



**UNIVERSIDAD DISTRITAL
FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS**

**ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE GENERACIÓN
EÓLICA PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
NACIONAL (STN) CON AEROGENERADOR DE
INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO (DFIG)**

MARÍA ALEJANDRA MEDINA OSPINA

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROYECTO CURRICULAR DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C., COLOMBIA
2017

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE GENERACIÓN EÓLICA PARA EL SISTEMA DE
TRANSMISIÓN NACIONAL (STN) CON AEROGENERADOR DE INDUCCIÓN
DOBLEMENTE ALIMENTADO (DFIG)

MARÍA ALEJANDRA MEDINA OSPINA

TRABAJO DE PASANTÍA PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO

DIRECTOR INTERNO
I.E., Msc., PhD. EDWIN RIVAS TRUJILLO

DIRECTOR EXTERNO
I.E., Msc., PhD. GUILLERMO ENRIQUE VINASCO MACANA

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROYECTO CURRICULAR DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C., COLOMBIA
2017

Agradecimientos

A Dios por permitirme culminar este reto de mi vida con éxito.

A mi familia por su amor y apoyo incondicional. Son mi guía, mi motivación y mi orgullo.

A la Universidad Distrital Francisco José de Caldas, por ser la institución que abrió sus puertas del conocimiento para mi formación profesional y crecimiento personal.

A la empresa INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P., filial de ISA, por haberme dado la oportunidad de ser parte de su equipo de trabajo, aprendizaje que se convirtió en la mejor experiencia para iniciar mi crecimiento y desarrollo como profesional integral.

A mis directores de pasantía, los ingenieros Edwin Rivas Trujillo y Guillermo Enrique Vinasco Macana, por su tiempo, colaboración y empeño para que yo llevara a cabo este trabajo de grado. Su apoyo y conocimiento compartido fueron una gran enseñanza para mi vida a nivel personal y en la culminación de mi carrera.

Finalmente, a todos mis compañeros y amigos que han estado presentes a lo largo de esta trayectoria académica de aprendizaje y conocimiento, siempre contribuyendo a mejorar entre todos.

Tabla de Contenido

LISTA DE FIGURAS.....	VI
LISTA DE TABLAS.....	IX
LISTA DE ABREVIATURAS.....	X
1. INTRODUCCIÓN.....	11
1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	12
1.2 JUSTIFICACIÓN	13
1.3 OBJETIVOS	13
1.3.1 <i>Objetivo General</i>	13
1.3.2 <i>Objetivos Específicos</i>	13
2. ANTECEDENTES Y MARCO DE REFERENCIA.....	14
2.1 GENERACIÓN EÓLICA EN COLOMBIA	14
2.2 ESTUDIOS PARA CONEXIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA EN COLOMBIA	18
2.3 REVISIÓN DE NORMATIVIDAD Y REQUISITOS TÉCNICOS PARA LA INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS INTERCONECTADOS.....	18
3. PARÁMETROS CONSIDERADOS Y MODELAMIENTO DEL SISTEMA	25
3.1 BASE DE DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	25
3.1.1 <i>Modelo del parque eólico Jepírachi</i>	25
3.1.2 <i>Modelo del SVC de Chinú</i>	26
3.2 TECNOLOGÍA DE AEROGENERADORES	28
3.3 REDES PARA LA CONEXIÓN DE PARQUES EÓLICOS	34
3.4 DEMANDA DEL SIN Y PENETRACIÓN EÓLICA	37
3.5 CRITERIOS ELÉCTRICOS	42
4. METODOLOGÍA	43
4.1 PÉRDIDA DE AEROGENERADORES POR SAGS Y SWELLS DE TENSIÓN	45
4.2 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA ANTE PÉRDIDA DE AEROGENERADORES	45
4.3 VERIFICACIÓN DE LA CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA DEL CONVERTIDOR DEL MODELO DFIG EN DIGSILENT.....	45
5. DESCRIPCIÓN DE RESULTADOS	47
5.1 PÉRDIDA DE AEROGENERADORES POR SAGS Y SWELLS DE TENSIÓN	52
5.1.1 <i>Falla Línea Cuestecitas – Colectora 1 500 kV</i>	52

5.1.2	<i>Falla Línea Cuestecitas – Copey 500 kV</i>	57
5.1.3	<i>Falla Línea Cuestecitas – La Loma 500 kV</i>	58
5.1.4	<i>Falla Línea La Loma – Ocaña 500 kV</i>	59
5.2	ESTABILIDAD DE FRECUENCIA ANTE PÉRDIDA DE AEROGENERADORES	60
5.3	VERIFICACIÓN DE LA CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA DEL CONVERTIDOR DEL MODELO DFIG EN DIGSILENT	61
6.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	66
7.	ALCANCES E IMPACTOS DEL TRABAJO DE PASANTÍA	73
8.	EVALUACIÓN Y CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS	75
9.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	77
9.1	CONCLUSIONES	77
9.2	RECOMENDACIONES	79
10.	BIBLIOGRAFÍA	80

Lista de Figuras

<i>FIGURA 1.</i> UBICACIÓN DE PROYECTOS EÓLICOS EN LA GUAJIRA – FASE 1.	16
<i>FIGURA 2.</i> DIAGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN PROPUESTAS PARA CONEXIÓN DE RENOVABLES FASE 1. [4]	17
<i>FIGURA 3.</i> UBICACIÓN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN PROPUESTAS PARA CONEXIÓN DE RENOVABLES FASE 1. [4]	17
<i>FIGURA 4.</i> REQUERIMIENTO DE BAJA TENSIÓN LVRT (ROJO) Y ALTA TENSIÓN HVRT (AZUL), SEGÚN NORMA TÉCNICA DE CHILE.....	24
<i>FIGURA 5.</i> REQUERIMIENTO DE BAJA TENSIÓN LVRT (ROJO) Y ALTA TENSIÓN HVRT (AZUL), SEGÚN CÓDIGO DE REDES DE PANAMÁ.	25
<i>FIGURA 6.</i> MODELO DE AEROGENERADOR IG EN DIGSILENT, CON CONEXIÓN CUESTECITAS – PUERTO BOLÍVAR 110 kV.....	26
<i>FIGURA 7.</i> MODELO DINÁMICO DEL SVC DE CHINÚ EN DIGSILENT. [13].....	27
<i>FIGURA 8.</i> PARÁMETROS DE CONFIGURACIÓN PARA EL MODELO SVC DE CHINÚ EN DIGSILENT. [13]	27
<i>FIGURA 9.</i> TECNOLOGÍA TIPO III, AEROGENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO (DFIG) SEGÚN EL WECC. [14]	28
<i>FIGURA 10.</i> MODELO DE AEROGENERADOR CON TECNOLOGÍA DFIG EN DIGSILENT.	29
<i>FIGURA 11.</i> CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DEL AEROGENERADOR DFIG EN DIGSILENT..	30
<i>FIGURA 12.</i> MODELO COMPUESTO QUE INCLUYE LOS CONTROLES DEL AEROGENERADOR DFIG EN DIGSILENT.....	31
<i>FIGURA 13.</i> MODELO DE CONTROL ELÉCTRICO (ELECTRICAL CONTROL MODEL) EN DIGSILENT.....	32
<i>FIGURA 14.</i> MODELO DE LOS PARQUES DE ISAGEN, UTILIZANDO TECNOLOGÍA DFIG.	35
<i>FIGURA 15.</i> MODELO DEL PARQUE WINDPESHI, CON 100 MÁQUINAS DE 2 MW CADA UNO Y UTILIZANDO TECNOLOGÍA DFIG.	35
<i>FIGURA 16.</i> CONEXIÓN DE 5 PARQUES EÓLICOS A LA S/E COLECTORA 1 500 kV; RED DE 500 kV (NEGRO), RED 110 kV (ROJO) Y RED PROPIA DEL PARQUE (AZUL).	36
<i>FIGURA 17.</i> CONEXIÓN ENTRE S/E CUESTECITAS 500 kV Y S/E COLECTORA 1 500 kV.	36
<i>FIGURA 18.</i> UBICACIÓN PARA S/E COLECTORA 1 500 kV Y CINCO RECORRIDOS DE 50 KM HACIA LOS PARQUES EÓLICOS.....	37
<i>FIGURA 19.</i> ESCENARIOS DE SIMULACIÓN IMPLEMENTADOS EN DIGSILENT.	38
<i>FIGURA 20.</i> CIRCUITO EQUIVALENTE DEL DFIG EN ESTADO ESTABLE. [20].....	46
<i>FIGURA 21.</i> LÍMITES DE SOPORTABILIDAD LVRT REQUERIDOS EN CHILE (ROJO), PANAMÁ (VERDE) Y PHC (AZUL).	48

<i>FIGURA 22.</i> LÍMITES DE SOPORTABILIDAD HVRT REQUERIDOS EN CHILE (ROJO), PANAMÁ (VERDE) Y PHC (AZUL).....	49
<i>FIGURA 23.</i> REQUERIMIENTO DE BAJA TENSIÓN LVRT (ROJO) Y ALTA TENSIÓN HVRT (AZUL), SEGÚN INFORME DE RECOMENDACIONES DE PHC.....	51
<i>FIGURA 24.</i> FALLA EN UNO DE LOS CIRCUITOS CUESTECITAS – COLECTORA 1 500 kV.....	53
<i>FIGURA 25.</i> TENSIÓN DEL PARQUE1 CONECTADO A LA S/E COLECTORA 1 500 kV, DURANTE Y DESPUÉS DE UNA FALLA MONOFÁSICA DE 5 Ω. (ESCENARIO P20_MaxHidroEOL 2023)	54
<i>FIGURA 26.</i> TENSIÓN DEL PARQUE1 CONECTADO A LA S/E COLECTORA 1 500 kV, DURANTE Y DESPUÉS DE UNA FALLA TRIFÁSICA DE 5 Ω. (ESCENARIO P20_MaxHidroEOL 2023)...	55
<i>FIGURA 27.</i> PORCENTAJE DE CASOS CON Y SIN DESCONEXIÓN ANTE FALLAS MONOFÁSICAS DE 5 Ω, AL 50% DE LA LÍNEA CUESTECITAS – COLECTORA 1 500 kV.	56
<i>FIGURA 28.</i> PORCENTAJE DE CASOS CON Y SIN DESCONEXIÓN ANTE FALLAS TRIFÁSICAS DE 5 Ω, AL 50% DE LA LÍNEA CUESTECITAS – COLECTORA 1 500 kV.	56
<i>FIGURA 29.</i> FRECUENCIA DEL SIN POR DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA EN LA GUAJIRA, CON 5 PARQUES CONECTADOS A LA S/E COLECTORA 1 500 kV. (ESCENARIO P04_MinTerEOL 2022)	61
<i>FIGURA 30.</i> CONEXIÓN DE 6 PARQUES EÓLICOS A LA S/E COLECTORA 1 500 kV, PARA UN TOTAL DE 1.432 MW DE GENERACIÓN EÓLICA.....	66
<i>FIGURA 31.</i> TENSIÓN DEL PARQUE1 CONECTADO A LA S/E COLECTORA 1 500 kV, DURANTE Y DESPUÉS DE UNA FALLA MONOFÁSICA DE 5 Ω. (1.200 MW DE EÓLICAS, ESCENARIO P20_MaxHidroEOL 2023).....	68
<i>FIGURA 32.</i> TENSIÓN DEL PARQUE1 CONECTADO A LA S/E COLECTORA 1 500 kV, DURANTE Y DESPUÉS DE UNA FALLA TRIFÁSICA DE 5 Ω. (1.200 MW DE EÓLICAS, ESCENARIO P20_MaxHidroEOL 2023).....	69
<i>FIGURA 33.</i> PORCENTAJE DE CASOS CON Y SIN DESCONEXIÓN ANTE FALLAS MONOFÁSICAS DE 5 Ω, AL 50% DE LA LÍNEA. (1.200 MW EN S/E COLECTORA 1)	70
<i>FIGURA 34.</i> PORCENTAJE DE CASOS CON Y SIN DESCONEXIÓN ANTE FALLAS TRIFÁSICAS DE 5 Ω, AL 50% DE LA LÍNEA. (1.200 MW EN S/E COLECTORA 1).....	70
<i>FIGURA 35.</i> FRECUENCIA DEL SIN POR DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA EN LA GUAJIRA, CON 6 PARQUES CONECTADOS A LA S/E COLECTORA_1 500 kV. (ESCENARIO P04_MinTerEOL 2022)	72
<i>FIGURA 36.</i> PORCENTAJE DE PARÁMETROS QUE CUMPLEN Y NO CUMPLEN CON ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PROPIAS DE FABRICANTES DE AEROGENERADORES.	73
<i>FIGURA 37.</i> EXIGENCIAS PARA ENFRENTAR RETOS QUE IMPLICA LA INTEGRACIÓN DE FNCR EN COLOMBIA.	74

FIGURA 38. RETOS OPERATIVOS ANTE CAMBIOS EN EL SIN POR LA INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA EN COLOMBIA..... 75

FIGURA 39. EVALUACIÓN Y CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DE LA PASANTÍA. 76

Lista de Tablas

<i>TABLA 1.</i> CAPACIDAD DE LOS AGENTES QUE CUMPLIERON CON LAS CIRCULARES No. 003 Y No. 004 DE 2016.	15
<i>TABLA 2.</i> COMPARACIÓN ENTRE CÓDIGOS DE REDES DE CHILE Y PANAMÁ PARA CONEXIÓN DE PARQUES EÓLICOS [2], [3].	19
<i>TABLA 3.</i> PARÁMETROS DEL MODELO DE CONTROL ELÉCTRICO (ELECTRICAL CONTROL MODEL). [14]	32
<i>TABLA 4.</i> GENERACIÓN EÓLICA CONSIDERADA EN LA GUAJIRA.	34
<i>TABLA 5.</i> ESCENARIOS DE SIMULACIÓN PARA LOS AÑOS 2022 Y 2023.	38
<i>TABLA 6.</i> DEMANDA DEL SIN Y PENETRACIÓN EÓLICA OBJETIVO PARA EL AÑO 2022.	39
<i>TABLA 7.</i> DEMANDA DEL SIN Y PENETRACIÓN EÓLICA OBJETIVO PARA EL AÑO 2023.	39
<i>TABLA 8.</i> CONSOLIDADO DE DESPACHOS EN DIFERENTES ESCENARIOS PARA EL AÑO 2022.	40
<i>TABLA 9.</i> CONSOLIDADO DE DESPACHOS EN DIFERENTES ESCENARIOS PARA EL AÑO 2023.	41
<i>TABLA 10.</i> EXPORTACIÓN DE LA COSTA CARIBE EN LOS 6 ESCENARIOS DE SIMULACIÓN.	41
<i>TABLA 11.</i> INERCIA TOTAL EN LOS 6 ESCENARIOS DE SIMULACIÓN.	41
<i>TABLA 12.</i> ESQUEMA EDAC VIGENTE PARA COLOMBIA [19].	43
<i>TABLA 13.</i> RESULTADOS FLUJO DE CARGA EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN.	52
<i>TABLA 14.</i> RESULTADOS FLUJO DE CARGA FINAL DESPUÉS DE FALLA MONOFÁSICA DE 5 Ω EN LA LÍNEA CUESTECITAS – COLECTORA 1 500 kV.	57
<i>TABLA 15.</i> RESULTADOS FLUJO DE CARGA FINAL DESPUÉS DE FALLA TRIFÁSICA DE 5 Ω EN LA LÍNEA CUESTECITAS – COLECTORA 1 500 kV.	57
<i>TABLA 16.</i> RESULTADOS FLUJO DE CARGA FINAL DESPUÉS DE FALLA MONOFÁSICA DE 5 Ω EN LA LÍNEA CUESTECITAS – COPEY 500 kV.	58
<i>TABLA 17.</i> RESULTADOS FLUJO DE CARGA FINAL DESPUÉS DE FALLA MONOFÁSICA DE 5 Ω EN LA LÍNEA CUESTECITAS – LA LOMA 500 kV.	59
<i>TABLA 18.</i> RESULTADOS FLUJO DE CARGA FINAL DESPUÉS DE FALLA MONOFÁSICA DE 5 Ω EN LA LÍNEA LA LOMA – OCAÑA 500 kV.	60
<i>TABLA 19.</i> ESPECIFICACIONES ELÉCTRICAS DE AEROGENERADORES DFIG.	62
<i>TABLA 20.</i> RESULTADOS AEROGENERADOR SUZLON S95 - 2.1 MW.	63
<i>TABLA 21.</i> RESULTADOS AEROGENERADOR VESTAS V80 2 MW VCS.	64
<i>TABLA 22.</i> RESULTADOS AEROGENERADOR DFIG 2.0 MW.	65
<i>TABLA 23.</i> RESULTADOS AEROGENERADOR DFIG 2.5 MW.	65
<i>TABLA 24.</i> RESULTADOS AEROGENERADOR DFIG EN DIGSILENT.	66
<i>TABLA 25.</i> RESULTADOS FLUJO DE CARGA FINAL DESPUÉS DE FALLA MONOFÁSICA DE 5 Ω EN LA LÍNEA CUESTECITAS 500 kV – COLECTORA 1 500 kV. (1.200 MW EN S/E COLECTORA 1)	71

Lista de Abreviaturas

Abreviaturas

Abreviatura	Término
<i>CAPT</i>	Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión
<i>CNO</i>	Consejo Nacional de Operación
<i>DFIG</i>	Aerogenerador de inducción doblemente alimentado
<i>EDAC</i>	Esquema de Desconexión Automática de Carga
<i>FNCER</i>	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
<i>GCM</i>	Guajira-Cesar-Magdalena
<i>HVRT</i>	High Voltage Ride-Through
<i>IDEAM</i>	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
<i>IG</i>	Generador de Inducción
<i>LVRT</i>	Low Voltage Ride-Through
<i>MME</i>	Ministerio de Minas y Energía
<i>PHC</i>	Empresa de Consultoría en el Sector Eléctrico
<i>S/E</i>	Subestación Eléctrica
<i>SDL</i>	Sistema de Distribución Local
<i>SIN</i>	Sistema Interconectado Nacional
<i>STATCOM</i>	Compensador Estático Síncrono
<i>STN</i>	Sistema de Transmisión Nacional
<i>STR</i>	Sistema de Transmisión Regional
<i>SVC</i>	Compensador Estático de Potencia Reactiva
<i>UPME</i>	Unidad de Planeación Minero Energética
<i>XM</i>	Compañía de Expertos en Mercados

1. Introducción

En la actualidad Colombia presenta altas expectativas para la conexión de 3.000 MW de generación eólica, empleando aerogeneradores con tecnología DFIG por recomendaciones de estudios previos [1] y normatividad de países como Chile y Panamá [2], [3], que exigen la instalación de generadores eléctricos con turbina de viento de esta tecnología. En este contexto, la falta de normatividad en aspectos regulatorios que viabilice la participación de generación eólica en el mercado eléctrico colombiano, a causa de su carácter variable no controlable, hace necesario un análisis del impacto que produce la integración de este tipo de generación en la estabilidad del STN, para participar en propuestas de su desarrollo y posibles soluciones a implementar presentadas ante el CNO y CAPT.

Para este análisis se utilizó la base de datos del STN de largo plazo 2017, proporcionada por XM y modelada en DIgSILENT PowerFactory, considerando la entrada de 1.232 MW de potencia eólica con tecnología DFIG en los años 2022 y 2023, y planteando diferentes escenarios de demanda con sus respectivos despachos de generación. Teniendo en cuenta una revisión de la normatividad y requisitos técnicos internacionales para generación eólica en sistemas eléctricos, se definen los criterios y requerimientos que van a adoptar los análisis correspondientes al presente trabajo. En primera instancia, se realizó un barrido de fallas sobre circuitos cercanos a la conexión de generación eólica en La Guajira, para calcular el porcentaje de eventos que generan disparo de aerogeneradores por sags y swells de tensión. La estabilidad de frecuencia ante estas pérdidas de generación y la verificación de capacidad de los convertidores del modelo DFIG empleado en DIgSILENT, mediante el cumplimiento de parámetros eléctricos dados por fabricantes de esta tecnología, también son análisis que se abordan en el documento.

Posteriormente, se definieron para este análisis los criterios técnicos recomendados en el informe del consultor PHC, por ser suficientemente estrictos y estar dimensionados con características aproximadas al actual sistema eléctrico colombiano. Frente a las contingencias en circuitos de 500 kV cercanos a la conexión de los parques eólicos, hasta con 1.432 MW, los resultados obtenidos fueron eventos de disparo de aerogeneradores producidos exclusivamente por picos transitorios de tensión durante la falla, que no se podrían solucionar con compensación reactiva externa. La estabilidad de frecuencia ante la pérdida de estos aerogeneradores se ve muy afectada a partir de la desconexión de 400 MW, a consecuencia de que la frecuencia colapsa alcanzando etapas del EDAC y límites recomendados por PHC. Este fenómeno se reduce notablemente cuando solo se tienen conectados 1.232 MW de generación eólica en La Guajira (1.000 MW conectados

directamente a la S/E Colectora 1 500 kV). Además, con estas simulaciones se observó que el modelo DFIG en DIgSILENT no garantiza limitar la inyección de potencia reactiva del convertidor, por lo que al verificar esta capacidad mediante la comparación entre parámetros eléctricos de fabricantes y corrientes de rotor y estator del DFIG estimadas con un método de cálculo básico, se encontró más del 50% de parámetros calculados que no cumplen con las especificaciones técnicas proporcionadas por los fabricantes consultados.

Finalmente, se concluye que los resultados evidencian la necesidad de un modelo de aerogenerador más detallado que permita monitorear el funcionamiento interno del convertidor. Con esta medida se identificaría con más veracidad las posibles soluciones para resolver los problemas de estabilidad e inercia encontrados. Simultáneamente, se observan grandes retos que se deben enfrentar con la integración de generación eólica en el país, demandando cambios operativos y regulatorios que definan requerimientos técnicos para la conexión y tecnología de aerogeneradores.

El análisis presentado en este documento se expuso en las VIII Jornadas Técnicas de Transmisión del CNO y I Jornadas Técnicas del CAPT, realizadas los días 22 y 23 de Agosto de 2017 en la ciudad de Bogotá.

1.1 Formulación del Problema

En Colombia, el mayor potencial de energía eólica se encuentra localizado en el departamento de La Guajira razón por la cual existen altas expectativas para la conexión de 3.000 MW de generación eólica, según mediciones de viento; los cuales se unirían a los actuales 19,5 MW del parque eólico Jepírachi conectado en Puerto Bolívar 110 kV. Al presente, la UPME presentó el parque eólico Windpeshi de 200 MW para 2019, ubicado 100 km al norte de la actual S/E Cuestecitas 220 kV. Así mismo, ISAGEN tiene planeado para 2018, dos nuevos parques eólicos que suman 32 MW, conectados en los circuitos Cuestecitas – Puerto Bolívar 110 kV, cerca de Jepírachi [4]. Esta cantidad de potencia eólica en La Guajira, se conectaría al STN utilizando aerogeneradores tipo DFIG. Se usa esta tecnología debido a su viabilidad económica, y a la capacidad que tiene de operar en un amplio rango de velocidad del viento y generar tanto potencia activa como potencia reactiva. No obstante, la falta de normatividad en aspectos regulatorios y técnicos, hace necesario un análisis que considere la integración de generación eólica en la operación del SIN, para avanzar en su implementación y desarrollo de acuerdo a las necesidades actuales y futuras del sistema.

Por lo tanto surge la siguiente pregunta: ¿Cuál es el impacto que produce la integración de generación eólica en la estabilidad del STN, utilizando aerogeneradores DFIG?

1.2 Justificación

Teniendo en cuenta que en el actual Plan de Expansión de la UPME se pretende incorporar hasta 3.000 MW de potencia eólica en La Guajira, lo que implica desplazar otro tipo de generación como la hidráulica o térmica, las cuales proveen al sistema de mayor seguridad en cuanto a estabilidad por la inercia alta de sus tecnologías, es pertinente examinar y analizar el impacto de la estabilidad del STN al incorporar este tipo de generación, con el fin de participar en las propuestas de su desarrollo y posibles soluciones a implementar que permitan la utilización de energía eólica, las cuales serán presentadas ante el CNO y CAPT.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Analizar estabilidad en circuitos asociados a la conexión de la S/E Colectora 1 del STN, con integración de generación eólica planeada en La Guajira y utilizando aerogeneradores DFIG.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Modificar la base de datos 2017 del sistema eléctrico colombiano, proporcionada por XM, incluyendo los parques eólicos en La Guajira con tecnología DFIG y el SVC de Chinú.
- Proponer diferentes escenarios de simulación con generación eólica en La Guajira (en DIgSILENT), para el estudio de estabilidad en circuitos asociados a la conexión de la S/E Colectora 1 500 kV del STN.
- Verificar la capacidad de potencia reactiva del convertidor del aerogenerador DFIG en DIgSILENT, mediante el cumplimiento de parámetros eléctricos dados por fabricantes de esta tecnología.

2. Antecedentes y Marco de Referencia

2.1 Generación Eólica en Colombia

Con la publicación del Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2013–2027, la UPME realizó el primer análisis energético y eléctrico destacado por la incorporación de generación eólica en La Guajira, a partir de información proporcionada por los Atlas de Potencial, elaborados en conjunto con el IDEAM, e información del recurso disponible. Para el año 2014, la UPME identificó en el Plan de Expansión la viabilidad técnica y económica de instalar hasta 1.500 MW de generación eólica. Por su parte, el MME adoptó la estrategia de transmisión mediante la Resolución 40029 del 09 de enero de 2015, en la cual se invitó a los interesados en conectarse al STN, especificando como requerimiento los estudios de conexión y la información del recurso eólico, con el objeto de verificar los beneficios económicos que impulsan la incorporación de eventuales proyectos de generación eólica al sistema. Posteriormente se presentó el Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2015–2029, incluyendo la incorporación de generación eólica en La Guajira, en diferentes eventos relacionados con energías renovables no convencionales. De igual modo, se invitó a los agentes a formular comentarios a la versión preliminar del Plan de Expansión para la evaluación de las diferentes iniciativas de conexión de generación en el área de La Guajira. Luego de un análisis económico considerando las solicitudes de conexión y la información del recurso recibidas por la UPME, por parte de los promotores de proyectos eólicos, la Unidad determinó que los beneficios para usuarios en términos de precio, emisiones, tiempo de construcción y complementariedad, justificaban la construcción de líneas de transmisión para los proyectos de generación eólica recibidos hasta octubre de 2015. Estas solicitudes de conexión corresponden a 3.131 MW de potencia eólica, capacidad que se tiene en cuenta en el Plan de Expansión desde la versión 2015–2029 [5].

En consecuencia, el MME expidió la Resolución 40095 del 1 febrero de 2016, la cual incluye obras de transmisión requeridas en el STN para la conexión de generación eólica, con fecha de entrada del 30 de noviembre de 2022 [6]. Dichas obras se mencionan a continuación:

- Dos subestaciones Colectoras en AC a 500 kV;
Colectora 1, interconectada mediante un doble circuito en AC a Cuestecitas 500 kV.
Colectora 2, interconectada con un enlace en HVDC VSC de 550 kV DC bipolo entre Colectora 2 y Chinú.

- Dos estaciones convertoras en las subestaciones Chinú 500 kV y Colectora 2.
- Segundo circuito en AC Copey – Cuestecitas 500 kV.

Desde entonces, la UPME solicitó a los promotores de proyectos de generación eólica que habían presentado los requerimientos necesarios para conectarse al STN, confirmación de: fecha, capacidad y ubicación de los parques eólicos, con el propósito de establecer obras de expansión a desarrollar. Para garantizar el libre acceso a la red a otras personas interesadas en implementar proyectos eólicos, la UPME expidió la Circular No. 003 y No. 004 de 2016 que incluyen proyectos de generación (convencionales y no convencionales, al igual que nueva demanda regulada y no regulada), con preparación suficiente para ser considerados en el desarrollo de las obras del Plan de Expansión de Transmisión aprobadas por el MME [7]. Se recibió información para Renovables Fase 1, mostrada en la *Tabla 1*.

Tabla 1. Capacidad de los agentes que cumplieron con las Circulares No. 003 y No. 004 de 2016.

AGENTE PROMOTOR	CAPACIDAD TOTAL (MW)	PARQUE EÓLICO	CAPACIDAD (MW)
JEMEIWAA KA'I	549	Proyecto Eólico Irraipa	99
		Proyecto Eólico Carrizal	195
		Proyecto Eólico Casa Eléctrica	180
		Proyecto Eólico Apotolorru	75
ENEL GREEN POWER	500	Proyecto Eólico Windpeshi	200
		Proyecto Eólico Kuisa	200
		Proyecto Eólico Urraichi	100
EPM	402	Proyecto Eólico Ipapure (EO200)	201
		Proyecto Eólico Mauripao	201

Para la Fase 1 se tiene un total de 1.451 MW, de los cuales se solicitan 201 MW del proyecto eólico Mauripao para la Fase 2, y 200 MW del proyecto eólico Windpeshi para conectarse directamente en la S/E Cuestecitas 500 kV. En la *Figura 1* se presenta la ubicación de la generación eólica a conectar en la Fase 1.



Figura 1. Ubicación de proyectos eólicos en La Guajira – Fase 1.

Para definir posibles ubicaciones de las subestaciones Colectora 1 500 kV y Colectora 2, las cuales serán encargadas de agrupar la generación de los parques eólicos, se utilizó la metodología planteada de forma general en [5] basada en el análisis de áreas.

El MME mediante la Resolución 40629 del 28 de junio de 2016 [8], modificó la Resolución 40095 en cuanto a las obras de expansión Fase 1 asociadas a la integración del recurso eólico en La Guajira, quedando de la siguiente manera:

- S/E Colectora 1 500 kV AC a 500 kV, conectada mediante dos circuitos a Cuestecitas 500 kV.
- Nuevo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV.

Estas obras de transmisión tienen como fecha propuesta de entrada 30 de noviembre de 2022. La entrada del segundo transformador Ocaña 500/230 kV – 360 MVA, quedó propuesta para el 30 de junio de 2020. El diagrama y la ubicación de dichas obras se muestran respectivamente en la *Figura 2* y *Figura 3*.

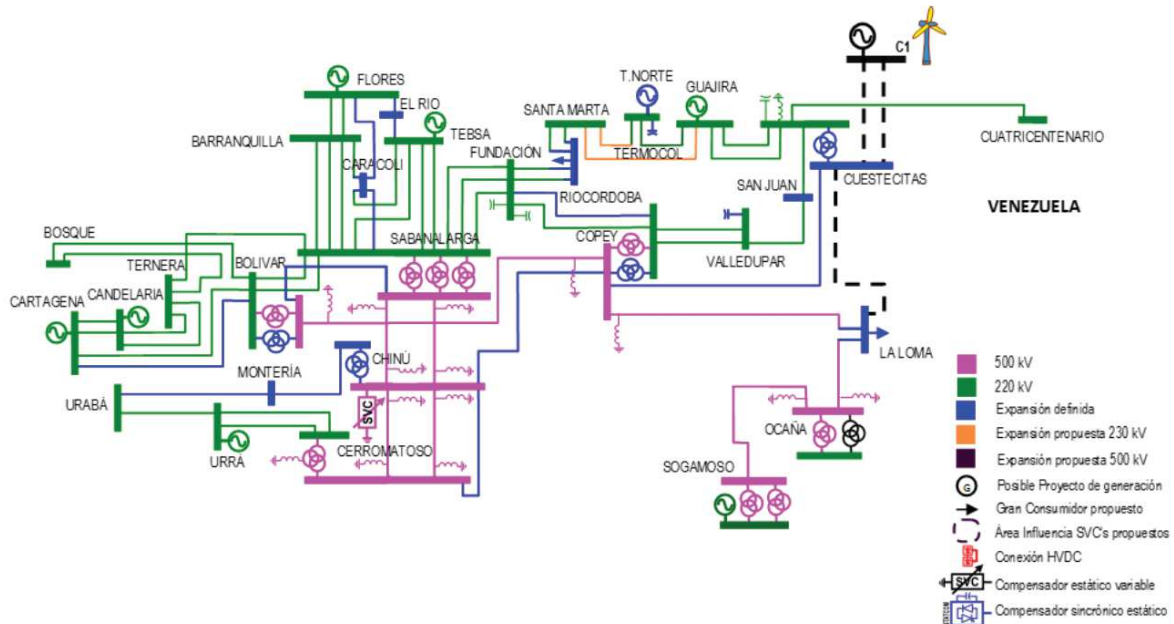


Figura 2. Diagrama de obras de transmisión propuestas para Conexión de Renovables Fase 1. [4]

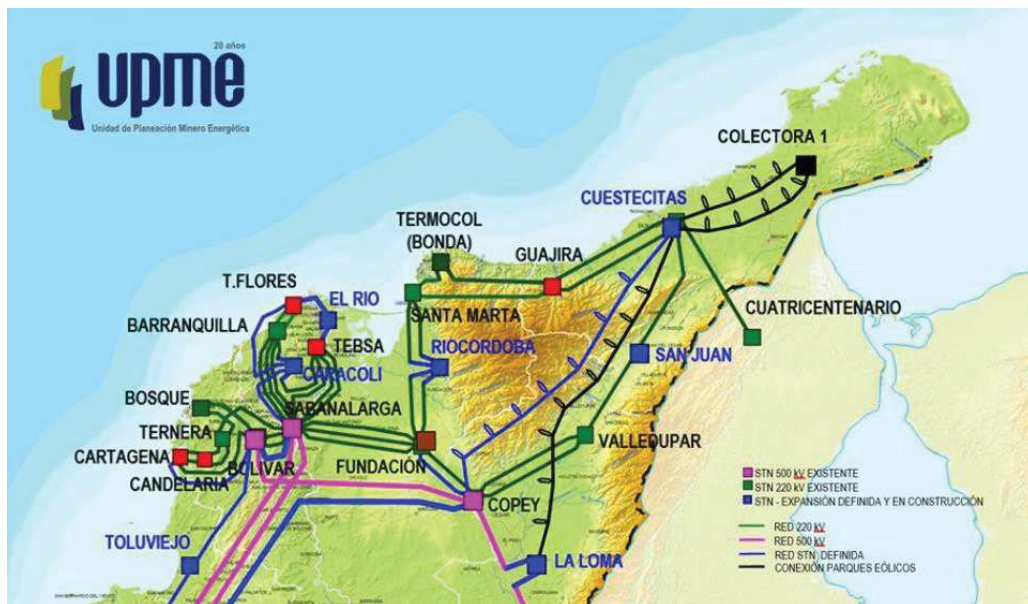


Figura 3. Ubicación de obras de transmisión propuestas para Conexión de Renovables Fase 1. [4]

Actualmente, la UPME considera necesario disponer de iniciativas para la conexión de proyectos de generación eólica y otro tipo de usuarios en la zona de GCM, con la finalidad de establecer las obras de expansión requeridas para incorporar al SIN los recursos de generación mencionados.

2.2 Estudios para Conexión de Generación Eólica en Colombia

En 2015 la UPME solicitó al Consultor PHC Servicios Integrados S.A., un análisis de los aspectos regulatorios que involucraran la participación de fuentes renovables dentro del SIN. Para este estudio, PHC consideró una red muy superior al plan de expansión y propuso curvas de soportabilidad en tensión y frecuencia para los aerogeneradores que se quisieran conectar al STN [9].

INTERCOLOMBIA S.A. desarrolló un nuevo estudio en 2016 [1], considerando la red del plan de expansión vigente y encontrando como resultado las siguientes recomendaciones:

- No conveniencia de utilizar aerogeneradores con tecnología Tipo I (IG) por sus efectos en la estabilidad de tensión e impedancia armónica $Z(w)$, aun utilizando simultáneamente otros aerogeneradores de Tipo III (DFIG). La tecnología IG limita de forma importante la capacidad de conexión de la S/E Colectora 1 y hace necesario la implementación de esquemas de compensación de gran tamaño.
- Profundizar en soluciones para contrarrestar problemas de desconexión de aerogeneradores, ante fallas en el STN.
- Tener en cuenta que para el único transformador 500/220 kV propuesto para la S/E Cuestecitas, se tiene la posibilidad de alcanzar el límite máximo de sobrecarga en contingencias (120%).
- Considerar la posibilidad de que se propaguen oscilaciones (intercambios) de potencia por variación del viento, las cuales son poco perceptibles sobre las líneas cercanas a la S/E Colectora 1, pero visibles en la frecuencia de barras tan alejadas de La Guajira como Bacatá.

2.3 Revisión de Normatividad y Requisitos Técnicos para la Incorporación de Generación Eólica en Sistemas Eléctricos Interconectados

La integración de FNCER y los requisitos técnicos de su conexión dependerán no solo de la disponibilidad del recurso renovable, sino principalmente de factores como el tamaño del sistema de potencia, la variación de la demanda, la configuración del STN y del SIN, entre otras [10]. Esto se debe a que la incorporación de generación eólica, a manera ejemplo, influye de forma directa en la confiabilidad, estabilidad y control del sistema de potencia, planteando requerimientos importantes en aspectos como:

- Control primario de frecuencia.

- Rangos de operación en frecuencia.
- Control de potencia reactiva.
- Control de tensión.
- Control de potencia activa.
- Tensión de operación en falla.
- Calidad de la onda.
- Información técnica.
- Protecciones.
- Despacho.

El aseguramiento de la calidad y seguridad en la operación con la integración de generación eólica, es lo que se busca al analizar variables que representan un lineamiento para la actualización del código de redes actual [11], incluyendo este tipo de generación en el país.

Para determinar si sags y swells de tensión causan la salida de un aerogenerador, existen normas que los fabricantes de aerogeneradores aseguran cumplir; estas exigencias se incluyen en los códigos de redes que ejercen para los sistemas eléctricos dependiendo del país. En la *Tabla 2* se muestra una comparación de los códigos de redes en Chile y Panamá (con alta penetración de eólicas) [2], [3], a fin de verificar la propuesta inicial de PHC sobre las recomendaciones regulatorias a ser adoptadas en Colombia [9], y definir los criterios y requerimientos técnicos que deberán cumplir los proyectos eólicos en estudio para incorporarse al STN.

Tabla 2. Comparación entre códigos de redes de Chile y Panamá para conexión de parques eólicos [2], [3].

NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO DE CHILE			CÓDIGO DE REDES 2012 DE PANAMÁ	
Rangos de operación de frecuencia Frecuencia nominal del sistema = 50 Hz			Rangos de operación de frecuencia Frecuencia nominal del sistema = 60 Hz	
Límite inferior	Límite superior	Tiempo mínimo de operación	Rango de frecuencia	Tiempo de ajuste de la protección
49 Hz	50 Hz	Permanente	> 62 Hz	Instantáneo
48 Hz	49 Hz	90 segundos	57,5 ≤ operación normal ≤ 62	Operación continua
47,5 Hz	48 Hz	15 segundos	< 57,5 Hz	Instantáneo
47 Hz	47,5 Hz	Desconexión		

NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO DE CHILE			CÓDIGO DE REDES 2012 DE PANAMÁ
		opcional	
50 Hz	51 Hz	Permanente	
51 Hz	51,5 Hz	90 segundos	
51,5 Hz	52 Hz	Desconexión forzada	
52 Hz	52,5 Hz	Desconexión forzada	
52,5 Hz	53 Hz	Desconexión forzada	
<p>Tensión de operación en falla Las unidades del parque eólico deben ser diseñadas para asegurar que el parque se mantenga en servicio, cuando la tensión fase-tierra a consecuencia de una falla en el sistema de transmisión, varié dentro de la zona que delimitan las líneas roja y azul en la <i>Figura 4</i> determinada por [2].</p>			<p>Tensión de operación en falla Para garantizar que los generadores eléctricos con turbina de viento no se disparen durante e inmediatamente después de ocurrida una falla, se deben especificar características LVRT y HVRT. Según [3], para el caso de Panamá no se permite la desconexión de cualquier generador siempre y cuando la tensión en el punto de conexión de 230 kV se mantenga dentro de las líneas roja y azul de la <i>Figura 5</i>.</p>
<p>Control de potencia reactiva Zona de operación entregando reactivos:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪Potencia activa correspondiente al 20% de la potencia nominal del parque y potencia reactiva nula. ▪Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula. ▪Potencia activa nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95. ▪Potencia activa igual al 20% de la 			<p>Control de potencia reactiva El requerimiento de potencia reactiva para los parques eólicos debe ser capaz de proporcionar continuamente una potencia reactiva entre -0,4 p.u. y +0,4 p.u. en el punto de conexión. Cada uno de los generadores eléctricos con turbina de viento deben tener la capacidad de inyección y absorción de potencia reactiva como requerimiento, deben tener las opciones de control de voltaje y de control del factor de</p>

<p align="center">NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO DE CHILE</p>	<p align="center">CÓDIGO DE REDES 2012 DE PANAMÁ</p>
<p>potencia activa nominal del parque y potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.</p> <p>Zona de operación absorbiendo reactivos:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Potencias activa correspondiente al 20% de la potencia nominal del parque y potencia reactiva nula. ▪ Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula. ▪ Potencia activa nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95. ▪ Potencia activa igual al 50% de la potencia activa nominal del parque y potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95. ▪ Potencia activa igual al 20% de la potencia activa nominal del parque y potencia reactiva correspondiente al 12% de la potencia nominal del parque. 	<p>potencia en el rango de 0,95 en atraso o adelanto, o mejor.</p>
<p>Control Primario de Frecuencia (CPF)</p> <p>Los parques eólicos y fotovoltaicos no participarán del CPF ante subfrecuencias, pero deberán contar con un controlador de frecuencia/potencia en el rango de sobrefrecuencia que permita, en su punto de conexión:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Restringir proporcionalmente la potencia inyectada de acuerdo a un valor de estatismo ajustable, para excursiones de la frecuencia que superen los 50,2 Hz. 	<p>Control Primario de Frecuencia (CPF)</p> <p>Dentro del código de redes no se encuentran especificaciones sobre este criterio.</p>

<p align="center">NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO DE CHILE</p>	<p align="center">CÓDIGO DE REDES 2012 DE PANAMÁ</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ El estatismo será ajustable de forma de anular la inyección de potencia cuando la frecuencia alcance valores en el rango 50,5 y 52 Hz. ▪ Controlar la tasa de crecimiento de la potencia inyectada al sistema de transmisión ante incrementos súbitos de la generación disponible, limitándola a no más de 20% de la capacidad nominal del parque por minuto. <p>Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán contar también con funciones de control que aseguren:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ El cierre de sincronismo durante el arranque del parque no podrá producirse para una frecuencia de red superior a 50,3 Hz. ▪ La tasa de crecimiento de la potencia inyectada al sistema de transmisión no supere un valor ajustable entre 0 a 20% de la potencia nominal del parque por minuto, tanto durante su arranque como durante su operación normal. 	
<p>Operación normal del rango de tensión</p> <p>Dentro de la norma técnica no se encuentran especificaciones sobre este criterio.</p>	<p>Operación normal del rango de tensión</p> <p>Con base en los estudios de flujo de carga y estudios de estabilidad, se ha identificado el rango de voltaje de operación requerido para operación normal, operación ante perturbaciones y condiciones de emergencia.</p> <p><i>El rango continuo requerido de operación de tensión es:</i></p>

<p>NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO DE CHILE</p>	<p>CÓDIGO DE REDES 2012 DE PANAMÁ</p>
	<p>$90\% < v < 110\%$</p> <p>Durante los estados post-falla del sistema, la tensión puede permanecer dentro del rango de $\pm 10\%$ por una cantidad de tiempo considerable. Por lo tanto, es necesario que los generadores eléctricos con turbina de viento funcionen de forma continua dentro de este rango de tensión.</p>
<p>CALIDAD: Niveles de Distorsión Armónica</p> <p>Se debe limitar la contribución a la contaminación de la red operando los sistemas de modo que la distorsión armónica de la tensión esté en los rangos que se establecen en [2].</p>	<p>CALIDAD: Niveles de Distorsión Armónica</p> <p>Los límites de niveles de armónicos en porcentaje de la magnitud de la tensión nominal, se definen en [3] de acuerdo a las normas IEC 61400-210 e IEC 61000-3-6.</p>
<p>Armónicas de Corriente</p> <p>En condiciones normales de operación se debe cumplir con lo indicado en [2], por lo menos en el 95% de los valores estadísticos medidos.</p>	<p>Armónicas de Corriente</p> <p>Dentro del código de redes no se encuentran especificaciones sobre este criterio.</p>
<p>Efecto de Parpadeo (Flicker)</p> <p>Los parques eólicos deben cumplir con los límites severidad de parpadeo o flicker de las normas internacionales IEC 868, EN 60868 y EN 61000-4-15.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Para diez minutos: El índice de severidad de flicker no debe exceder de 1,0 para tensiones iguales o inferiores a 110 kV ni exceder 0,8 para tensiones superiores a 110 kV. ▪ Para dos horas: El índice de severidad de flicker no debe exceder de 0,8 para 	<p>Efecto de Parpadeo (Flicker)</p> <p>Los parques eólicos se deben mantener dentro de la normatividad de factores de severidad establecidos en el estándar IEC 61000-3-7, del cual se define:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Para diez minutos: Factor de severidad de corta duración $< 0,35$. ▪ Para dos horas: Factor de severidad de larga duración $< 0,25$.

<p>NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO DE CHILE</p>	<p>CÓDIGO DE REDES 2012 DE PANAMÁ</p>
<p>tensiones iguales o inferiores a 110 kV ni exceder 0,6 para tensiones superiores a 110 kV.</p>	

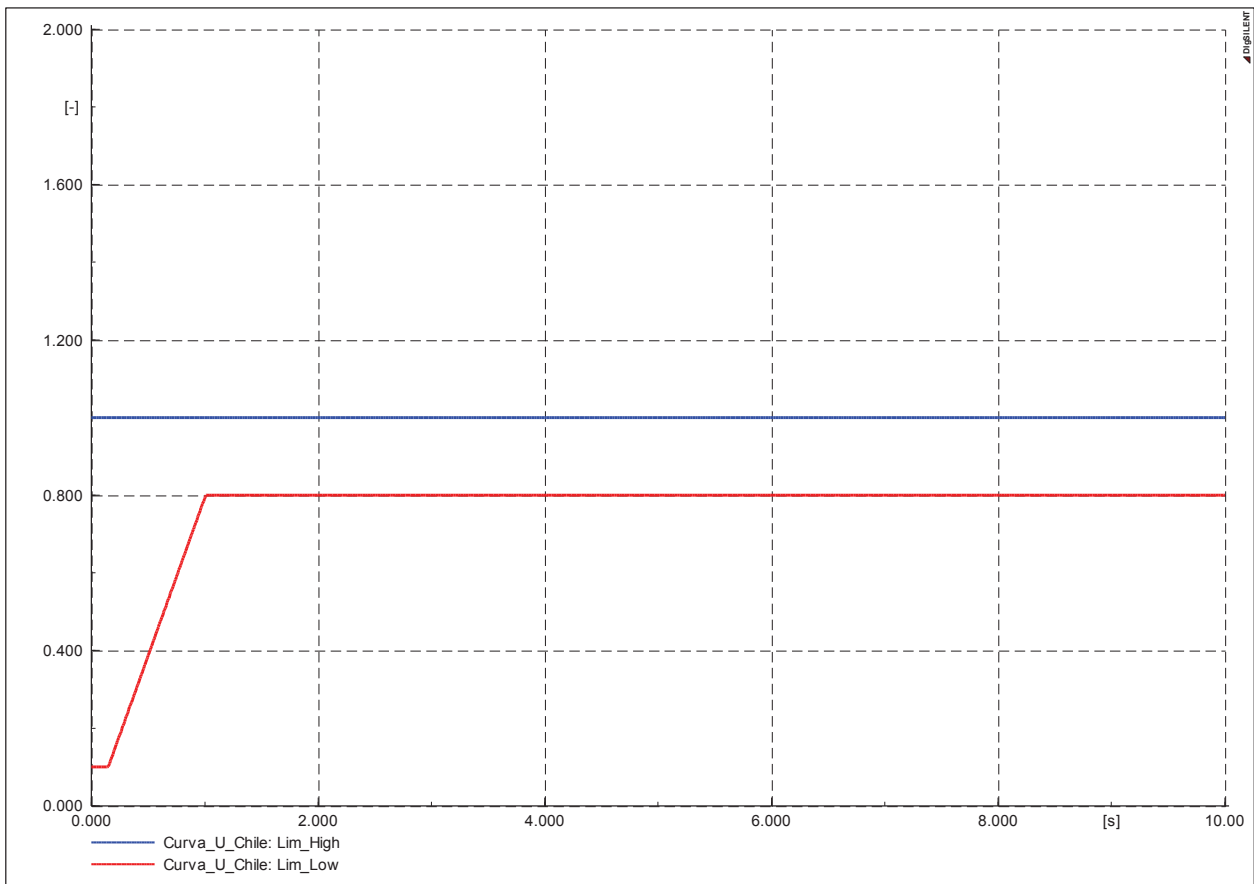


Figura 4. Requerimiento de baja tensión LVRT (Rojo) y alta tensión HVRT (Azul), según norma técnica de Chile.

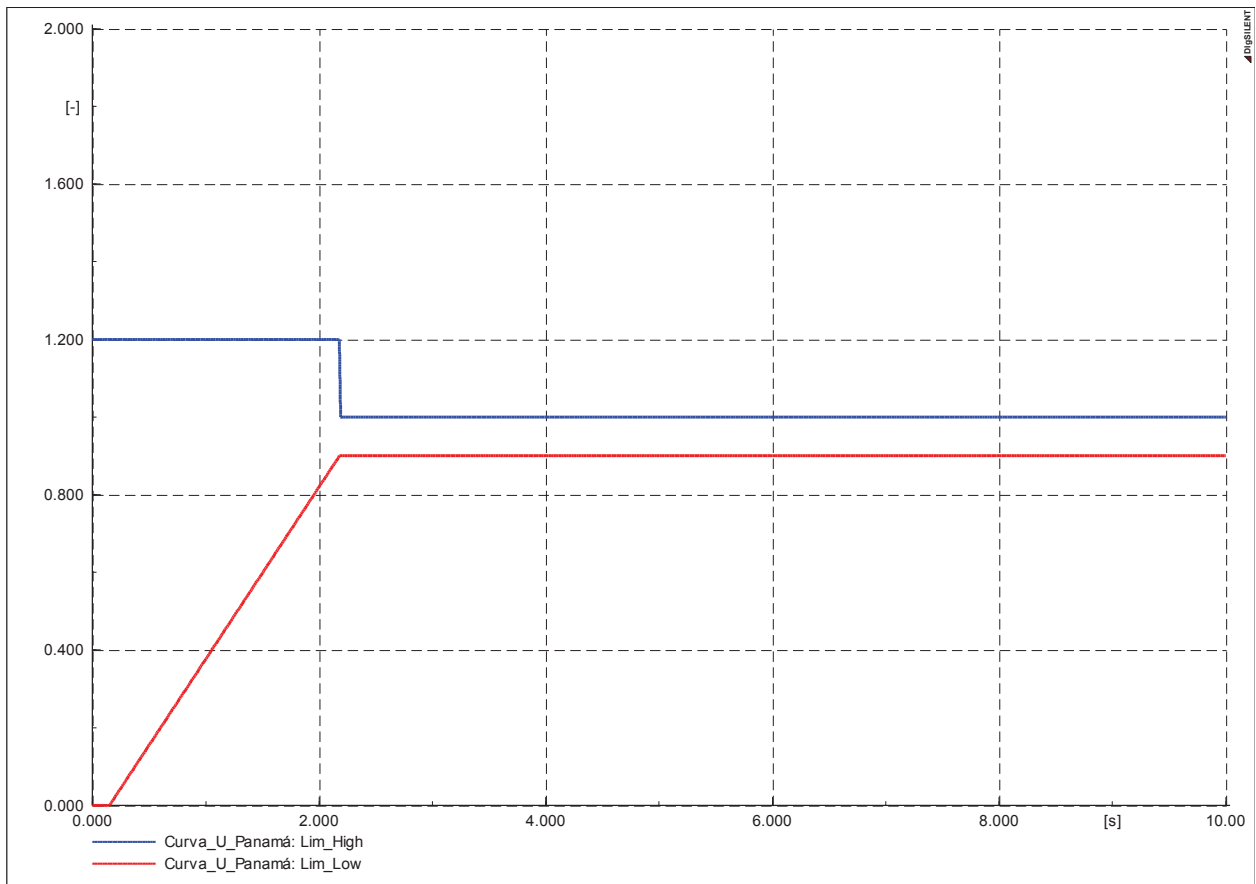


Figura 5. Requerimiento de baja tensión LVRT (Rojo) y alta tensión HVRT (Azul), según código de redes de Panamá.

3. Parámetros Considerados y Modelamiento del Sistema

3.1 Base de Datos del Sistema Eléctrico Colombiano

Para el desarrollo del trabajo propuesto se utilizó la base de datos del STN de largo plazo 2017, proporcionada por XM y modelada en DIgSILENT [12], conservando el modelado de demanda y dependencia con la tensión. No obstante, para actualizar el sistema y tener proximidad a resultados más reales, se modificaron algunos modelos que se precisan a continuación.

3.1.1 Modelo del parque eólico Jepírachi

Jepírachi es el primer parque construido en el país para la generación de energía eólica, ubicado en el nororiente de la Costa Atlántica. Está conformado por 15 aerogeneradores

Nordex N60/1300 KW de Tipo I (IG), capacidad instalada de 19,5 MW de potencia nominal. En la base de datos original de XM, estos aerogeneradores tienen un modelo de máquina síncrona, que se cambió a un generador de inducción, acorde con la realidad.

El modelo dinámico que se usó en DIgSILENT fue un generador de inducción 960 V/2.400 kVA como se muestra en la *Figura 6*, con 2 pares de polos y un capacitor de 1 MVar.

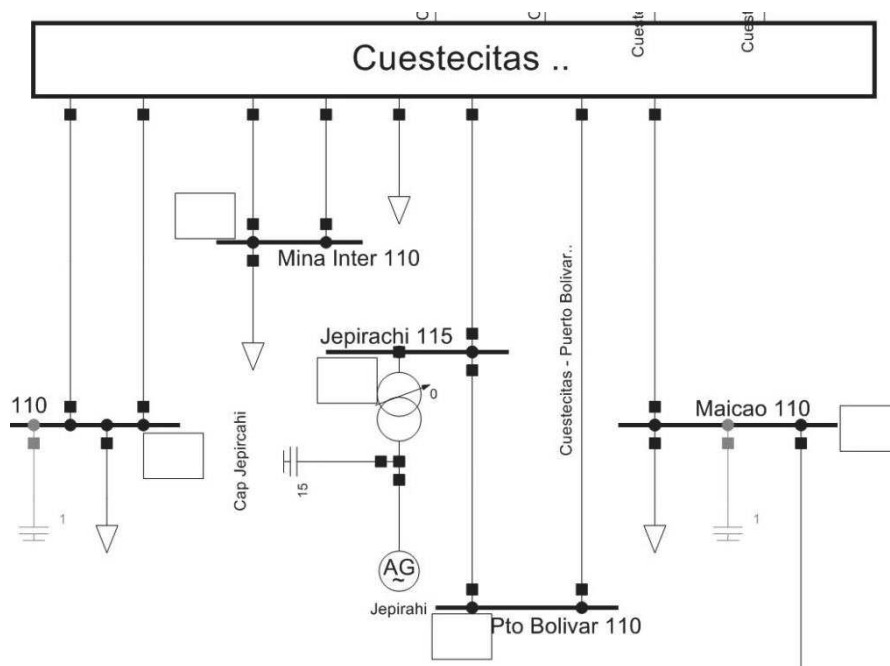


Figura 6. Modelo de aerogenerador IG en DIgSILENT, con conexión Cuestecitas – Puerto Bolívar 110 kV.

3.1.2 Modelo del SVC de Chinú

Con el fin de mantener siempre al SVC de Chinú 500 kV entre los límites de capacidad, se actualizó el modelo de este equipo en DIgSILENT incluyendo sus modos degradados, lo cual permite simular en detalle características propias y pertinentes del control para estudios dinámicos; como los límites del controlador PI, los modos continuos y discretos de control de tensión, los retardos propios de cada elemento, las lógicas de protección, entre otras [13].

El uso del modelo indicado para el SVC, implica utilizar una macro (*.dpl, *Figura 7*), que al ser ejecutada realiza cambios en la ramas que componen el SVC de acuerdo al modo degradado que se desea simular; luego efectúa un flujo de carga que respeta la secuencia de

entrada de los elementos y demás características para operación normal y modos degradados; la *Figura 8* muestra dichos parámetros de entrada del DPL.

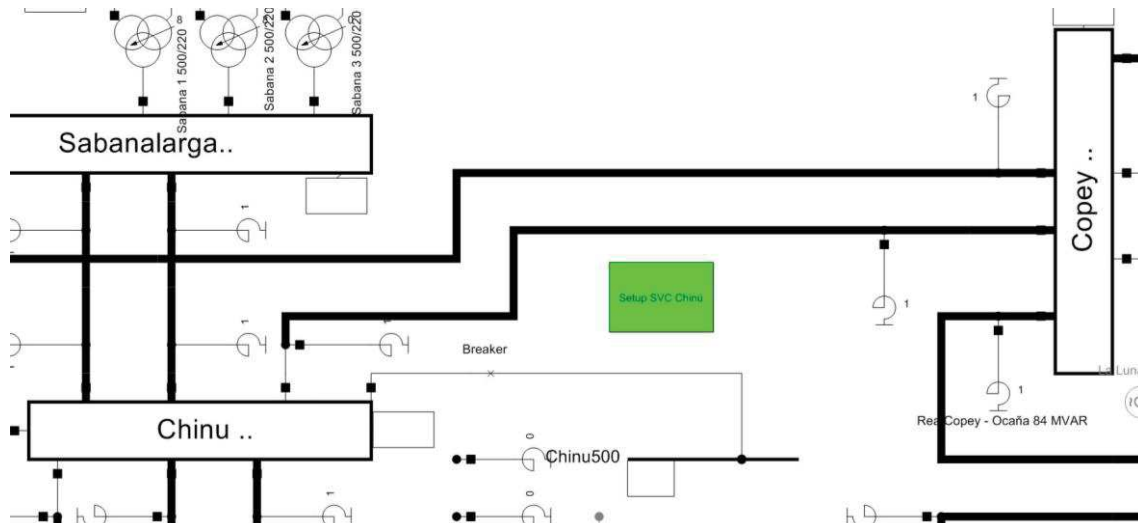


Figura 7. Modelo dinámico del SVC de Chinú en DIgSILENT. [13]

DPL Command - Cordoba-Sucre\DPL_SVC_CHINU.ComDpl

Name:

General Selection:

Input parameters:

	Type	Name	Value	Unit	Description
1	double	Uset	1.01	p.u.	Voltaje de referencia para el SVC en Chinú 500 kV
2	double	Pend	2	%	Pendiente de SVC [0-5]
3	int	NumTCR	2		Número de TCR disponibles [0-2]
4	int	NumTSC	2		Número de TSC disponibles [0-2]
5	int	DispF1	1		Disponibilidad de filtro F1 (1=Disp, 0=No Disp)
6	int	DispF2	1		Disponibilidad de filtro F1 (1=Disp, 0=No Disp)
7	int	DispF3	1		Disponibilidad de filtro F1 (1=Disp, 0=No Disp)
8	double	minbtcr	-109.8	S	Susceptancia mínima de cada TCR (<=0)
9	double	maxbtsc	88.6	S	Susceptancia máxima de cada TSC (>=0)

External Objects:

	Name	object	Description
1	oDSL	VCM_SVC_Chinu	DSL del SVC Chinú (controlador)
2	oF1	F1	Filtro F1
3	oF2	F2	Filtro F2
4	oF3	F3	Filtro F3
5	oTCR1	TCR1	Elementos SVC que representa TCR1
6	oTCR2	TCR2	Elementos SVC que representa TCR2
7	o2xTSC	2xTSC	Elementos SVC que representa 2xTSC
8	oSVC_ALL	SVC_REF	Elementos SVC que representa SVC-REF
9	oChinu500	Chinu500	Nodo de conexión del SVC en Chinú 500 kV

Figura 8. Parámetros de configuración para el modelo SVC de Chinú en DIgSILENT. [13]

3.2 Tecnología de Aerogeneradores

Considerando la recomendación de impedir la instalación de aerogeneradores de Tipo I y II (IG), según [1], y la revisión de normatividad internacional donde sólo se permite la instalación de generadores eléctricos con turbina de viento Tipo II y IV, como en el caso de Panamá [3], solo se realizan simulaciones con aerogeneradores Tipo III DFIG (*Figura 9*). Esta tecnología con control de tensión, y capacidad de control de potencia real y reactiva a alta velocidad, se utilizó en [1] obteniendo un buen funcionamiento. El DFIG es constructivamente similar a un generador de inducción de rotor bobinado, pero con el rotor conectado a la red a través de equipos de electrónica de potencia (convertidores). Cuenta con el estator conectado directamente a la red, lo que permite que el convertidor sea diseñado para sólo un 30% de la potencia nominal de la máquina.

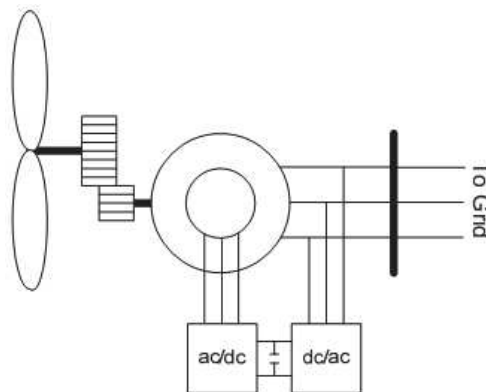


Figura 9. Tecnología Tipo III, aerogenerador de inducción doblemente alimentado (DFIG) según el WECC. [14]

Al operar el circuito del rotor a una frecuencia AC variable es capaz de controlar la velocidad mecánica de la máquina. La potencia neta de salida de la máquina es una combinación de la potencia que sale del estator y del rotor (a través del convertidor); cuando la unidad está operando a velocidades supersíncronas, la potencia real se inyecta a la red desde el rotor, a través del convertidor, y cuando la unidad está operando a velocidades subsíncronas, la potencia real es absorbida desde la red por el rotor a través del convertidor [10]. Una ventaja importante de este tipo de generadores en sistemas eólicos, frente a otros tipos de configuraciones, es que permiten tanto absorber como inyectar potencia reactiva a la red; sin embargo el comportamiento ante caídas de tensión presenta deficiencias, ya que en muchos casos los sistemas DFIG son desconectados de la red para proteger el convertidor del lado del rotor. Hoy en día, debido al crecimiento sostenido que han tenido las fuentes de generación eólicas, los métodos de control han presentado avances que permiten hacer frente a estas solicitudes sin necesidad de desconectar el parque

eólico [15]. Por sus características ya mencionadas el DFIG es una opción viable para la conexión de generación eólica en sistemas eléctricos.

Para todos los parques del proyecto eólico en La Guajira se implementó en DIgSILENT un modelo de aerogenerador DFIG. En el caso de los 5 parques de 200 MW, se utilizaron 100 generadores de 2 MW cada uno, lo cual también implicó el uso de 100 convertidores equivalentes a ± 60 MVar de compensación dinámica; esto se debe a que puede haber riesgo de desconexión si se alcanza una velocidad menor al 30% de la nominal cuando se presentan bajas velocidades del viento y reducción de la potencia producida, por lo que estos generadores necesariamente deben intercambiar potencia reactiva equivalente al 30% de la potencia nominal, en este caso 0,6 MVar [16].

El diagrama del modelo DFIG utilizado para las simulaciones se muestra en la *Figura 10*, el cual corresponde a un Template de la librería de DIgSILENT en su versión 2017. Este Template tiene el nombre de “WECC WTG Type3 2.0MVA” e incluye un aerogenerador de tecnología DFIG representado en la red mediante un generador estático, que contiene su nodo de conexión y los ajustes iniciales para el cálculo del flujo de carga y las simulaciones dinámicas.

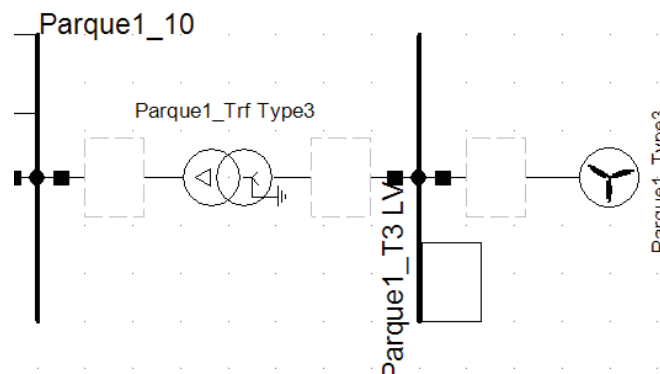


Figura 10. Modelo de aerogenerador con tecnología DFIG en DIgSILENT.

En la *Figura 11* y *Figura 12* se observan las características operativas del generador estático que se implementó en DIgSILENT. La configuración es básica al especificar solamente la utilización de 100 máquinas de 2 MVA con factor de potencia igual a 1, sin embargo, estas máquinas operan con un modelo compuesto que incluye 7 controles en lenguaje DSL:

- 1) Modelo de cálculo de potencia eólica (Aero Dyn Model).
- 2) Modelo mecánico del eje de la turbina (Drive-Train Model).

- 3) Modelo de control eléctrico (Electrical Control Model).
- 4) Modelo para los convertidores electrónicos (Gen Convert-Model).
- 5) Modelo de control del ángulo de las aspas (Pitch control).
- 6) Modelo de control de velocidad para el generador (Speed Ref).
- 7) Modelo de control del torque (Control Torque Model).

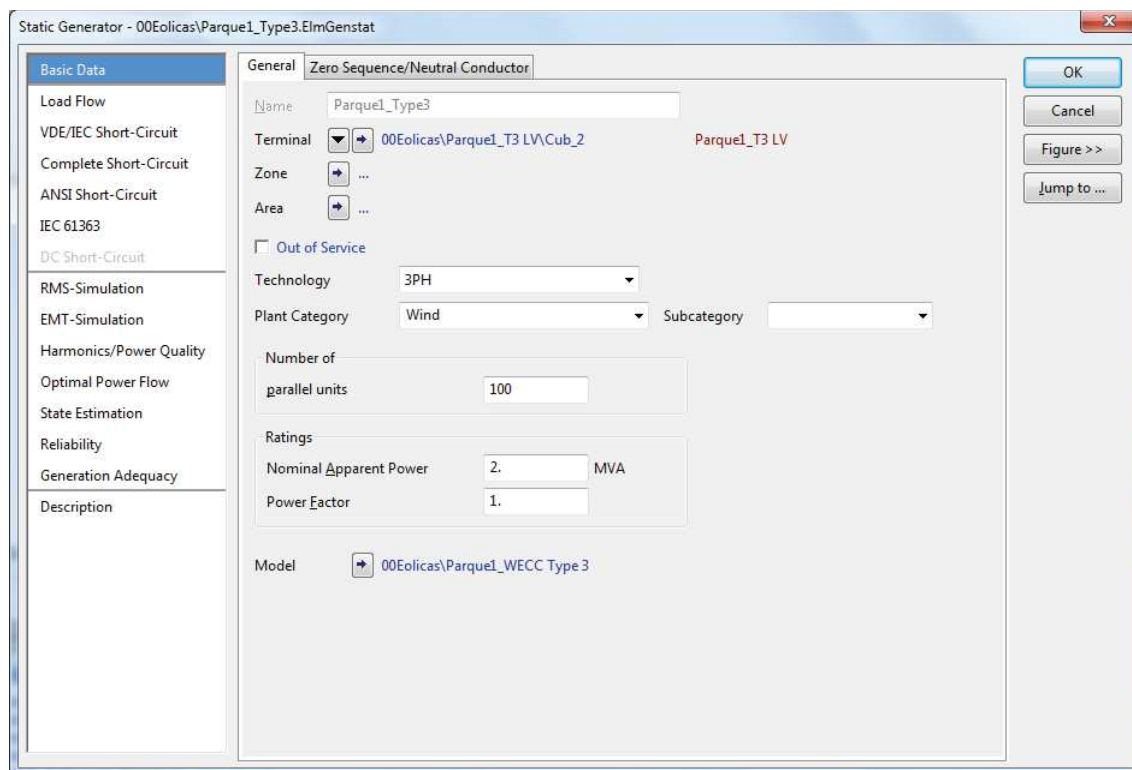


Figura 11. Características operativas del aerogenerador DFIG en DigSILENT.

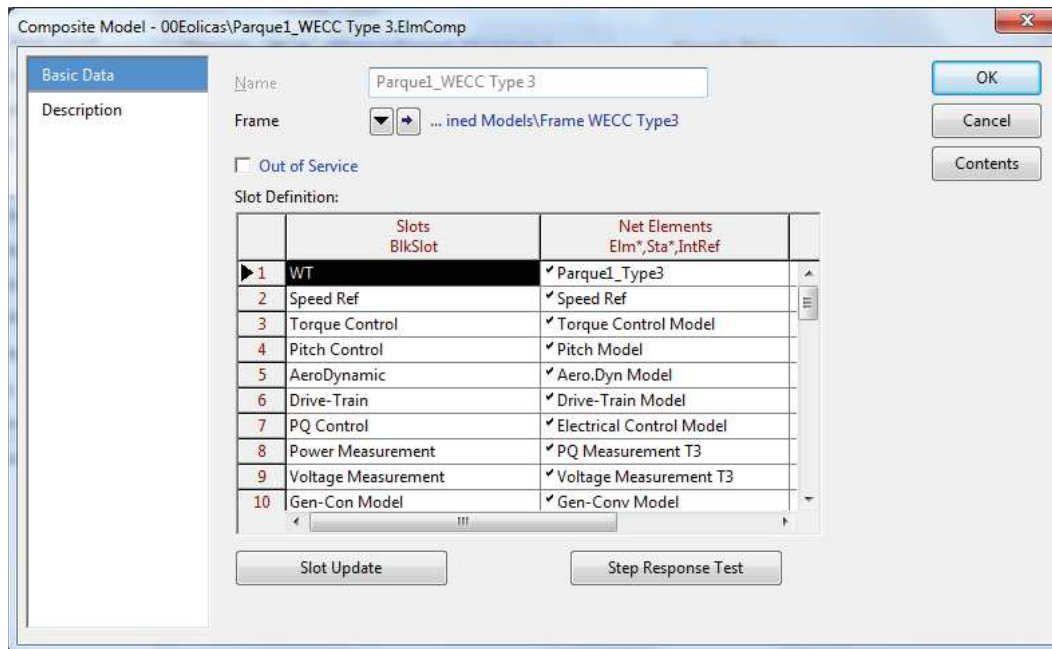


Figura 12. Modelo compuesto que incluye los controles del aerogenerador DFIG en DigSILENT.

Inicialmente, se estuvo trabajando con la base de datos de XM en DigSILENT PowerFactory 15.2. Sin embargo, como la tecnología del aerogenerador DFIG escogida para el análisis proviene de una librería exclusiva de la versión 2017, al realizar la conversión a versión 15.2 se perdieron elementos y configuraciones propias del Template, ocasionando que su comportamiento no fuese adecuado al provocar una inestabilidad constante en el sistema. Se intentaron simulaciones con diferentes fallas y escenarios, se cambiaron parámetros internos de los controles que conforman el modelo y se disminuyó la potencia eólica generada, pero la estabilidad dinámica ante contingencias seguía viéndose notablemente afectada. Por esta razón, se decidió trabajar en la versión 2017 de DigSILENT.

En PowerFactory 2017, se configuró el modelo de control eléctrico (Electrical Control Model, Figura 13), modificando algunos de los parámetros detallados en la Tabla 3:

- 1) Cambio de parámetro QFlag de 0 a 1, para que se efectuó el control de tensión durante las posibles contingencias del sistema.
- 2) Cambio de parámetros Qmin y Qmax de -0,436 y +0,436 a -0,3 y +0,3, respectivamente, para limitar la entrega de potencia reactiva de los aerogeneradores. Este valor corresponde al 30% de la potencia nominal en p.u.
- 3) Cambio de parámetro I_{max} de 1,3 a 1, para limitar la corriente total del convertidor.

- 4) Cambio de parámetro Iqh1 de 1,1 a 1, para limitar la corriente reactiva inyectada durante una posible caída de tensión.

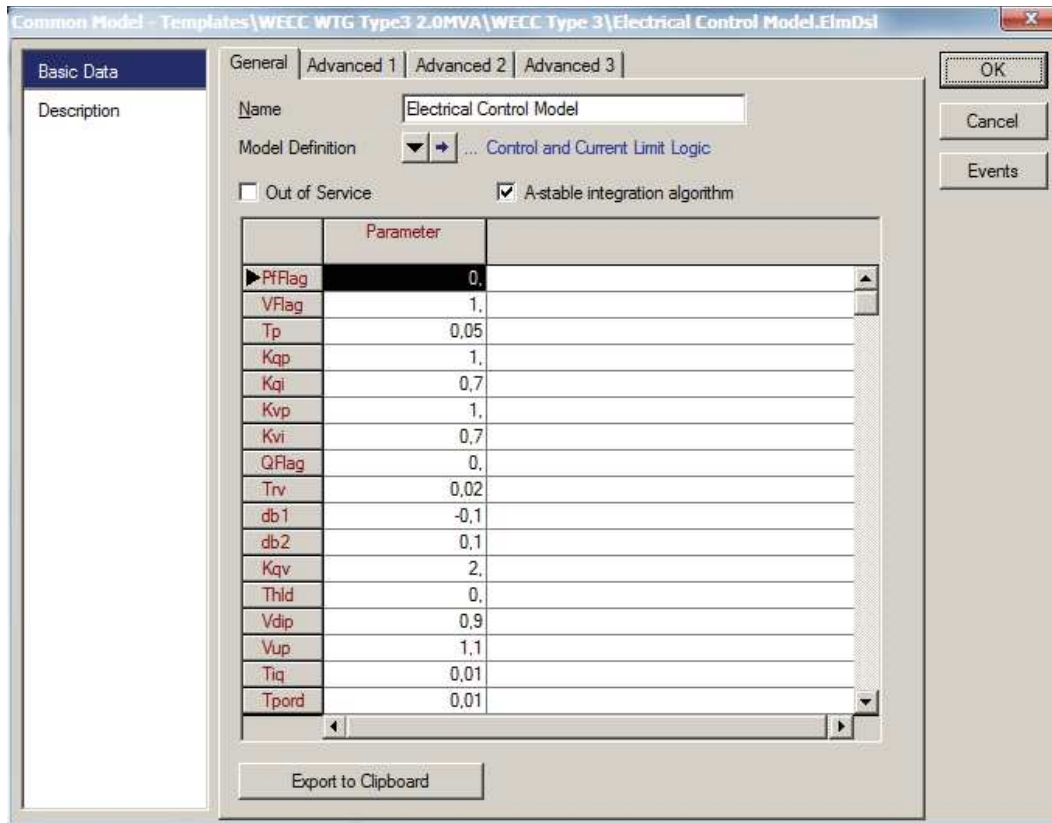


Figura 13. Modelo de control eléctrico (Electrical Control Model) en DigSILENT.

Tabla 3. Parámetros del modelo de control eléctrico (Electrical Control Model). [14]

NOMBRE PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
PfFlag	0	[-]	Indicador de factor de potencia: 1-pf control / 0-Q control
VFlag	0	[-]	Indicador de control de tensión: 1-Q control / 0-V control
Tp	0,05	[s]	Constante de tiempo para medición de potencia eléctrica
Kqp	1	[p.u.]	Ganancia proporcional
Kqi	0,7	[p.u.]	Ganancia integral
Kvp	1	[p.u.]	Ganancia proporcional
Kvi	0,7	[p.u.]	Ganancia integral
QFlag	0	[-]	Indicador de control de potencia reactiva: 1-V control / 0-Q control

NOMBRE PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
Trv	0,02	[s]	Constante de tiempo para medición de tensión
db1	-0,1	[p.u.]	Banda muerta de tensión de error para sobretensiones
db2	0,1	[p.u.]	Banda muerta de tensión de error para subtensiones
Kqv	2	[p.u.]	Ganancia para inyección de corriente reactiva durante falla
Thld	0	[s]	Retardo de tiempo para el cual se mantiene la inyección de corriente reactiva después de una caída de tensión
Vdip	0,9	[p.u.]	Límite de tensión baja para la inyección de corriente reactiva
Vup	1,1	[p.u.]	Límite de tensión alta para la inyección de corriente reactiva
Tiq	0,01	[s]	Constante de tiempo de retraso
Tpord	0,01	[s]	Constante de tiempo
PqFlag	0	[-]	Prioridad en el indicador de límite de corriente: 1- P prioridad / 0-Q prioridad
Imax	1,3	[p.u.]	Límite máximo permitido de la corriente total del convertidor
PFlag	1	[-]	Indicador de control de potencia activa: 0-Ref potencia activa / 1-Ref velocidad
Iq_frz	0	[p.u.]	Valor en el que se mantiene la inyección de corriente reactiva después de una caída de tensión
Qmin	-0,436	[p.u.]	Límite mínimo de potencia reactiva
Vmin	0,9	[p.u.]	Control de tensión mínima
Iql1	-1,1	[p.u.]	Límite mínimo de inyección de corriente reactiva
dPmin	-2	[p.u./s]	Frecuencia de rampa mínima en la potencia de referencia
Pmin	0	[p.u.]	Referencia de potencia mínima
Qmax	0,436	[p.u.]	Límite máximo de potencia reactiva
Vmax	1,1	[p.u.]	Control de tensión máxima
Iqh1	1,1	[p.u.]	Límite máximo de inyección de corriente reactiva
dPmax	2	[p.u./s]	Frecuencia de rampa máxima en la potencia de referencia
Pmax	1	[p.u.]	Referencia de potencia mínima

3.3 Redes para la Conexión de Parques Eólicos

En el presente trabajo se consideró la incorporación de 1.232 MW de generación eólica en La Guajira, al incluir 8 parques eólicos en los que se encuentran Windpeshi y los 2 propuestos por ISAGEN, como se detalla en la *Tabla 4*.

Tabla 4. Generación eólica considerada en La Guajira.

PARQUE EÓLICO	POTENCIA ACTIVA (MW)	AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO	CONEXIÓN
Parque eólico 1	200	2022	Colectora 1 500 kV
Parque eólico 2	200	2022	Colectora 1 500 kV
Parque eólico 3	200	2022	Colectora 1 500 kV
Parque eólico 4	200	2022	Colectora 1 500 kV
Parque eólico 5	200	2022	Colectora 1 500 kV
Propuesto por ISAGEN	16	2018	Puerto Bolívar 110 kV
Propuesto por ISAGEN	16	2018	Puerto Bolívar 110 kV
Windpeshi	200	2019	Cuestecitas 220 kV
TOTAL	1.232		

Los 2 parques eólicos propuestos por ISAGEN, se conectarán en el 2018 a los circuitos Cuestecitas – Puerto Bolívar 110 kV, cerca de Jepírachi. El parque eólico Windpeshi se ubicará 100 km al norte de la actual S/E Cuestecitas 220 kV, sin embargo, actualmente se encuentra la solicitud de conectarse a la S/E Cuestecitas 500 kV. En la *Figura 14* y *Figura 15* se muestra el modelo en DIgSILENT de los parques eólicos mencionados.

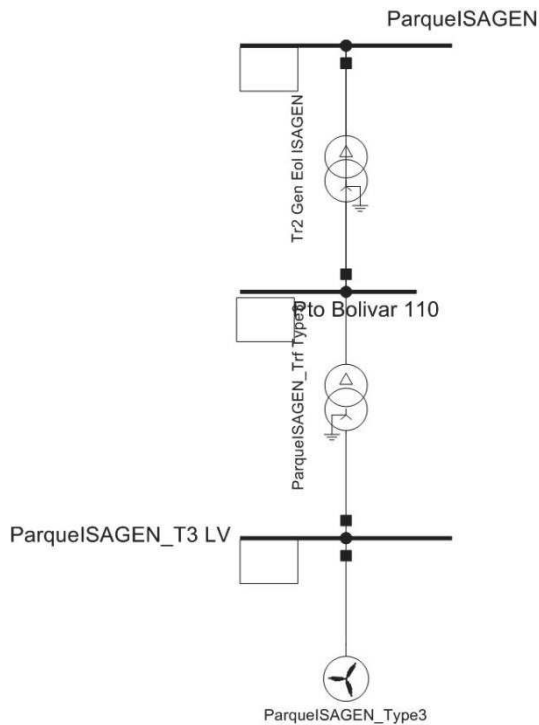


Figura 14. Modelo de los parques de ISAGEN, utilizando tecnología DFIG.

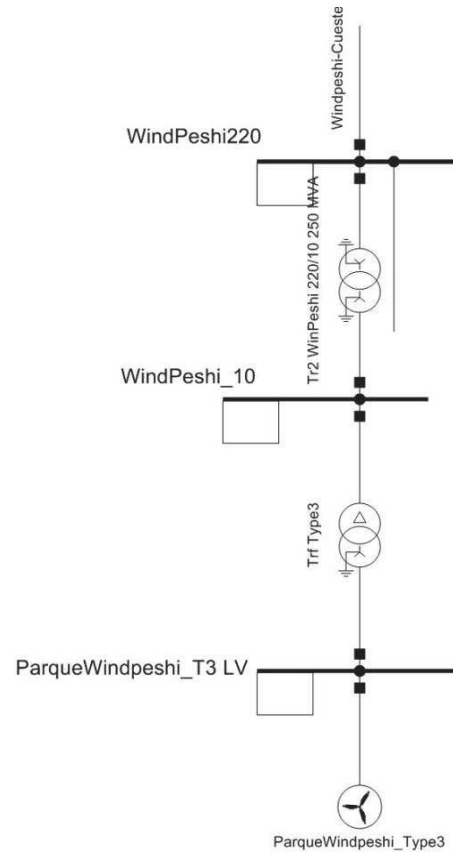


Figura 15. Modelo del parque Windpeshi, con 100 máquinas de 2 MW cada uno y utilizando tecnología DFIG.

Se simuló la incorporación de 5 parques eólicos de 200 MW cada uno, con base en la capacidad de los agentes promotores especificada en la *Tabla 1*, donde se evidencia que la potencia típica de los parques con mayor posibilidad de conectarse es de 200 MW. Cada parque se modeló con 100 máquinas de 2 MW y tecnología DFIG, en S/E Colectora 1 500 kV (*Figura 16*) por: doble circuito AC 110 kV-950 A de 50 km, transformador 500/110 kV de 250 MVA, transformador 110/10 kV de 250 MVA y 100 transformadores de acople 10/0,96 kV de 2,5 MVA; no se consideraron cables de conexión a media tensión o redes internas de los parques. A su vez, en la *Figura 17*, la S/E Colectora 1 500 kV se conectó a la S/E Cuestecitas 500 kV mediante un doble circuito AC 500 kV-950 A de 120 km, con 4 reactores de 60 MVar en los extremos de las dos líneas [17].

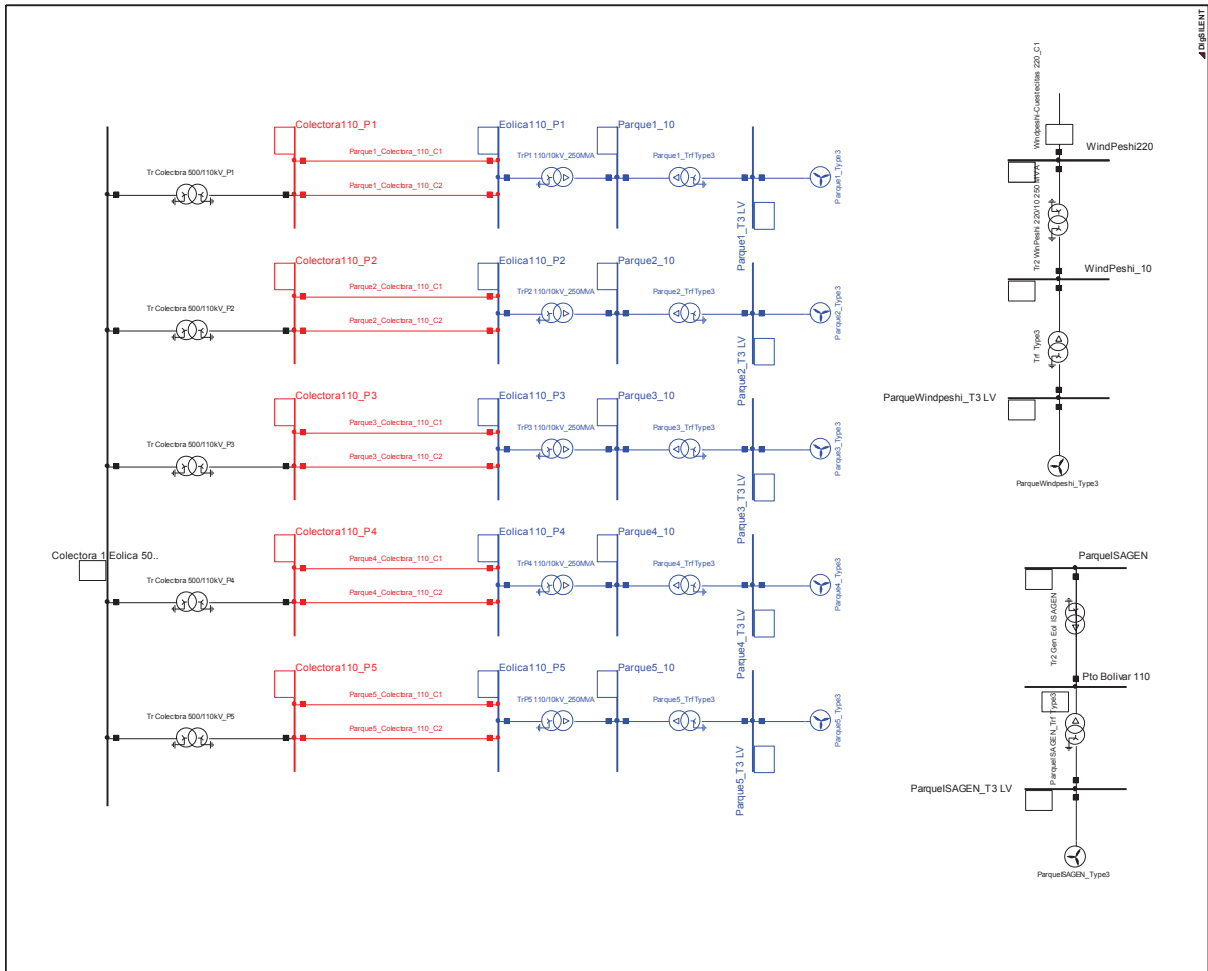


Figura 16. Conexión de 5 parques eólicos a la S/E Colectora 1 500 kV; red de 500 kV (negro), red de 110 kV (rojo) y red propia del parque (azul).

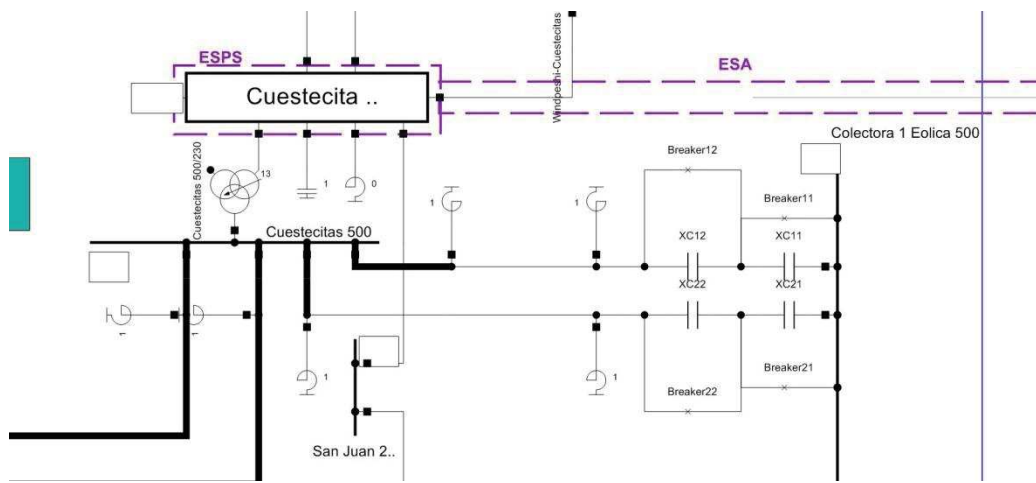


Figura 17. Conexión entre S/E Cuestecitas 500 kV y S/E Colectora 1 500 kV.

Según convocatoria de la UPME, la localización de la S/E Colectora 1 500 kV estará limitada a un radio de 5 km medido desde las coordenadas 1225439,132E y 1810763,931N, las cuales están ubicadas en el municipio de Uribí departamento de La Guajira [17]. La *Figura 18* muestra el mapa con el alcance que una conexión de 50 km desde Colectora 1 podría lograr. Las distancias entre los parques y la S/E Colectora 1, se consideraron así para mejorar la estabilidad teniendo en cuenta elementos reales posiblemente utilizados para conexiones futuras de generación eólica.

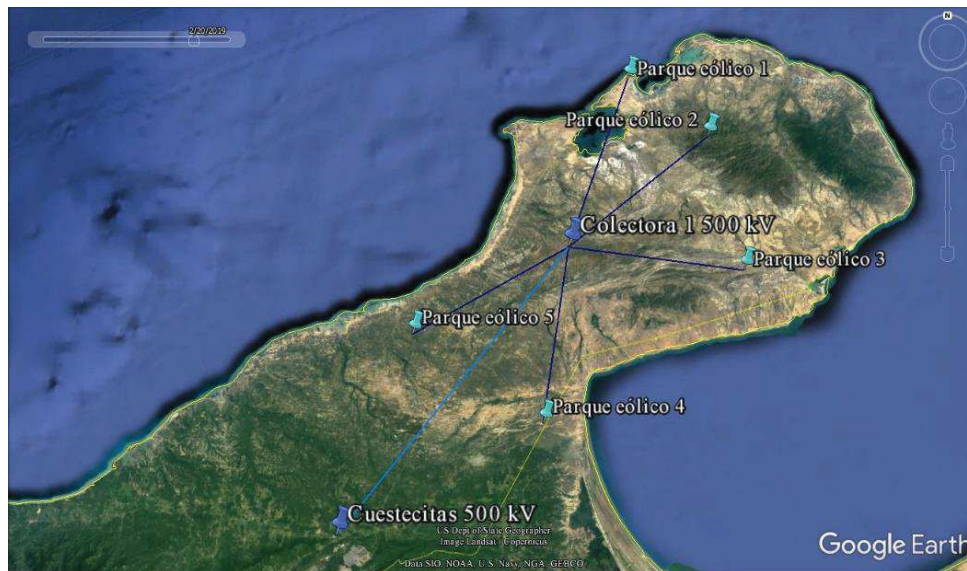


Figura 18. Ubicación para S/E Colectora 1 500 kV y cinco recorridos de 50 km hacia los parques eólicos.

Se contó con los refuerzos: Cuestecitas – Copey 500 kV y Cuestecitas – La Loma 500 kV, obras que se encuentran en el actual plan de expansión de la UPME.

3.4 Demanda del SIN y Penetración Eólica

La demanda del SIN usada para este trabajo corresponde a la proyección a largo plazo que realizó XM para los años 2022 y 2023, debido a la incertidumbre de conexión que actualmente presentan los proyectos eólicos propuestos, por falta de infraestructura y reglamentación. Para estos años se espera estén disponibles 1.232 MW de generación eólica instalados en La Guajira, correspondientes a: parque Windpeshi, 2 parques propuestos por ISAGEN, y 5 conectados a la S/E Colectora 1 500 kV. En cada año, se plantearon tres escenarios de demanda como se especifica en la *Tabla 5*, cada cual con su respectivo despacho de generación. En la *Figura 19* se puede observar la implementación de estos escenarios en DIgSILENT.

Tabla 5. Escenarios de simulación para los años 2022 y 2023.

Escenario de simulación 1	P04_MinTerEol: demanda mínima y despacho termo-eólico (máxima transferencia de potencia desde la Costa Atlántica al interior del país).
Escenario de simulación 2	P15_MedEol: demanda media y despacho eólico.
Escenario de simulación 3	P20_MaxHidroEol: demanda máxima y despacho hidro-eólico (mínima inercia y soporte de tensión en la Costa Atlántica).

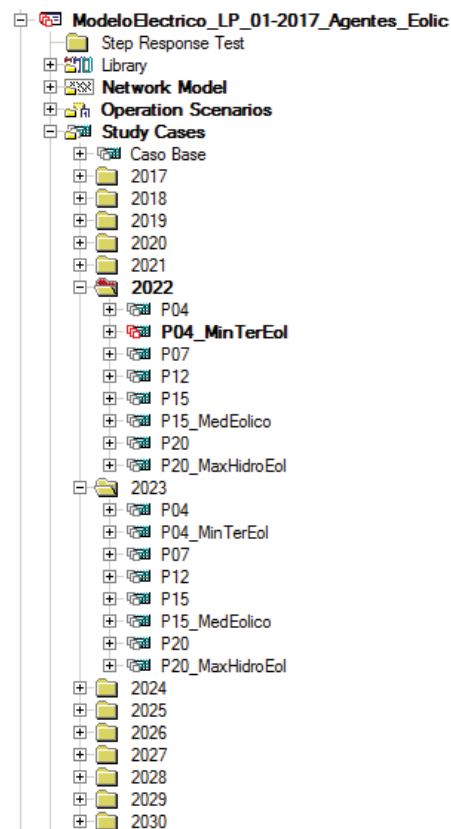


Figura 19. Escenarios de simulación implementados en DIgSILENT.

La penetración eólica se mide considerando la demanda del SIN (máxima, media y mínima), y la inyección de potencia eólica esperada según los regímenes de vientos que pronostica la UPME [18]; en la *Tabla 6* y *Tabla 7* se evidencian estos resultados. Para el año 2022, la máxima penetración eólica sería 9,08% en demanda mínima y capacidad eólica total 1.251 MW, teniendo en cuenta el régimen de viento esperado según la distribución de vientos elaborados por la UPME [18]; la penetración en demanda mínima

sería 15,48% al considerar una capacidad eólica de 1.000 MW. Igualmente, en el año 2023 la máxima penetración eólica sería de 18,74% en demanda mínima del SIN y capacidad eólica total de 1.251 MW; la penetración en demanda mínima es 15,21% con una capacidad eólica de 1.000 MW.

Tabla 6. Demanda del SIN y penetración eólica objetivo para el año 2022.

DEMANDA SIN (MW)	PENETRACIÓN EÓLICA TOTAL (1.232 MW)	PENETRACIÓN EÓLICA DE PARQUES CONECTADOS A Colectora 1 500 kV (1.000 MW)
11.338 (Máxima)	10,86%	8,81%
9.218 (Media)	13,36%	10,84%
6.457 (Mínima)	19,08%	15,48%*

*Estudios de vientos en La Guajira de la UPME, indican para demanda mínima aproximadamente 80% del recurso [18].

Tabla 7. Demanda del SIN y penetración eólica objetivo para el año 2023.

DEMANDA SIN (MW)	PENETRACIÓN EÓLICA TOTAL (1.232 MW)	PENETRACIÓN EÓLICA DE PARQUES CONECTADOS A Colectora 1 500 kV (1.000 MW)
11.544 (Máxima)	10,67%	8,66%
9.384 (Media)	13,12%	10,65%
6.573 (Mínima)	18,74%	15,21%*

*Estudios de vientos en La Guajira de la UPME, indican para demanda mínima aproximadamente 80% del recurso [18].

En la *Tabla 8* y *Tabla 9* se presenta un consolidado de los despachos para las 5 grandes áreas del sistema, de cada año y cada escenario.

Tabla 8. Consolidado de despachos en diferentes escenarios para el año 2022.

P04_MINTEREOL						
NOMBRE	GENERACIÓN		CARGA TOTAL		PÉRDIDAS	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
Antioquia	1088,391	-137,7817	668,7415	295,3265	15,17321	-797,0454
Caribe	2800,9	325,3486	2129,275	857,4678	90,21121	-2511,872
Nordeste	362,8	-136,9274	742,6628	355,6828	21,00039	-995,7991
Oriental	962,77	-144,6209	1615,03	512,7261	19,39556	-1159,83
Suroccidental	420,5702	-226,3669	1279,308	482,022	28,56327	-1952,673
P15_MEDEOL						
NOMBRE	GENERACIÓN		CARGA TOTAL		PÉRDIDAS	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
Antioquia	3505,241	27,97968	1187,059	575,3319	22,26745	-523,7888
Caribe	957,0686	159,1339	2419,754	1035,486	44,8012	-3260,353
Nordeste	985,8	-16,41511	1014,987	511,4281	17,3273	-1008,343
Oriental	1787,206	57,52232	2569,934	969,7487	37,36712	-856,6531
Suroccidental	913,0864	-174,6301	2002,159	861,09	31,55628	-1843,101
P20_MAXHIDROEOL						
NOMBRE	GENERACIÓN		CARGA TOTAL		PÉRDIDAS	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
Antioquia	4746,817	260,2135	1601,241	625,2597	37,53851	-211,6685
Caribe	450,5	267,7786	2776,265	1043,813	73,39414	-2880,33
Nordeste	902,8	47,53094	1282,109	547,4366	30,82631	-863,3144
Oriental	2427,318	292,2473	3244,063	960,6344	53,48291	-598,0093
Suroccidental	1814,771	-101,3058	2403,552	826,559	37,95868	-1697,417

Tabla 9. Consolidado de despachos en diferentes escenarios para el año 2023.

P04_MINTEREOL						
NOMBRE	GENERACIÓN		CARGA TOTAL		PÉRDIDAS	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
Antioquia	1088,391	-126,0869	677,1692	299,0381	14,70561	-798,0838
Caribe	2796,9	402,262	2177,324	879,0186	90,03689	-2469,156
Nordeste	362,8	-130,6625	761,6925	365,0209	21,31756	-1002,046
Oriental	982,37	-103,4071	1641,865	521,447	19,82801	-1151,55
Suroccidental	420,5702	-236,2753	1292,006	487,2087	22,42295	-2005,909
P15_MEDEOL						
NOMBRE	GENERACIÓN		CARGA TOTAL		PÉRDIDAS	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
Antioquia	3350,241	47,90091	1202,351	582,7396	22,65717	-528,8761
Caribe	1061,647	122,5907	2475,865	1061,301	44,52775	-3276,084
Nordeste	1313,8	38,26474	1042,894	525,2785	15,03224	-1007,017
Oriental	1697,198	20,53973	2615,608	987,7458	35,56868	-904,0754
Suroccidental	845,5257	-155,0908	2022,662	870,1957	31,58081	-1832,269
P20_MAXHIDROEOL						
NOMBRE	GENERACIÓN		CARGA TOTAL		PÉRDIDAS	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
Antioquia	4746,817	322,3111	1621,827	633,2532	37,48539	-202,2044
Caribe	449,7	357,3064	2841,963	1070,393	77,27938	-2817,91
Nordeste	902,8	58,89876	1317,191	561,4697	32,04306	-857,4072
Oriental	2427,318	349,3304	3301,744	977,9544	56,05567	-560,6141
Suroccidental	2073,7	-67,01601	2428,49	835,431	40,58307	-1636,33

La Tabla 10 muestra la potencia que exporta la Costa Caribe en los 6 escenarios simulados en DiGSILENT. En la Tabla 11 se encuentra la inercia total de cada escenario, dato importante para análisis posteriores.

Tabla 10. Exportación de la Costa Caribe en los 6 escenarios de simulación.

CASO	EXPORTACIÓN COSTA CARIBE (MW)
P04_2022	1923,1251
P15_2022	-211,18528
P20_2022	-1074,265
P04_2023	1871,0763
P15_2023	-162,7182
P20_2023	-1140,7632

Tabla 11. Inercia total en los 6 escenarios de simulación.

CASO	INERCIA (S) EN BASE 100 MVA
P04_2022	433,2299097
P15_2022	542,2012407
P20_2022	563,601438
P04_2023	434,1178077
P15_2023	570,7760513
P20_2023	571,262502

3.5 Criterios Eléctricos

En cada una de las simulaciones se verifica el cumplimiento de criterios de calidad y seguridad conforme el Código de Redes vigente [11], justamente:

CALIDAD

- En estado estacionario las tensiones en las barras de 115 kV, 110 kV y 220 kV, 230 kV no deben ser inferiores a 0,9 p.u. ni superiores al 1,1 p.u. del valor nominal. Para la red de 500 kV la tensión mínima permitido es de 0,9 p.u. y la máxima es de 1,05 p.u. del valor nominal.
- La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, la máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de tensión y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.
- La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal, para tener en cuenta las variaciones de tensión de operación con respecto al nominal del equipo.
- No se permiten sobrecargas permanentes de elementos.

SEGURIDAD

- El sistema debe permanecer estable bajo falla trifásica a tierra en los circuitos del sistema de 230 kV, con despeje de falla por operación normal de protección principal.
- El sistema debe permanecer estable bajo una falla monofásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 500 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.
- Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0,8 p.u. por más de 700 ms.
- Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema deberán ser amortiguadas (el sistema debe tener amortiguamiento positivo).
- No se permiten valores de frecuencia inferiores a 57,5 Hz durante los transitorios.
- Se permiten sobrecargas bajo contingencia en las líneas y en los transformadores, siempre que éstas se encuentren por debajo del tiempo y de la máxima capacidad de transporte de emergencia declarada por los propietarios ante XM el operador del sistema.

- La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal y para las líneas se toma el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, el límite por regulación de tensión y el límite por estabilidad, aplicando los criterios expuestos anteriormente.

Además se deben cumplir los criterios elegidos para el estudio luego de la revisión de códigos de red en Panamá y Chile, y del informe del consultor PHC.

En Colombia el EDAC por bajas frecuencias, se encuentra estipulado según la *Tabla 12*:

Tabla 12. Esquema EDAC vigente para Colombia [19].

Etapa	Umbral de Frecuencia [Hz]	Desconexión de Carga [%]	Retardo Intencional [ms]
1	59,4	5	200
2	59,2	5	200
3	59	5	400
4	58,8	5	400
5	58,6	5	600
6	58,6	5	1.000
7	58,4	5	2.000
8	58,4	5	4.000
Total Desconexión [%]		40	

Actualmente la reserva rodante debe soportar la pérdida de la unidad más grande (Sogamoso por 260 MVA).

4. Metodología

La potencia entregada por una turbina eólica, depende de muchos aspectos: velocidad del viento, fortaleza de la red de conexión, entre otras. Esto aunado a los tipos de generadores utilizados (IG y DFIG) engendra problemas de consumo de potencia reactiva, problemas de arranque, distorsión armónica, flicker, fragilidad en fallas cercanas ante huecos de tensión (sags o dips) y elevaciones de tensión (swells), etc.; algunos de estos problemas fueron tratados en un estudio previo realizado por INTERCOLOMBIA S.A. [1]. El desarrollo del presente trabajo está encaminado al análisis de estabilidad para el STN con generación eólica en La Guajira, ante fallas cercanas a dicha conexión.

Para la integración de los proyectos eólicos en estudio, es necesario suponer en la base de datos obras que no existen, ya que mucha información acerca de estos proyectos aún es incierta. Se presentan las siguientes consideraciones:

- Aunque se tenga la expectativa de incorporar 3.000 MW de potencia eólica, para este análisis solo se estudiará la incorporación de 1.232 MW en La Guajira, incluyendo los parques eólicos de Windpeshi e ISAGEN.
- La existencia y la ubicación de la S/E Colectora 1 500 kV conectada mediante un doble circuito en redes AC a la S/E Cuestecitas 500 kV; estas obras se encuentran dentro del Plan de Expansión actual 2016 – 2030 y con convocatoria vigente [17].
- La instalación de cinco parques eólicos de 200 MW, adicionales a los parques Windpeshi e ISAGEN, cada uno conectado a la S/E Colectora 1 por medio de un doble circuito en redes AC a 110 kV, y un transformador 500/110 kV de 250 MVA.
- En servicio los refuerzos de línea: Copey – Cuestecitas 500 kV y Cuestecitas – La Loma 500 kV.

Con la entrada de 1.232 MW de generación eólica DFIG en 2022 y 2023, se plantean tres escenarios de simulación:

- Escenario con demanda mínima y despacho termo-eólico (máxima transferencia de potencia de la Costa Atlántica al interior del país).
- Escenario con demanda media y despacho eólico.
- Escenario con demanda máxima y despacho hidro-eólico (mínima inercia y soporte de tensión en la Costa Atlántica).

Teniendo en cuenta la revisión de normatividad y requisitos técnicos para generación eólica en sistemas eléctricos, se comparan y verifican los aspectos comunes que tienen los códigos de redes en Chile y Panamá, con el informe de recomendaciones que realizó el consultor PHC para aerogeneradores en Colombia. Así se definen los criterios y requerimientos técnicos que va a seguir este trabajo.

Para analizar la estabilidad en el STN al incorporar generación eólica en La Guajira, con las consideraciones mencionadas, se realizan los siguientes análisis:

4.1 Pérdida de Aerogeneradores por Sags y Swells de Tensión

Con base en los criterios definidos, se verifican los límites de soportabilidad ante sags y swells de tensión para determinar si se produce o no pérdida de aerogeneradores a causa de una contingencia. El efecto de las contingencias depende de diversos factores:

- Tipo de falla (monofásica, trifásica, etc.)
- Impedancia de falla.
- Ubicación de la falla.
- Escenario de la falla.

Se elabora un barrido de fallas al 50% sobre uno de los circuitos de la conexión Cuestecitas – Colectora 1 500 kV en los escenarios planteados en la *Tabla 5*, para calcular el porcentaje que genera disparo de los aerogeneradores. Estas simulaciones también se realizan para fallas en circuitos cercanos a la conexión de los parques eólicos, como son las líneas Cuestecitas – Copey 500 kV, Cuestecitas – La Loma 500 kV y La Loma – Ocaña 500 kV.

4.2 Estabilidad de Frecuencia Ante Pérdida de Aerogeneradores

Cuando se presenta una contingencia que causa desconexión de aerogeneradores, la frecuencia del sistema puede tener graves variaciones debido al desbalance entre generación y demanda; en algunos casos para llevar la frecuencia de nuevo a valores nominales, actúa el EDAC. En este análisis se verifica la frecuencia del SIN al ir desconectando manualmente generación eólica de 200 MW (200 MW, 400 MW, 600 MW, 800 MW y 1.000 MW), en el peor escenario: demanda mínima para el año 2022 (mínima inercia rodante en el STN), trabajando con 433 s de inercia total (base 100 MVA) en el SIN.

4.3 Verificación de la capacidad de potencia reactiva del convertidor del modelo DFIG en DIgSILENT

El modelo del aerogenerador DFIG en DIgSILENT, no permite conocer variables internas como las potencias del convertidor; esta información es fundamental para determinar si la capacidad de potencia reactiva del DFIG no necesita ninguna compensación externa. Típicamente un DFIG posee un convertidor del 30% de la potencia nominal del mismo, correspondiente a la potencia de deslizamiento para la cual es diseñada la máquina; hay un

amplio rango de velocidades de operación sin que sean necesarios convertidores de mayor tamaño y costo [15]. Para el presente trabajo, se considera 0,6 MVAR para el convertidor de un DFIG de 2 MVA. Con 100 aerogeneradores en paralelo, se sumaría 60 MVAR por parque eólico.

Las simulaciones realizadas en DIgSILENT, indican que el modelo no está limitando la capacidad del convertidor, pues las potencias reactivas totales en algunos flujos de carga exceden en ciertos casos 60 MVAR.

Con el objetivo de verificar si los aerogeneradores pueden entregar esta cantidad de potencia reactiva, se utilizó el método de Aliprantis para estimar las corrientes de rotor y estator [20] en un DFIG; estos valores se comparan con parámetros eléctricos proporcionados por fabricantes de esta tecnología. El circuito equivalente del DFIG en estado estable, se muestra en la *Figura 20*. En [20], la magnitud de la tensión en el estator V_s es impuesta desde el sistema de potencia. La potencia reactiva del estator Q_s y el deslizamiento s también son constantes que se eligen inicialmente; la potencia activa del estator P_s y X_s se encuentran con (3) y (4).

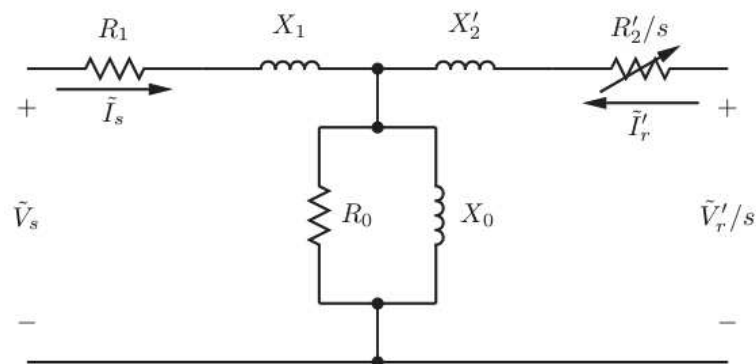


Figura 20. Circuito equivalente del DFIG en estado estable. [20]

$$I'_{ra} = -\frac{P_s X_s}{3X_0 V_s} \quad (1)$$

$$I'_{rb} = \frac{Q_s X_s}{3X_0 V_s} - \frac{V_s}{X_0} \quad (2)$$

$$P_s \approx -\frac{P_{out}}{(1-s)} \quad (3)$$

$$X_s = X_0 + X_1 \quad (4)$$

Para hallar la corriente en el estator \tilde{I}_s , se aplica (5). La tensión en el rotor \tilde{V}_r se calcula posteriormente con (6).

$$\tilde{I}_s = \frac{\tilde{V}_s - jX_0\tilde{I}'_r}{jX_s} \quad (5)$$

$$\tilde{V}_r = R'_2\tilde{I}'_r + jsX'_2\tilde{I}'_r + jsX_0\tilde{I}'_m \quad (6)$$

Finalmente, se determina la potencia activa P_r y la potencia reactiva Q_r del rotor, con las ecuaciones (7) y (8).

$$P_r = 3V'_r I'_r \cos(\theta_{Vr} - \theta_{Ir}) \quad (7)$$

$$Q_r = -3V'_r I'_r \sin(\theta_{Vr} - \theta_{Ir}) \quad (8)$$

5. Descripción de Resultados

Para definir los criterios y requerimientos técnicos que se adoptaron para el trabajo, en DIgSILENT se graficaron los límites de soportabilidad de tensión de operación en falla de los 3 referentes revisados (Chile, Panamá y PHC).

En la *Figura 21* y *Figura 22*, se comparan los límites LVRT y HVRT respectivamente. En el límite LVRT, el criterio más restrictivo es el de PHC y el menos estricto el implementado en Chile, aunque su valor más bajo de tensión sea 0,1 p.u.; respecto a los tiempos de inicio y despeje de la falla, PHC sigue siendo el más riguroso. Para el límite HVRT el criterio de Chile es muy restrictivo (1 p.u.), siendo más flexible el establecido por PHC; respecto a los tiempos de inicio y despeje de la falla se presenta el mismo comportamiento. Los límites de tensión establecidos en Panamá, están definidos casi entre los límites exigidos en Chile y los recomendados por PHC.

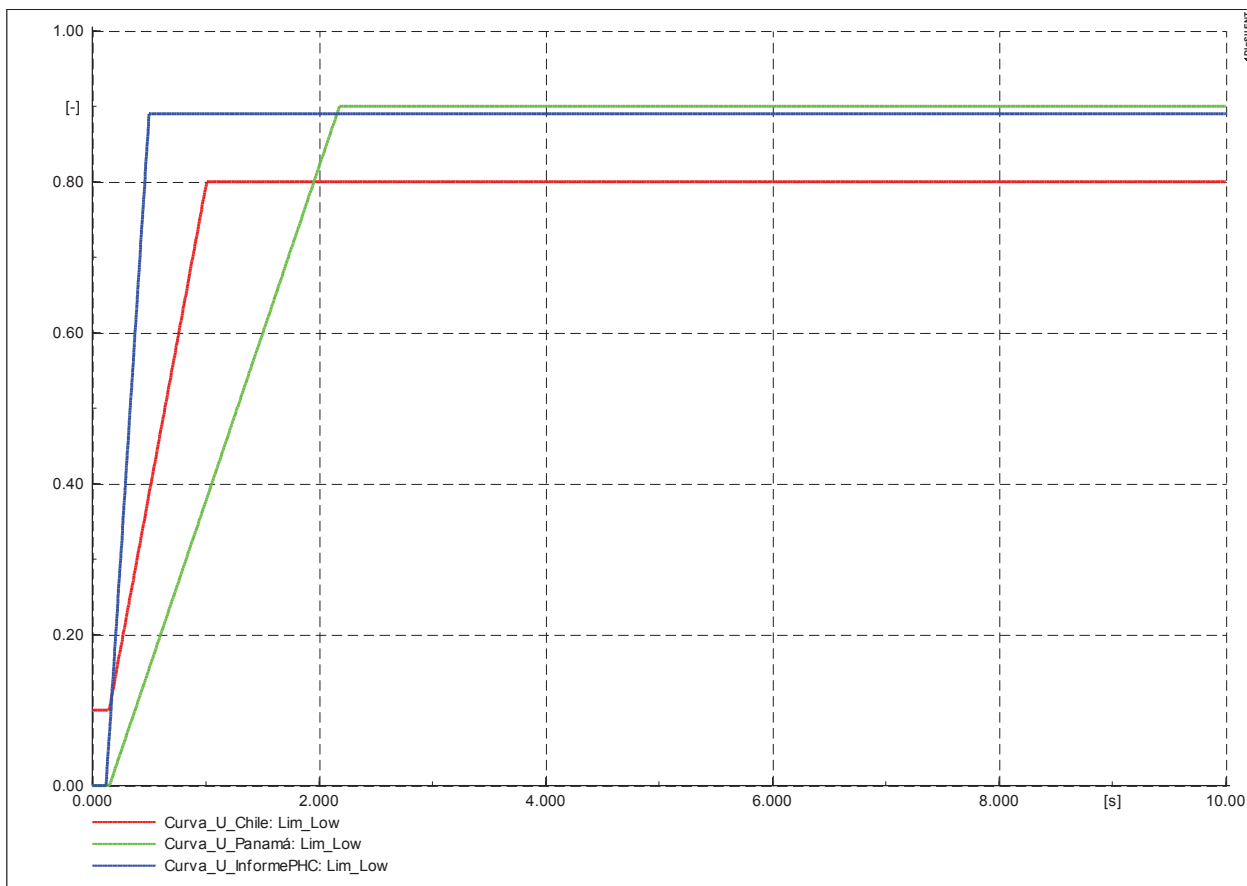


Figura 21. Límites de soportabilidad LVRT requeridos en Chile (Rojo), Panamá (Verde) y PHC (Azul).

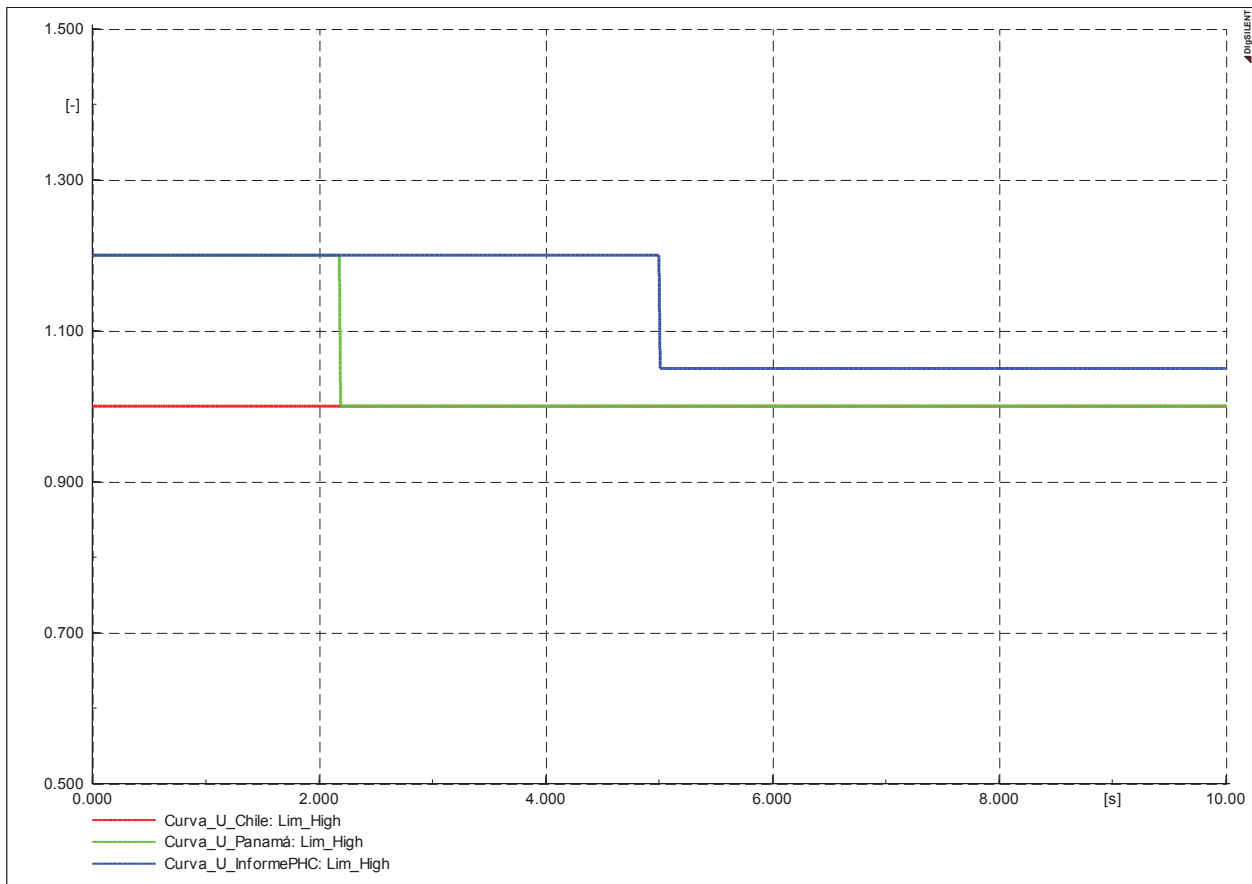


Figura 22. Límites de soportabilidad HVRT requeridos en Chile (Rojo), Panamá (Verde) y PHC (Azul).

Finalmente, se definen los límites del informe de PHC como lineamiento a seguir para las simulaciones de estabilidad, y con ellos las demás recomendaciones propuestas en su informe [9]; esto por ser suficientemente estrictos y estar dimensionados con características aproximadas al sistema eléctrico colombiano, garantizando así los principios de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en el código de redes vigente [11]. Así, se resumen los criterios técnicos que deben cumplir los parques eólicos para conectarse al STN en La Guajira.

1. CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

- Estatismos con valores ajustables entre 0 y 10 % para frecuencias entre 57,5 Hz y 61,5 Hz, cambiables bajo carga.
- La velocidad de respuesta deberá poder ajustarse entre 1 y 10 % de la potencia nominal de la unidad generadora por segundo.
- Mantener un margen de regulación del 3%.

2. RANGOS DE OPERACIÓN EN FRECUENCIA

- $F < 57,5$ Hz: Desconexión opcional.
- 57,5 Hz – 58,5 Hz: Disparo con temporización mínima de 15 segundos.
- 58,5 – 62,0 Hz: Permanente, no pueden ajustarse disparos.
- 62,0 – 63,0 Hz: Disparo con temporización mínima de 15 segundos.
- $F > 63,0$ Hz: Desconexión forzada.

3. CONTROL DE POTENCIA REACTIVA

Curva de capacidad con un factor de potencia de 0,9.

4. CONTROL DE TENSIÓN

Los parques eólicos o fotovoltaicos deberán estar equipados para proveer potencia reactiva y por consiguiente se consideran disponibles para el control de tensión.

5. TENSIÓN DE OPERACIÓN EN FALLA

Los aerogeneradores deben estar diseñados para asegurar que a consecuencia de una falla en el sistema, el parque se mantenga en servicio siempre y cuando la tensión se encuentre dentro de la zona que delimitan las líneas roja y azul en la *Figura 23*.

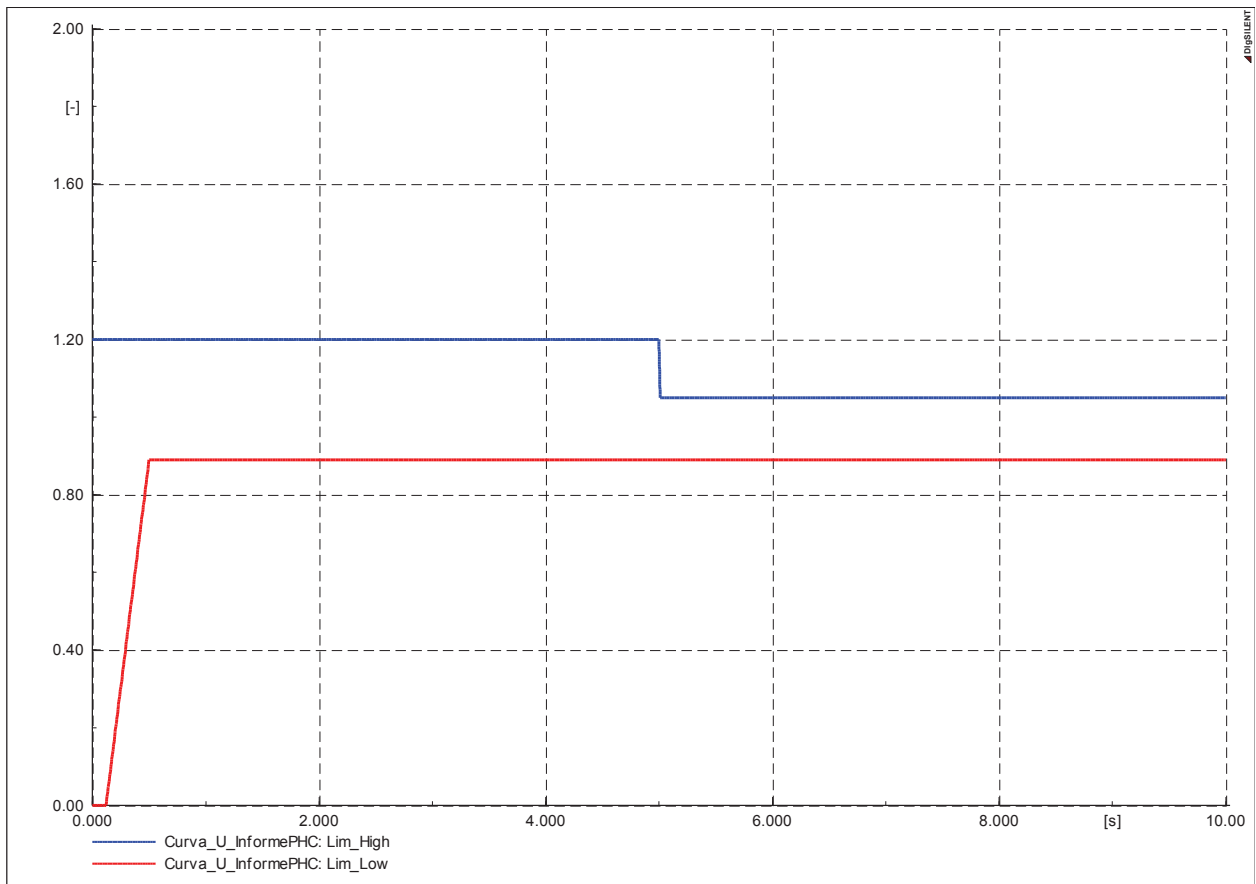


Figura 23. Requerimiento de baja tensión LVRT (Rojo) y alta tensión HVRT (Azul), según informe de recomendaciones de PHC.

- T1 = Tiempo de inicio de la falla.
- T2 = Tiempo máximo de despeje de la falla.
- T3 = T2 + 20 ms.
- T4 = T3 + 1000 ms.
- T5 = 5 s.
- T2 = 100 ms para generadores en el STN y equipos con tensión superior a 200 kV.
- T2 = 200 ms para equipos con tensión inferior a 200 kV.

Es de importancia considerar que este trabajo se profundiza en analizar los criterios de tensión de operación en falla y rangos de operación en frecuencia, ya que los demás se encuentran fuera de su alcance e interés; el CPF no aplica en este caso porque desde el inicio se consideró trabajar siempre con la potencia nominal de los aerogeneradores por lo que la velocidad se mantiene constante, así mismo, el control de potencia reactiva y de

tensión es propio del aerogenerador que se elige para el proyecto eólico, normalmente controla reactiva de acuerdo a un factor de potencia determinado y en contingencias debe tener la capacidad de controlar tensión.

5.1 Pérdida de Aerogeneradores por Sags y Swells de Tensión

La generación eólica total en La Guajira para este análisis es de 1.232 MW, distribuidos en 1.000 MW conectados en la S/E Colectora 1 (5 parques eólicos), 200 MW del parque Windpeshi y 32 MW de los parques de ISAGEN. Para analizar la pérdida de aerogeneradores a causa de fallas en el sistema, se inició simulando falla en uno de los circuitos Cuestecitas – Colectora 1 500 kV, la contingencia más grave para este proyecto eólico. También se simularon otras fallas en líneas cercanas a esta conexión por el impacto que tienen sobre la misma.

En la *Tabla 13* se observan resultados del flujo de carga en condiciones normales de operación para los años 2022 y 2023.

Tabla 13. Resultados flujo de carga en condiciones normales de operación.

Año	Escenario	Q_Parque1 (MVar)	Q_Total Parques Eólicos (MVar)	Q_Windpeshi (MVar)	Q_ISAGEN (MVar)	U_Cuestecitas 500 kV (p.u)	U_Colectora 1 500 kV (p.u)	U_Parques Eólicos (p.u)
2022	P04_MIN	42,73	213,65	5,6	-7,09	0,98	0,96	1
	P15_MED	36,85	184,25	-1,03	-3,46	0,99	0,97	1
	P20_MAX	45,78	228,9	14,2	0,57	0,97	0,96	1
2023	P04_MIN	45,94	229,7	9,56	-1	0,97	0,96	1
	P15_MED	37,42	187,1	2,8	-2,44	0,99	0,97	1
	P20_MAX	43,95	219,75	9,6	-0,44	0,97	0,96	1

5.1.1 Falla Línea Cuestecitas – Colectora 1 500 kV

Como se muestra en la *Figura 24*, se simuló una falla en el 50% de la línea, de tipo monofásica y trifásica de 5 Ω cada una, con despejes en 0,1 segundos y desconexión definitiva. El tiempo de simulación 10 segundos.

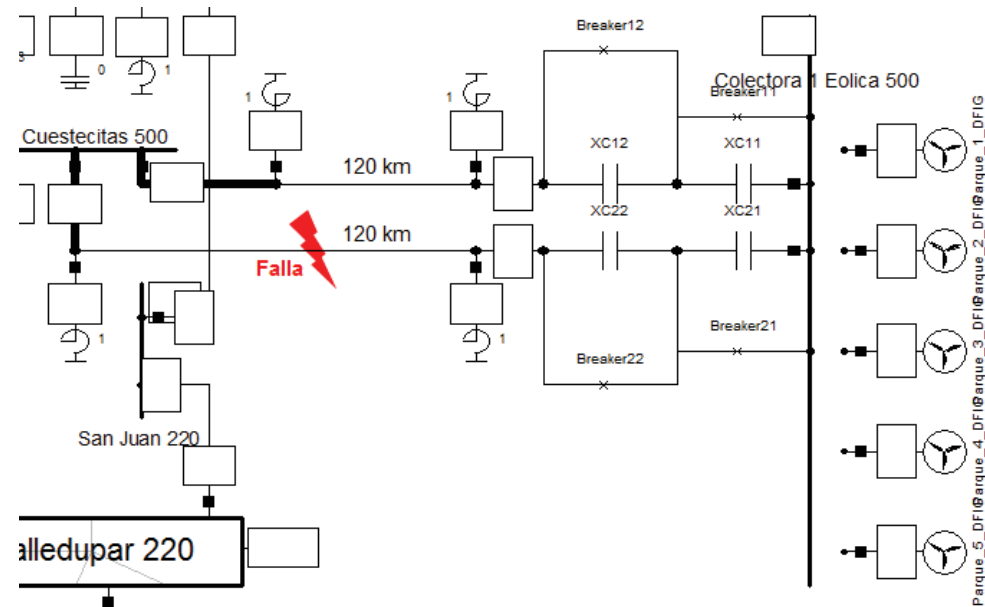
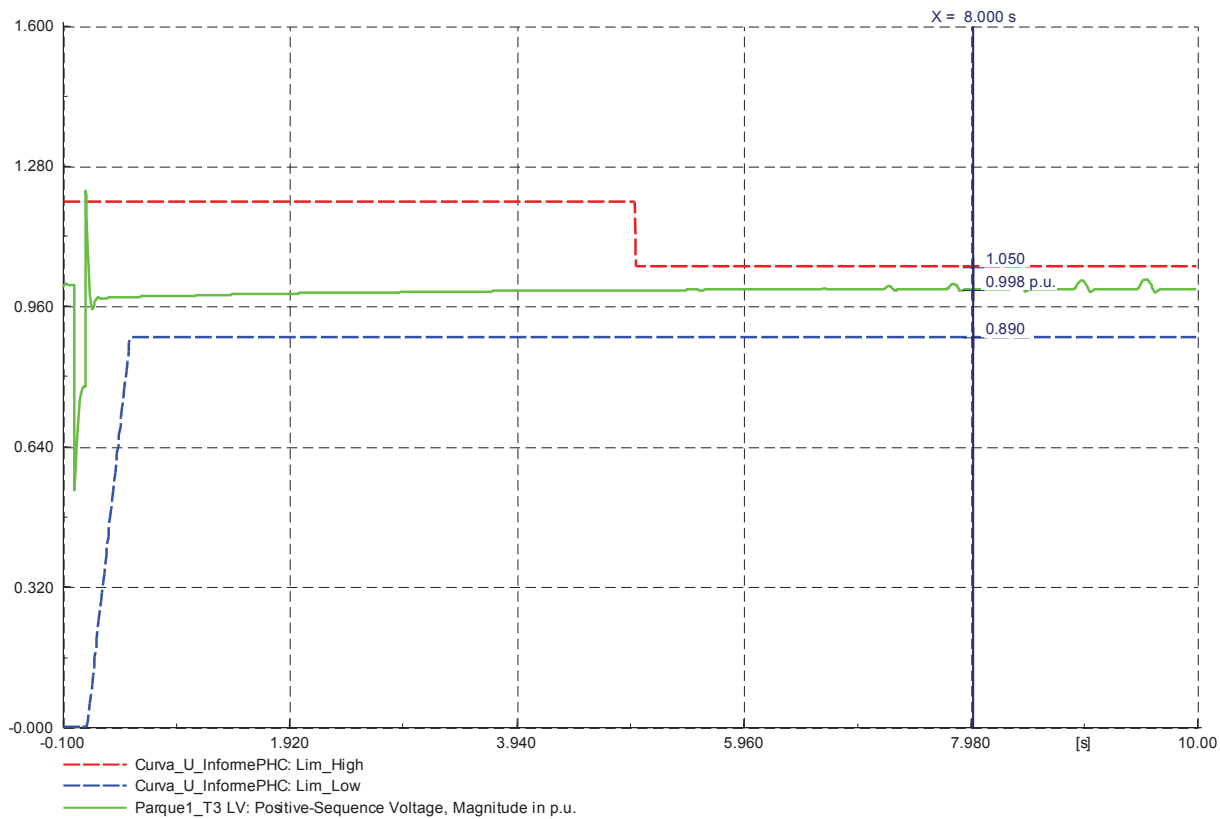


Figura 24. Falla en uno de los circuitos Cuestecitas – Colectora 1 500 kV.

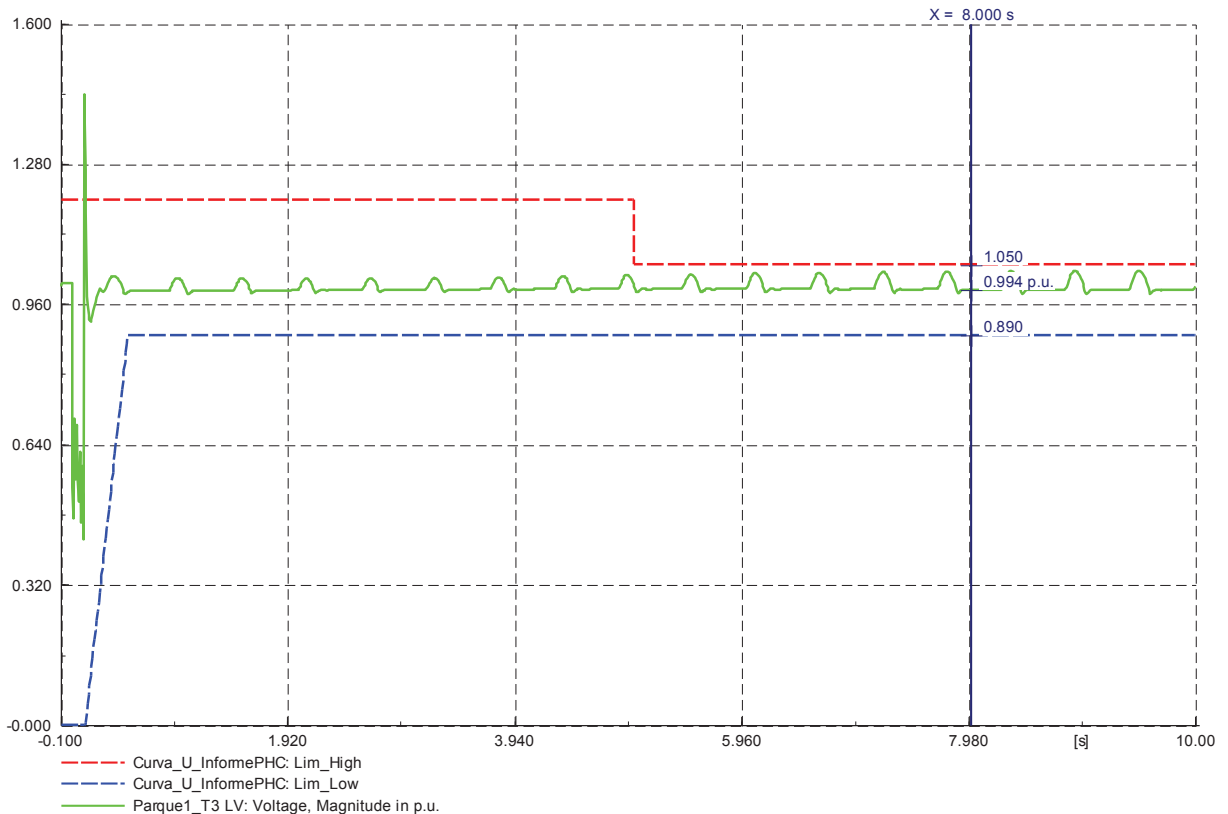
Para estas fallas el criterio de tensión de operación en falla de PHC (Figura 23), indica si la contingencia produce o no desconexión de aerogeneradores en La Guajira. Se simularon 36 casos de fallas (18 casos de fallas monofásicas y 18 trifásicas), de los cuales se monitorio la tensión en uno de los 5 parques conectados a la S/E Colectora 1, en Windpeshi e ISAGEN; estos casos se simularon en los 3 escenarios planteados en la Tabla 5 para los años 2022 y 2023. Los aerogeneradores no se programaron para desconectarse automáticamente cuando la tensión sobrepasa criterios establecidos, a fin de observar el comportamiento de la tensión una vez es despejada la falla.

A modo de ilustración se observan simulaciones en el escenario más crítico con fallas monofásicas y trifásicas de 5Ω ; en la Figura 25 y Figura 26 se visualiza el comportamiento de la tensión durante y después de la falla, en uno de los parques conectados a la S/E Colectora 1 500 kV.



u_lim_Nuevos Date: 4/27/2017
Annex: /4

Figura 25. Tensión del Parque1 conectado a la S/E Colectora 1 500 kV, durante y después de una falla monofásica de 5 Ω . (Escenario P20_MaxHidroEol 2023)



u_lim_Nuevos Date: 5/2/2017
Annex: /4

Figura 26. Tensión del Parque1 conectado a la S/E Colectora 1 500 kV, durante y después de una falla trifásica de 5Ω . (Escenario P20_MaxHidroEol 2023)

En la *Figura 25*, durante falla monofásica la tensión alcanza un valor pico que sobrepasa el límite HVRT y todos los aerogeneradores se desconectan. Este inconveniente no se puede solucionar con compensación reactiva externa (Compensación serie, SVC, STATCOM), pues es producto de una sobretensión transitoria donde la tensión después se recupera dentro de los límites de operación. Cuando ocurre una falla trifásica, en la *Figura 26* se observa el mismo comportamiento de la tensión (desconexión de aerogeneradores), y después se recupera dentro de los criterios.

Las “fluctuaciones” de tensión que se presentan tanto en la *Figura 25* como en la *Figura 26*, se deben exclusivamente a problemas en los ajustes propios del control del aerogenerador, no se está cambiando en ningún momento las condiciones de potencia o carga.

En la *Figura 27* y *Figura 28*, se presenta el porcentaje de desconexión encontrado ante fallas monofásicas y trifásicas simuladas.



Figura 27. Porcentaje de casos con y sin desconexión ante fallas monofásicas de 5Ω , al 50% de la línea Cuestecitas – Colectora 1 500 kV.



Figura 28. Porcentaje de casos con y sin desconexión ante fallas trifásicas de 5Ω , al 50% de la línea Cuestecitas – Colectora 1 500 kV.

Para fallas monofásicas la *Figura 27*, evidencia porcentajes superiores del 10% que se presentan por sobretensión transitoria durante la falla (*Figura 25*); este problema no se puede resolver con una compensación adicional (compensación serie, SVC o STATCOM). En el caso con fallas trifásicas sucede lo mismo, aunque en la *Figura 28* se observa como el porcentaje de casos con desconexión aumenta.

Para conocer si la potencia reactiva entregada por los DFIG está cumpliendo con el límite de 0,6 MVar que se quiso establecer en los convertidores; las siguientes tablas muestran valores finales, después de las fallas simuladas en escenarios de los años 2022 y 2023.

Tabla 14. Resultados flujo de carga final después de falla monofásica de 5Ω en la línea Cuestecitas – Colectora 1 500 kV.

Año	Escenario	Q_Parque1 (MVar)	Q_Total Parques Eólicos (MVar)	Q_Windpeshi (MVar)	Q_ISAGEN (MVar)	U_Cuestecitas 500 kV (p.u)	U_Colectora 1 500 kV (p.u)	U_Parques Eólicos (p.u)
2022	P04_MIN	49,7	248,5	6,92	-6,62	0,972	0,946	0,999
	P15_MED	45,62	228,1	1,03	-3	0,982	0,952	0,998
	P20_MAX	52,8	264	16,67	1,16	0,963	0,94	0,998
2023	P04_MIN	52,33	261,65	11	-0,66	0,965	0,942	0,999
	P15_MED	46,14	230,7	5,17	-1,89	0,981	0,952	0,998
	P20_MAX	51,39	256,95	12,18	0,16	0,967	0,942	0,998

Tabla 15. Resultados flujo de carga final después de falla trifásica de 5Ω en la línea Cuestecitas – Colectora 1 500 kV.

Año	Escenario	Q_Parque1 (MVar)	Q_Total Parques Eólicos (MVar)	Q_Windpeshi (MVar)	Q_ISAGEN (MVar)	U_Cuestecitas 500 kV (p.u)	U_Colectora 1 500 kV (p.u)	U_Parques Eólicos (p.u)
2022	P04_MIN	48,91	244,55	6,35	-6,68	0,98	0,95	1
	P15_MED	45,18	225,9	-0,24	-3,12	0,99	0,96	1
	P20_MAX	52,21	261,05	16,02	1,16	0,97	0,95	1,01
2023	P04_MIN	47,98	239,9	-7,01	-1,89	0,98	0,95	1
	P15_MED	45,44	227,2	4,74	-1,97	0,98	0,96	1
	P20_MAX	50,92	254,6	11,61	0,08	0,97	0,95	1,01

En la Tabla 14 y Tabla 15, la potencia reactiva entregada al sistema por cada parque eólico durante falla, oscila entre 45,62 MVar y 52,8 MVar. Después de las contingencias las tensiones de: 5 parques eólicos, Windpeshi y los parques ISAGEN, se recuperan y alcanzan valores cercanos a los del flujo de carga en condiciones normales de operación (Tabla 13).

Entonces, no hay déficit de potencia reactiva ante fallas; sin embargo, se cree que el modelo en DIgSILENT no está limitando la capacidad del convertidor, e internamente está suministrando cantidades de corriente imposibles.

5.1.2 Falla Línea Cuestecitas – Copey 500 kV

Continuando con la metodología utilizada en 5.1.1, se simuló falla monofásica de 5Ω en el 50% de la línea de 220 km entre la S/E Cuestecitas 500 kV y la S/E Copey 500 kV, con despeje en 0,1 segundos y desconexión definitiva. El tiempo de simulación fue de 10 segundos. Al utilizar el mismo criterio de tensión de operación en falla, el porcentaje de desconexión de aerogeneradores DFIG ante la falla, se redujo al 0%.

En la *Tabla 16* se muestran los valores finales del flujo de carga que resultaron luego de las fallas simuladas en 2022 y 2023. Después de contingencias, las tensiones de las barras donde están conectados los 5 parques, Windpeshi y los parques de ISAGEN, continúan recuperándose al alcanzar valores cercanos a los del flujo de carga en condiciones normales. La potencia reactiva entregada por cada parque eólico durante falla, oscila entre 49,56 MVar y 58,19 MVar. Esta cantidad de MVar es mayor a la encontrada para fallas en la línea Cuestecitas – Colectora 1 500 kV.

Tabla 16. Resultados flujo de carga final después de falla monofásica de 5Ω en la línea Cuestecitas – Copey 500 kV.

Año	Escenario	Q_Parque1 (MVar)	Q_Total Parques Eólicos (MVar)	Q_Windpeshi (MVar)	Q_ISAGEN (MVar)	U_Cuestecitas 500 kV (p.u)	U_Colectora 1 500 kV (p.u)	U_Parques Eólicos (p.u)
2022	P04_MIN	56,18	280,9	19,05	-3,07	0,94	0,934	0,999
	P15_MED	49,56	247,8	12,52	-0,48	0,956	0,947	0,999
	P20_MAX	57,19	285,95	29,58	4,01	0,939	0,933	1
2023	P04_MIN	58,19	290,95	22,37	1,84	0,936	0,931	0,999
	P15_MED	50,95	254,75	18,94	1,13	0,953	0,944	0,999
	P20_MAX	55,49	277,45	25,18	3,02	0,942	0,936	1

5.1.3 Falla Línea Cuestecitas – La Loma 500 kV

Se simuló una falla de 5Ω en el 50% de la línea de 200 km entre la S/E Cuestecitas 500 kV y la S/E La Loma 500 kV, de tipo monofásica, con despeje en 0,1 segundos y desconexión definitiva. El tiempo de simulación fue de 10 segundos. Al utilizar el mismo criterio de tensión de operación en falla, el porcentaje de desconexión de aerogeneradores ante la falla también se redujo a 0%.

En la *Tabla 17* se muestran los valores finales del flujo de carga, después de las fallas simuladas en 2022 y 2023. Las tensiones de las barras para (los 5 parques, Windpeshi y los parques ISAGEN), continúan recuperándose, alcanzando valores cercanos a los del flujo de carga en condiciones normales. Cada parque eólico conectado a la S/E Colectora 1 está entregando entre 50,21 MVar y 58,2 MVar. Esta cantidad es mayor a la que los aerogeneradores entregan cuando ocurren fallas en la línea Cuestecitas – Colectora 1 500 kV.

Tabla 17. Resultados flujo de carga final después de falla monofásica de 5 Ω en la línea Cuestecitas – La Loma 500 kV.

Año	Escenario	Q_Parque1 (MVar)	Q_Total Parques Eólicos (MVar)	Q_Windpeshi (MVar)	Q_ISAGEN (MVar)	U_Cuestecitas 500 kV (p.u)	U_Colectora 1 500 kV (p.u)	U_Parques Eólicos (p.u)
2022	P04_MIN	54,28	271,4	17,15	-3,6	0,945	0,938	1
	P15_MED	50,21	251,05	12,85	-0,41	0,954	0,945	0,999
	P20_MAX	58,2	291	29,8	4,06	0,936	0,931	0,999
2023	P04_MIN	57,07	285,35	21,08	1,56	0,939	0,933	1
	P15_MED	52,14	260,7	19,8	1,32	0,95	0,942	0,999
	P20_MAX	56,29	281,45	25,16	3,02	0,94	0,935	0,999

En esta falla, para demanda máxima del año 2022 se presentó la contingencia que requiere mayor cantidad de potencia reactiva para mantener la tensión a 1 p.u.

5.1.4 Falla Línea La Loma – Ocaña 500 kV

Se simuló una falla monofásica de 5 Ω en el 50% de la línea de 168 km entre la S/E La Loma 500 kV y la S/E Ocaña 500 kV, con despeje en 0,1 segundos y desconexión definitiva. El tiempo de simulación fue de 10 segundos. Al utilizar el mismo criterio de tensión de operación en falla, se obtuvo que el porcentaje de desconexión de aerogeneradores cuando ocurre la falla, también se redujera al 0% debido a la distancia que tiene con la conexión de los parques eólicos.

En la *Tabla 18* se muestran los valores finales del flujo de carga que resultaron luego de las fallas simuladas en 2022 y 2023. Después de las contingencias las tensiones de las barras dónde están conectados los 5 parques, el parque Windpeshi y los parques de ISAGEN, continúan recuperándose sin problema al alcanzar valores cercanos a los del flujo de carga en condiciones normales. La potencia reactiva que cada parque eólico conectado a la S/E Colectora 1 está entregando al sistema cuando ocurren las fallas, oscila entre 39,48 MVar y 55,63 MVar. Esta cantidad de MVar sigue siendo un poco mayor a la que los aerogeneradores entregan cuando ocurren fallas en la línea Cuestecitas – Colectora 1 500 kV.

Tabla 18. Resultados flujo de carga final después de falla monofásica de 5 Ω en la línea La Loma – Ocaña 500 kV.

Año	Escenario	Q_Parque1 (MVar)	Q_Total Parques Eólicos (MVar)	Q_Windpeshi (MVar)	Q_ISAGEN (MVar)	U_Cuestecitas 500 kV (p.u)	U_Colectora 1 500 kV (p.u)	U_Parques Eólicos (p.u)
2022	P04_MIN	54,28	271,4	19,3	-3,03	0,937	0,93	0,992
	P15_MED	39,48	197,4	2,92	-2,6	0,979	0,966	1
	P20_MAX	48,83	244,15	19,87	1,85	0,958	0,949	1
2023	P04_MIN	55,63	278,15	21,57	1,63	0,937	0,931	0,995
	P15_MED	41,49	207,45	8,97	-1,07	0,974	0,962	1
	P20_MAX	46,66	233,3	14,79	0,72	0,963	0,953	1

5.2 Estabilidad de Frecuencia Ante Pérdida de Aerogeneradores

En el escenario de demanda mínima año 2022 (menor inercia del SIN), para pérdida de aerogeneradores en La Guajira por: 200 MW, 400 MW, 600 MW, 800 MW y 1.000 MW, se verifica el efecto sobre la frecuencia del STN con generación eólica de 1.000 MW conectada en la S/E Colectora 1 500 kV. Los límites a comparar son las etapas definidas en el EDAC vigente para el SIN Colombiano [19] y los rangos de operación en frecuencia para aerogeneradores recomendados por el consultor PHC.

En la *Figura 29* se observa cómo evoluciona la frecuencia tras la pérdida de aerogeneradores por sags y swells de tensión. Con la desconexión de 200 MW y 400 MW de generación eólica, aunque la frecuencia presenta variaciones, no alcanzó ninguna etapa del EDAC. En caso del disparo de aerogeneradores por 600 MW y 800 MW, la frecuencia descendió hasta un valor mínimo de 59,395 Hz y 59,317 Hz, respectivamente, provocando la actuación de la primera etapa del EDAC. Finalmente con la desconexión de los 5 parques conectados a la S/E Colectora 1 (equivalentes a 1.000 MW), la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,152 Hz, ocasionando la actuación de las 2 primeras etapas del EDAC. Los límites de operación en frecuencia para los aerogeneradores propuestos por PHC, no se alcanzaron en ningún caso.

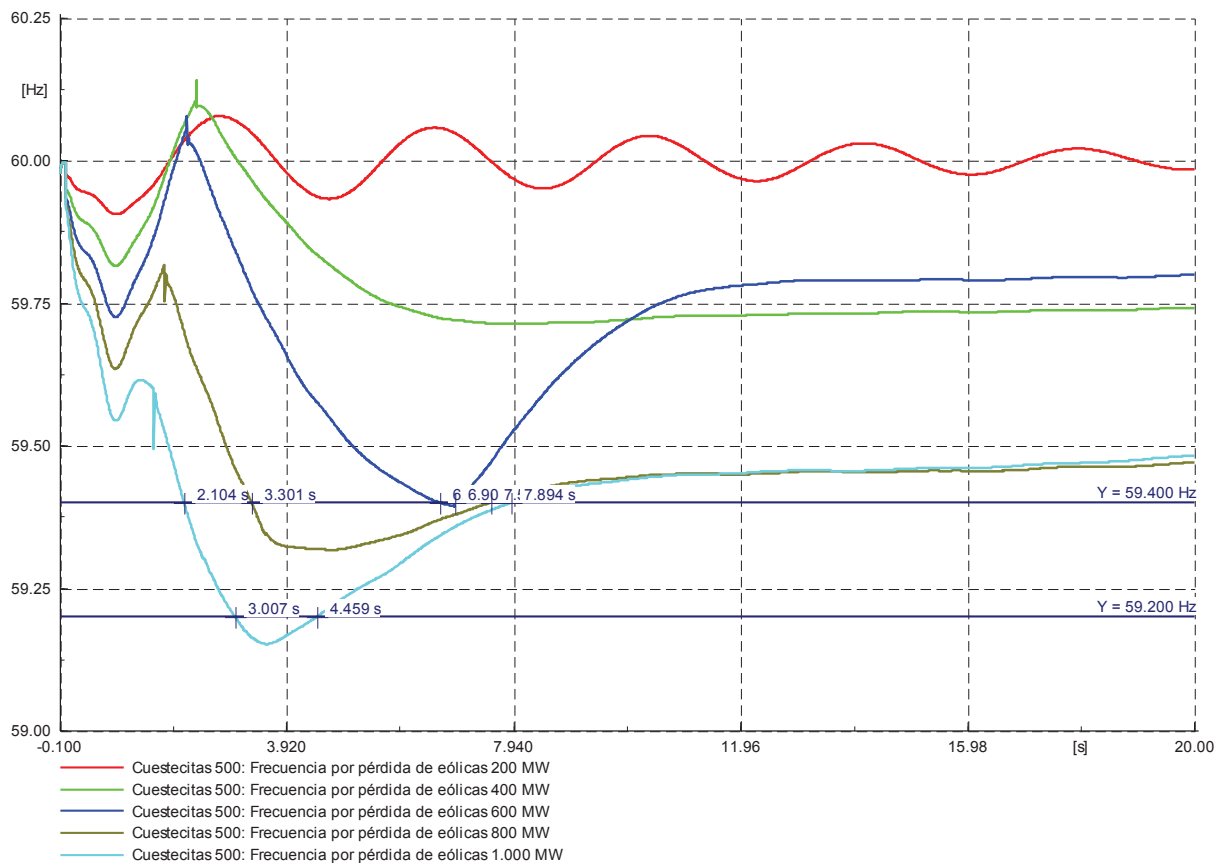


Figura 29. Frecuencia del SIN por desconexión de generación eólica en La Guajira, con 5 parques conectados a la S/E Colectora 1 500 kV. (Escenario P04_MinTerEol 2022)

5.3 Verificación de la capacidad de potencia reactiva del convertidor del modelo DFIG en DIgSILENT

Con el objetivo de estimar si el modelo DIgSILENT del aerogenerador está limitando el convertidor, se implementó el método de cálculo de Aliprantis [20] para encontrar las corrientes del rotor y estator, y hacer una comparación con datos de fabricantes de aerogeneradores.

Continuando con esta metodología planteada en 4.3, en DIgSILENT se tienen parques eólicos con aerogeneradores DFIG de 2 MVA y convertidor de 0,6 MVar (30% de la potencia nominal); se consultaron fabricantes de aerogeneradores con estas características para comprobar o no la validez de las corrientes que está entregando la simulación. Como parámetros iniciales constantes se tienen:

- Tensión en el estator V_s , impuesta por el sistema de potencia.
- Potencia reactiva del estator Q_s .
- Deslizamiento s .
- Potencia activa que entrega el aerogenerador P_{out} .
- Resistencias y reactancias del circuito equivalente del DFIG (*Figura 20*).

Estas especificaciones técnicas fueron referenciadas de acuerdo a los fabricantes de aerogeneradores Suzlon [21], Vestas [22] y autores de literatura científica [23], [24]; en la *Tabla 19* se presentan los parámetros eléctricos de aerogeneradores consultados.

Tabla 19. Especificaciones eléctricas de aerogeneradores DFIG.

Fabricante Parámetro	SUZLON S95 – 2,1 MW [21]	VESTAS V80 – 2,0 MW VCS [22]	DFIG 2,0 MW [23]	DFIG 2,5 MW [24]
P_{out}	2,1 MW	2 MW	2 MW	2,5 MW
V_s	690 V	690 V	690 V	690 V
R_r	0,00155 Ω	0,0015 Ω	0,026 Ω	0,022 Ω
X_r	0,02205 Ω	0,0258 Ω	0,032 Ω	0,032 Ω
X_0	1,17123 Ω	0,762 Ω	0,942 Ω	0,867 Ω
I_r	390 A	979 A	1.807 A	2.459 A
V_r	220 V	400 V	–	–
I_s	1.785 A	476 A	1.760 A	2.330 A
S_{nom}	–	$\pm 12\%$	–	–
S_{max}	$\pm 20\%$	$\pm 28\%$	–	–

La potencia reactiva del estator Q_s y el deslizamiento s son parámetros que se establecen de acuerdo al funcionamiento del aerogenerador, pueden tomar diversos valores. Se realizaron cálculos con:

- $Q_s = 0$ (convertidor entrega toda la potencia reactiva) y $Q_s = 0,6 \text{ MVar}$ ($Q_r = 0$, convertidor con factor de potencia igual a 1).
- s tomando valores diferentes, trabajando con velocidad subsíncrona (s positivo) y con velocidad supersíncrona (s negativo).

Al implementar el método de cálculo, se obtienen: corrientes, tensiones y potencias en rotor y estator (I_r , I_s , V_r , P_r , P_s y Q_r). Los valores a comparar con los parámetros técnicos de fabricantes, son las corrientes en rotor y estator del DFIG.

En la

Tabla 20, las corrientes de rotores exceden su valor máximo dado por el fabricante. Para los aerogeneradores de la *Tabla 21*, no solo las corrientes en el rotor exceden su valores máximos, también lo hacen las corrientes del estator. Los parámetros eléctricos del DFIG encontrados en [23] y [24] no tienen referencias de fabricantes u otro soporte de proveedores reales; los resultados de la *Tabla 22* y la *Tabla 23* se calcularon con menos casos, observando que sus límites de corrientes en rotor y estator son más altos (en comparación con otros fabricantes), por lo cual en un mayor porcentaje se cumplen sus límites. La tensión del rotor en ningún caso excede los valores máximos dados por los fabricantes.

Tabla 20. Resultados aerogenerador SUZLON S95 - 2.1 MW.

Deslizamiento	Parámetros calculados $Q_S = 0 \text{ MVar}$	Parámetros calculados $Q_S = 0.6 \text{ MVar}$	Parámetros dados por el fabricante
$S = -0,2$	$I_S = 1.464 \text{ A}$	$I_S = 1.548 \text{ A}$	$I_S = 1785 \text{ A}$
$S = 0,2$	$I_S = 2.196 \text{ A}$	$I_S = 2.253 \text{ A}$	
$S = -0,02$	$I_S = 1.722 \text{ A}$	$I_S = 1.794 \text{ A}$	
$S = 0,02$	$I_S = 1.792 \text{ A}$	$I_S = 1.861 \text{ A}$	
$S = -0,1$	$I_S = 1.597 \text{ A}$	$I_S = 1.674 \text{ A}$	
$S = 0,1$	$I_S = 1.952 \text{ A}$	$I_S = 2.016 \text{ A}$	
$S = -0,2$	$I_R = 1.530 \text{ A}$	$I_R = 1.502 \text{ A}$	$I_R = 390 \text{ A}$
$S = 0,2$	$I_R = 2.263 \text{ A}$	$I_R = 2.244 \text{ A}$	
$S = -0,02$	$I_R = 1.787 \text{ A}$	$I_R = 1.763 \text{ A}$	
$S = 0,02$	$I_R = 1.857 \text{ A}$	$I_R = 1.834 \text{ A}$	
$S = -0,1$	$I_R = 1.663 \text{ A}$	$I_R = 1.636 \text{ A}$	
$S = 0,1$	$I_R = 2.018 \text{ A}$	$I_R = 1.996 \text{ A}$	
$S = -0,2$	$V_R = 80 \text{ V}$	$V_R = 75 \text{ V}$	$V_R = 220 \text{ V}$
$S = 0,2$	$V_R = 87 \text{ V}$	$V_R = 83 \text{ V}$	
$S = -0,02$	$V_R = 6 \text{ V}$	$V_R = 5 \text{ V}$	
$S = 0,02$	$V_R = 11 \text{ V}$	$V_R = 11 \text{ V}$	
$S = -0,1$	$V_R = 39 \text{ V}$	$V_R = 36 \text{ V}$	
$S = 0,1$	$V_R = 44 \text{ V}$	$V_R = 42 \text{ V}$	
$S = -0,2$	$P_R = -0,339 \text{ MW}$	$P_R = -0,339 \text{ MW}$	
	$Q_R = 0,141 \text{ MVar}$	$Q_R = 0,018 \text{ MVar}$	
$S = 0,2$	$P_R = 0,549 \text{ MW}$	$P_R = 0,548 \text{ MW}$	
	$Q_R = 0,212 \text{ MVar}$	$Q_R = 0,091 \text{ MVar}$	
$S = -0,02$	$P_R = -0,026 \text{ MW}$	$P_R = -0,027 \text{ MW}$	
	$Q_R = 0,016 \text{ MVar}$	$Q_R = 0,004 \text{ MVar}$	
	$P_R = 0,059 \text{ MW}$	$P_R = 0,058 \text{ MW}$	

Deslizamiento	Parámetros calculados $Q_S = 0 \text{ MVar}$	Parámetros calculados $Q_S = 0.6 \text{ MVar}$	Parámetros dados por el fabricante
$S = 0,02$	$Q_R = 0,017 \text{ MVar}$	$Q_R = 0,005 \text{ MVar}$	
$S = -0,1$	$P_R = -0,178 \text{ MW}$	$P_R = -0,178 \text{ MW}$	
	$Q_R = 0,076 \text{ MVar}$	$Q_R = 0,015 \text{ MVar}$	
$S = 0,1$	$P_R = 0,25 \text{ MW}$	$P_R = 0,252 \text{ MW}$	
	$Q_R = 0,093 \text{ MVar}$	$Q_R = 0,032 \text{ MVar}$	

Tabla 21. Resultados aerogenerador VESTAS V80 2 MW VCS.

Deslizamiento	Parámetros calculados $Q_S = 0 \text{ MVar}$	Parámetros calculados $Q_S = 0.6 \text{ MVar}$	Parámetros dados por el fabricante
$S = -0,28$	$I_S = 1.308 \text{ A}$	$I_S = 1.401 \text{ A}$	$I_S = 476 \text{ A}$
$S = 0,28$	$I_S = 2.326 \text{ A}$	$I_S = 2.380 \text{ A}$	
$S = -0,02$	$I_S = 1.642 \text{ A}$	$I_S = 1.717 \text{ A}$	
$S = 0,02$	$I_S = 1.709 \text{ A}$	$I_S = 1.781 \text{ A}$	
$S = -0,12$	$I_S = 1.495 \text{ A}$	$I_S = 1.577 \text{ A}$	
$S = 0,12$	$I_S = 1.903 \text{ A}$	$I_S = 1.968 \text{ A}$	
$S = -0,28$	$I_R = 1.449 \text{ A}$	$I_R = 1.351 \text{ A}$	$I_R = 979 \text{ A}$
$S = 0,28$	$I_R = 2.458 \text{ A}$	$I_R = 2.402 \text{ A}$	
$S = -0,02$	$I_R = 1.774 \text{ A}$	$I_R = 1.695 \text{ A}$	
$S = 0,02$	$I_R = 1.840 \text{ A}$	$I_R = 1.765 \text{ A}$	
$S = -0,12$	$I_R = 1.630 \text{ A}$	$I_R = 1.544 \text{ A}$	
$S = 0,12$	$I_R = 2.034 \text{ A}$	$I_R = 1.965 \text{ A}$	
$S = -0,28$	$V_R = 115 \text{ V}$	$V_R = 108 \text{ V}$	$V_R = 400 \text{ V}$
$S = 0,28$	$V_R = 123 \text{ V}$	$V_R = 117 \text{ V}$	
$S = -0,02$	$V_R = 6 \text{ V}$	$V_R = 5 \text{ V}$	
$S = 0,02$	$V_R = 11 \text{ V}$	$V_R = 11 \text{ V}$	
$S = -0,12$	$V_R = 48 \text{ V}$	$V_R = 45 \text{ V}$	
$S = 0,12$	$V_R = 53 \text{ V}$	$V_R = 51 \text{ V}$	
$S = -0,28$	$P_R = -0,428 \text{ MW}$	$P_R = -0,429 \text{ MW}$	
	$Q_R = 0,257 \text{ MVar}$	$Q_R = 0,078 \text{ MVar}$	
$S = 0,28$	$P_R = 0,805 \text{ MW}$	$P_R = 0,804 \text{ MW}$	
	$Q_R = 0,423 \text{ MVar}$	$Q_R = 0,243 \text{ MVar}$	
$S = -0,02$	$P_R = -0,025 \text{ MW}$	$P_R = -0,026 \text{ MW}$	
	$Q_R = 0,021 \text{ MVar}$	$Q_R = 0,0087 \text{ MVar}$	
$S = 0,02$	$P_R = 0,056 \text{ MW}$	$P_R = 0,055 \text{ MW}$	
	$Q_R = 0,022 \text{ MVar}$	$Q_R = 0,0094 \text{ MVar}$	
$S = -0,12$	$P_R = -0,202 \text{ MW}$	$P_R = -0,204 \text{ MW}$	
	$Q_R = 0,12 \text{ MVar}$	$Q_R = 0,043 \text{ MVar}$	

Deslizamiento	Parámetros calculados $Q_S = 0 \text{ MVar}$	Parámetros calculados $Q_S = 0.6 \text{ MVar}$	Parámetros dados por el fabricante
$S = 0,12$	$P_R = 0,29 \text{ MW}$	$P_R = 0,29 \text{ MW}$	
	$Q_R = 0,147 \text{ MVar}$	$Q_R = 0,070 \text{ MVar}$	

Tabla 22. Resultados aerogenerador DFIG 2.0 MW.

Deslizamiento	Parámetros calculados $Q_S = 0 \text{ MVar}$	Parámetros dados por el fabricante
$S = -0,2$	$I_S = 1.394 \text{ A}$	$I_S = 1.760 \text{ A}$
$S = 0,2$	$I_S = 2.092 \text{ A}$	
$S = -0,2$	$I_R = 1.502 \text{ A}$	$I_R = 1.807 \text{ A}$
$S = 0,2$	$I_R = 2.204 \text{ A}$	
$S = -0,2$	$V_R = 53 \text{ V}$	
$S = 0,2$	$V_R = 140 \text{ V}$	
$S = -0,2$	$P_R = -0,157 \text{ MW}$	
	$Q_R = 0,183 \text{ MVar}$	
$S = 0,2$	$P_R = 0,879 \text{ MW}$	
	$Q_R = 0,28 \text{ MVar}$	

Tabla 23. Resultados aerogenerador DFIG 2.5 MW.

Deslizamiento	Parámetros calculados $Q_S = 0 \text{ MVar}$	Parámetros dados por el fabricante
$S = -0,2$	$I_S = 1.743 \text{ A}$	$I_S = 2.330 \text{ A}$
$S = 0,2$	$I_S = 2.615 \text{ A}$	
$S = -0,2$	$I_R = 1.865 \text{ A}$	$I_R = 2.459 \text{ A}$
$S = 0,2$	$I_R = 2.750 \text{ A}$	
$S = -0,2$	$V_R = 54 \text{ V}$	
$S = 0,2$	$V_R = 144 \text{ V}$	
$S = -0,2$	$P_R = -0,187 \text{ MW}$	
	$Q_R = 0,237 \text{ MVar}$	
$S = 0,2$	$P_R = 1,124 \text{ MW}$	
	$Q_R = 0,391 \text{ MVar}$	

Finalmente, se realizaron los cálculos con parámetros del modelo empleado en DIgSILENT. En la *Tabla 24* se encuentran los resultados; con una capacidad del convertidor de 30% ($S = -0,3$) y operando a velocidad supersíncrona, la corriente en el rotor supera los valores máximos dados por los fabricantes [21] y [22], la corriente en el estator no cumple con el parámetro proporcionado por [22], y la tensión en el rotor cumple con las especificaciones de todos los fabricantes consultados.

Tabla 24. Resultados aerogenerador DFIG en DigSILENT.

Deslizamiento	Parámetros calculados $Q_S = 0 \text{ MVar}$
$S = -0,2$	$I_S = 1.393 \text{ A}$
	$I_R = 1.529 \text{ A}$
	$V_R = 80 \text{ V}$
	$P_R = -0,318 \text{ MW}$
	$Q_R = 0,184 \text{ MVar}$
$S = -0,3$	$I_S = 1.286 \text{ A}$
	$I_R = 1.426 \text{ A}$
	$V_R = 122 \text{ V}$
	$P_R = -0,448 \text{ MW}$
	$Q_R = 0,264 \text{ MVar}$

6. Análisis de Resultados

Con los resultados anteriores, teniendo 1.000 MW de potencia eólica conectada en la S/E Colectora 1 500 kV, no se encontraron problemas ante la simulación de fallas más frecuentes y de gran impacto para esta conexión en La Guajira. Por ello, se decidió realizar la simulación de la contingencia más grave para el proyecto eólico, incluyendo un sexto parque que implica la conexión de 1.200 MW en la S/E Colectora 1 500 kV (*Figura 30*), con el propósito de comprobar si la conexión continúa soportando estas fallas en el sistema.

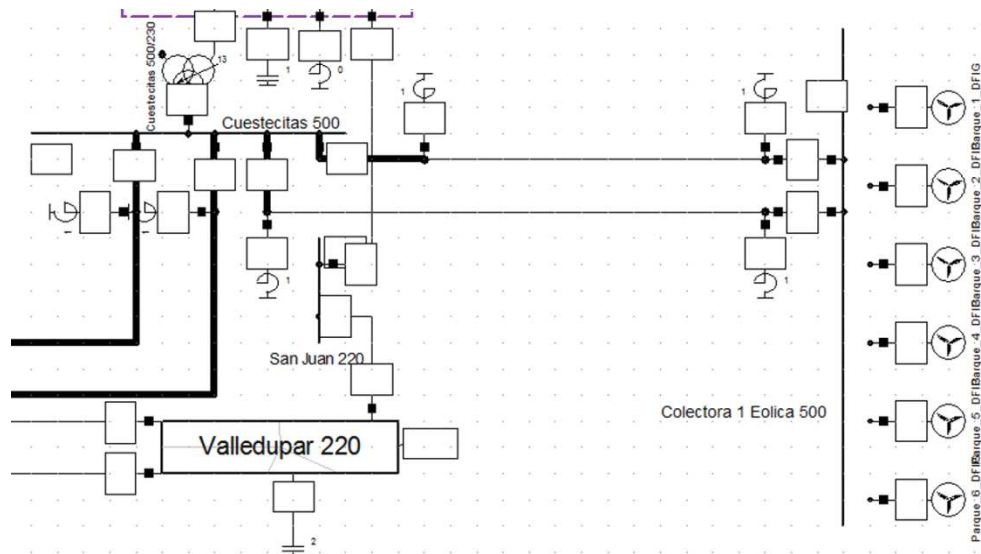
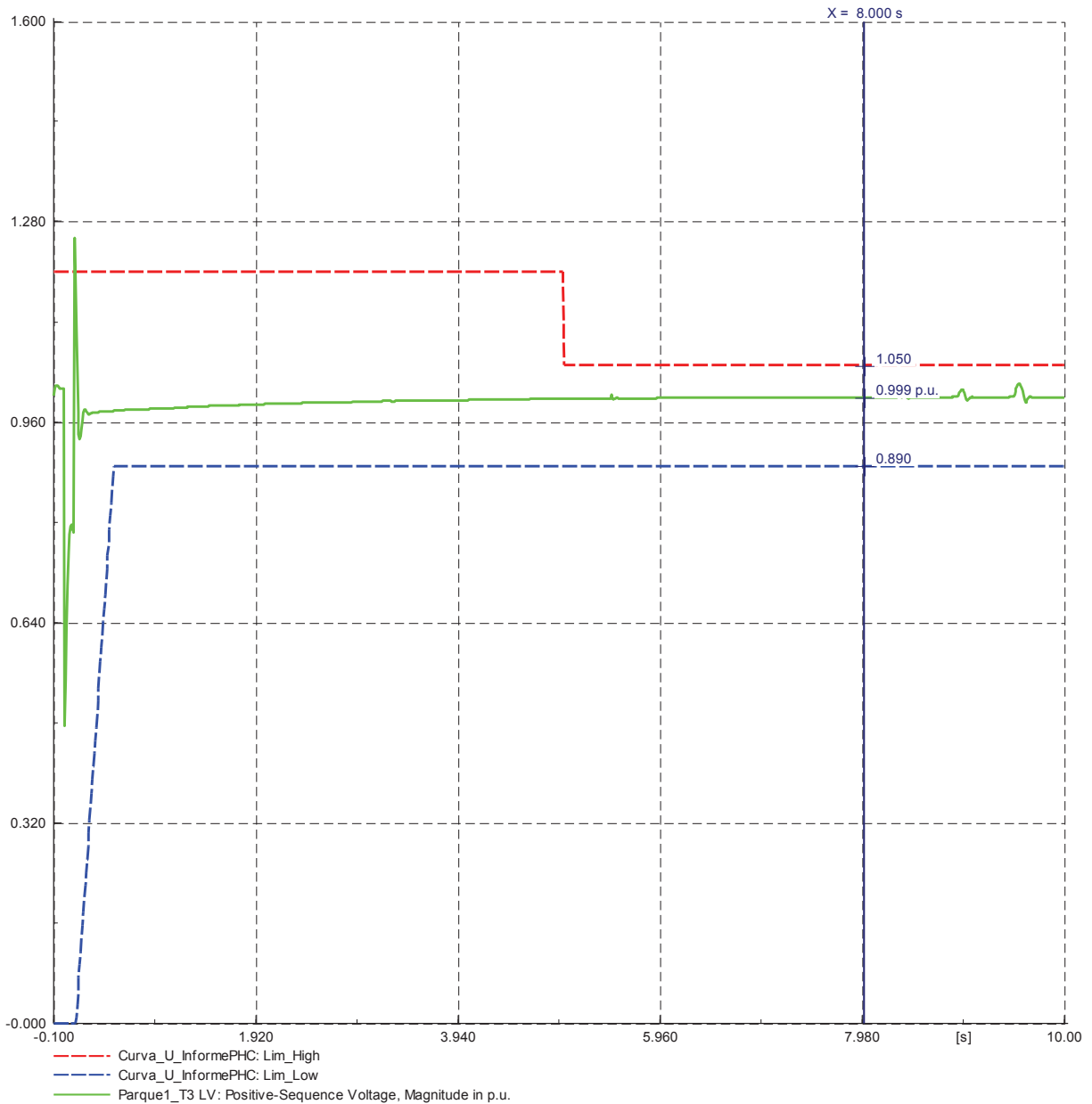


Figura 30. Conexión de 6 parques eólicos a la S/E Colectora 1 500 kV, para un total de 1.432 MW de generación eólica.

Se realizaron fallas al 50% de la línea Cuestecitas – Colectora 1 500 kV, monofásicas y trifásicas de 5Ω , con despeje en 0,1 segundos y desconexión definitiva. El tiempo de simulación fue 10 segundos y se realizó solamente en los escenarios de mínima y máxima demanda para los años 2022 y 2023.

Las siguientes figuras muestran las tensiones durante y después de la falla, en uno de los parques conectados a la S/E Colectora 1 500 kV, simulada en demanda máxima para realizar la comparación. En la Figura 31, durante falla monofásica las tensiones siguen alcanzando picos que sobrepasan límite HVRT y causarían desconexión de los DFIG, la solución para estos disparos no es la instalación de compensación reactiva externa. Cuando ocurre una falla trifásica, en la Figura 32 se observa el mismo comportamiento de la tensión, con desconexión de aerogeneradores y posterior recuperación dentro de la zona delimitada por el criterio.

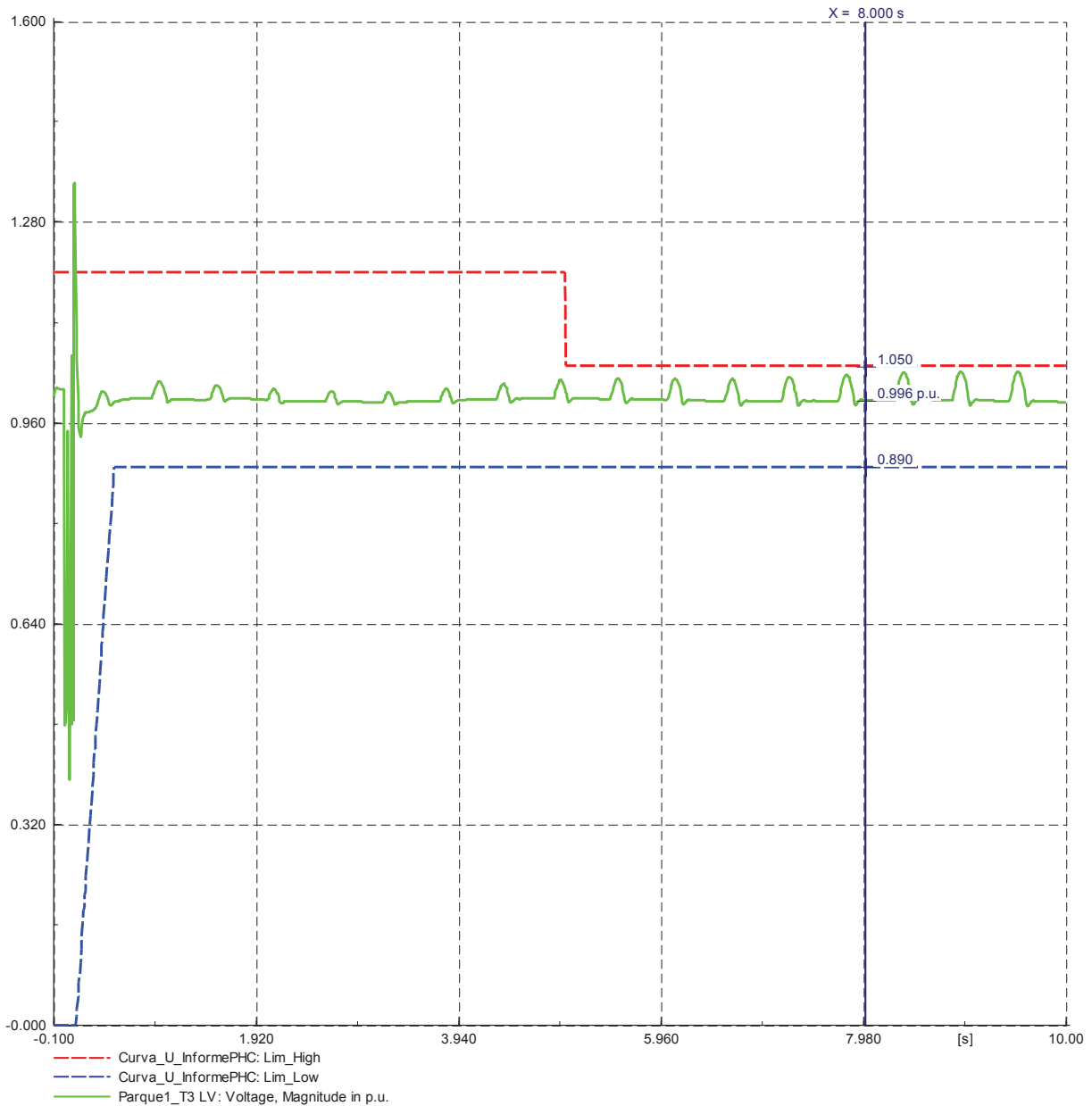


u_lim_Nuevos

Date: 6/7/2017

Annex: /4

Figura 31. Tensión del Parque1 conectado a la S/E Colectora 1 500 kV, durante y después de una falla monofásica de 5 Ω . (1.200 MW de eólicas, escenario P20_MaxHidroEol 2023)



u_lim_Nuevos	Date: 6/7/2017
	Annex: /5

Figura 32. Tensión del Parque1 conectado a la S/E Colectora 1 500 kV, durante y después de una falla trifásica de 5 Ω . (1.200 MW de eólicas, escenario P20_MaxHidroEol 2023)

Al aumentar 200 MW la generación eólica en la S/E Colectora 1 500 kV, el impacto de esta falla es mayor y provoca que el otro circuito de conexión deba transportar toda la potencia de los parques, alcanzando su límite máximo de transferencia. Las tensiones de las barras se deprimen durante la falla, pero se recuperan. Los problemas en los ajustes propios del

control del aerogenerador aumentan y se reflejan en fluctuaciones de tensión más pronunciadas.

Con la *Figura 33* y *Figura 34*, se evidencia que los porcentajes de casos con desconexión de aerogeneradores para fallas monofásicas y trifásicas, aumentaron debido al incremento de 200 MW en la S/E Colectora 1 500 kV; no existe una diferencia significativa entre la conexión de 1.000 MW y 1.200 MW de generación eólica en este punto.



Figura 33. Porcentaje de casos con y sin desconexión ante fallas monofásicas de 5 Ω , al 50% de la línea. (1.200 MW en S/E Colectora 1)



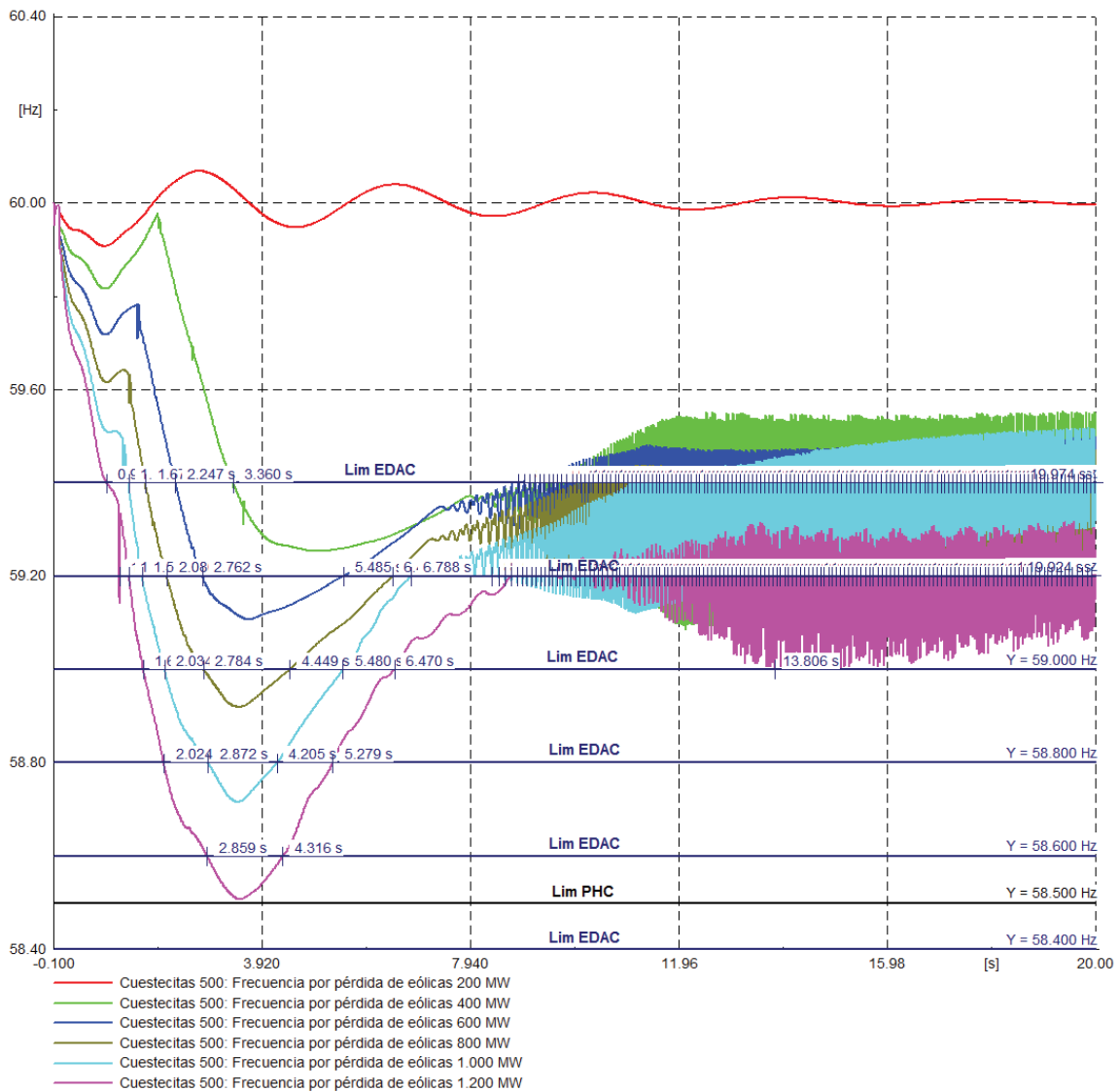
Figura 34. Porcentaje de casos con y sin desconexión ante fallas trifásicas de 5 Ω , al 50% de la línea. (1.200 MW en S/E Colectora 1)

En la *Tabla 25* se muestran los valores finales del flujo de carga, después de fallas monofásicas en los años 2022 y 2023. Se aprecia que después de estas fallas las tensiones de las barras dónde están conectados los 5 parques, Windpeshi e ISAGEN, se recuperan sin problema; la potencia reactiva de cada parque eólico supera los 60 MVar, lo cual comprueba que los convertidores no están limitando su capacidad.

Tabla 25. Resultados flujo de carga final después de falla monofásica de 5Ω en la línea Cuestecitas 500 kV – Colectora 1 500 kV. (1.200 MW en S/E Colectora 1)

Año	Escenario	Q_Parque1 (MVar)	Q_Total ParquesEólicos (MVar)	Q_Windpeshi (MVar)	Q_ISAGEN (MVar)	U_Cuestecitas 500 kV (p.u)	U_Colectora 1 500 kV (p.u)	U_Parques Eólicos (p.u)
2022	P04_MIN	61,29	367,74	18,35	-2,18	0,948	0,925	0,999
	P20_MAX	62,62	375,72	26,31	3,53	0,944	0,923	0,999
2023	P04_MIN	60,2	361,2	16,8	-4,3	0,949	0,924	0,999
	P20_MAX	60,4	362,4	18	-0,17	0,95	0,926	0,999

Del mismo modo, para la conexión de 6 parques eólicos (1.200 MW), en la *Figura 35* se observa cómo la frecuencia se afecta gravemente tras la pérdida de aerogeneradores. A partir de la desconexión de 400 MW de eólica, la frecuencia alcanza las etapas del EDAC y después de aproximadamente 8 segundos colapsa totalmente. Con respecto a los límites de operación en frecuencia propuestos por PHC, la desconexión de 1.200 MW alcanzó un valor mínimo de 58,509 Hz que está a punto de provocar disparo con temporización mínima de 15 segundos, según la recomendación de consultor (57,5 Hz – 58,5 Hz).



Frecuencias Cuestecitas 500kV Date: 7/27/2017
Annex: /11

Figura 35. Frecuencia del SIN por desconexión de generación eólica en La Guajira, con 6 parques conectados a la S/E Colectora_1 500 kV. (Escenario P04_MinTerEol 2022)

Al analizar los cálculos obtenidos de parámetros internos del DFIG, en la Figura 36 se presentan los porcentajes de parámetros que cumplen y no cumplen las especificaciones técnicas proporcionadas por fabricantes de aerogeneradores consultados.

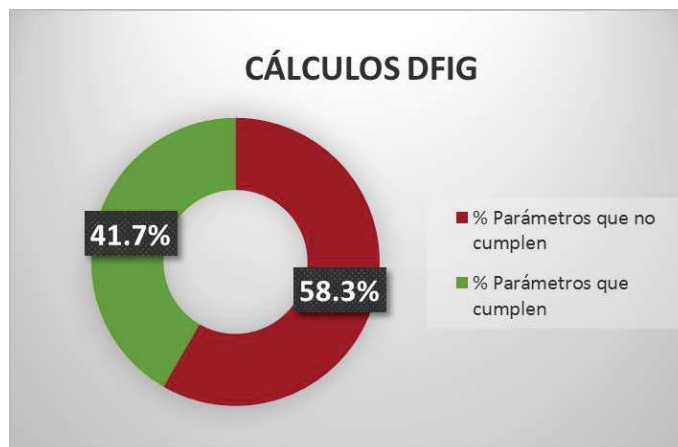


Figura 36. Porcentaje de parámetros que cumplen y no cumplen con especificaciones técnicas propias de fabricantes de aerogeneradores.

Teniendo en cuenta estas proporciones, con el 58,3% de no cumplimiento se evidencia que es necesario tener un modelo de aerogenerador más detallado, que permita monitorear el funcionamiento interno del convertidor, para operar en límites de diseño y con mayor aproximación a la realidad.

No fue posible consultar más fabricantes con parámetros reales de DFIG, por secreto comercial.

7. Alcances e Impactos del Trabajo de Pasantía

El desarrollo de la pasantía en INTERCOLOMBIA S.A., empresa de ISA dedicada al transporte de energía eléctrica en el país, permitió abordar un tema de gran impacto para la operación flexible, confiable y segura del SIN con la integración de FRNC. Se logró explorar y estudiar el desempeño dinámico del STN para ampliar el conocimiento frente a temas como: estudios de conexión del STN después de la entrada de generación eólica planeada en La Guajira, obtener resultados para participar en las propuestas al CNO y CAPT, y alimentar especificaciones técnicas para definir los requerimientos mínimos de conexión de los aerogeneradores, mediante el estado del arte y las necesidad actuales y futuras del sistema.

Como producto derivado del proyecto de pasantía, se presentó una ponencia por parte de la empresa en las VIII Jornadas Técnicas de Transmisión del CNO y I Jornadas Técnicas del CAPT, realizadas los días 22 y 23 de Agosto de 2017 en la ciudad de Bogotá. En estas sesiones participaron diferentes empresas con propuestas muy acordes a lo encontrado en el presente trabajo, concentrándose en los retos que se deben enfrentar a causa de la

integración de generación eólica al STN, STR y SDL. Los cambios operativos y regulatorios, las predicciones y la operación coordinada entre el STN, STR y SDL, son algunos de los requerimientos para enfrentar estos retos que trae la implementación de estos proyectos eólicos en Colombia (*Figura 37*).



Figura 37. Exigencias para enfrentar retos que implica la integración de FNCR en Colombia.

De igual manera, esta producción intelectual representa para la comunidad de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas, un estudio preliminar con información real y actualizada, aproximado a las necesidades y requerimientos del sistema, el cual será de gran beneficio al momento de profundizar en la integración de generación eólica en Colombia, ya que es un tema que se va a considerar bastante en un futuro por los pronósticos realizados y las altas expectativas de conexión. Con esto, en la *Figura 38* se plantean varios aspectos que aún deben evaluarse para mejorar las condiciones de la red y establecer los requerimientos mínimos de conexión de estas nuevas tecnologías, ya sea a través de más estudios eléctricos, propuestas de regulación o mejores prácticas internacionales.



Figura 38. Retos operativos ante cambios en el SIN por la integración de generación eólica en Colombia.

8. Evaluación y Cumplimiento de los Objetivos

Además de ser una gran experiencia a nivel profesional y personal, con beneficios tanto para la empresa como para el estudiante y la universidad, al finalizar el proyecto de pasantía en INTERCOLOMBIA S.A., se logró dar cumplimiento a cada uno de los objetivos planteados al inicio, los cuales necesitaron del desarrollo de distintas actividades que en conjunto establecieron una metodología para el análisis de estabilidad en circuitos asociados a la conexión de los parques eólicos en La Guajira, utilizando aerogeneradores DFIG. En la *Figura 39* se muestra un diagrama que evalúa lo descrito.

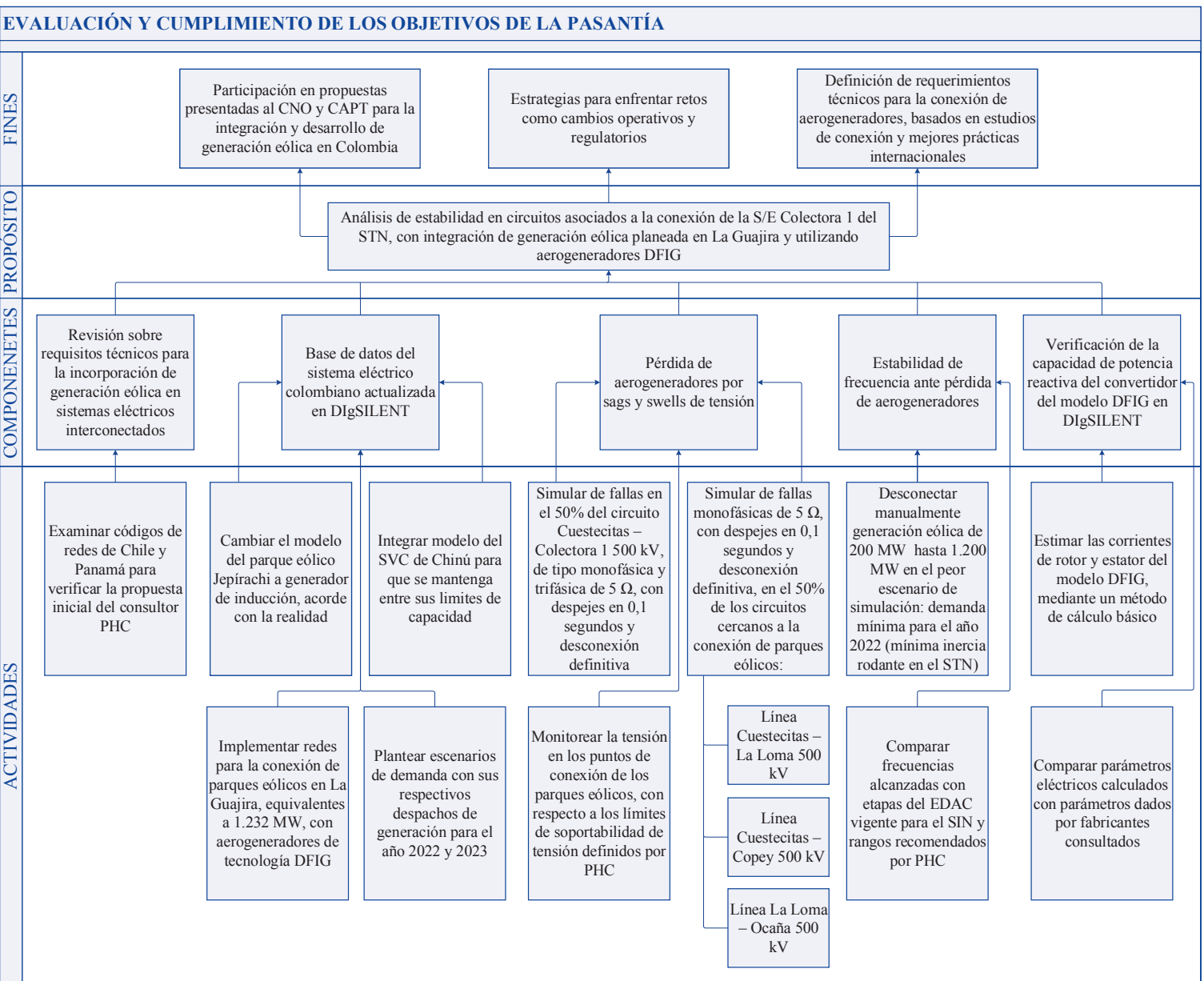


Figura 39. Evaluación y cumplimiento de los objetivos de la pasantía.

9. Conclusiones y Recomendaciones

9.1 Conclusiones

Los resultados obtenidos y el análisis realizado en los capítulos 5 y 6, dan cumplimiento a los tres objetivos específicos planteados, los cuales a su vez dan cumplimiento al objetivo general el cual es “Analizar estabilidad en circuitos asociados a la conexión de la S/E Colectora 1 del STN, con integración de generación eólica planeada en La Guajira y utilizando aerogeneradores DFIG”. A continuación se documentan estos resultados para la conexión de generación eólica en La Guajira, considerando 1.232 MW y 1.432 MW con tecnología de aerogeneradores DFIG para los años 2022 y 2023.

Se presupone la existencia de las siguientes instalaciones:

- ISAGEN 32 MW en tecnología DFIG, conectado en Puerto Bolívar 110 kV.
- Windpeshi 200 MW en tecnología DFIG, conectado con un circuito Cuestecitas – Windpeshi 220 kV.
- 5 parques eólicos de 200 MW cada uno en tecnología DFIG, conectados a la S/E Colectora 1 500 kV.
- Expansión STN: Cuestecitas – Colectora 500 kV y Cuestecitas – La Loma 500 kV, condensadores: Sabana 220 kV, Bolívar 220 kV, Nueva Barranquilla 220 kV (50 MVAR cada uno).
- Expansión STR: Circuito Riohacha-Maicao 110 kV, condensadores: Maicao 110 kV y Riohacha 110 kV.
- Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV: Abierto en ambos extremos.

Del análisis a los códigos de redes de Chile y Panamá, y el informe de recomendaciones realizado por PHC, se puede concluir:

- En cuanto a la tensión de operación en falla (criterio de interés para el estudio), el código de redes de Chile es más restrictivo que el de Panamá. A su vez, el límite LVRT es más restrictivo en el informe de PHC, pero el límite HVRT es más restrictivo en Chile.
- Se definieron para este análisis los criterios recomendados en el informe de PHC, estudio de los más estrictos y dimensionado con características aproximadas al actual sistema eléctrico colombiano.

Del análisis ante la pérdida de aerogeneradores por sags y swells de tensión, se puede concluir:

- En un inicio se utilizó DIgSILENT versión 15.2, pero se presentaron inconvenientes con el modelo de aerogenerador DFIG debido a la conversión que se realizó desde su versión de origen 2017; por esta razón se decidió trabajar en DIgSILENT PowerFactory 17.
- Frente a la contingencia Cuestecitas – Colectora 1 500 kV con conexión eólica de 1.232 MW, los porcentajes de desconexión de aerogeneradores para fallas monofásicas y trifásicas fueron 11,1% y 72,2%, respectivamente; la causa picos transitorios de tensión durante falla, que no se podrían solucionar con compensación reactiva externa.
- Frente a otras contingencias en circuitos de 500 kV, cercanos a la conexión de los parques eólicos, el comportamiento fue similar, pero con un menor porcentaje de desconexión de aerogeneradores. No obstante algunas de estas contingencias (Cuestecitas – La Loma 500 kV) requirieron mayor cantidad de potencia reactiva al concluir la falla.
- Frente a la contingencia en Cuestecitas – Colectora 1 500 kV, con 1.432 MW de generación eólica, el porcentaje de desconexión de aerogeneradores para fallas monofásicas y trifásicas fue del 16,7% y 83,3%, respectivamente; la causa de los disparos es la misma que en los casos anteriores. El porcentaje de desconexión aumentó debido al incremento de 200 MW de inyección en la S/E Colectora 1 500 kV.
- El modelo dinámico en DIgSILENT, no garantiza limitar la inyección de potencia reactiva del convertidor al 30%; por esto no se observó déficit de potencia reactiva ante fallas.

Del análisis de estabilidad de frecuencia ante pérdida de aerogeneradores, se puede concluir:

- Para el caso con 1.232 MW de generación eólica (5 parques conectados a la S/E Colectora 1 500 kV), a partir de la desconexión de 600 MW, la frecuencia descendió hasta valores que provocaron actuación de las primeras etapas del EDAC. Los límites PHC no se alcanzaron en ningún caso.
- Para el caso con 1.432 MW de generación eólica (6 parques conectados a la S/E Colectora 1 500 kV), a partir de la desconexión de 400 MW, la frecuencia alcanza todas las etapas del EDAC y después colapsa. Con desconexión de 1.200 MW la

frecuencia alcanza 58,509 Hz, valor que está a punto de provocar disparo con temporización mínima de 15 segundos (límites propuestos por PHC).

La implementación del método de cálculo para el DFIG [20], indica:

- El 58,3% de los parámetros calculados no cumplen con las especificaciones técnicas proporcionadas por los fabricantes consultados, debido a corrientes de rotor y estator que exceden su límite máximo; la tensión del rotor en ningún caso excede los valores máximos según los fabricantes consultados.
- Este porcentaje evidencia que es necesario un modelo de aerogenerador más detallado que permita monitorear el funcionamiento interno del convertidor, para comparar los límites de diseño reales e identificar con más veracidad posibles soluciones que resuelvan los problemas de estabilidad e inercia en el STN por la integración de generación eólica en el país.

9.2 Recomendaciones

- El modelo del aerogenerador DFIG en DIgSILENT no permite emular los límites de capacidad del convertidor, no es posible conocer su funcionamiento interno. Se recomienda trabajar en otro software con un modelo de aerogenerador más detallado que garantice mayor aproximación a la realidad.
- Para conocer el funcionamiento interno de un aerogenerador por medio de la verificación de sus parámetros eléctricos, se presentan dificultades debido a que estas especificaciones técnicas son secretos comerciales y no se puede acceder fácilmente a ellas.
- No todas las tecnologías de aerogenerador pueden ser utilizadas para la conexión eólica planeada en La Guajira; la tecnología aún no es criterio exigible en la regulación colombiana.

10. Bibliografía

- [1] INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P., «GO-DO1149, Estudio de conexión de tipo de aerogeneradores para parques eólicos en La Guajira,» Dirección Operación, Medellín, Diciembre de 2016.
- [2] Ministerio de Energía, «Norma técnica de seguridad y calidad de servicio,» Comisión Nacional de Energía, Santiago de Chile, Septiembre de 2015.
- [3] Código de Redes, «Normas técnicas, operativas y de calidad, para la conexión de generación eléctrica eólica al SIN.,» Panamá, Octubre de 2012.
- [4] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), «Integración de energías renovables en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) – Fase 1,» Subdirección de Energía Eléctrica, Bogotá D.C., Mayo de 2016.
- [5] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), «Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2015-2029,» Ministerio de Minas y Energía, Bogotá D.C., 2016.
- [6] Ministerio de Minas y Energía, *Resolución Número 40095*, Bogotá D.C., Febrero de 2016.
- [7] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), *Circular Externa, Definición de la expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN)*, Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía, 2017.
- [8] Ministerio de Minas y Energía, *Resolución Número 40629*, Bogotá D.C., Junio de 2016.
- [9] PHC Servicios Integrados, «Elaboración de requisitos técnicos y recomendaciones regulatorias para la incorporación de generación eólica al SIN en Colombia,» Group SAS, Medellín, Enero de 2016.
- [10] PHC Servicios Integrados, «Referenciamiento internacional sobre requisitos técnicos de generación eólica a gran escala,» Group SAS, Medellín, Septiembre de 2015.
- [11] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Código de redes - Resolución Número 025,» Ministerio de Minas y Energía, Bogotá D.C., Julio de 1995.

- [12] XM S.A. Gerencia Centro Nacional de Despacho, «Consideraciones y supuestos del modelo eléctrico del SIN en DIgSILENT Power Factory del primer semestre de 2017,» Dirección Planeación de la Operación, Medellín, Enero de 2017.
- [13] INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P., «GO-DO1132, Modelo DIgSILENT SVC Chinú,» Dirección Operación, Medellín, Mayo de 2016.
- [14] Consejo Coordinador de Electricidad Occidental (WECC), «Second Generation Wind Turbine Models,» California, USA, Enero de 2014.
- [15] D. A. Acuña Morales , «Opciones de control de potencia activa y reactiva en aerogeneradores con generador de inducción doblemente alimentado (DFIG),» Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Santiago de Chile, Abril de 2013.
- [16] D. Oroño, M. Sapio, G. Terzano y A. Vásquez, «Generación de energía eólica con máquinas eléctricas de inducción doblemente alimentadas (DFIG),» Facultad de Ingeniería , Montevideo, Uruguay, Abril de 2010.
- [17] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), «Convocatoria Pública UPME 06 de 2017, Descripción y especificaciones técnicas del proyecto,» Anexo 1, Bogotá D.C., Colombia, Junio de 2017.
- [18] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME); Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), «Atlas de viento y energía eólica de Colombia,» 2006.
- [19] XM S.A. E.S.P., Esquema de Desconexión Automática de Carga - EDAC, 2015. [En línea]. Available: <http://informesanuales.xm.com.co/2015/SitePages/operacion/4-13-Desconexion-automatica-de-carga-EDAC.aspx>.
- [20] D. C. Aliprantis, «Fundamentals of wind energy conversion for electrical engineers,» Purdue University, West Lafayette, Agosto de 2014.
- [21] SUZLON ENERGY, *Wind turbine generator technical specification S95-2.1 MW 50HZ*, Alemania, Febrero del 2012.
- [22] W. S. VESTAS, *General Specification V80-2.0 MW VCS 50HZ*, Dinamarca, Diciembre de 2007.

- [23] M. Abdel-halim, A. Mahfouz y A. Almarshoud, «Enhancing the performance of wind energy driven DFIG,» College of Engineering, University Qassim , Buraydah, AlQassim, Enero de 2014.
- [24] M. A. Abdel-Halim, A. A. Mahfouz y A. F. Almarshoud, «Enhancing the performance of a stator and rotor combined controlled wind driven induction generator,» College of Engineering, Qassim University, AlQassim, Saudi Arabia, 2015.