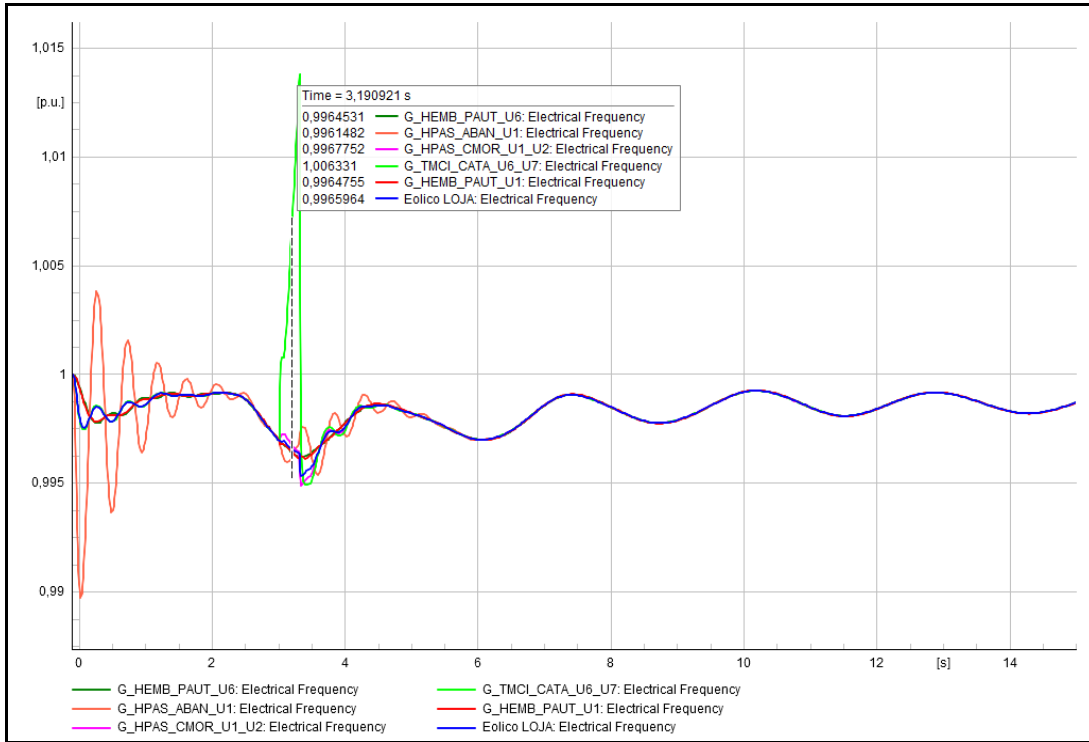


Ilustración 3.9 Voltaje secuencia positiva de varios generadores en la Zona Molino-Milagro ante una falla monofásica a tierra

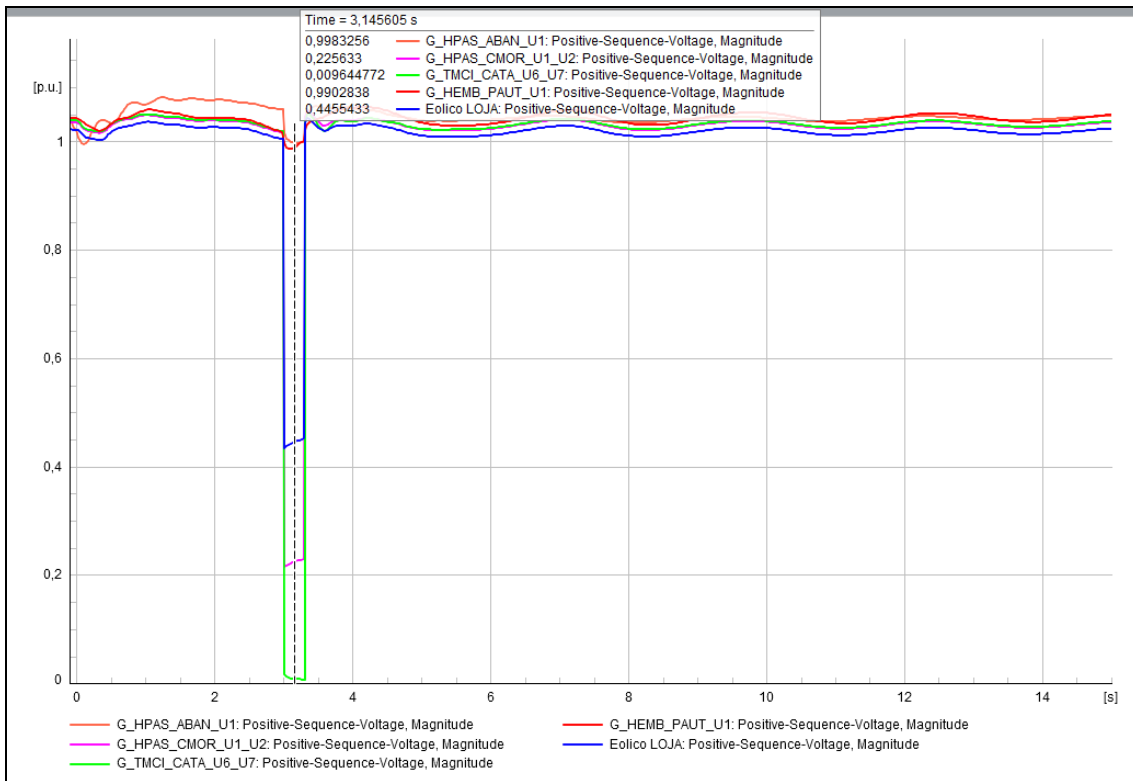


Ilustración 3.10 Ángulo de varios generadores en la Zona Molino-Milagro ante una falla monofásica a tierra

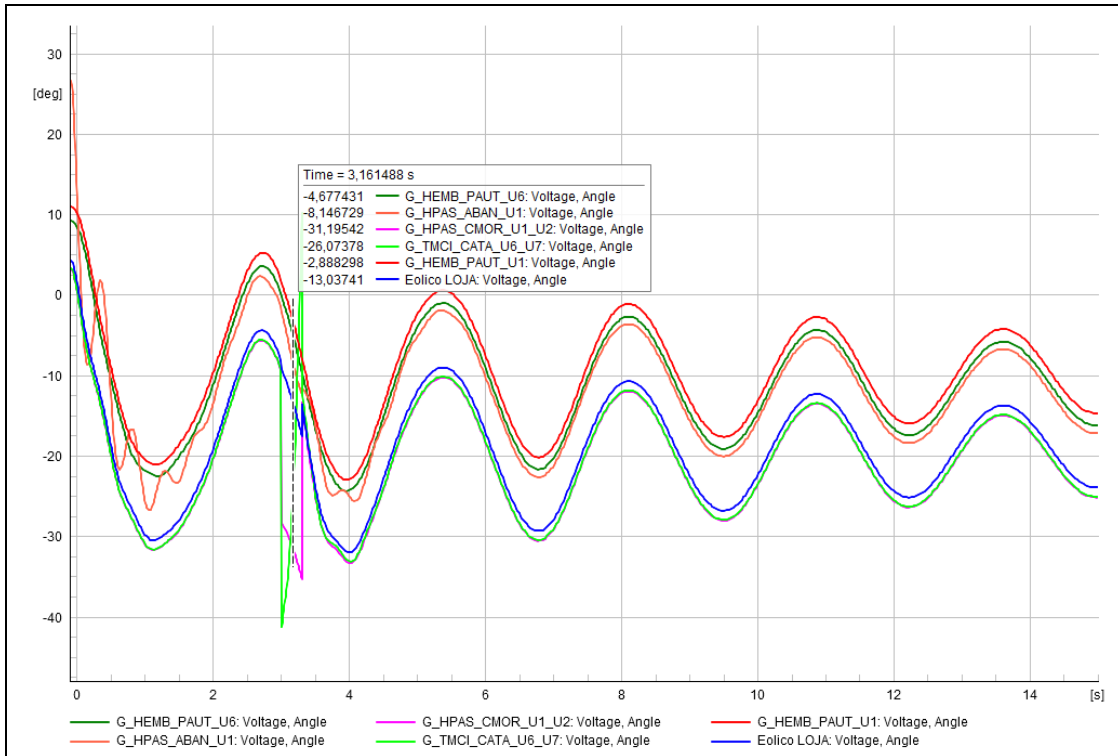


Ilustración 3.11 Potencia activa entregada por los generadores en la zona Molino-Milagro ante una falla monofásica a tierra

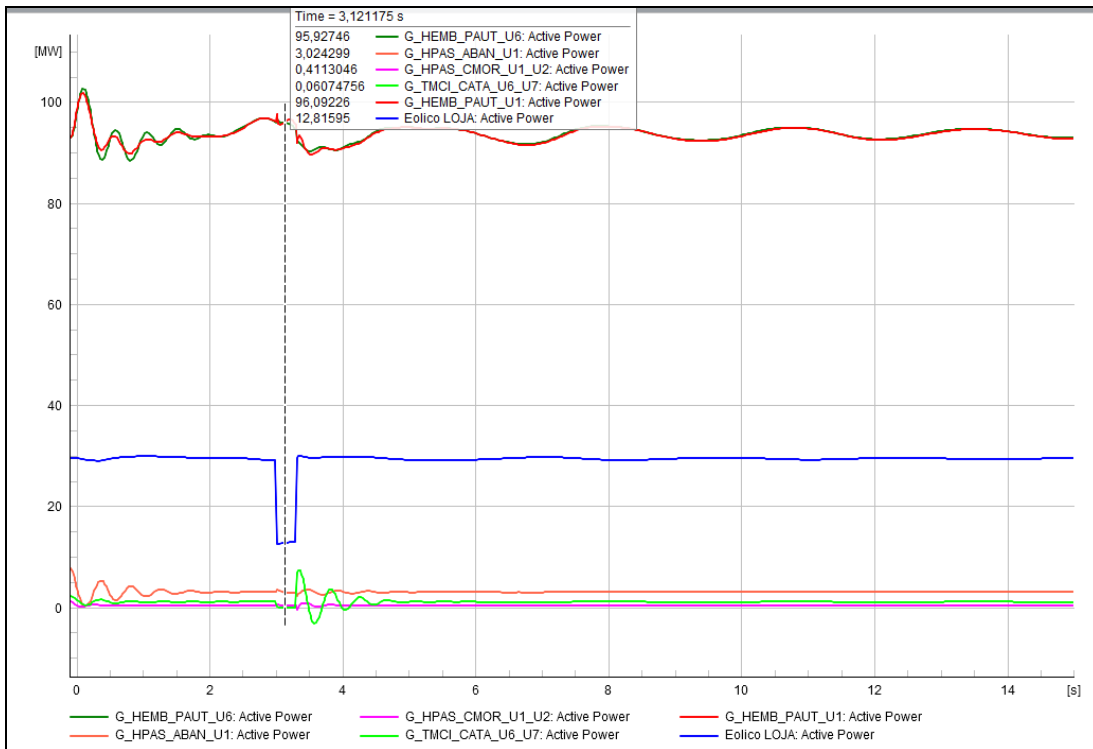
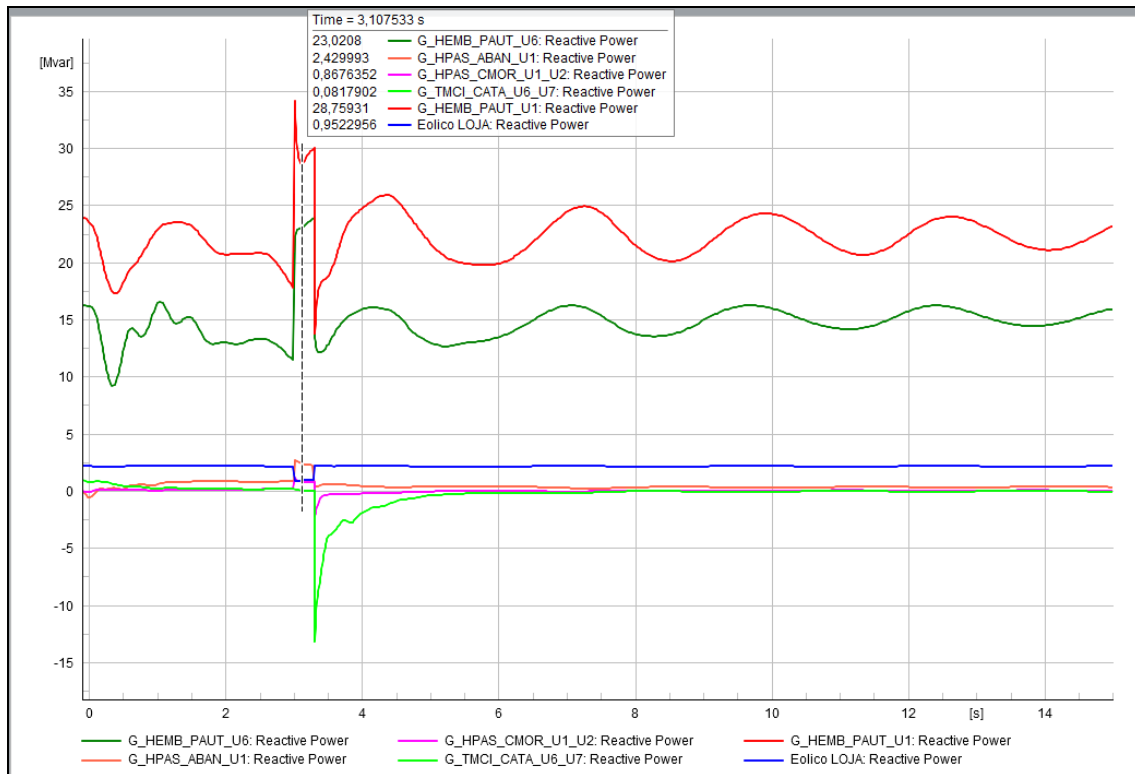


Ilustración 3.12 Potencia reactiva entregada por los generadores en la zona Molino-Milagro ante una falla monofásica a tierra



La **Fig. 8** evidencia el comportamiento de las diferentes ondas de frecuencia de las unidades generadores presentes en el área de influencia del aerogenerador, donde cada una tiene un valor de estadismo asociado a las características propias de la maquina eléctrica sobre su capacidad de mantener una tensión de salida y la frecuencia constante, a pesar de fluctuación en las condiciones de generación o en la carga eléctrica. Para la **Fig. 9** se muestran los valores de frecuencia que en valor por unidad durante la falla, cuando la frecuencia cae por debajo de 59.85 Hz, este parámetro entra en el rango de operación sin límite donde la respuesta primaria de frecuencia (RPF) hace su presencia ya que es la encargada ajustar la velocidad de giro del rotor, potencia activa y reactiva generada en cada unidad con la finalidad de restaurar la frecuencia de operación a su valor nominal, el valor más bajo de frecuencia en el estado transitorio para un aerogenerador que conforma el parque planteado es de 59.73 Hz, lo que asegura mantener la continuidad del suministro sin la desconexión de aerogeneradores.

La Fig. 10 muestra cómo se da una caída extrema en la tensión de salida de todos los generadores y el desfase momentáneo del ángulo de los generadores, con excepción de las unidades en el proyecto hidroeléctrico Paute Molino que presentan una fluctuación leve en los parámetros expuestos, esto es originado principalmente por el tamaño y capacidad de las maquinas eléctricas, cada una con una potencia de 93.08 MW resultando en una inercia elevada en comparación a otras unidades en centrales eléctricas que aportan al sistema aguas abajo. La capacidad sobre el control de la potencia activa entregada por el aerogenerador está implícita cuando se posee un control en la regulación de la tensión de salida de la unidad.

En la Fig. 11 tenemos la potencia activa de todos los generadores, donde la perturbación del sistema afecta directamente al generador térmico de Catamayo con 0.06 MW, la potencia del generador eólico decae considerablemente pero no llega a cero, siendo esta su potencia durante la falla de 12.81 MW, y los menos afectados son los generadores de Paute manteniéndose en sus límites de potencia normal.

En la Fig. 12 tenemos la potencia reactiva donde observamos que los generadores hidráulicos son los que asumen toda la carga para estabilizar el sistema, siendo los generadores de Paute los generadores hidráulicos más fuertes para contener la falla entregando potencia reactiva de 28 MVAR y 23 MVAR; en cuanto al generador eólico, al no tener la reserva reactiva en el momento, su potencia reactiva cae a 0.95 MVAR, sin embargo cuando pasa el despeje de la misma, hay un pico de potencia reactiva que contribuye a la estabilización del sistema.

3.2 Falla trifásica en la línea Cuenca-Loja 138kV

Continuando con las pruebas de fallas, se simuló una falla trifásica prácticamente en punto común de conexión a partir de los 5 segundos con una duración de 0.3 segundos antes de su completo despeje en uno de los circuitos que unen la S/E Loja 138 kV con la S/E Molino 69 kV.

El enfoque de realizar una falla al 25% de una línea del circuito mencionado, es poner bajo una condición de operación extrema al parque para forzar la desconexión del mismo. Es trivial mencionar que el comportamiento dinámico de la central eólica ante una falla trifásica guarda gran similitud con los resultados obtenidos para la falla monofásica.

La Fig. 13 y 14, muestran las perturbaciones en la curva de frecuencia del aerogenerador y de varias unidades generadores ubicadas en la Zona Molino-Milagro, en especial las maquinas eléctricas aguas abajo como lo es la unidad generadora térmica Catamayo.

Ilustración 3.13 *Frecuencia del parque eólico conectado al SNI ante una falla trifásica*

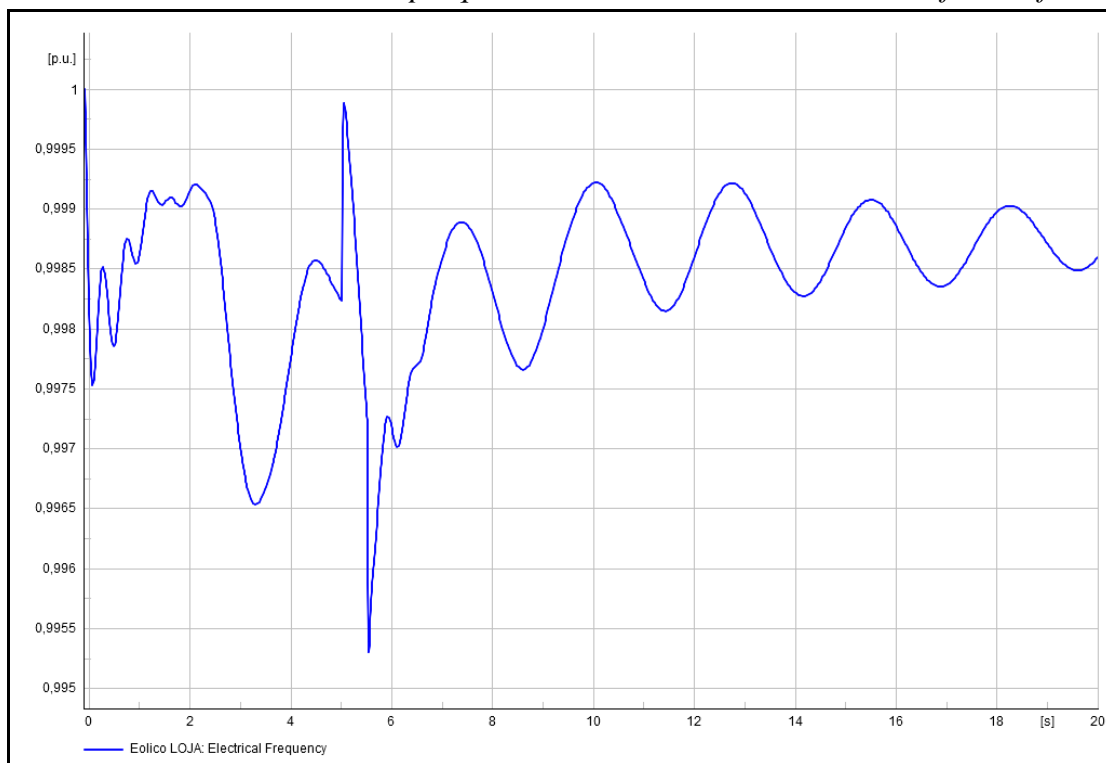


Ilustración 3.14 Magnitud del voltaje en secuencia positiva del parque eólico conectado al SNI ante una falla trifásica

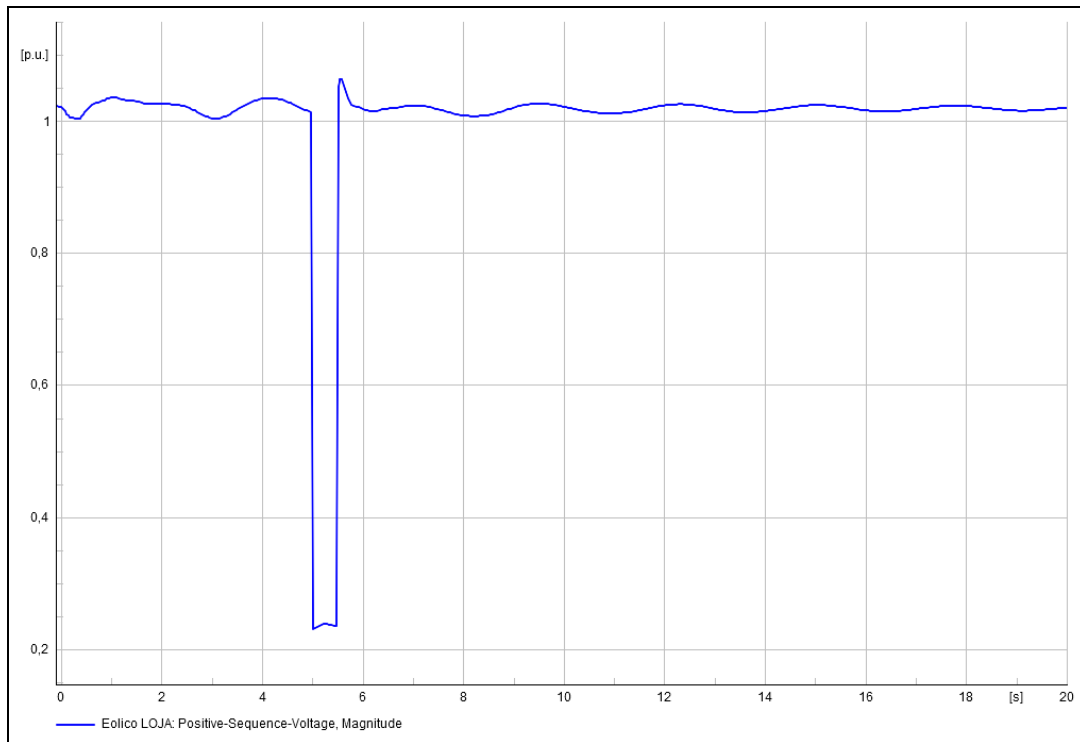


Ilustración 3.15 Ángulo del generador del parque eólico conectado al SNI ante una falla trifásica

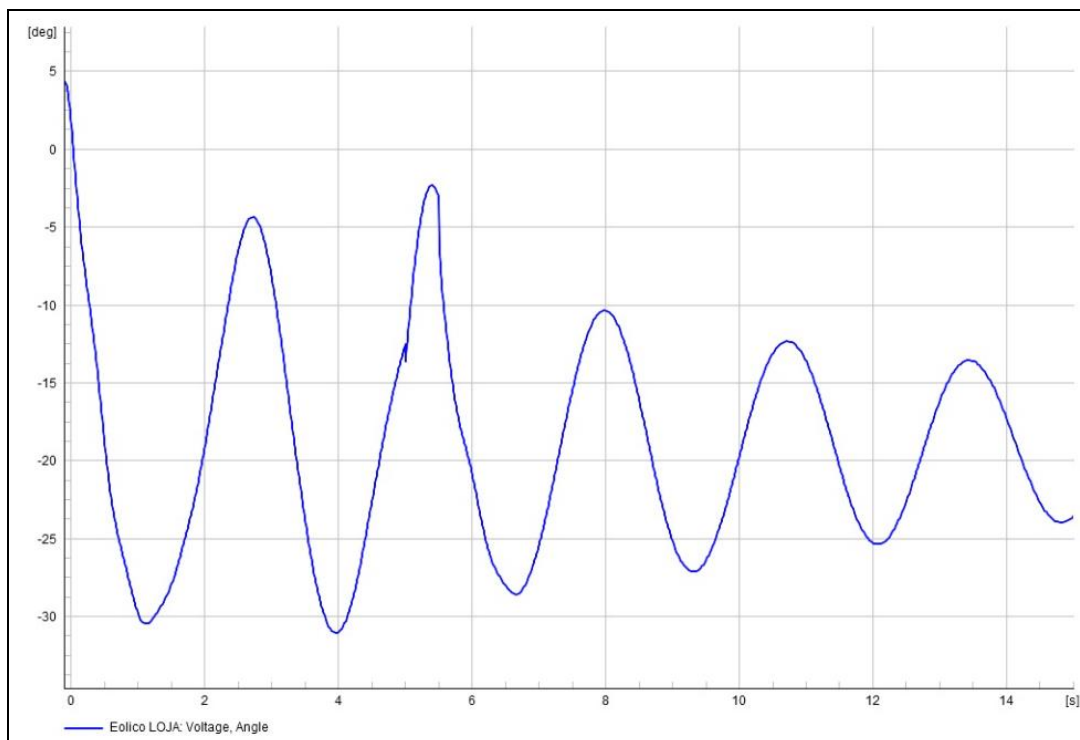


Ilustración 3.16 *Potencia activa del parque eólico conectado al SNI ante una falla trifásica*

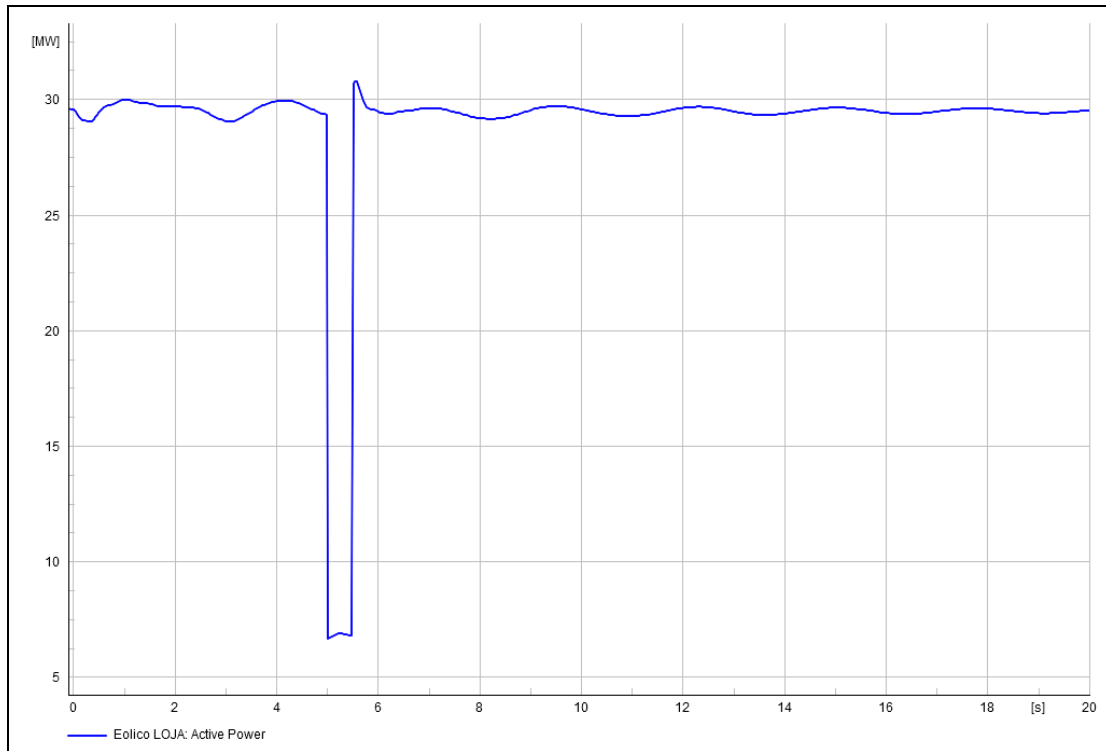


Ilustración 3.17 *Potencia reactiva del parque eólico conectado al SNI ante una falla trifásica*

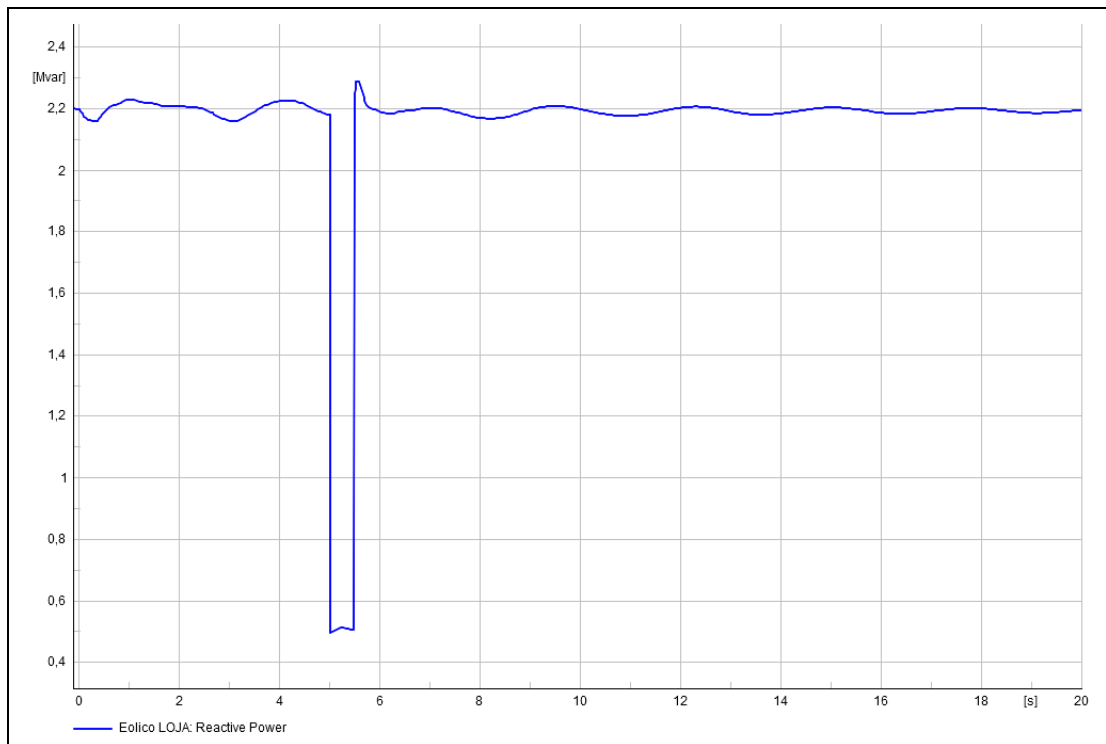


Ilustración 3.18 Frecuencia de los generadores en la zona Molino-Milagro ante una falla trifásica

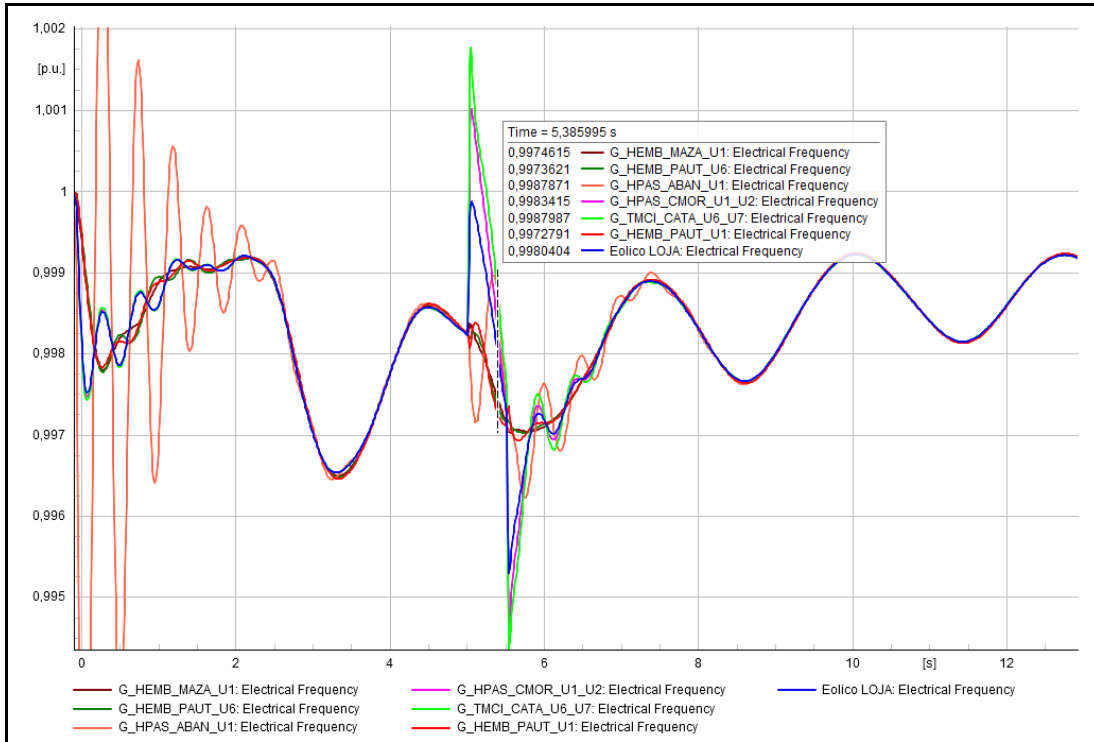


Ilustración 3.19 Magnitud del voltaje en secuencia positiva de los generadores en la zona Molino-Milagro ante una falla trifásica

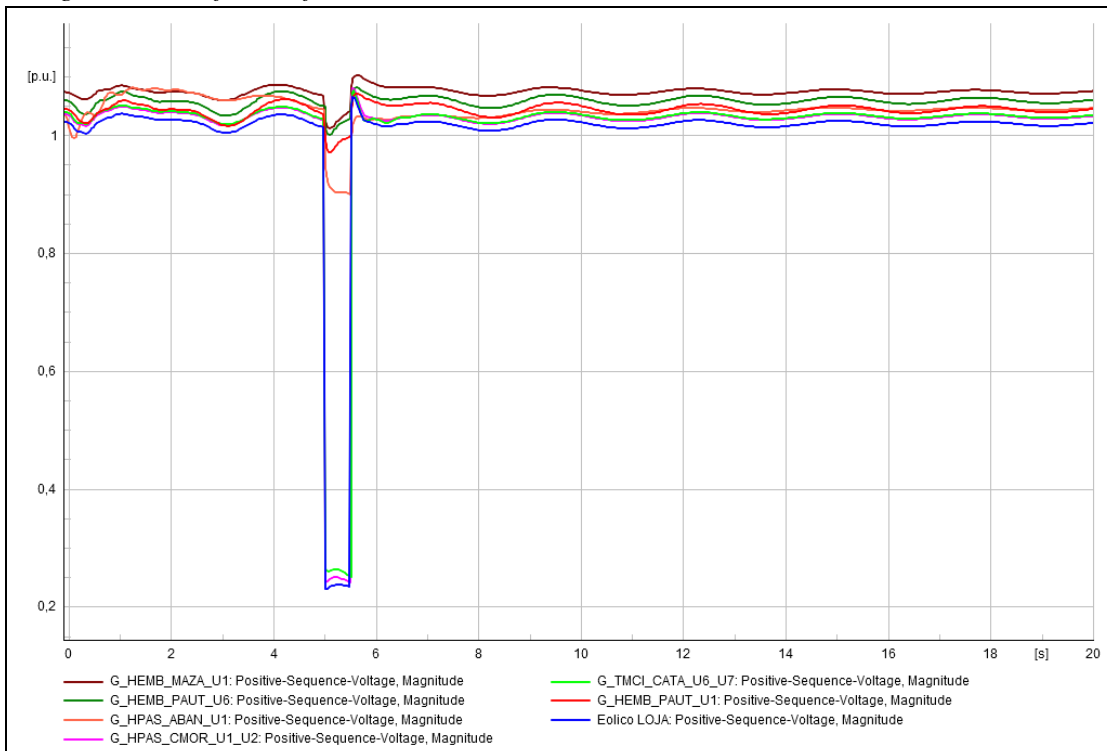


Ilustración 3.20 Resultados de la Magnitud del voltaje en secuencia positiva de los generadores en la zona Molino-Milagro ante una falla trifásica

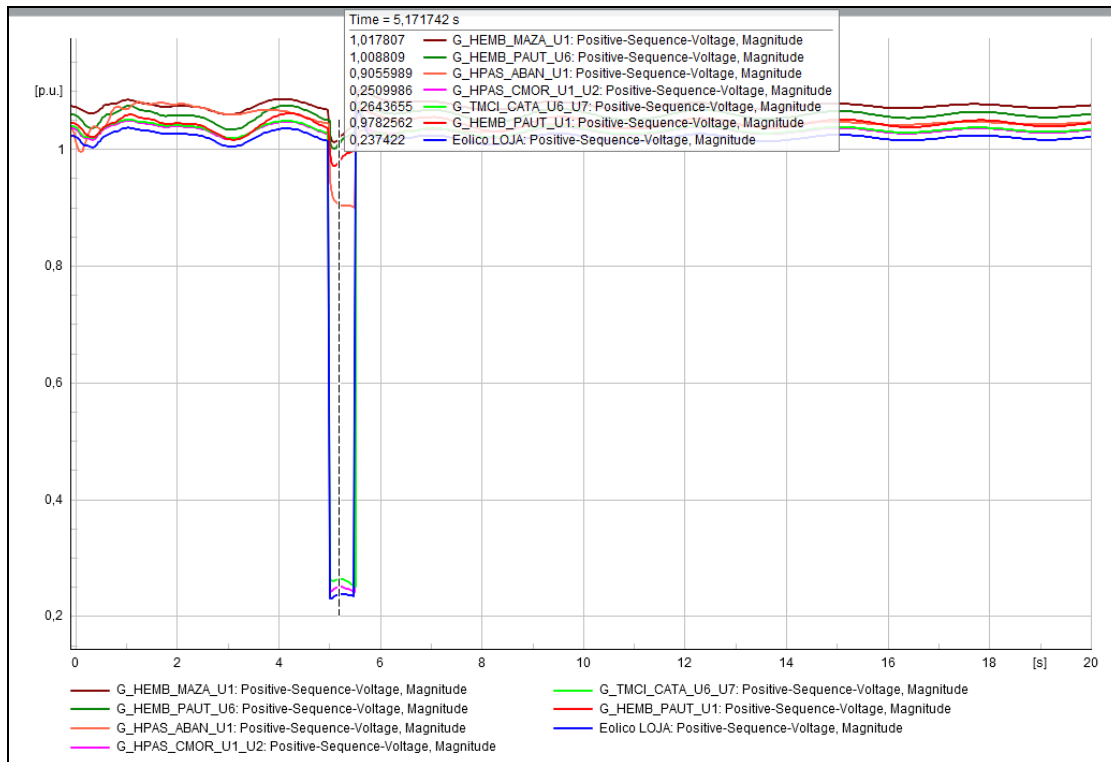


Ilustración 3.21 Ángulo de varios generadores en la Zona Molino-Milagro ante una falla trifásica

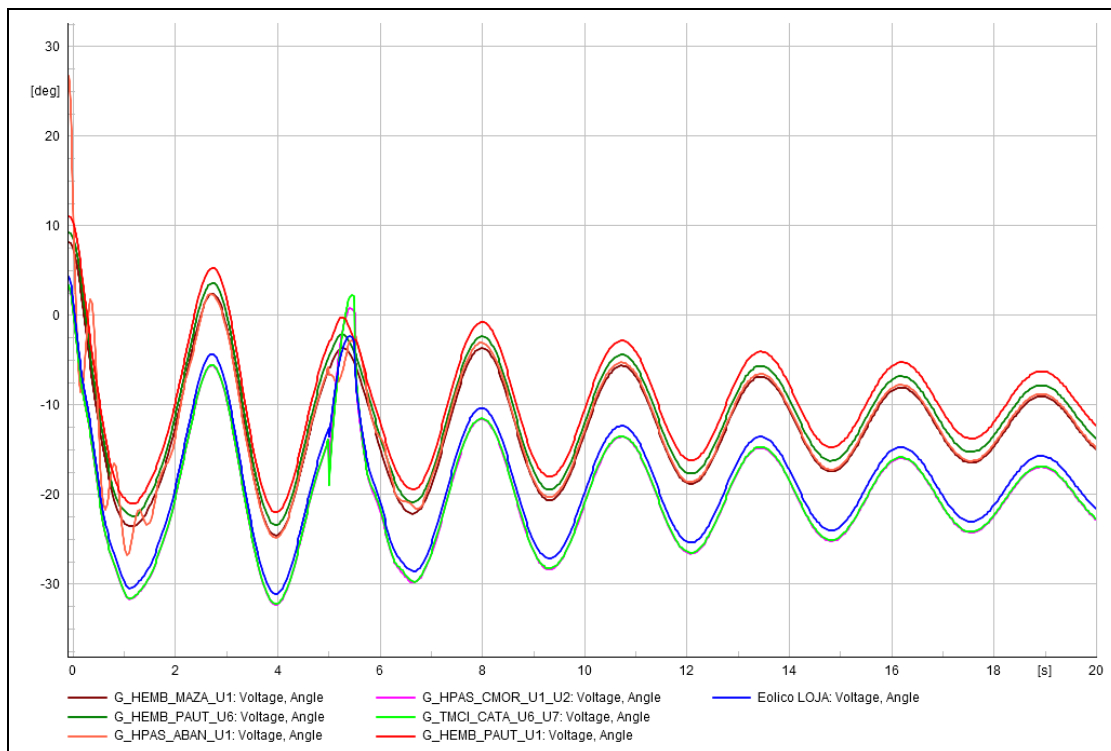
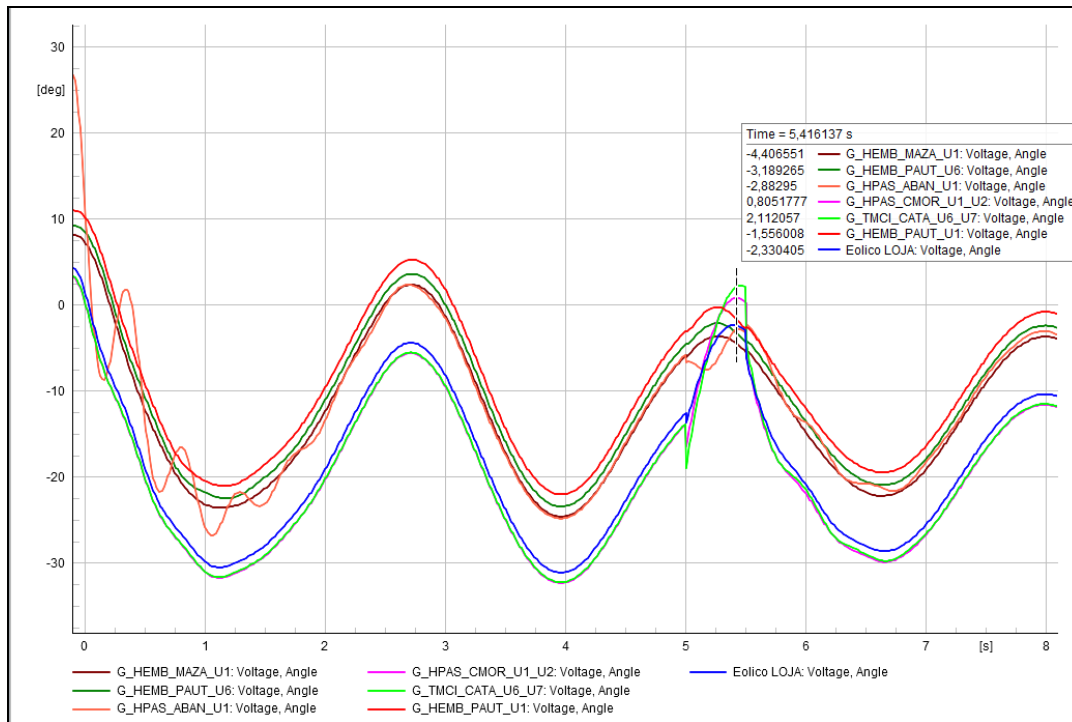


Ilustración 3.22 Resultados del ángulo de varios generadores en la Zona Molino-Milagro ante una falla trifásica



En la **Fig. 22** se observa las caídas abruptas de tensión de varias unidades de generación, siendo el parque eólico el más afectado llegando a un valor mínimo 0.23 pu. Según la regulación del perfil de voltaje para este valor deben pasar un máximo de 0.5 segundos sin lograr aumentar la magnitud de voltaje antes de tener que ser desconectado de la red. En ningún momento la curva de magnitud de voltaje de los generadores mostrados llega al límite inferior o superior de la capacidad de soporte de hueco de tensión.

Ilustración 3.23 Potencia activa de varios generadores en la Zona Molino-Milagro ante una falla trifásica

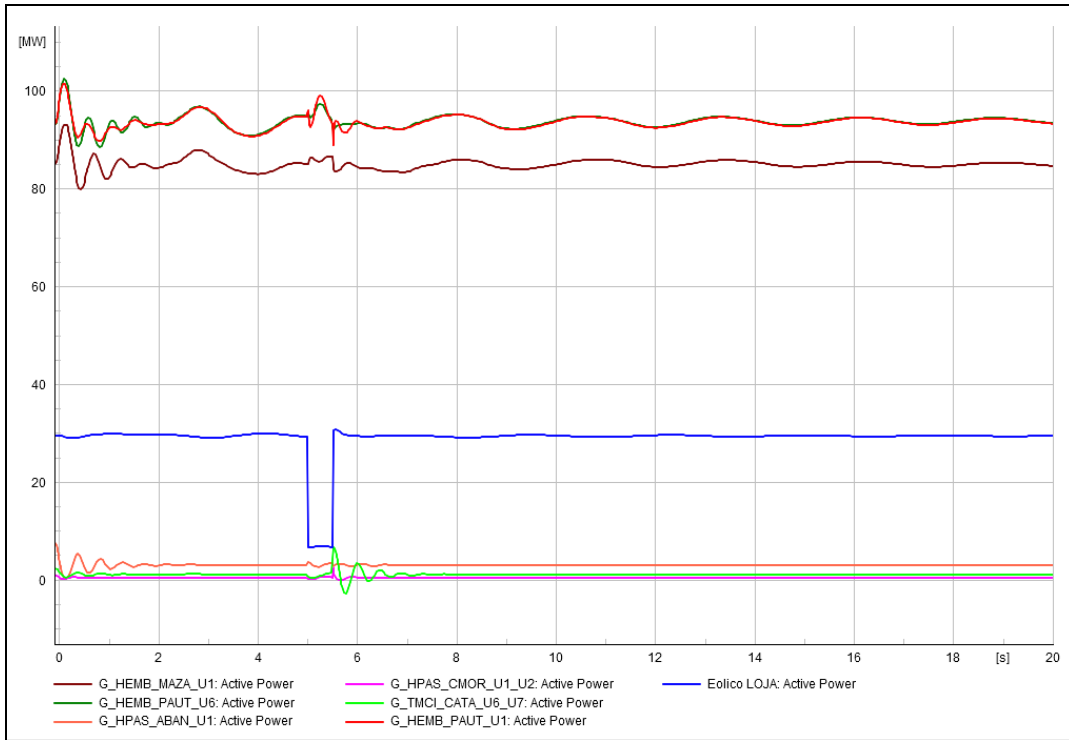


Ilustración 3.24 Resultados de potencia activa de varios generadores en la Zona Molino-Milagro ante una falla trifásica

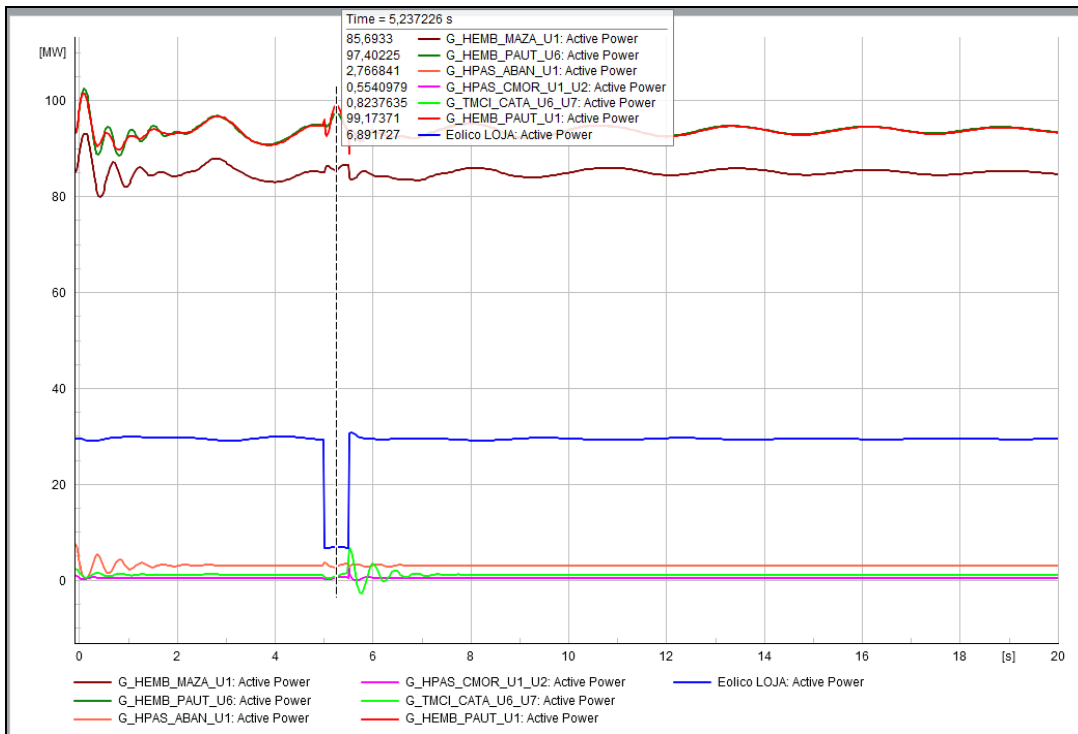


Ilustración 3.25 Potencia reactiva de varios generadores en la Zona Molino-Milagro ante una falla trifásica

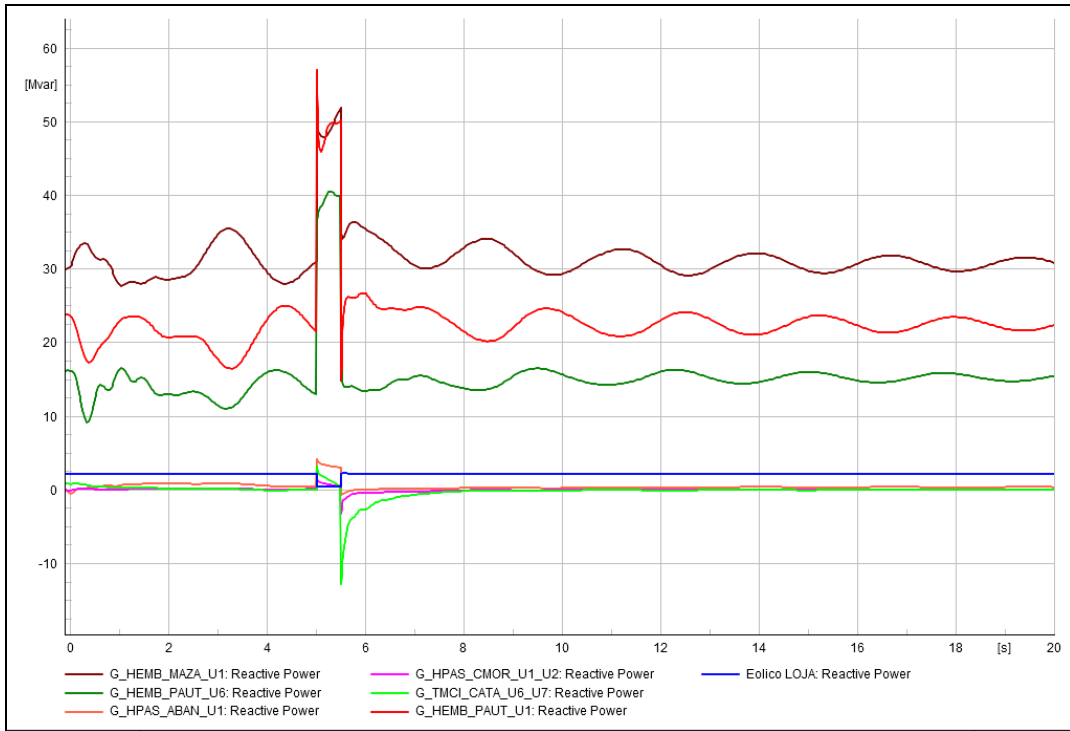
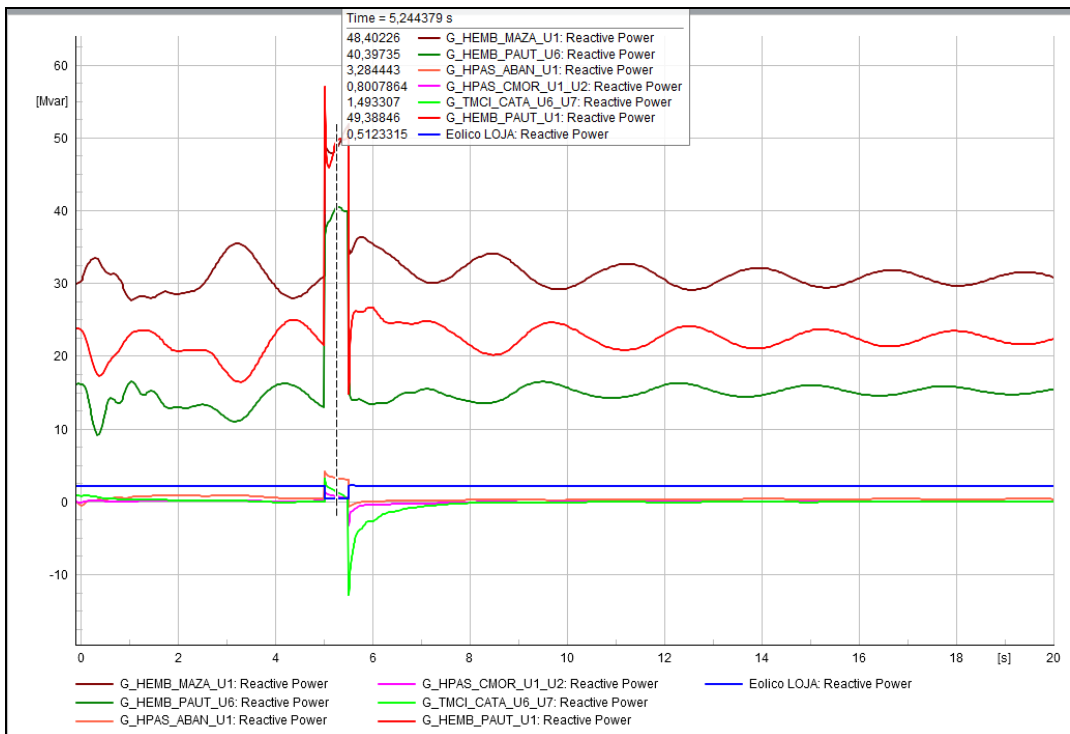


Ilustración 3.26 Resultados de potencia reactiva de varios generadores en la Zona Molino-Milagro ante una falla trifásica



Las Fig. 23 y 24, muestran la potencia activa de varios generadores donde al igual que en el caso de falla monofásica, donde hay la caída de potencia es notoria en todos los generadores, siendo los mas afectados los generadores térmicos, donde los generadores hidráulicos sobretodo los de Paute, son los que no dejan caer su potencia activa sino que la mantienen, en cuanto al eólico su potencia activa cae durante la falla y al pasar la misma se estabiliza.

Las Fig. 25 y 26, muestran la potencia reactiva de varios generadores, donde nuevamente los generadores hidráulicos son lo que aportan con energía reactiva al sistema, siendo los generadores de Paute los que más aportan para que el sistema vuelva a estabilizarse luego de que ha pasado la falla.

3.3 Estabilidad ante variaciones de carga

Para comprobar la estabilidad y operación continua del parque se deben efectuar pruebas de variación de la carga eléctrica que la central debe satisfacer. En este caso de estudio se presentan los resultados obtenidos al simular en el segundo 2 hasta el segundo 22, un incremento del 100% de la carga “Obrapia” conectada a la S/E Loja 138 kV, la cual es el punto común de conexión del parque con el SNI. De manera similar, el conjunto de sistemas de control avanzado asociados al parque detecta fluctuaciones en la frecuencia y el voltaje debido a la variación de carga, realizando las correcciones necesarias para evitar problemas en la red eléctrica, como apagones o daños en equipos sensibles.

Ilustración 3.27 Frecuencia del generador eólico ante aumento de carga

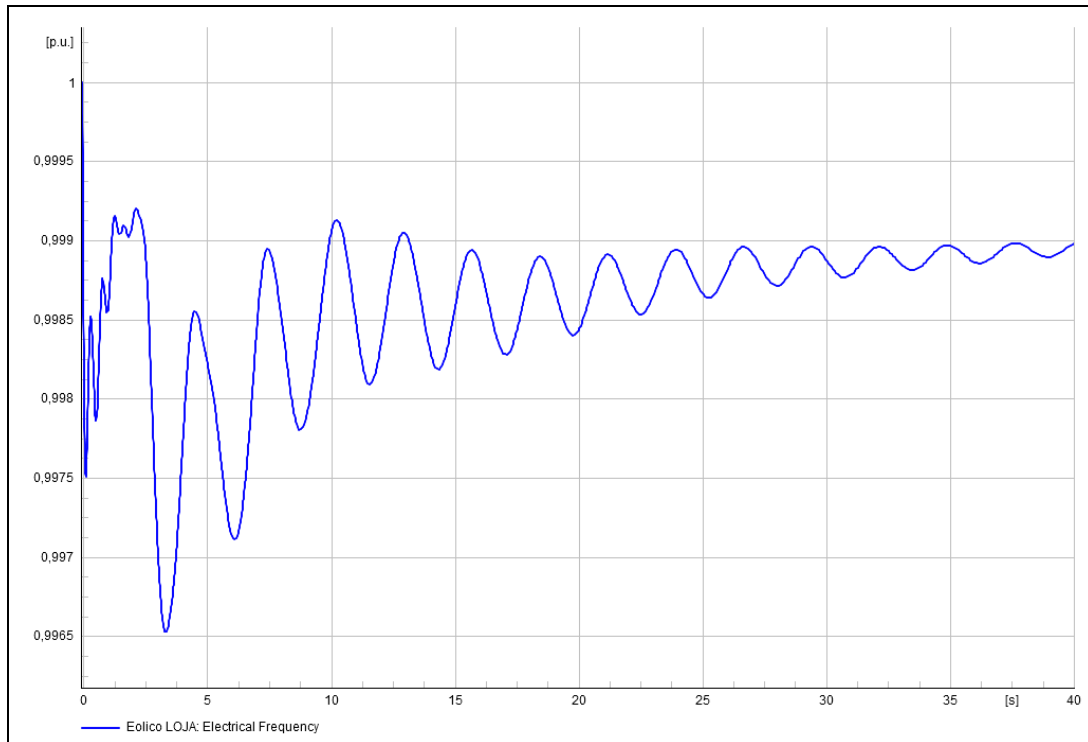


Ilustración 3.28 Magnitud del voltaje en secuencia positiva generador eólico ante aumento de carga

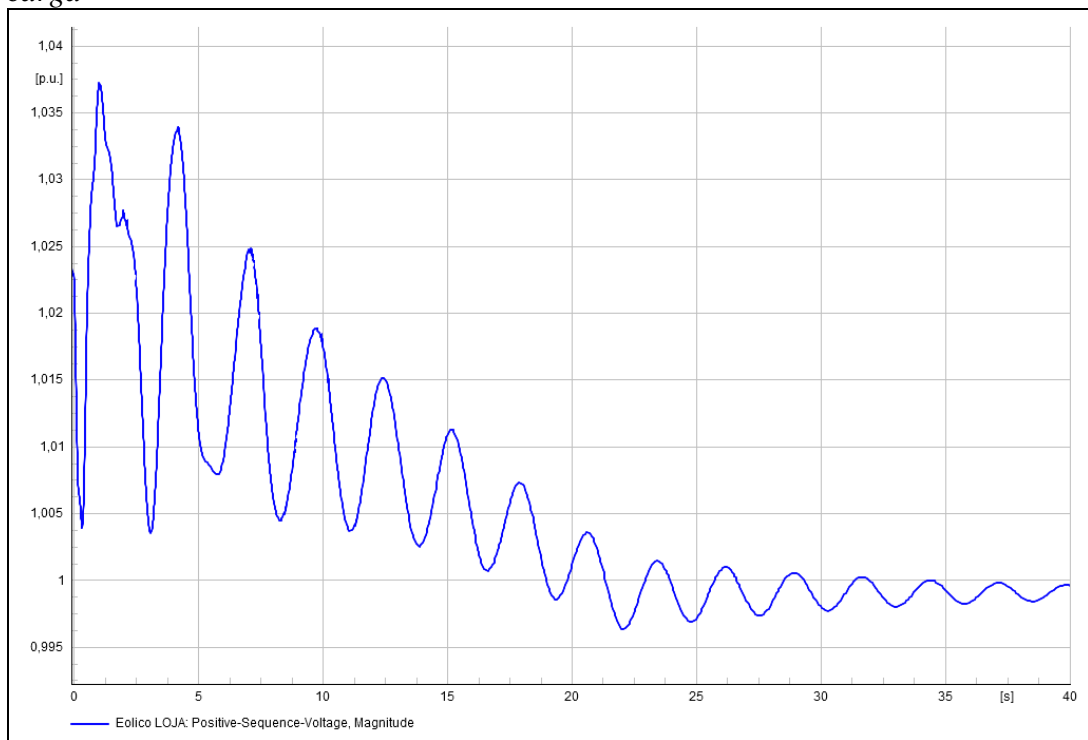


Ilustración 3.29 *Ángulo del generador eólico ante aumento de carga*

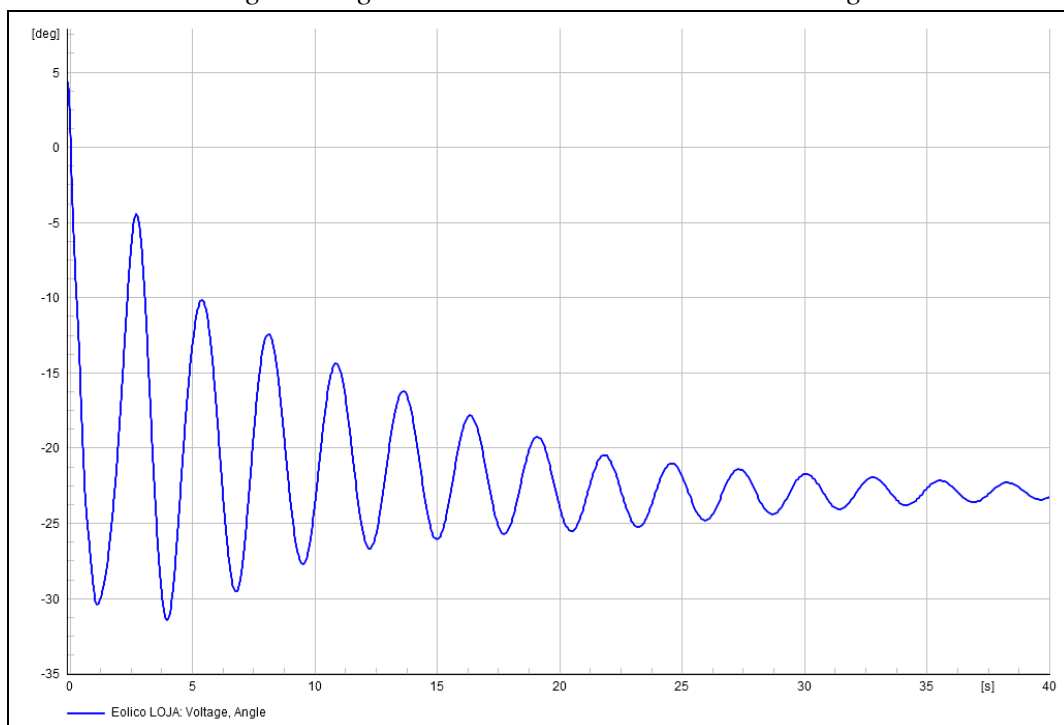


Ilustración 3.30 *Potencia activa del generador eólico ante aumento de carga*

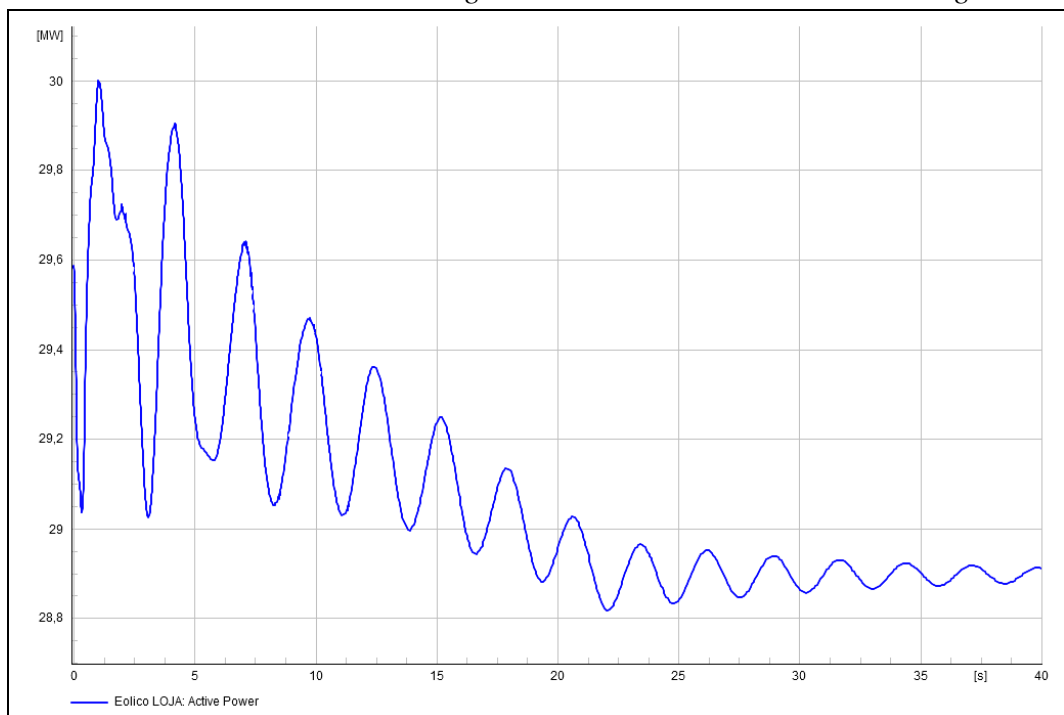


Ilustración 3.31 Potencia reactiva del generador eólico ante aumento de carga

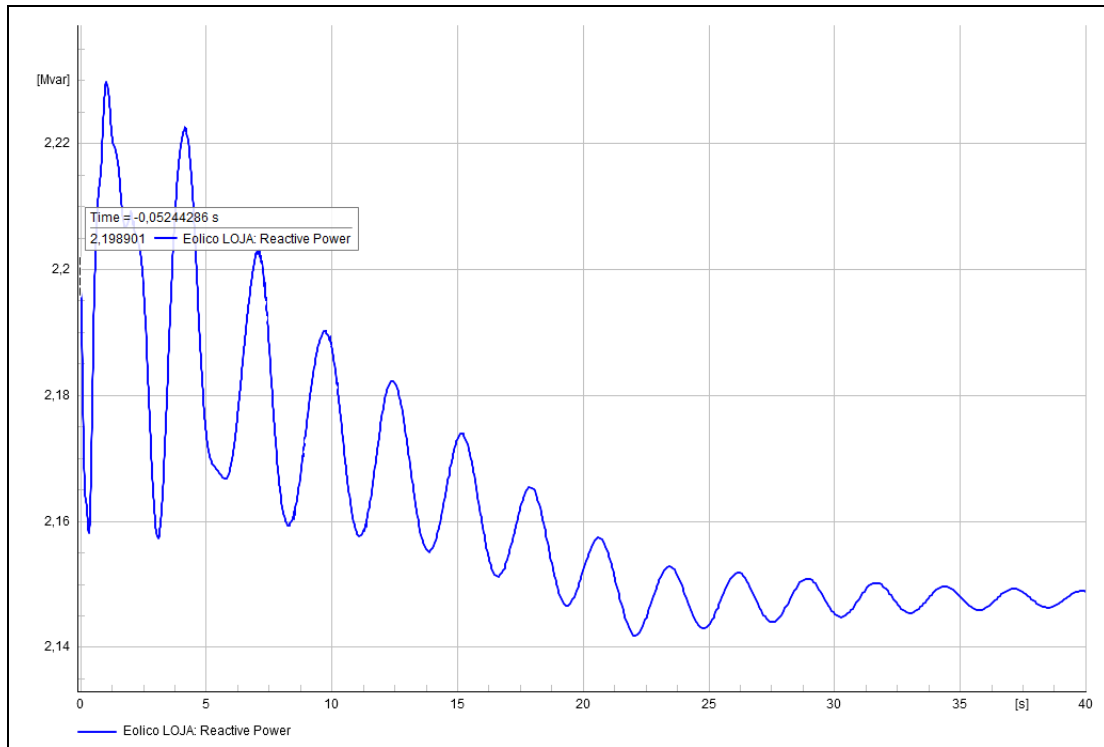


Ilustración 3.32 Voltaje secuencia positiva de los generadores en la zona Molino-Milagro ante aumento de carga

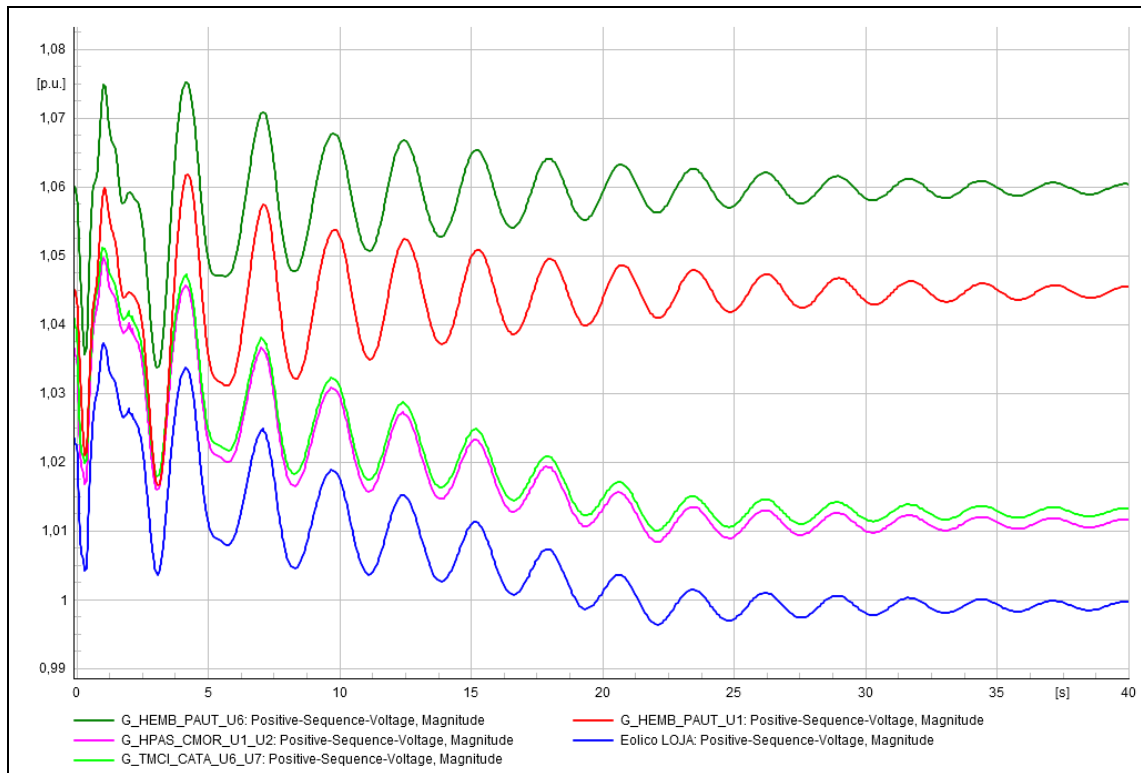


Ilustración 3.33 Frecuencia de los generadores en la zona Molino-Milagro ante aumento de carga

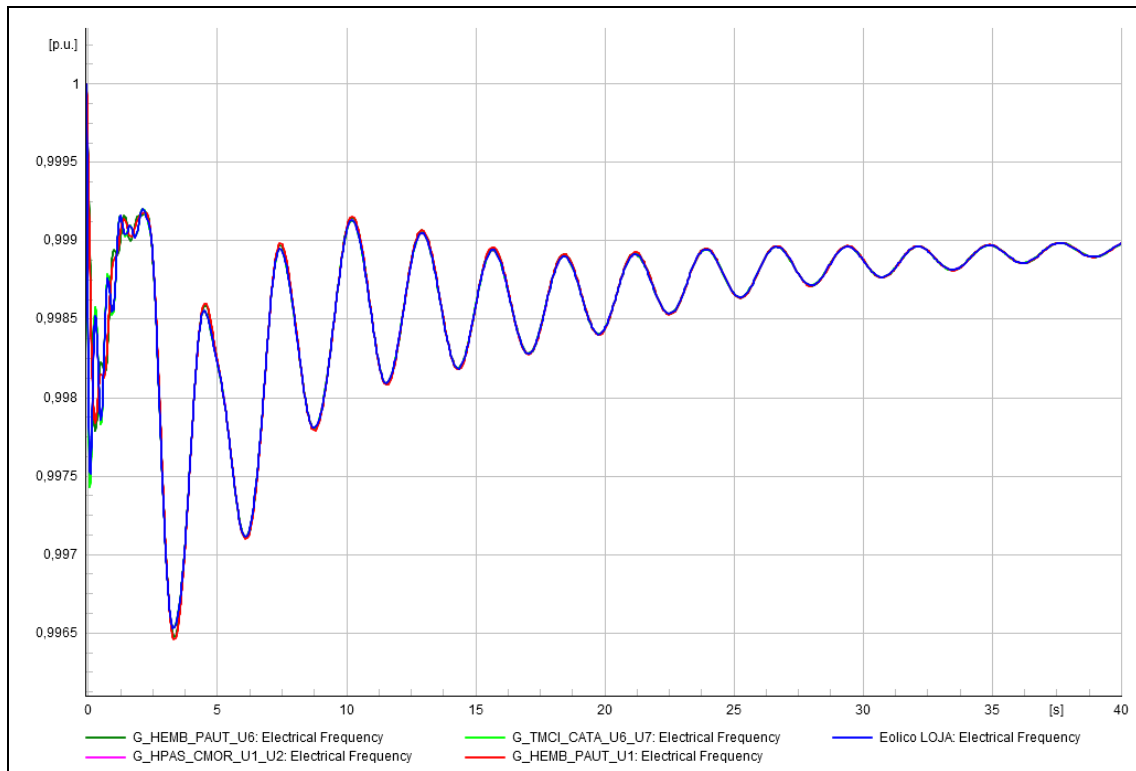


Ilustración 3.34 Potencia activa de los generadores en la zona Molino-Milagro ante aumento de carga

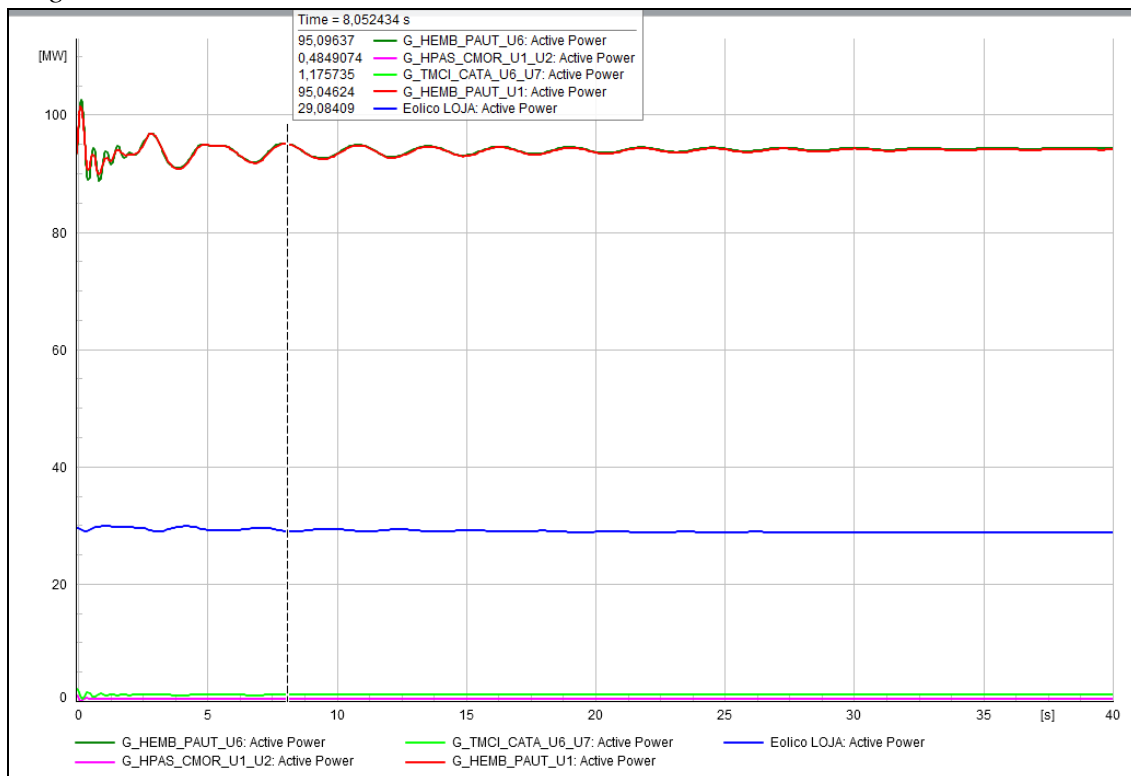


Ilustración 3.35 Potencia activa de los generadores en la zona Molino-Milagro ante aumento de carga

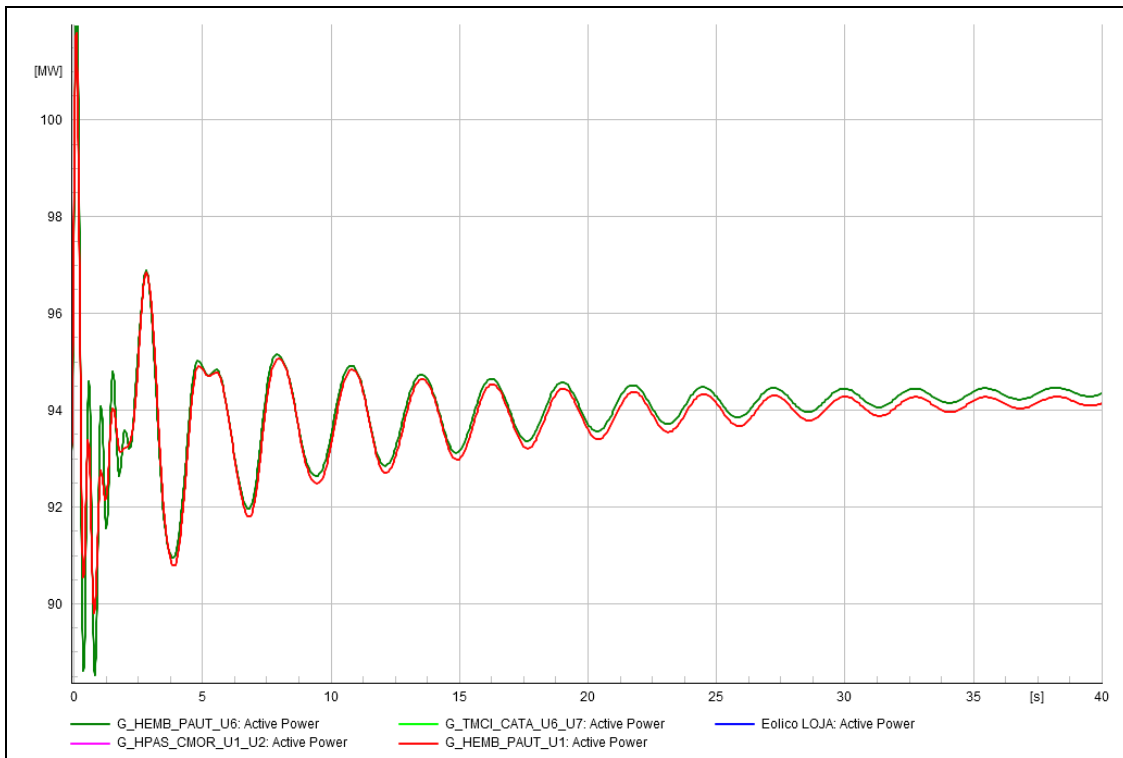


Ilustración 3.36 Potencia activa de los generadores en la zona Molino-Milagro ante aumento de carga

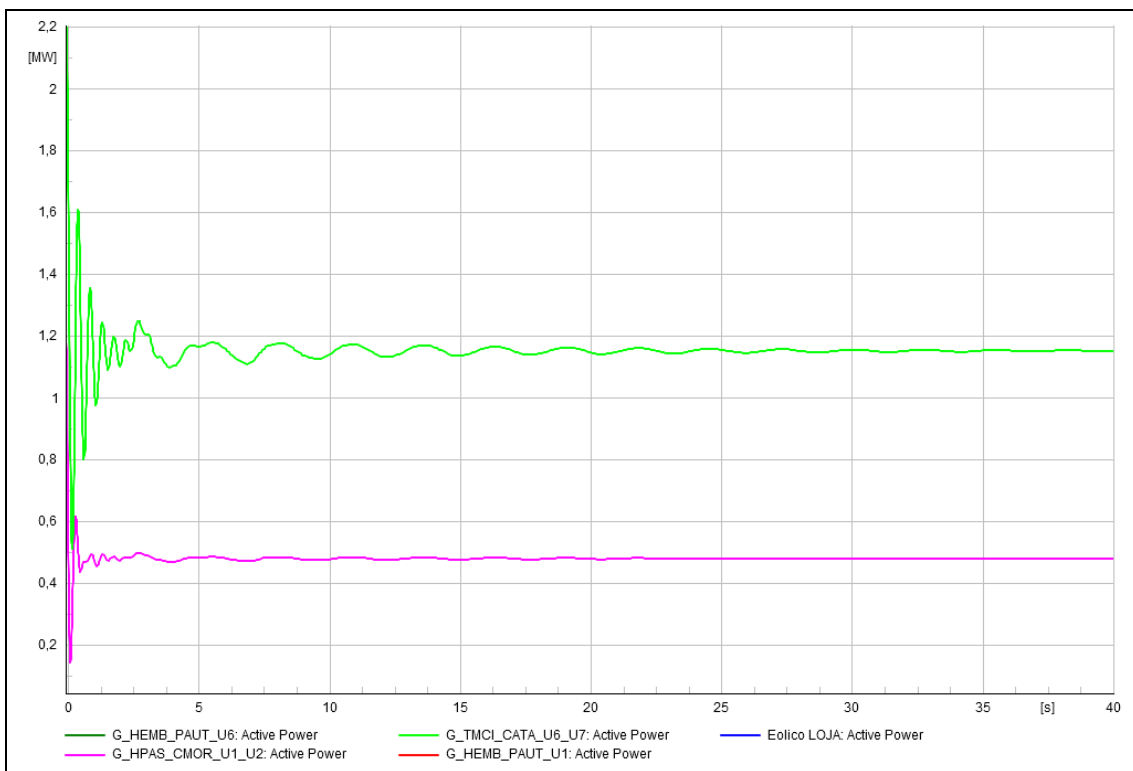


Ilustración 3.37 Potencia reactiva de los generadores en la zona Molino-Milagro ante aumento de carga

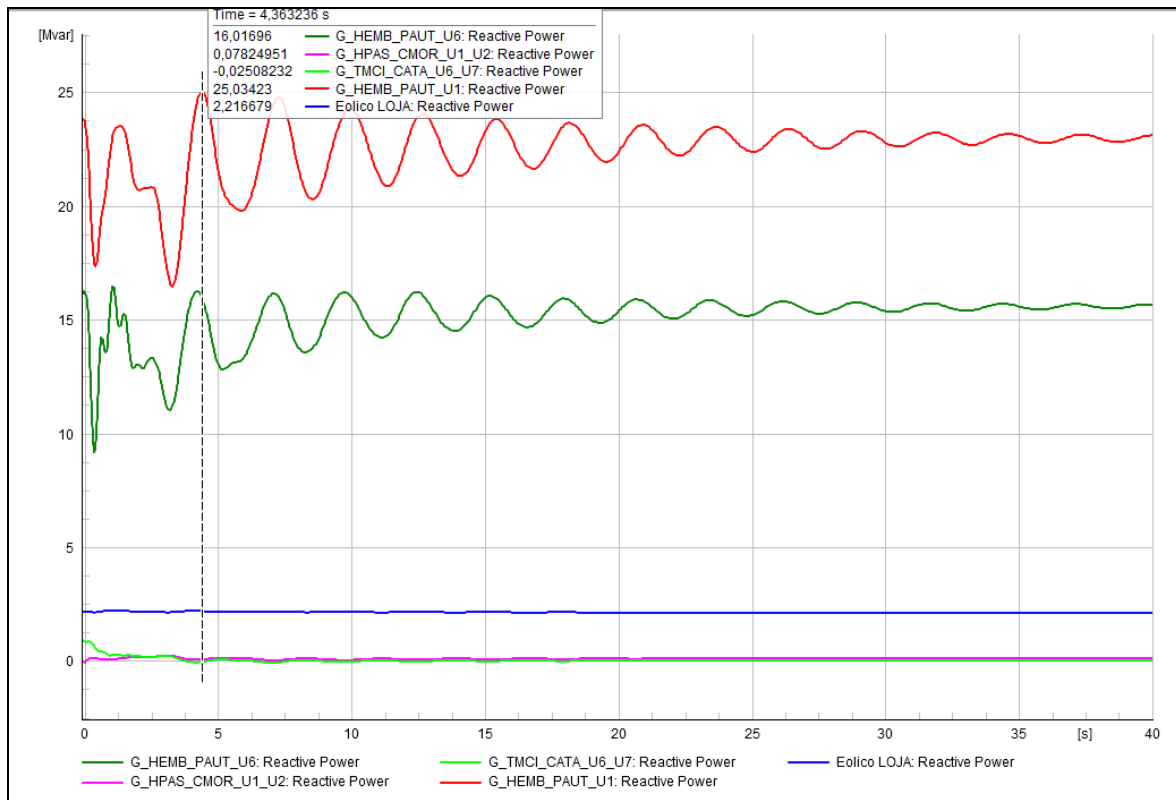
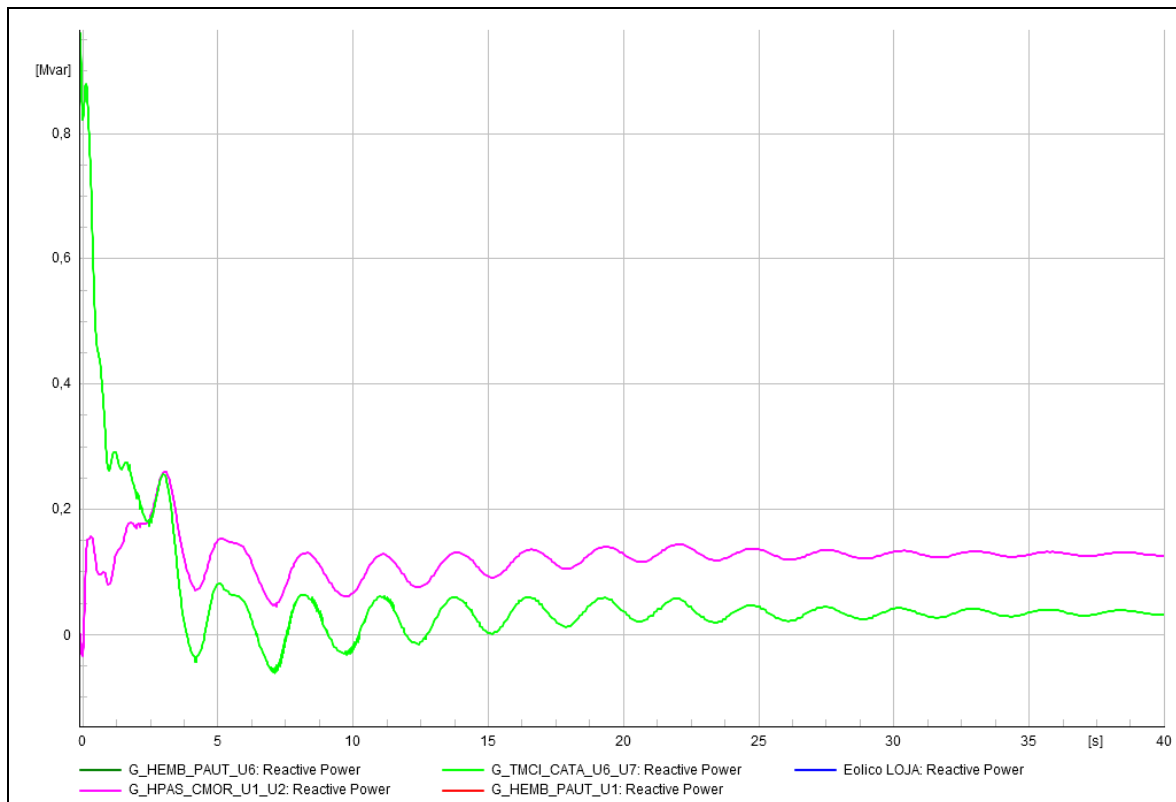


Ilustración 3.38 Potencia reactiva de los generadores en la zona Molino-Milagro ante aumento de carga



En las Fig. 34, 35, y 36 se observa la potencia donde al momento de que existe el aumento de carga, la potencia activa también aumenta para que se cubra la demanda de ese momento, también se observa que luego del aumento de carga, el sistema se estabiliza y vuelve a su comportamiento normal.

En las Fig. 37 y 38, tenemos la potencia reactiva, misma que cuando ocurre la falla, aumenta la potencia reactiva pero no en gran magnitud, luego de la falla lo que hace es regresar a su comportamiento normal.

Con estos ejemplos de contingencia, y con los escenarios estudiados por la regulación ecuatoriana, el generador eólico cumple con lo establecido, operando dentro de los límites permitidos y no perturba al sistema, ayudando a que después de que pasa una falla, se estabilice y vuelva a operar normalmente.

Capítulo 4

4. Conclusiones y recomendaciones

4.1 Conclusiones

- Se ha conseguido crear un modelo dinámico del parque eólico de convertidor completo, en concordancia con los requisitos técnicos establecidos por las autoridades ecuatorianas. Este modelo se basó en una versión estática preexistente de un aerogenerador en el software DigSILENT PowerFactory, que se adaptó mediante la incorporación de un sistema de control capaz de ajustar el modo de funcionamiento de la máquina en respuesta a las perturbaciones en la red eléctrica, con el propósito de restablecer el equilibrio operativo.
- Una evaluación minuciosa del desempeño del parque eólico pone de manifiesto la aptitud de los aerogeneradores equipados con tecnología de convertidor completo para cumplir con las normativas nacionales relacionadas con la compensación de caídas de voltaje, la inyección de corriente reactiva y los niveles operativos de frecuencia establecidos para el Sistema de Interconexión Nacional (SNI) durante estados operativos de contingencia.
- La creciente expansión y desarrollo de la energía eólica en Ecuador representa un desafío significativo dentro del marco regulatorio y legal del sector eléctrico, en términos de establecer directrices y regulaciones que faciliten la conexión de nuevas tecnologías de generadores renovables no convencionales (GRNC) en busca de promover una transición hacia energías limpias y sostenibles.

4.2 Recomendaciones

- Es altamente beneficioso profundizar en el conocimiento del funcionamiento integral del convertidor completo de un aerogenerador, la investigación continua y la colaboración con expertos en aerogeneradores y sistemas de conversión de energía, contribuirá significativamente a la expansión exitosa de la energía eólica como fuente de energía eficiente, confiable y sostenible.
- Considerando que la desconexión abrupta del banco de capacitores en la subestación Loja puede potencialmente generar inestabilidad en el voltaje, se sugiere la implementación de medidas preventivas que mitiguen este riesgo, como su reemplazo por un banco de capacitores con deslastre de carga por bajos voltajes, de tal forma que la carga es reducida de manera controlada y temporal para estabilizar el voltaje, evitando así la desconexión total del banco de capacitores.
- El mayor número de usuarios hace que la demanda eléctrica a cubrir por el sistema se encuentre en un constante crecimiento, es por esto que además de realizar estudios para ingresar sistemas eólicos al SNI, se recomienda estudiar otros campos de energías renovables no convencionales como la energía solar o la biomasa, ya que al ser Ecuador un país con varios climas y flora, hace que sea un buen candidato para aumentar su mix energético y crear nuevas fuentes de generación renovable.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] S. A. I. R. E. D. V. F. V. M. C. Q. N. L. P. F. E. Z. G. A G P Palacios, «Producción de energía eólica en Ecuador,» *Ciencia Digital*, vol. 3, pp. 22-32, 2019.
- [2] ELECGALAPAGOS S.A., «Portal Web ELECGALAPAGOS S.A.,» [En línea]. Available: <https://www.elecgalapagos.com.ec/2022/09/27/parque-eolico-san-cristobal-cumple-15-anos-en-operacion/>. [Último acceso: 17 Julio 2023].
- [3] M. d. E. y. R. N. N. Renovables, «Central eolica "Villonaco",» 2020.
- [4] Tech4CDM, «La Energia Eolica en Ecuador».
- [5] L. F. V. Zalamea, «Evaluacion del Potencial del Proyecto Eolico Minas de Huascachaca para la PRoduccio de Hidrogeo Verde,» Cuenca, 2023.
- [6] M. d. E. y. R. N. N. C. Renovables, «Proyecto Eolico Huascachaca presenta un 98% de avance,» 2023.
- [7] C. E. D. E. C. E. GENSUR, «Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental del Proyecto Eólico Villonaco 2 (Emplazamiento Ducal Membrillo),» Quito, 2021.
- [8] C. E. D. ECUADOR, «Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo del Proyecto Eólico Villonaco 3, Emplazamieto Hayrapamba,» Quito, 2019.
- [9] M. D. E. Y. R. N. N. RENOVABLES, «Proyecto Eólico Villonao 2 (Membrillo - Ducal) y Villonaco 3 (Huayrapamba),» Quito, 2022.
- [10] A. d. R. y. C. d. Electricidad, «Regulacion No. ARCONEL - 004/15,» Quito, 15.
- [11] M. d. E. y. R. N. N. Renovables, «Plan Maestro de Electricidad,» Quito, 2022.
- [12] M. d. E. y. R. N. N. Renovables, «Proceso Público de Selección para la Concesión de los Proyecto Eólico Villonaco 2 y 3,» Quito, 2019.
- [13] I. E. COMMISSION, «IEC 61400: Wind Turbines - Part 27-1: Electrical simulation models - Wind turbines».
- [14] A. S. Gómez, «Study and Planning of a Wind Farm,» UPNA, Navarra, 2016.
- [15] G. A. G. Rodríguez, «Implementación de Modelos Dinámicos de Plantas Eólicas y Fotovoltaicas Aplicados al Algoritmo de Flujo de Potencia Óptimo con Restriciones de Estabilidad Transitoria,» Valparaiso, 2018.
- [16] D. R. Padillo, «Diseño de un generador síncrono con imanes,» Barcelona.

[17] R. Nelson, «Full-Converter Wind Turbine Technology,» SIEMENS ENERGY, 2014.

[18] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), «Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia con Generación Renovable,» Quito, 2013.