



**Universidad
Pontificia
Bolivariana**

ESCUELA DE INGENIERÍAS

**Criterios técnicos para la conexión y operación de los
generadores eólicos a gran escala al Sistema Interconectado
Nacional (SIN) de Colombia**

Juan Diego Carroll Montes, I.E.

Universidad Pontificia Bolivariana

Escuela de Ingenierías

Medellín, Colombia

2017

**Criterios técnicos para la conexión y operación de los
generadores eólicos a gran escala al Sistema Interconectado
Nacional (SIN) de Colombia**

Juan Diego Carroll Montes, I.E.

Tesis o trabajo de investigación presentada(o) como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Sistemas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica (TyD)

Director (a):

IE. MsC. Edgar Durán Trujillo

Universidad Pontificia Bolivariana

Escuela de Ingenierías

Medellín, Colombia

2017

Agradecimientos

El autor desea agradecer a todas aquellas personas y entidades que fueron soporte para el desarrollo de este trabajo:

- Al ingeniero Edgar Durán Trujillo, director de esta investigación, por su colaboración, paciencia y apoyo en el desarrollo de la misma.
- Al asesor Pablo Hernán Corredor Avella por su apoyo y aportes en la estructuración y desarrollo de este trabajo.
- A mis profesores de maestría por su formación que fue fundamental para el desarrollo de este trabajo.
- A mi esposa por su apoyo y colaboración durante todo este tiempo en la maestría y en desarrollo de este trabajo.
- A mi madre por su colaboración, apoyo y soporte que me dio durante este tiempo de estudio.
- A todos mis amigos, compañeros y demás que me apoyaron durante la realización de este proyecto.

RESUMEN

Actualmente, en Colombia se vienen desarrollando estudios para generación de energía a partir de fuentes no convencionales como es la eólica y la solar. En la zona norte del país, se han presentado solicitudes de conexión de más de 3000 MW de generación eólica; si bien en Colombia vienen promoviendo estos desarrollos con la Ley 1715 no es suficiente y se requieren criterios técnicos para la conexión y la operación de estas fuentes de generación. En este trabajo se realizó una investigación de los criterios para la conexión y operación de los parques eólicos, para lo cual se realizó un análisis regulatorio y técnico de las disposiciones actuales y las características del sistema eléctrico del país, se realizó un referenciamiento de diferentes códigos de redes internacionales en los cuales ya se han implementado estas tecnologías y se tiene experiencia de incorporación del recurso eólico, a partir de esa experiencia se recomendaron los criterios necesarios para la conexión y operación de los parques eólicos en Colombia. Los Criterios que se plantean son Soportabilidad ante falla, teniendo en cuenta que una planta de generación eólica debe continuar operando frente a variaciones de tensión y frecuencia (de corto y largo plazo); Control de potencia reactiva, es importante que los generadores eólicos tengan la posibilidad de participar en el control de tensión de la red mediante la absorción o entrega de potencia reactiva al sistema, Control de potencia activa y respuesta de frecuencia, se debe asegurar que se pueda controlar la potencia de entrega de la turbina y se debe asegurar un control primario y secundario de frecuencia, otro requisito será el relacionado con las protecciones, identificando el tipo de protecciones que debe tener el parque, asegurando una mínima desconexión y preservando la integridad de equipos y el menor impacto a la red, por último se debe considerar el requerimiento de calidad de potencia que involucra diferentes aspectos como armónicos, fluctuaciones de tensión, variaciones de tensión entre otros. Por último, se verificaron los criterios con varios fabricantes de turbinas eólicas y se realizaron simulaciones que validaron un adecuado comportamiento de los parques eólicos en el sistema colombiano.

Palabras Clave: Pronóstico de viento, Control de frecuencia, Control de potencia activa y reactiva, protecciones, calidad de potencia, parques eólicos a gran escala, sistema eléctrico colombiano.

ABSTRACT

Currently, in Colombia, studies are being developed to generate energy from unconventional sources such as wind and solar. In the north of the country, requests for connection of more than 3000 MW of wind generation have been submitted; although, Colombia are promoting these developments with Law 1715, but this is not enough, technical criteria are required for the connection and operation of these generation sources. In this work, an investigation was made of the criteria for the connection and operation of wind farms, based on a regulatory and technical analysis of the current arrangements and the characteristics of the Colombia's electricity system, an international network code benchmark was made, countries with large scale penetration of wind farms was selected to the benchmark like China, Brazil, United State, Spain and others, from the experience of this countries, the necessary criteria for the connection and operation of the wind farms in Colombia were recommended. The Criteria that are proposed are withstand failure, taking into account that a wind power plant must continue to operate in cases of voltage and frequency variations (short and long term); reactive Power control, it is important that wind generators have the possibility to participate in network voltage control by absorbing or delivering reactive power to the system, active power control and frequency response, to guarantee that the turbine delivery power can be controlled and a primary control must be ensured, and secondary frequency; another requirement is related to the protections, identifying the type of protections that must have the park, ensuring a minimum disconnection and preserving the integrity of equipment and the least impact to the network, finally, the regulation must consider the requirement of power quality that involves different aspects such as harmonics, voltage fluctuations, voltage variations among others. Ultimately, the criteria were verified with several manufacturers of wind turbines and simulations were performed that validated an adequate behavior of the wind farms in the Colombian system.

Keywords: Wind forecast, Frequency control, Active and reactive power control, protections, power quality, large-scale wind farms.

Contenido

1	Introducción	4
1.1	Justificación y beneficios	6
1.2	Preguntas de investigación	6
1.3	Objetivo general y específicos	7
1.3.1	Objetivo general	7
1.3.2	Objetivos específicos	7
1.4	Glosario y Siglas	8
1.5	Aportes y contribuciones.....	10
1.6	Organización de este trabajo	10
2	Descripción del mercado eléctrico Colombiano.....	12
2.1	Mercado Eléctrico Colombiano	12
2.2	Características del sistema eléctrico.....	13
2.3	Pronóstico de la demanda.....	17
2.4	Plan de expansión de la transmisión	17
2.4.1	Obras de incorporación de renovables en La Guajira	19
2.5	Plan de expansión de la generación.....	21
2.6	Cálculo de la ENFICC de las plantas eólicas	22
2.6.1	Plantas Eólicas sin información de vientos	23
2.6.2	Plantas Eólicas con información de vientos	23
2.6.3	Serie de velocidad de viento y estimación de series históricas	25
3	Metodologías del pronóstico del viento	27

3.1	Método Físico	27
3.2	Método Estadístico	28
3.3	Método híbrido	28
3.4	Horizontes de predicción	29
3.5	Pronostico de Viento – Caso Colombiano	34
3.6	Modelo de pronóstico propuesto por la UPME	43
4	Tipos de generadores eólicos (4 tipos del WECC) y tecnologías comúnmente utilizadas para los parques eólicos	45
4.1	Tipo 1: Generador de Inducción convencional (WECC, 2014)	46
4.2	Tipo 2: Generador de Inducción de Rotor Bobinado (WECC, 2014)	48
4.3	Tipo 3: Generador de doble alimentación (CIGRE, 2007)	49
4.4	Tipo 4: Generadores de conversión completa	51
4.4.1	Generador sincrónico tipo <i>Gear-less</i> convertidor completo (CIGRE, 2007)	51
4.4.2	Generador de inducción de jaula de ardilla convencional de convertidor completo (CIGRE, 2007) .	53
4.4.3	Generador de Imán permanente (CIGRE, 2007)	53
5	Análisis de la normatividad actual de IEC	55
5.1	Clases de turbinas eólicas	56
5.1.1	Condiciones del viento en condiciones normales y de turbulencia	57
5.2	Otras condiciones técnicas de las turbinas eólicas	57
5.2.1	Condiciones ambientales normales	57
5.2.2	Temperatura	57
5.2.3	Condiciones del sistema eléctrico de potencia	57
5.3	Análisis de Flicker	58
5.3.1	Operación Continua	59
5.3.2	Operación interrumpida (Switching Operations)	60
5.3.3	Valores de referencia de la norma (IEC TR 61000-3-7:2008, 2008)	61
5.4	Armónicos	62

5.4.1	Límites de corrientes armónicas.....	62
5.5	Modelos dinámicos de las turbinas eólicas	64
5.5.1	Estructura genérica modelos Turbinas eólicas	65
6	Definición de requisitos para la conexión de generadores eólicos	67
6.1	Control Primario de Frecuencia	67
6.2	Rangos de operación en frecuencia	68
6.3	Control de potencia reactiva.....	68
6.4	Control de tensión	68
6.5	Control de potencia activa.....	68
6.6	Tensión de operación en falla (Fault Ride-through Capability)	69
6.7	Calidad de Onda (Voltage Quality).....	70
6.8	Información técnica.....	70
6.9	Protecciones	71
6.10	Despacho.....	71
6.11	Supervisión en Tiempo Real	72
7	Criterios para la conexión de generadores eólicos a gran escala en diferentes países.....	74
7.1	Principales requisitos técnicos por país.....	74
8	Requisitos técnicos aplicables al sistema Colombiano	85
8.1	Descripción de la alternativa analizada	85
8.2	Modelaje de los aerogeneradores	85
8.2.1	Descripción del modelo DFIG	87
8.2.2	Características aerodinámicas de la turbina	87
8.2.3	Control del ángulo del aspa.....	88
8.3	Parámetros del generador eólico	88
8.4	Escenarios analizados.....	92
8.4.1	Escenarios de demanda	92
8.4.2	Despacho alto en Caribe.....	92

8.4.3	Despacho bajo en Caribe	93
8.5	Resultado de simulaciones.....	93
8.5.1	Resultados de flujo de carga en condiciones normales de operación	94
8.5.2	Resultados de estabilidad dinámica	96
8.6	Requisitos técnicos recomendados para el caso colombiano	101
9	Análisis de especificaciones de turbinas eólicas comerciales	103
9.1	Generador Vestas V100-1.8 / 2.0 MW	103
9.1.1	Datos técnicos Generador	106
9.1.2	Datos de condiciones climáticas	107
9.1.3	Control primario de frecuencia	109
9.1.4	Control de tensión y potencia reactiva.....	110
9.1.5	Tensión de operación en falla	112
9.2	Generador Siemens SWT-2.3-120 MW.....	113
9.3	Generador Ming Yang MY 1.5 MW	116
9.4	Generador Suzlon S97/S111 – 2.1 MW.....	119
9.5	Generador GE 1.6/1.7 – 100 MW.....	122
9.6	Generador Gamesa G114 – 2.0 MW	125
10	Trabajos futuros	127
11	Conclusiones y recomendaciones	127
11.1	Solución a las preguntas de investigación	128
11.2	Objetivos alcanzados	129
11.2.1	Objetivo 1	129
11.2.2	Objetivo 2	129
11.2.3	Objetivo 3	130
11.2.4	Objetivo 4	130
11.2.5	Objetivo 5	130
11.2.6	Objetivo 6	130

11.2.7 Objetivo 7.....131

12 Referencias.....133

Lista de Figuras

Figura 2-1. Composición de la generación del SIN en 2015	14
Figura 2-2. Comportamiento de la demanda de energía anual en Colombia – GWh	15
Figura 2-3. Demanda máxima de potencia MW - 2011 a 2015.....	16
Figura 2-4. Diagrama de la alternativa de conexión de las plantas eólicas Fuente: (UPME, 2016).....	20
Figura 2-5. Ubicación de los conjuntos de generación eólica Fuente: (UPME, 2016).....	22
Figura 3-1 Localización de lugares con mayor potencial de energía eólica	35
Figura 3-2 Lugar 6, Aeropuerto Almirante padilla, Guajira.....	36
Figura 3-3 Velocidad Promedio del viento a 80 m, Guajira.....	37
Figura 3-4 Velocidad Promedio del viento a 100 m, Guajira.....	37
Figura 3-5 Velocidad Promedio del viento a 150 m, Guajira.....	38
Figura 3-6 Análisis Local, estaciones Guajira.....	38
Figura 4-1. Tipos de Tecnologías de Aerogeneradores Fuente: (WECC, 2014)	46
Figura 4-2. Generador de Inducción Convencional – Velocidad Constante	47
Figura 4-3. Generador asincrónico de Doble alimentación – Velocidad Variable Fuente: (CIGRE, 2007).....	49
Figura 4-4. Diseño disparo viejo DFAG	50
Figura 4-5. Generador doblemente alimentado con <i>Crow-bar</i> activo	51
Figura 4-6. Generador síncrono <i>Gear-less</i> con convertidor de frecuencia <i>back-to-back</i>	52
Figura 4-7. Generador de imán permanente	54
Figura 5-1 Modelos interface Turbina – parque eólico – Red de conexión Fuente: (IEC 61400-27-1, 2015) .	65
Figura 5-2 Estructura genérica modelo de turbina eólica Fuente: (IEC 61400-27-1, 2015)	65

Figura 6-1. Requerimiento de bajos tensiones y sobretensiones durante y después de una falla en el sistema para una turbina eólica REpower MM – 2 MW.....	69
Figura 7-1. Requisitos técnicos analizados en cada país.....	83
Figura 8-1. Diagrama de la alternativa de conexión de las plantas eólicas Fuente: (UPME, 2016)	85
Figura 8-2. Turbina eólica de velocidad variable con máquina asincrónica de doble alimentación	86
Figura 8-3. Circuito Equivalente DFIG	87
Figura 8-4. Curva de capacidad del generador eólico.....	89
Figura 8-5. Curvas $C_p - \lambda$ para diferentes β	90
Figura 8-6. Modelo electromecánico del aerogenerador DFIG	91
Figura 8-7. Respuesta de la frecuencia ante la salida de 790 MW de Tebsa, demanda mínima, 2022, considerando EDAC.	96
Figura 8-8. Potencia activa del parque eólico ante la salida de 790 MW de Tebsa, demanda mínima, 2022, considerando EDAC.	97
Figura 8-9. Respuesta de la frecuencia ante la salida de 1000 MW del parque eólico, demanda mínima, 2022, considerando EDAC.	98
Figura 8-10. Tensión en barras de 500 KV ante la salida de 1000 MW eólicos, demanda mínima, 2022, considerando EDAC	98
Figura 8-11. P y Q parque eólico - 1300 MW, demanda mínima, año 2022, ante falla trifásica en circuito Copey – Cuestecitas 500 kV	99
Figura 8-12. Comportamiento de la frecuencia, demanda mínima, año 2022, ante falla trifásica en circuito Copey – Cuestecitas 500 kV	99
Figura 8-13. Comportamiento de la frecuencia, demanda mínima, año 2022, 1300 MW eólicos, falla trifásica con alta impedancia en S/E Colectora 500 kV.....	100
Figura 8-14. Comportamiento de la frecuencia, demanda mínima, año 2022, 1300 MW generación convencional, falla trifásica con alta impedancia en S/E Colectora 500 kV.....	101
Figura 9-1 Curva de potencia Generador Vestas V100/1800 -2000 Fuente: (Vestas, 2012-05-28).....	105
Figura 9-2 Curvas C_t Generadores Vestas V100-1.8-2 MW Fuente: (Vestas, 2012-05-28).....	106
Figura 9-3 curva potencia reactiva V100/1.8 MW	111

Figura 9-4 Curva potencia reactiva V100/2.0 MW	111
Figura 9-5 Curva LVRT – Fallas simétricas y Asimétricas	112
Figura 9-6 Configuración de protección de bajo voltaje para fallas simétricas y asimétricas	113
Figura 9-7 Curva de potencia Generador Siemens SWT 2.3-120	115
Figura 9-8 Curva de potencia Generador Ming Yang MY 1.5/77 MW	118
Figura 9-9 Curva de potencia Generador Ming Yang MY 1.5/82 MW	118
Figura 9-10 Curva de potencia Generador Suzlon S97/S111-2.1 MW Fuente: (SUZLON, 2016)	121
Figura 9-11 Curva de potencia Generador GE 1.6 – 100 MW Fuente: (GE Energy, 2012).....	124
Figura 9-12 Curva de potencia Generador GE 1.7 – 100 MW Fuente: (GE Energy, 2012).....	124
Figura 9-13 Curva de potencia Generador Gamesa G114 – 2.0 MW Fuente: (GAMESA, 2015)	126

Lista de Tablas

Tabla 2-1. Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de 2014 y 2015	14
Tabla 2-2. Líneas de transmisión del SIN a diciembre 31 de 2015	16
Tabla 2-3. Agentes del mercado a diciembre 31 de 2015.....	16
Tabla 2-4. Pronóstico de la demanda máxima de potencia [MW]	17
Tabla 2-5. Proyectos de expansión de la transmisión.....	18
Tabla 2-6. Proyectos de generación futuros	21
Tabla 3-1, Métodos de predicción y aplicación.....	29
Tabla 3-2. Relación entre horizonte de predicción y la aplicación de los datos.....	30
Tabla 3-3. Modelos de pronóstico de viento más utilizados en el mundo	30
Tabla 3-4 Algoritmo Metodología modelación del recurso eólico.....	44
Tabla 5-1. Normativa de la IEC relacionada con turbinas eólicas	55
Tabla 5-2. Parámetros básicos para las clases de las turbinas eólicas	56
Tabla 5-3. Niveles mínimos de emisión en MV y HV	61
Tabla 5-4. Límites de distorsión de corriente para sistemas con voltaje entre 120 V y 69 kV.....	63
Tabla 5-5. Límites de distorsión de corriente para sistemas con voltaje entre 69 kV y 161 kV.....	63
Tabla 5-6. Límites de distorsión de corriente para sistemas con voltaje mayores a 161 kV	63
Tabla 7-1. Países del referenciamiento.....	74
Tabla 7-2. Resumen requisitos para la conexión y operación de eólicas en diferentes países	75
Tabla 8-1. Parámetros del generador eólico	88
Tabla 8-2. Parámetros del control del ángulo del aspa.....	89
Tabla 8-3. Parámetros de la turbina.....	90
Tabla 8-4. Despacho de generación alto en Caribe	93

Tabla 8-5. Despacho de generación bajo en Caribe	93
Tabla 8-6. Tensiones en las barras	94
Tabla 8-7. Cargabilidades de líneas	94
Tabla 8-8. Cargabilidad de transformadores	95
Tabla 8-9. Factor de potencia de las plantas eólicas	95
Tabla 8-10. Amortiguamiento y frecuencia de oscilación Falla trifásica en S/E Colectora 500 kV	100
Tabla 8-11. Recomendación final de requisitos técnicos	101
Tabla 9-1 Datos Generador Vestas V90/2000 Fuente: (Vestas, 2012-05-28).....	103
Tabla 9-2 Datos del generador	107
Tabla 9-3 Tabla Parámetros de diseño Vientos extremos	108
Tabla 9-4 Tabla Parámetros de diseño V100-2.0 MW	108
Tabla 9-5 Tabla de operación Temperatura y viento	109
Tabla 9-6 Tabla operación conexión a la Red.....	109
Tabla 9-7 Tabla datos de desconexión (Generador y convertidor)	110
Tabla 9-8 Carga Parcial de la turbina	112
Tabla 9-9 Tiempo de recuperación de potencia	113
Tabla 9-10 Datos Generador Siemens SWT 2.3-120.....	114
Tabla 9-11 Datos Generador Ming Yang MY 1.5 MW Fuente: (Ming Yang, 2016)	116
Tabla 9-12 Datos Generador Suzlon S97/S11 – 2.1 MW Fuente: (SUZLON, 2016)	119
Tabla 9-13 Datos Generador GE 1.6/1.7 – 100 MW Fuente: (GE Energy, 2012)	122
Tabla 9-14 Datos Generador Gamesa G114 – 2.0 MW Fuente: (GAMESA, 2015).....	125

Lista de Anexos

Anexo 1: Modelos Dinámicos de simulación de Turbinas eólicas – según IEC

Anexo 2: Criterios para la conexión de generadores eólicos a gran escala en diferentes países

Anexo 3: Flujo de carga de los parques eólicos conectados al SIN

Anexo 4: Estabilidad dinámica de los parques eólicos conectados al SIN

1 Introducción

Actualmente, en Colombia se vienen implementando sistemas de generación alternos, tales como generación eólica, generación fotovoltaica, generación con Biomasa, entre otros, utilizando fuentes no convencionales de energía. En Colombia, ante la aparición de estos métodos alternativos para generar electricidad se estableció una nueva ley 1715 de 2014 que promueve la Integración de las fuentes no convencionales de energía renovable al Sistema Interconectado Nacional a través de incentivos tributarios, venta de excedentes de la autogeneración y la respuesta de la demanda, entre otros. Dado lo anterior, la UPME ha recibido solicitudes de conexión de parques eólicos y fotovoltaicos en La Guajira, sumando hasta 3100 MW. Por este motivo, se requiere establecer los criterios mínimos para la conexión de los parques principalmente los eólicos al Sistema Interconectado Nacional (SIN), con el fin de no interferir con el buen funcionamiento del sistema; para dar respuesta a esta necesidad, en este trabajo de grado se proponen los criterios mínimos de conexión al STN de los parques eólicos, tales como el control primario de frecuencia, el rango de operación de la misma, el control de potencia reactiva y activa, control de tensión, la tensión de operación en falla (*Fault Ride-Through*) y la calidad de la potencia.

Este documento se compone de 11 capítulos incluyendo la introducción y las conclusiones. En el capítulo 2, se realiza una descripción general del Mercado Eléctrico Colombiano, de su funcionamiento actual y del esperado con la integración de estos parques eólicos, se describen las características del sistema eléctrico y se menciona lo referente al pronóstico de la demanda. En este capítulo se resalta la metodología del cálculo del ENFICC (Energía Firme del Cargo por Confiabilidad) para las plantas eólicas propuesta por la CREG en su Resolución CREG 242 de 2016.

En el capítulo 3, se realiza un análisis del estado del arte de las metodologías para realizar el pronóstico del viento, indicando el método físico, que consiste en datos como la topografía, flujos de viento, superficie del terreno, obstáculos en el terreno, presión atmosférica, humedad relativa, entre otros, el método estadístico, se utiliza cuando no cuenta con la información del sitio, sin datos meteorológicos y es necesario realizar extrapolación con series tiempo (ARIMA, ARMA, SARIMA, entre otros) e híbrido, que es una combinación de los dos anteriores, también se hace una breve descripción de los horizontes de predicción utilizados, y el caso Colombiano que está a cargo del IDEAM con el atlas de vientos. Por último, se indica el modelo de pronóstico propuesto por la UPME.

En el capítulo 4, se realiza una descripción de los modelos genéricos de los aerogeneradores para uso en simulaciones de sistemas de potencia desarrollados por el Consejo Coordinador de Electricidad Occidental (WECC, por sus siglas en inglés).

En el capítulo 5, se describen las normas desarrolladas por la IEC referentes al diseño, a las técnicas de medición del ruido acústico, a la medición de cargas mecánicas y comunicaciones para el monitoreo y control de plantas eólicas.

En el capítulo 6, se describe la importancia de escoger las variables claves para asegurar que la calidad y seguridad de la operación se conserve ante la penetración de grandes bloques de integración de generación eólica, tales como, control primario de frecuencia y rangos de operación en frecuencia, control de potencia reactiva, control de tensión, control de potencia activa, tensión de operación en falla (*Fault ride through capability*), calidad de onda, información técnica de los parques, información de las protecciones a utilizar, información del despacho y supervisión en tiempo real.

En el capítulo 7, se presenta un referenciamiento de diferentes países en cuanto se refiere a los requerimientos técnicos para los parques eólicos, se resaltan los rangos de operación en frecuencia, el control de potencia reactiva, el control de tensión y de potencia activa y la tensión de operación en falla (VRT por sus siglas en inglés). Los países escogidos han tenido diferentes desarrollos y penetración de la energía eólica y en algunos casos los códigos de conexión se han ido ajustando y modificando en la medida que hay mayor participación de la tecnología junto con desarrollo y avance de la misma.

En el capítulo 8, se realiza la verificación de los criterios seleccionados, en el Sistema Interconectado Nacional, realizando simulaciones para verificar la aplicabilidad y su coherencia de acuerdo a las obras indicadas en el plan de expansión.

En el capítulo 9, se describen los principales fabricantes de generadores eólicos, que cumplen con los requisitos exigidos para el caso Colombiano.

De acuerdo con lo anterior, en este trabajo se proponen unos criterios mínimos de conexión que se deben implementar y solicitar a cada agente que solicite la conexión al STN de parques eólicos a gran escala.

1.1 Justificación y beneficios

Actualmente, en la UPME existen solicitudes de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de proyectos de generación eólica en La Guajira, cuya capacidad total asciende a 3100 MW, estas solicitudes están siendo analizadas y requieren ser conceptuadas por la UPME. Por tal razón es apremiante la necesidad de conocer las recomendaciones regulatorias y técnicas que se deben tener en cuenta para la incorporación de grandes bloques de energía eólica al sistema, para lo cual se realizará un análisis regulatorio y técnico de las disposiciones actuales y las características del sistema eléctrico del país; además, se deberán revisar distintos códigos de conexión internacionales en los cuales ya se haya implementado estas tecnologías y se tiene experiencia de incorporación del recurso eólico.(UPME, 2015b) (UPME, 2015c)

De acuerdo con la presentación del plan de expansión de transmisión que aplicara para Colombia en los años 2015-2029 (UPME, 2015c) se plantean señales para ser consideradas dentro del Código de Conexión, la UPME indica que se deben definir los requisitos, después realizar un análisis de esos requisitos en el sistema eléctrico Colombiano y realizar un referenciamiento (mapeo) de los códigos de red de otros países. Los requisitos que plantea la UPME son Soportabilidad ante falla, teniendo en cuenta que una planta de generación eólica debe continuar operando frente a variaciones de tensión y frecuencia (de corto y largo plazo), control de potencia reactiva, es importante que los generadores eólicos tengan la posibilidad de participar en el control de tensión de la red mediante la absorción o entrega de potencia reactiva al sistema, control de potencia activa y respuesta de frecuencia, se debe asegurar que se pueda controlar la potencia de entrega de la turbina y se debe asegurar un control primario y secundario de frecuencia, otro requisito será el relacionado con las protecciones, identificando el tipo de protecciones que debe tener el parque, asegurando una mínima desconexión y preservando la integridad de equipos y el menor impacto a la red, por último se debe considerar el requerimiento de calidad de potencia que involucra diferentes aspectos como armónicos, fluctuaciones de tensión, variaciones de tensión entre otros.

Dado lo anterior, el proyecto propuesto está enmarcado en los estudios y requerimientos del sistema colombiano que la UPME manifiesta como necesarios para la incorporación de proyectos de generación eólicos a gran escala.

1.2 Preguntas de investigación

A partir de la problemática identificada en el punto anterior, surgen las siguientes preguntas que se solucionaran en el presente trabajo:

- ¿Cuáles son las tecnologías de los generadores eólicos?

- ¿Cuáles son los requisitos técnicos para la conexión de Generación Eólica en el mundo?
- ¿Cuáles métodos de pronóstico de vientos existen en el mundo?
- De los requisitos técnicos identificados a nivel mundial, cuáles de ellos se pueden exigir o aplicar en Colombia.

Para dar solución a las preguntas de investigación expuestas es necesario establecer objetivos generales y específicos. Estos se presentan en la siguiente sección.

1.3 Objetivo general y específicos

1.3.1 Objetivo general

Determinar los requisitos técnicos para la conexión y operación de los generadores eólicos a gran escala al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia.

1.3.2 Objetivos específicos

1. Describir del mercado eléctrico colombiano enfocado principalmente a la generación eólica de gran escala.
2. Realizar un estado del arte de las metodologías para el pronóstico del viento.
3. Realizar un estado del arte de los tipos de generadores eólicos (4 tipos del WECC) y tecnologías comúnmente utilizadas para los parques eólicos.
4. Realizar un estado del arte de los criterios para la conexión de generadores eólicos a gran escala en diferentes países (Alemania, España, Dinamarca, Reino Unido, China, Japón, Australia, EEUU, México, Panamá, Argentina, Brasil, Chile y Uruguay)
5. Análisis de la normatividad actual de IEC en relación con la calidad de la potencia y armónicos (IEC 61400-21) y los modelos dinámicos de las turbinas eólicas (IEC 61400-27).
6. Definir los requisitos técnicos aplicables a sistema Colombiano en relación con el control primario de frecuencia, rangos de operación en frecuencia, control de potencia activa y reactiva, control de tensión, tensión de operación en falla, armónicos, protecciones, reporte de información técnica e información para el despacho.
7. Análisis de las especificaciones de las turbinas eólicas comerciales con el fin de verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos propuestas para Colombia y otras especificaciones como son la temperatura máxima de operación de las turbinas eólicas y los límites de velocidad de viento.

1.4 Glosario y Siglas

- **Aerogenerador:** es un generador eléctrico movido por una turbina accionada por el viento (turbina eólica).
- **Armónicos:** son tensiones o corrientes sinusoidales que poseen frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia a la cual el sistema de alimentación está diseñado para operar. Las formas de onda distorsionadas pueden ser descompuestas en una suma de la señal de frecuencia fundamental y las armónicas. La distorsión armónica se origina debido a las características no lineales de los equipos y cargas de un sistema de potencia.
- **Bolsa de Energía:** Sistema de información, manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, sometido a las reglas del Mercado Mayorista, en donde los generadores y comercializadores ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores.
- **Calidad de Onda (Voltage Quality):** La inyección de energía eólica en una red afecta a la calidad de la tensión. La evaluación de la calidad de tensión de los parques eólicos se basa en los conceptos cambios rápidos de tensión, la tensión de Flicker o perturbaciones de baja frecuencia y los armónicos o perturbaciones de corriente o tensión periódicos.
- **Control de potencia activa:** tiene el objeto de garantizar una frecuencia estable en el sistema, evitar la sobrecarga de las líneas de transmisión, asegurar el cumplimiento con los estándares de calidad de energía y evitar grandes saltos de tensión y corrientes in-rush durante el arranque y parada de las turbinas eólicas.
- **Control Primario de Frecuencia:** se considera como la respuesta a las desviaciones de frecuencia del sistema en la cual sólo interviene el regulador de velocidad de la máquina, que actúa continuamente corrigiendo las desviaciones dentro de límites preestablecidos en la generación y la demanda
- **Control de potencia reactiva:** es un control local de tensión. Las turbinas eólicas deben ser capaces de controlar la potencia reactiva en un amplio rango. Muchos códigos de red requieren este control en un rango hasta un factor de potencia de 0.9, lo que significa que la potencia reactiva (capacitiva e inductiva) es el 50% de la potencia nominal.

- **Control de tensión:** se utilizan con el fin de mantener la tensión dentro de los límites requeridos y evitar problemas de estabilidad de tensión.
- **Criterios de conexión:** es un conjunto de requerimientos que se deben tener en cuenta para la conexión de sistemas eléctricos a una red eléctrica.
- **Despacho Central:** Proceso de planeación, programación, supervisión y control de la operación integrada del SIN, a cargo del CND en coordinación con los CRDs y las empresas, que se realiza siguiendo los criterios y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación, el Código de Redes y los acuerdos del CNO.
- **Despacho económico:** es el proceso por el cual diariamente se encuentra el programa horario de generación para cada uno de los recursos del Sistema, que permite atender la demanda, cumpliendo con criterios de seguridad, confiabilidad, calidad y economía, de acuerdo a lo establecido en la reglamentación vigente.
- **Energía eólica:** es la energía obtenida a partir del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es convertida en otras formas útiles de energía para las actividades humanas.
- **Energía renovable:** es la energía que utiliza los recursos inagotables de la naturaleza, como la biomasa, las radiaciones solares o el viento.
- **Frecuencia:** es una magnitud que mide el número de repeticiones por unidad de tiempo de cualquier fenómeno o suceso periódico.
- **Mercado Mayorista:** Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables.
- **Parque eólico:** es una agrupación de aerogeneradores que transforman la energía eólica en energía eléctrica. Los parques eólicos se pueden situar en tierra o en el mar (ultramar), siendo los primeros los más habituales, aunque los parques offshore han experimentado un crecimiento importante en Europa en los últimos años.
- **Potencia Activa:** Es la potencia capaz de transformar la energía eléctrica en trabajo. Los diferentes dispositivos eléctricos existentes convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como: mecánica, lumínica, térmica, química, etc. Esta potencia es, por lo tanto, la realmente

consumida por los circuitos y, en consecuencia, cuando se habla de demanda eléctrica, es esta potencia la que se utiliza para determinar dicha demanda.

- **Potencia reactiva:** (o energía reactiva) no es una potencia (energía) realmente consumida en la instalación, ya que no produce trabajo útil debido a que su valor medio es nulo. Aparece en una instalación eléctrica en la que existen bobinas o condensadores, y es necesaria para crear campos magnéticos y eléctricos en dichos componentes. Se representa por Q y se mide en voltiamperios reactivos (var).
- **Protecciones:** Las protecciones mínimas con las que deben contar los parques eólicos encaminadas a la seguridad del sistema son de sobretensión y bajo tensión, sobre frecuencia y baja frecuencia.
- **Sistema Interconectado Nacional (SIN):** Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, conforme a lo definido en la Ley 143 de 1994.
- **Sistema de Transmisión Nacional (STN):** Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

1.5 Aportes y contribuciones

En este trabajo de investigación se realizarán los siguientes aportes en el tema criterios técnicos de conexión de parques eólicos:

- Aportar en los requerimientos y requisitos que la UPME manifiesta son necesarios para la conexión y operación de plantas eólicas en Colombia.
- Se da señales de cuáles son los requisitos que se deben aplicar en Colombia para la conexión de las plantas eólicas.
- Se da señales de la importancia de desarrollar un modelo de pronóstico de la serie de vientos dado el alto potencial de generación eólica.

1.6 Organización de este trabajo

En el Capítulo 2 se realiza una descripción del funcionamiento del mercado eléctrico Colombiano. En el Capítulo 3 se muestran las metodologías utilizadas para realizar pronósticos de viento y se describe lo que

tiene planteado en para el caso Colombiano. En el Capítulo 4 se realiza una descripción de las tecnologías y los tipos de generadores avalados por el CIGRE y la IEC. En el Capítulo 5 muestra las normas aplicables de la IEC. En el Capítulo 6 se describen los principales requisitos para solicitar la conexión de parques eólicos a una red. En el Capítulo 7 se muestra un estado del arte de los países más influyentes en generación eólica en el mundo. En el Capítulo 8 se verifican los criterios mínimos exigidos para el caso Colombiano y en el Capítulo 9 se describen algunas de las turbinas comerciales que cumplen con los criterios técnicos definidos para el caso Colombiano.

2 Descripción del mercado eléctrico Colombiano

2.1 Mercado Eléctrico Colombiano

En el año 1994 se realizó la restructuración del sector eléctrico colombiano con la promulgación de las leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley Eléctrica) de ese mismo año; las cuales definieron el marco regulatorio para establecer las condiciones que permitieran que su desarrollo estuviese determinado bajo la sana competencia. Estas leyes crearon el Mercado de Energía Mayorista (MEM). La reglamentación de este mercado fue desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG (INTERCOLOMBIA, 2016). En el MEM se desarrollan las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.

Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores en el MEM, se efectúan bajo dos modalidades (UPME, 2004):

- Mediante la suscripción de contratos financieros bilaterales de compra y venta de energía, cuyos precios y magnitud son establecidos libremente entre compradores y vendedores.
- Por medio de transacciones directas en la Bolsa de Energía, en la cual los precios se determinan mediante la oferta de precios de los generadores, tal que los intercambios comerciales son definidos en el contexto de un mercado 'spot' con resolución horaria.

Los principales agentes que participan en el MEM son los agentes generadores y los agentes comercializadores, los agentes que participan en forma pasiva son los transportadores que se clasifican en transmisores y distribuidores (UPME, 2004).

Los agentes generadores con capacidad mayor de 20 MW y generación diferente a filo de agua sometidos al despacho central, presentan todos los días sus ofertas de precio a la Bolsa de Energía y la declaración de disponibilidad, para cada uno de sus recursos de generación, con los cuales el Centro nacional de Despacho (CND) elabora el Despacho Económico para las 24 horas del día siguiente (UPME, 2004). Los generadores reciben un ingreso adicional proveniente del Cargo por Confiabilidad, cuyo pago depende de la Obligaciones de Energía Firme que tenga cada generador y de su generación real.

Los generadores con capacidad menor a 20 MW o no despachados centralmente pueden comercializar su energía generada, así (UPME, 2004):

- a) Vender la energía generada a un comercializador que atiende mercado regulado.
- b) Participar en las convocatorias públicas que abran los comercializadores para atender el mercado regulado.
- c) Venderla a precios pactados libremente, a los generadores, o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados.

Los comercializadores son aquellos agentes que básicamente prestan un servicio de intermediación, entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen electricidad.

Los usuarios se definen como (UPME, 2004):

- Los usuarios no regulados son aquellos con una demanda de potencia superior a los 100 KW o su equivalente en consumo de energía de 55 MWh/mes. Estos usuarios pueden establecer con el comercializador de energía un contrato bilateral y los precios de venta y cantidades de energía son libres y acordados entre las partes.
- Los usuarios regulados son aquellos usuarios que no cumplen las condiciones para ser catalogados como usuarios no regulados, están sujetos a un contrato de condiciones uniformes y las tarifas son reguladas por la CREG mediante una fórmula tarifaria general.

2.2 Características del sistema eléctrico

El sistema eléctrico colombiano está conformado principalmente por generación hidráulica y térmica, en los últimos años se ha venido promoviendo la incorporación de generación a partir de fuentes no convencionales de energía como es el caso de la energía solar y eólica.

El comportamiento y el desarrollo del sistema eléctrico colombiano y principalmente de parque generador depende principalmente del clima, del plan de expansión de generación el cual es indicativo, de los precios de los combustibles, de la economía, la política, la regulación y el orden público.

En el año 2015, el 63.8% de la generación provino de la generación hidráulica, el 31% lo aportaron las plantas térmicas y el 5,2% restantes fue generado por las plantas menores y cogeneradores (ver Figura 2-1). La generación anual de energía eléctrica en Colombia fue de 66548,5 GWh, 3.5% por encima de la registrada en 2014 para este mismo período (64327,9 GWh). Este crecimiento está asociado principalmente con el aumento en la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN DEL SIN EN 2015

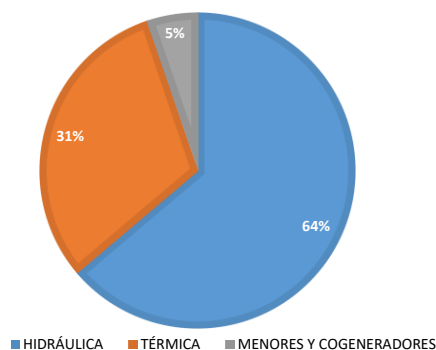


Figura 2-1. Composición de la generación del SIN en 2015

Fuente: (XM, 2015).

La capacidad efectiva neta del SIN al finalizar el 2015 fue 16420 MW (ver Tabla 2-1). Respecto a la capacidad del año 2014 se observa un crecimiento de 931 MW correspondiente al 6%. Este aumento corresponde a la entrada en operación de las centrales hidroeléctricas El Quimbo 396 MW, Carlos Lleras 78 MW, Cucuana 58 MW, San Miguel 44 MW, Bajo Tuluá 19,9 MW y Providencia 4,9 MW y las centrales térmicas Gecelca 3 164 MW y Tasajero 2 160 MW y a la actualización en térmicas de los combustibles principales que respaldan las obligaciones de energía firme para la vigencia diciembre 1 de 2015 a noviembre 30 de 2016 para el cargo por confiabilidad.

Tabla 2-1. Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de 2014 y 2015

Recurso	2014 (MW)	2015 (MW)	Participación (%)
Hidráulicos	10315,00	10892,00	66,60%
Térmicos	4402,00	4743,00	28,42%
Gas	1757,00	1548,00	
Carbón	1003,00	1339,00	
Fuel - Oil	--	--	
Combustóleo	297,00	299,00	
ACPM	1023,00	1247,00	
Jet1	46,00	46,00	
Gas-Jet A1	276,00	264,00	
Menores	694,65	698,42	4,48%
Hidráulicos	584,88	608,55	
Térmicos	91,35	71,45	
Eólica	18,42	18,42	
Cogeneradores	77,30	86,60	0,50%
Total SIN	15489,00	16420,00	100,00%

Fuente: (XM, 2015).

La demanda de energía en Colombia en el año 2015 se vio impactada por las altas temperaturas presentadas en el tercer y cuarto trimestre ocasionada por el fenómeno de El Niño, aspecto que se observa en el comportamiento dado en el tercer y cuarto trimestre en las regiones cálidas del país, el cual se refleja en el crecimiento obtenido en el año del consumo de energía eléctrica del mercado regulado que alcanzó un 5.5%, en tanto el mercado no regulado solo creció el 1,7%. La demanda de energía eléctrica creció el 4,2%, con un consumo de 66174 GWh (Figura 2-2).

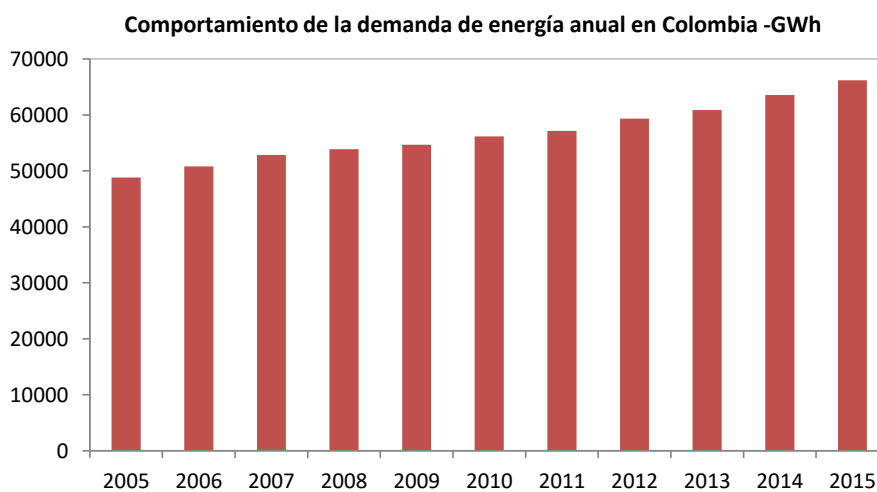


Figura 2-2. Comportamiento de la demanda de energía anual en Colombia – GWh

Fuente: (XM, 2015).

En 2015 la demanda máxima de potencia se presentó el día miércoles 2 de diciembre en el período 19, con un valor máximo de potencia de 10095 MW y un crecimiento del 7,3% con respecto a 2014 (ver Figura 2-3). Mientras que la demanda mínima se presentó el 1 de enero en el período 7 con una demanda de potencia de 4508 MW, con un crecimiento del 5,7% con relación al 2014 que fue de 4264 MW (XM, 2015).

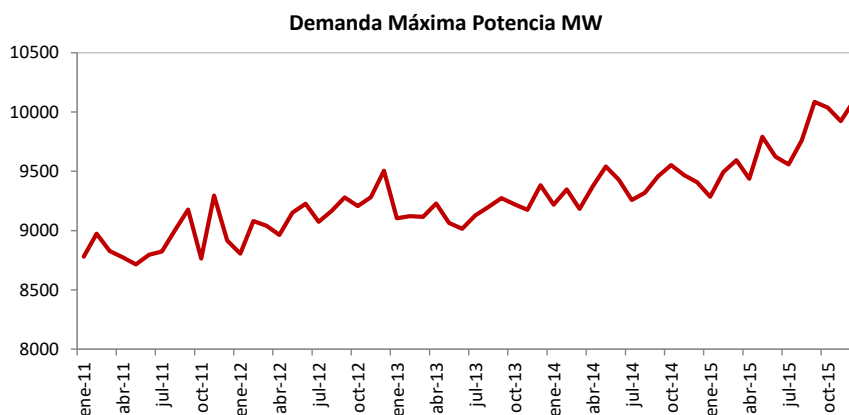


Figura 2-3. Demanda máxima de potencia MW - 2011 a 2015

Fuente: (XM, 2015).

En relación con la transmisión de energía, el Sistema Interconectado Nacional tiene un total de 24989 km de líneas de transmisión de diferentes niveles de tensión como se puede apreciar en la Tabla 2-2 (XM, 2015).

Tabla 2-2. Líneas de transmisión del SIN a diciembre 31 de 2015

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 - 115 kV	10346,6
Transmisión 138 kV	15,5
Transmisión 220 - 230 kV	12137,2
Transmisión 500 kV	2489,5
TOTAL SIN	24988,7

Fuente: (XM, 2015).

El Mercado de Energía Mayorista cuenta con diferentes participantes como son Generadores, Transmisores, Operadores de Red y Comercializadores, en la Tabla 2-3 se muestra la cantidad de agentes del mercado que se encontraban registrados en el mercado a diciembre 31 de 2015 (XM, 2015).

Tabla 2-3. Agentes del mercado a diciembre 31 de 2015

Actividad	Registrados	Transando
Generadores	62	47
Transmisores	12	10*
Operadores de red	31	29*
Comercializadores	96	68
Fronteras usuarios regulados	8957	
Fronteras usuarios no regulados	5461	

Actividad	Registrados	Transando
Fronteras de alumbrado público	372	

(*) Corresponde a los agentes a los que se les liquida Cargos por Uso STN, STR y ADD

Fuente: (XM, 2015).

2.3 Pronóstico de la demanda

Para los análisis que se realizarían en este trabajo, se utilizó el escenario medio de crecimiento del pronóstico de la UPME, publicado en el documento “Proyección de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia Revisión octubre de 2016” (UPME, 2016). En la Tabla 2-4 se muestra el pronóstico de potencia el cual incluye la demanda de los grandes consumidores especiales y Panamá.

Tabla 2-4. Pronóstico de la demanda máxima de potencia [MW]

Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	10,321	10,714	10,030
2017	10,613	11,015	10,227
2018	11,136	11,545	10,743
2019	11,390	11,805	10,990
2020	11,621	12,045	11,214
2021	11,798	12,230	11,382
2022	11,962	12,403	11,538
2023	12,119	12,568	11,688
2024	12,303	12,760	11,862
2025	12,508	12,975	12,058
2026	12,722	13,199	12,263
2027	12,949	13,435	12,480
2028	13,185	13,682	12,706
2029	13,430	13,937	12,941
2030	13,689	14,207	13,189

Fuente: (UPME, 2016)

2.4 Plan de expansión de la transmisión

Se consideraron los proyectos de expansión de transmisión y generación publicados en el último Plan de Expansión 2015 – 2029 de la UPME (UPME, 2016) y en la resolución del Ministerio de Minas y Energía No. 40095 de febrero de 2016 (Ministerio de Minas y Energía, 2016), por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2015 – 2029. Adicionalmente, se consideraron los proyectos que ya estaban aprobados en los planes de expansión anteriores.

Tabla 2-5. Proyectos de expansión de la transmisión

Proyecto	Descripción	FEO
Conectividad Subestación Valledupar al sistema de transmisión nacional	Conectividad Subestación Valledupar al sistema de transmisión nacional / sistema de transmisión regional mediante transformador 220/110 kV – 100 MVA	Noviembre 2016
Conectividad de la subestación Río Córdoba al sistema de transmisión nacional	Conectividad de la subestación Río Córdoba al sistema de transmisión nacional / sistema de transmisión regional mediante dos transformadores 220/110 kV – 100 MVA	Noviembre 2016
Reconfiguración enlace San Marcos – Virginia 230 kV	Reconfiguración enlace San Marcos – Virginia 230 kV en San Marcos – Cartago 230 kV y Cartago – Virginia 230 kV	Noviembre 2016
Segundo Transformador Nueva Barranquilla	Segundo Transformador Nueva Barranquilla	2016
Bello - Ancón - Guayabal 230 kV	Nueva subestación Guayabal 230 kV y línea a 230 kV en circuito sencillo de 28 km aproximadamente (según documento de XM “Tabla de restricciones 01-2015 y según Resolución 9_1159_2013)	Noviembre de 2016
Segundo Transformador Bucaramanga	Segundo Transformador Bucaramanga	2017
Ampliación en 11.5 km de los circuitos Guavio – Reforma 230 kV y Guavio – Tunal 230 kV	Ampliación en 11.5 km de los circuitos Guavio – Reforma 230 kV y Guavio – Tunal 230 kV (según la Resolución 4 0029 del 9 de enero de 2015)	Noviembre 2017
Nueva Subestación Palenque 230 kV	Nueva subestación Palenque 230 kV, con dos transformadores 230/115 kV – 150 MVA, conectada mediante la reconfiguración de aproximadamente 15 km del doble circuito Sogamoso – Guatiguará 230 kV, en Sogamoso - Palenque 230 kV y el doble circuito Palenque – Guatiguará 230 kV	Noviembre 2017.
Reconfiguración de la línea Esmeralda – San Felipe 230 kV	Reconfiguración de la línea Esmeralda – San Felipe 230 kV, quedando Esmeralda – La Enea 230 kV y Enea – San Felipe 230 kV	Noviembre 2017
Tercer Transformador en El Bosque	Tercer Transformador en El Bosque	2018
Nueva Subestación San Antonio 230/115 kV	Nueva Subestación San Antonio 230/115 kV – 300 MVA (dos transformadores 230/115 kV de 150 MVA C/U) más dos líneas San Antonio – Sochagota 230 kV de aproximadamente 28 kilómetros	Junio 2018
Cambio de Nivel de tensión de la línea Esmeralda – La Hermosa 115 kV	Cambio de Nivel de tensión de la línea Esmeralda – La Hermosa 115 kV (aislada a 230 kV), quedando la línea Esmeralda – La Hermosa 230 kV	Noviembre 2018
Reconfiguración subestación Barranca 230 kV	Reconfiguración subestación Barranca 230 kV a interruptor y medio e instalación del tercer y cuarto transformador 230/115 kV – 90 MVA	Noviembre 2019
Segundo circuito Fundación – Copey 230 kV	Segundo circuito Fundación – Copey 230 kV	Noviembre 2019
Aumento de la capacidad de transformación en Cuestecitas	Aumento de la capacidad de transformación en Cuestecitas, mediante la ampliación del actual transformador 220/110 kV de 60 MVA a 100 MVA (es decir 40 MVA adicionales) e instalación de tercer transformador 220/110 kV – 100 MVA (bahías de conexión en el STN y STR y equipos de transformación) (Según Resolución Número 4 0029 del 9 de enero 2015-Adopción_Plan y Según la resolución 4 0029 del 9-01-2015)	Noviembre 2019
Nueva subestación en 500 kV	Nueva subestación en 500 kV con transformación 500/220 kV – 450 MVA en Cuestecitas más enlace en 500 kV, Copey – Cuestecitas	Noviembre 2019

Proyecto	Descripción	FEO
Nueva subestación San Juan 220 kV	Nueva subestación San Juan 220 kV, reconfigurando el enlace Valledupar – Cuestecitas 220 kV en Valledupar – San Juan 220 kV y San Juan Cuestecitas 220 kV e instalación de un transformador 220/110 kV de 100 MVA	Agosto 2020
Nueva subestación El Río 220 kV	Nueva subestación El Río 220 kV, mediante un nuevo corredor Tebsa – El Río – Termoflores en 220 kV y doble transformación 220/110 kV de 150 MVA en El Río.	Noviembre 2020
Nueva línea 500 kV	Nuevo corredor Sabanalarga – Bolívar 500 kV (65 km aprox.) y segundo transformador 500/220 kV 450 MVA en Bolívar.	Noviembre 2020
Nueva subestación Toluviejo 220 kV	Nuevo corredor Chinú – Toluviejo – Bolívar 220 kV, con una nueva subestación Toluviejo 220 kV, transformación 220/110 kV 2 x 150 MVA y un nuevo enlace 110 kV Nueva Montería – Río Sinú	Noviembre 2020
Nueva subestación Nuevo Siete (Chocó) 230 kV	Nueva subestación Nuevo Siete (Chocó) 230 kV (nuevo punto de conexión en 230 kV), mediante la reconfiguración del enlace Ancón Sur – Esmeralda 230 kV en Ancón Sur – Nuevo Siete (Chocó) 230 kV y Nuevo Siete (Chocó) – Esmeralda 230 kV.	Noviembre 2020
Nueva subestación San Lorenzo 230 kV	Nuevo punto de conexión en San Lorenzo 230 kV, mediante la reconfiguración de los enlaces San Carlos – Esmeralda 230 kV en San Carlos – San Lorenzo 230 kV y San Lorenzo – Esmeralda 230 kV	Noviembre 2020

Fuente: (UPME, 2016)

2.4.1 Obras de incorporación de renovables en La Guajira

Para la incorporación de las plantas eólicas en La Guajira, el Plan de Expansión 2015 – 2029 de la UPME adoptó las siguientes obras, las cuales tienen fecha de entrada en operación en noviembre 30 de 2022 (ver Figura 2-4).

- 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 y Colectora 2.
- Segundo circuito en AC Copey – Cuestecitas 500 kV

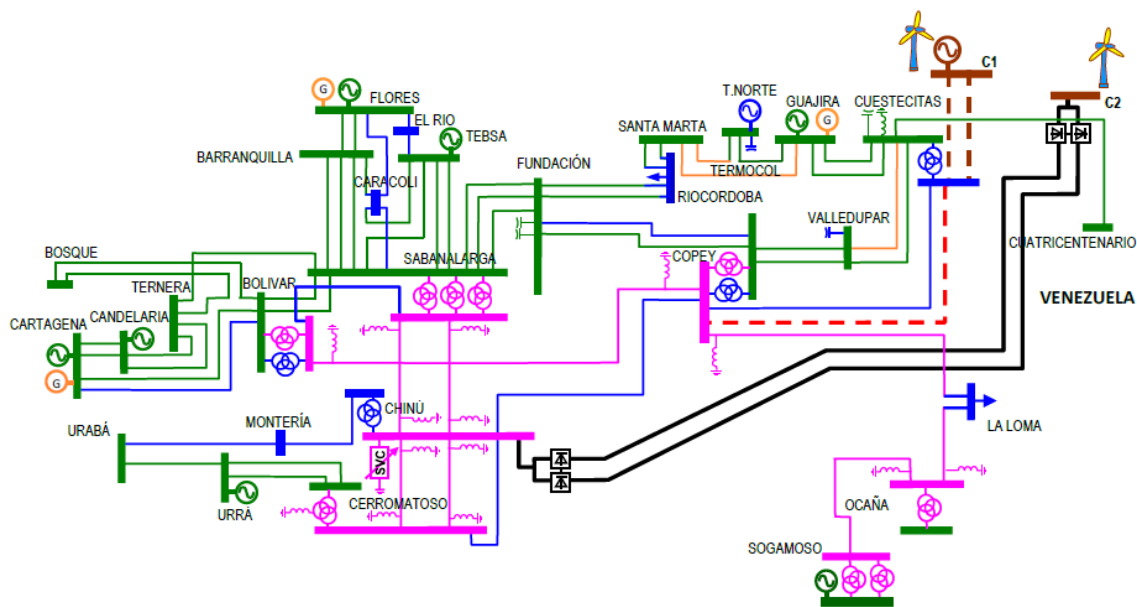


Figura 2-4. Diagrama de la alternativa de conexión de las plantas eólicas
Fuente: (UPME, 2016)

Los análisis de la UPME muestran que la alternativa descrita tiene una capacidad posible de 3500 MW los cuales se pueden instalar hasta 1500 MW en la Colectora 1 y 3000 MW en la Colectora 2 (UPME, 2016). Sin embargo, se debe aclarar que de acuerdo con la capacidad posible de 3500 MW, la capacidad de la Colectora 2 debería ser de 2000 MW y no 3000 MW como lo indica la UPME.

En la resolución No. 40629 de 2016 (28 de junio de 2016) del Ministerio de Minas se modifican las obras descritas en los párrafos anteriores para la incorporación de renovables en La Guajira así:

- Una Subestación Colectora 1 AC a 500 kV.
- Colectora 1 Interconectada mediante dos circuitos a Cuestecitas 500 kV.
- Nuevo circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV.

Fecha de entrada obra de transmisión: noviembre 30 de 2022.

- Segundo transformador Ocaña 500/230 kV -360 MVA.

Fecha de entrada obra de transmisión: junio 30 de 2020.

Dado lo anterior, sólo se considera la Colectora 1 y se descarta la conexión en HVDC, por lo cual los análisis que se realizarán en el presente trabajo considerarán una penetración de máximo 1300 MW de generación eólica en La Guajira.

2.5 Plan de expansión de la generación

A diferencia del Plan de Expansión de la Transmisión que es de obligatorio cumplimiento, el Plan de expansión de generación presentado por la UPME es de carácter indicativo, por lo cual la UPME realiza estudios de potencial de generación y basado en las solicitudes de conexión de nuevas plantas realiza los diferentes escenarios de expansión de generación.

En la Tabla 2-6 presenta el listado de proyectos de generación futuros con Obligación de Energía Firme (OEF) indicando su capacidad y fecha de entrada, estos proyectos tienen una garantía de entrada en operación por tener OEF.

Tabla 2-6. Proyectos de generación futuros

Proyecto	Recurso	Capacidad [MW]	FEOC
Termonorte	Líquidos	88	Diciembre – 2017
Porvenir II	Hidráulico	352	Noviembre – 2018
Ituango primera etapa	Hidráulico	300	Noviembre – 2018
Ituango segunda etapa	Hidráulico	600	Febrero – 2019
Ituango tercera etapa	Hidráulico	900	Mayo – 2019
Ituango cuarta etapa	Hidráulico	1200	Agosto – 2019

Fuente: (UPME, 2016)

En respuesta a la señal dada por la Unidad en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2014 – 2028; durante el transcurso del 2015, la UPME recibió la información mínima necesaria para los análisis de los proyectos eólicos; llegando a una capacidad agregada de hasta 3131 MW, de la siguiente manera (UPME, 2016):

- En septiembre 6 de 2015, el promotor ENEL presentó el estudio de conexión solicitando una conexión de capacidad de 1350 MW en el área de la Guajira.
- En octubre 7 de 2015, el promotor Empresas Públicas de Medellín presentó el estudio de conexión solicitando una conexión de capacidad de 800 MW en el área de la Guajira.
- En julio 17 de 2015, el promotor JEMEIWAA KA'I presentó el estudio de conexión solicitando una conexión de capacidad de 549 MW en el área de la Guajira.

- En junio 5 de 2015, el promotor ISAGEN presentó el estudio de conexión solicitando una conexión de capacidad de 376 MW en el área de la Guajira.
- En mayo 5 de 2015, el promotor ISAGEN presentó el estudio de conexión solicitando una conexión de capacidad de 32 MW en el área de la Guajira.

En la Figura 2-5 se muestra la ubicación de las plantas eólicas en La Guajira.

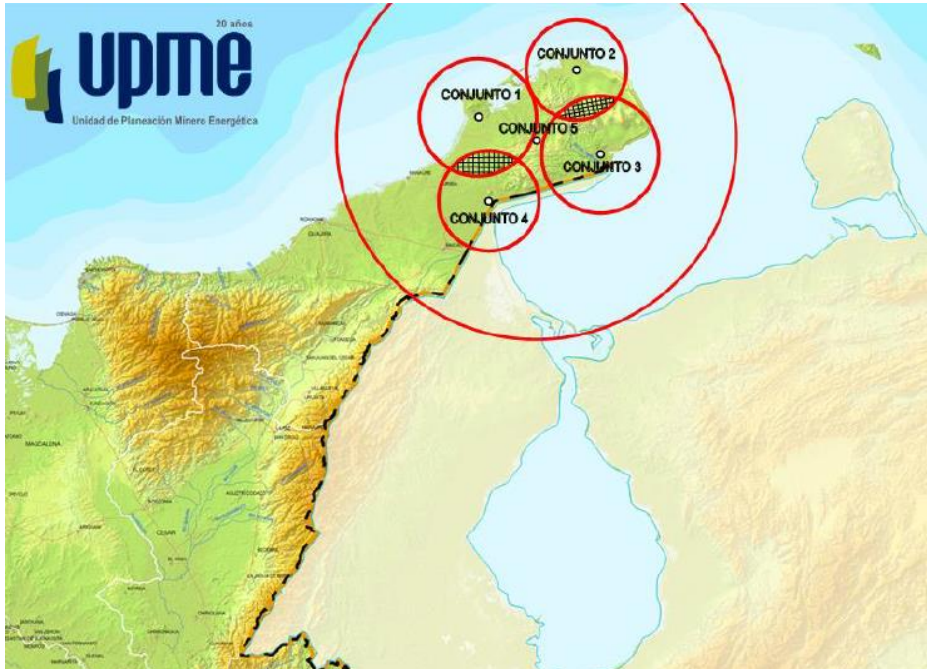


Figura 2-5. Ubicación de los conjuntos de generación eólica
Fuente: (UPME, 2016)

2.6 Cálculo de la ENFICC de las plantas eólicas

La metodología de cálculo de la energía firme de plantas eólicas se encuentra en las Resoluciones CREG 148 de 2011 y 061 de 2015, la CREG ha encontrado conveniente derogar dichas normas para expedir una sola norma que contenga los diferentes ajustes analizados.

Por lo anterior, la CREG en su Resolución 242 de 2016 “...ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas” (CREG, 2016)

El procedimiento establecido para determinar la energía firme de las plantas eólica, es:

2.6.1 Plantas Eólicas sin información de vientos

Para el cálculo de la ENFICC de Plantas Eólicas que tengan información mensual de las velocidades medias del viento inferior a diez (10) años, se aplicará la siguiente fórmula:

$$Enficc\ Base \left(\frac{kWh}{día} \right) = 24 \times 1000 \times 0.060 \times CEN$$

donde:

CEN: Capacidad Efectiva Neta (MW)

Corresponderá a aquella generación que es capaz de entregar la planta en la condición del 100% de probabilidad de ser superada, PSS.

$$Enficc\ 95\% \text{ PSS} \left(\frac{kWh}{día} \right) = 24 \times 1000 \times 0.073 \times CEN$$

donde:

CEN: Capacidad Efectiva Neta (MW)

Corresponderá a aquella generación que es capaz de entregar la planta en la condición del 95% PSS de la curva de distribución de probabilidades. El valor que se asigne corresponderá a la energía calculada para el período más próximo a la condición del 95% PSS.

2.6.2 Plantas Eólicas con información de vientos

Para el cálculo de la ENFICC de Plantas Eólicas que tengan información de velocidades de viento, se deberá contar con la siguiente información:

- Contar con una serie histórica igual o mayor a diez (10) años
- Mediciones en el sitio de la planta.
- Los datos de la serie de velocidades de viento deberán tener registros de cada diez minutos.

Para calcular la ENFICC de las plantas eólicas con información de vientos, se seguirá la siguiente metodología:

2.6.2.1 Función de conversión

Para la definición de la función de conversión, permite obtener energías netas mensuales a partir de velocidades de viento promedio mensuales, se deberá contar con:

- i. Medidas en sitio de velocidad diezminutales, dirección de viento y temperatura para un período mínimo de 12 meses continuos.
- ii. Información de la ubicación de cada aerogenerador.
- iii. Información de otras plantas ubicadas en un radio menor o igual a 5 km en la dirección predominante del viento.
- iv. Información de orografía de terreno, rugosidad del terreno, altura del buje, densidad del aire, curva de potencia del aerogenerador.
- v. Información de pérdidas por estela y eléctricas.
- vi. Información de disponibilidad de la planta o parque.
- vii. Cualquier otra información que se considere relevante para la definición del modelamiento energético.

Teniendo en cuenta lo anterior, el CNO definirá mediante Acuerdo las diferentes variables a considerar y la calidad de las mediciones para hacer el modelamiento energético de la planta o parque haciendo uso de los modelos numéricos o software especializado estándares de la industria eólica.

Con los resultados del modelamiento energético se construirá la “Función de Conversión” que permita obtener energía neta mensual a partir de velocidades de viento promedio mensual para todo el rango de operación de las velocidades de viento en el parque.

2.6.2.2 Calculo de la ENFICC

- i. La energía que se genera en cada mes de la serie de velocidades de viento será

$$E_M = \text{mín}\{EFC_M, 24 \times 1000 \times CEN \times (1 - IHF)\}$$

Donde:

E_M : Energía de una planta eólica en el mes M (kWh/día)

EFC_M : Energía en el mes M calculada con la función de conversión [kWh/día]

CEN : Capacidad Efectiva Neta [MW]

IHF: Indisponibilidad Histórica Forzada. Para el IHF con información reciente se aplicarán los factores definidos en el numeral 3.4.1 del anexo 3 de la Resolución CREG 071 de 2006 para plantas hidráulicas.

Resumiendo, este procedimiento, se puede decir que para calcular la ENFICC de las plantas eólicas con información de vientos:

1. Se obtendrá el mínimo valor para cada año de la serie de energía de una planta eólica correspondiente al cálculo anterior. Con los valores resultantes se construirá una curva de distribución de probabilidad ordenando los resultados de menor a mayor. El menor valor corresponderá al 100% de probabilidad de ser superado (PSS) y el mayor valor corresponderá al 0% de PSS.
2. Calcular la ENFICC para la planta:
 - a. ENFICC BASE: Corresponderá a aquella generación que es capaz de entregar la planta en la condición del 100% PSS de la curva de distribución de probabilidades.
 - b. ENFICC 95% PSS: Corresponderá a aquella generación que es capaz de entregar la planta en la condición del 95% PSS de la curva de distribución de probabilidades. El valor que se asigne corresponderá a la energía calculada para el período más próximo a la condición del 95% PSS.

2.6.3 Serie de velocidad de viento y estimación de series históricas

En el numeral 2.2 del Artículo 1 de la resolución se indica “*En caso de no contar con las suficientes medidas de velocidades de viento en el sitio de la planta, se podrá utilizar un procedimiento de extrapolación para obtener serie de datos históricos de 10 años. Dicho procedimiento deberá cumplir con lo siguiente:*

- i. *Se podrá utilizar información de las estaciones en el área del proyecto, así como la información disponible para el área de análisis en entidades reconocidas a nivel nacional e internacional. El CNO mediante acuerdo informará la lista de entidades reconocidas a nivel nacional o internacional que pueden utilizarse como fuentes de información secundaria.*
- ii. *No se aceptará una correlación r^2 menor al 0.85 entre la información medida en la estación y la información secundaria utilizada para la generación de la serie mensual de vientos.”*

Dado lo anterior, se evidencia la necesidad de contar con un atlas de viento bien definido, para el cual se disponga de diferentes puntos de medición y contar con una metodología clara y estandarizada para realizar los pronósticos y las estimaciones del viento.

Es por ello, que en este trabajo de grado se incluye un capítulo en el cual se describirán las principales metodologías de pronóstico y estimación de los vientos utilizados en diferentes países, se describirán metodologías comerciales y su base econométrica y estadística aplicada. Lo anterior con el fin de dejar un precedente para futuras investigaciones en este tema que se evidencia es de importancia para el sector eléctrico colombiano por el auge de la instalación de plantas eólicas a gran escala.

3 Metodologías del pronóstico del viento

En la operación de los sistemas de potencia en los cuales se tiene alta penetración de generación eólica, la predicción del viento se ha convertido en una importante tarea, dado que esta predicción permite tener una disponibilidad muy aproximada de la generación eólica en el corto y muy corto plazo.

En la literatura se pueden encontrar métodos para realizar el pronóstico de viento como es el caso de España, donde la empresa Wind to Market (W2M), creada por Gamesa, actúa como representante de agentes productores de energía en el Mercado Eléctrico, ofertando la energía en nombre de los parques. Hoy en día este agente vendedor cuenta con dos modelos de predicción, Casandra y Apolo, para el medio plazo (de 1 a 3 días) y el corto plazo (horas) respectivamente. Estos modelos de predicción son desarrollados por Casandra Energy Services, filial de Gamesa en conjunto con la universidad de comillas. (De Gregorio y Verdejo, Junio, 2006)

La gran dificultad de la predicción de la producción eólica reside en que la producción es directamente proporcional al cubo del módulo de la velocidad del viento, con lo que ligeras desviaciones en la velocidad provocan grandes desvíos en la producción. En la revisión del estado del arte se han estudiado distintos modelos que pueden clasificarse en tres grandes grupos. Modelos físicos o de circulación atmosférica, los cuales están basados en las ecuaciones diferenciales en derivadas parciales que describen la dinámica de la atmósfera y que están orientados a la predicción a largo plazo (más de tres días), modelos estadísticos como series temporales y redes neuronales artificiales (en ellas se basa el modelo Apolo) más orientados al corto plazo, y modelos híbridos que mezclan técnicas estadísticas y físicas para realizar predicciones en el mediano plazo. (De Gregorio y Verdejo, Junio, 2006)

A continuación, se realiza una descripción de los métodos utilizados para realizar el pronóstico de viento a nivel mundial.

3.1 Método Físico

En el enfoque físico se hace una descripción detallada de las condiciones del sitio, topografía, flujos de viento, superficie del terreno, obstáculos en el terreno, presión atmosférica, humedad relativa, entre otros, y es utilizado cuando se tienen registros históricos del viento de al menos cuatro meses para realizar el pronóstico. Con estos datos, se determina la altura de generador y se aplican a la curva del generador, suministrada por el fabricante.

La predicción de energía eólica, utilizando el método físico, se realiza mediante la transformación de la velocidad del viento proporcionada por el servicio meteorológico local (IDEAM, para el caso colombiano) o mediante un modelo de predicción numérica del tiempo de los aerogeneradores del parque eólico, mediante la extrapolación de estos datos arriba o hacia abajo para determinar la altura correcta del buje o generador, teniendo en cuenta las condiciones del terreno físico y la topografía, para luego usar la curva de potencia de la turbina específica o la ley de potencia logarítmica para convertirla a energía eólica. (De Gregorio y Verdejo, Junio, 2006)

También, se utiliza como un método alternativo la dinámica de fluidos computacional (CFD, por sus siglas en inglés) para ajustar condiciones locales del terreno.

3.2 Método Estadístico

En el desarrollo de este método se analizan grandes cantidades de datos estadísticos y no se tienen en cuenta las condiciones meteorológicas, como en el método anterior, y es muy útil para pronosticar el viento, mediante métodos estadísticos, cuando hay escasez de datos históricos o del terreno. De ahí que los métodos utilizados se conocen como de “caja negra”. En general, una relación estadística se desarrolla entre pronostico del tiempo o predicción del tiempo y el potencial de energía de la planta eólica.

Las técnicas estadísticas más utilizadas son el método auto regresivo (AR), Media móvil (MA), modelo auto regresivo de media móvil (ARMA), auto regresivo integrado de media móvil (ARIMA). (De Gregorio y Verdejo, Junio, 2006)

Otros métodos de aproximación incluyen redes neuronales artificiales (ANN), lógica difusa (FL), máquinas de vectores soporte (SVM) y una combinación de dos o más métodos de aprendizaje, estos métodos son conocidos como “caja gris”. Son llamados métodos de aprendizaje porque aprenden de la relación entre la predicción de viento y la potencia pronosticada desde la serie de tiempo histórico. (De Gregorio y Verdejo, Junio, 2006)

3.3 Método híbrido

Utiliza una combinación de los métodos anteriormente mencionados, y generalmente se desarrollan para parques eólicos en el mar, u Offshore, como se conoce en inglés. Dicha combinación de métodos (físico y estadístico) favorece la predicción y puede ser más acertado a la hora de ser competitivos en el mercado.

En la Tabla 3-1, se presentan los modelos de pronóstico más utilizados a través de los años y se hace una relación del desarrollador, el tipo de método realizado, es decir, físico, estadístico o híbrido (combinación del físico y estadístico), la ubicación geográfica o donde se utiliza, el horizonte de pronóstico, es decir, desde una hora hasta 48 horas y el tipo de serie que utiliza el método (ARIMA, ARMA, entre otros).

Tabla 3-1, Métodos de predicción y aplicación

Método de predicción	Sub-categoría	Aplicación
Físico	Predicción numérica del tiempo o NWP (<i>Numerical Weather Prediction</i>)	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema Global de predicción • MM5 (<i>Mesoscale Model 5, a formerly popular mesoscale code developed at Pennsylvania State University and NCAR (successor is WRF)</i>) • Predicción de tiempo e investigación • Modelo de espectro regional • Prediktor • HIRLAM (<i>High Resolution Limited Area Model</i>)
Estadístico	Series de tiempo	<ul style="list-style-type: none"> • Persistencia • ARMA (<i>Autoregressive Moving Average (a class of statistical models)</i>) • ARIMA (<i>Autoregressive Integrated Moving Average</i>)
	Inteligencia artificial	<ul style="list-style-type: none"> • ANN (<i>Artificial Neural Network</i>) • Lógica difusa • Computación evolucionada • AG (algoritmos genéticos) • PSO (optimización con partículas) • DE
Híbridos	Combinación (Físico y Estadístico)	<ul style="list-style-type: none"> • ANN+EC • EC+ Lógica difusa • WT+ANN • ANN+NWP • ANN+ Lógica difusa

Fuente: (Foley, 2010)

3.4 Horizontes de predicción

Para el desarrollo de cualquier modelo de predicción se debe contemplar, el horizonte de predicción, que corresponde con el periodo de tiempo (contabilizado desde un instante determinado en que realizamos la predicción), que determina el momento futuro para el que se realiza la predicción. Estos tiempos corresponden, para el caso eólico, como de muy corto plazo (minutos), Corto plazo (horas), mediano plano (hasta 2 días) y largo plazo (2 días o más). (Chai, 2015)

En la Tabla 3-2, se muestra la relación entre horizontes de predicción y su aplicación dentro de la operación del sistema y su efecto del mercado de energía

Tabla 3-2. Relación entre horizonte de predicción y la aplicación de los datos.

Escala de tiempo	Rango	Aplicación
Muy corto plazo (inmediato)	Minutos hasta 1 hora	<ul style="list-style-type: none"> • Operación en tiempo real • Re-despacho del mercado • Acciones Regulatorias
Corto Plazo	1 h hasta 24 h	<ul style="list-style-type: none"> • Planeamiento del despacho económico • Decisiones razonables de Carga • Seguridad operativa en el mercado de energía
Mediano Plazo	24 h hasta 48 horas	<ul style="list-style-type: none"> • Decisiones de oferta de unidades • Requerimientos de Reserva
Largo Plazo	48 horas hasta 180 horas	<ul style="list-style-type: none"> • Planeamiento Mantenimiento • Planeamiento de la operación • Costo óptimo de operación • Estudio de factibilidad para el diseño de parques eólicos

Fuente: (Chai, 2015) - Mejorada

De la tabla anterior se definen la escala de tiempo, el rango de esta y la aplicación para cada caso, por ejemplo, en el muy corto plazo o inmediato, se utiliza generalmente para la operación en tiempo real o el re-despacho del mercado, en el corto plazo, se aplica para planeamiento del despacho económico, tomar decisiones de cargas y la seguridad operativa del mercado de energía.

En la Tabla 3-3, se muestran los principales métodos, el ente desarrollador del modelo, el método que se utilizó para la predicción de viento, la ubicación geográfica o lugar donde se ha implementado, el horizonte de predicción (muy corto, corto, mediano y largo plazo) y la serie estadística que se utiliza para el método estadístico.

Tabla 3-3. Modelos de pronóstico de viento más utilizados en el mundo

Nombre del modelo	Desarrollador	Método	Ubicación Geográfica	Horizonte	Series Utilizadas
Prediktor	L. Landberg at Risø	Físico	España, Dinamarca, República de Irlanda, Irlanda del	Predicción hasta 24 horas	-

Nombre del modelo	Desarrollador	Método	Ubicación Geográfica	Horizonte	Series Utilizadas
			norte, Francia, Alemania, Estados Unidos, Escocia y Japón		
WPPT (The Wind Power Prediction)	IMM (Institute for Informatics and Mathematical Modelling) & DTU (Technical University of Denmark)	Estadístico	Dinamarca, Australia, Canadá, Irlanda, Holanda, Suecia y Grecia	Predicción desde 0.5 hasta 36 horas Operación hasta 12 horas última versión hasta 39 horas	Método Adaptativo, Raíces cuadradas con exponencial utilizando multi-etapas
Zephyr (Combination of WPPT and Prediktor)	Risø & IMM	Híbrido (físico y Estadístico)	Australia	Combinación entre WPPT y Prediktor. Pequeños horizontes por menos tiempo utilizando HIRLAM Cada 6 horas, con revisión de cada 15 minutos En la actualidad no se utiliza este sistema	
Previento	Oldenburg University	Híbrido (físico y Estadístico)	Alemania e Irlanda del norte	Predicción hasta 48 horas	

Nombre del modelo	Desarrollador	Método	Ubicación Geográfica	Horizonte	Serie Utilizadas
e Wind™	True Wind Inc	Hibrido (físico y Estadístico)	Estados unidos	Predicción hasta 48 horas	
Sipreólico	Universidad Carlos III & Red Eléctrica de España	Estadístico	España	Predicción hasta 12 horas	modelos estadísticos no paramétricos de adaptación, junto con los diferentes modelos de la curva de potencia
WPMS (Advanced Wind Power Prediction Tool AWPT)	ISET, Alemania	Estadístico	Alemania	Predicción hasta 48 horas, se corre dos veces al día	
WEPROG (Weather and wind Energy PROgnosis)	J. Jørgensen & C. Möhrten at UCC	Hibrido (físico y Estadístico)	Irlanda, Dinamarca y Alemania	Predicción 6 – 18 horas	Utiliza los datos del SCADA
GH Forecaster	Garrad Hassan	Estadístico	Grecia, Gran Bretaña y Estados Unidos	Predicción 24 Horas	
LocalPred & RegioPred	M. Perez at CENER, formerly CIEMET	Hibrido (físico y Estadístico)	España e Irlanda	Predicciones de Largo Plazo	Modelos ARMA y ARX
Alea Wind	Aleasoft de UPC, España	Hibrido (físico y Estadístico)	España	Permite obtener previsiones horarias en tiempo real, con diferentes horizontes: desde 24 horas (un día) hasta	redes neuronales, SARIMA y regresión

Nombre del modelo	Desarrollador	Método	Ubicación Geográfica	Horizonte	Series Utilizadas
				240 horas (10 días).	
Scirocco	Aeolis Forecasting Services, Países Bajos	Híbrido (físico y Estadístico)	Países Bajos, Alemania y España	Predicción de hasta diez (10) días. Se debe tener en cuenta que a precisión de la predicción decaerá después de los primeros tres o cuatro días. En combinación con HIRLAM, la predicción alcanza desde 15 minutos hasta 45 horas.	
SOWIE	Eurowind GmbH, Alemania	Físico	Alemania, Austria y Suiza	Predicciones con horizonte de hasta 180 horas, resolución de tiempo de 15 a 60 minutos	
WPFS Ver1.0	Chinese Electric Power Science Institute	Híbrido (físico y Estadístico)	China	Predicciones a corto y mediano plazo	
ANEMOS	Grupo 26 entidades de 7 países	Híbrido (físico y Estadístico)	España, Alemania, Francia, Dinamarca,	Predicción de inmediato y Corto plazo	

Nombre del modelo	Desarrollador	Método	Ubicación Geográfica	Horizonte	Series Utilizadas
			Reino unido, Irlanda, Grecia		
ARMINES (AWPPS)	Comisión Europea	Hibrido (físico y Estadístico)	Comisión Europea	Predicción de inmediato y Corto plazo	

Fuente: (Foley, 2010) - Mejorada

De la tabla anterior, se observa que hay diferentes métodos para pronosticar el viento, con información del terreno (método físico) o datos estadísticos o escasez de información (método estadístico) o una combinación de ambos (método híbrido) con escalas de tiempo real, de 8, 12, 24 horas hasta tiempos de 48 horas y 180 horas, como máximo, para pronósticos de largo plazo.

3.5 Pronostico de Viento – Caso Colombiano

En Colombia, el IDEAM es el encargado de realizar el estudio de variables como el viento, a su vez, ha destinado para todos los usuarios un atlas de viento, que está disponible de forma interactiva¹ y donde se pueden obtener los siguientes datos:

- Análisis Local:
 - Rosa de los Vientos
 - Tablas de frecuencia
 - Diagramas Boxplot
 - Ciclo horario de la velocidad
 - Ciclo horario de la dirección
 - Ciclo mensual de la velocidad
 - Ciclo mensual de la dirección
 - Diagramas de Hovmöller
- Velocidad Promedio
- Velocidad Máxima
- Dirección del viento
- Potencial Eólico
- El niño y la Niña
- Cambio Climático

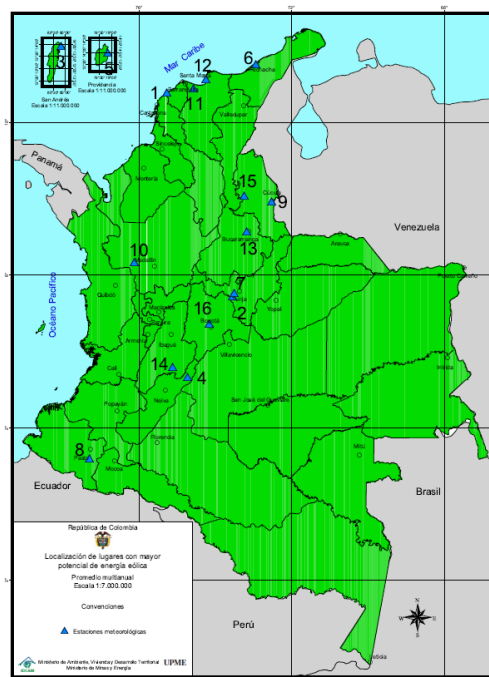
¹ <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

El Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia es una colección de mapas que muestra la distribución espacial del viento en superficie y el potencial eólico de Colombia. En los mapas de viento se presenta el promedio mensual y anual, acompañado de dos momentos estadísticos de orden superior como la desviación estándar y el sesgo para cada uno de los meses y, en el caso de la energía, se establece el valor promedio mensual y anual de la densidad de energía eólica a dos distintas alturas, que sirven como documento de referencia para Colombia, en el sentido de que aportan conocimiento para el uso de energías alternativas, indicando épocas del año y zonas de Colombia donde podría ser más aprovechable este recurso natural para dar soluciones a las necesidades energéticas de la nación. (IDEAM, Zea Mazo, J., & UPME, 2006)

En su capítulo 4, Distribución horaria de la velocidad del viento en zonas con mayor aprovechamiento de potencial eólico, muestra el ciclo diario mensual del viento para 16 lugares del país donde la persistencia del viento a lo largo del ciclo diario y/o para ciertas épocas del año puede llegar a ser aprovechable para la generación de la energía. (IDEAM, Zea Mazo, J., & UPME, 2006)

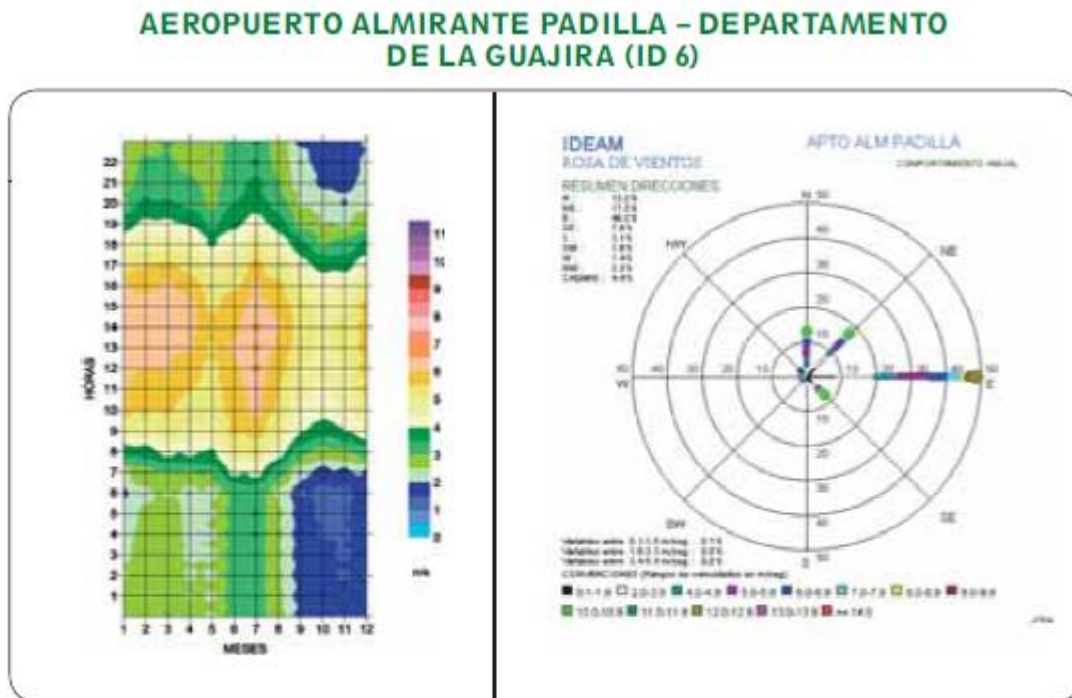
A continuación, se muestran los 16 lugares identificados con alto potencial eólico, en nuestro caso analizaremos el departamento de la Guajira, donde según el plan de expansión se tiene planeada una instalación de parque eólicos:

Figura 3-1 Localización de lugares con mayor potencial de energía eólica



Fuente: (IDEAM, Zea Mazo, J., & UPME, 2006)

Figura 3-2 Lugar 6, Aeropuerto Almirante padilla, Guajira



Intensidades superiores o iguales a 5 m/s en el campo medio de la velocidad del viento se observan entre las 9 a.m. y 5 p.m. a lo largo del año, alcanzando intensidades cercanas a los 7 m/s entre enero y agosto. La dirección predominante de donde sopla el viento es del este.

Fuente: (IDEAM, Zea Mazo, J., & UPME, 2006)

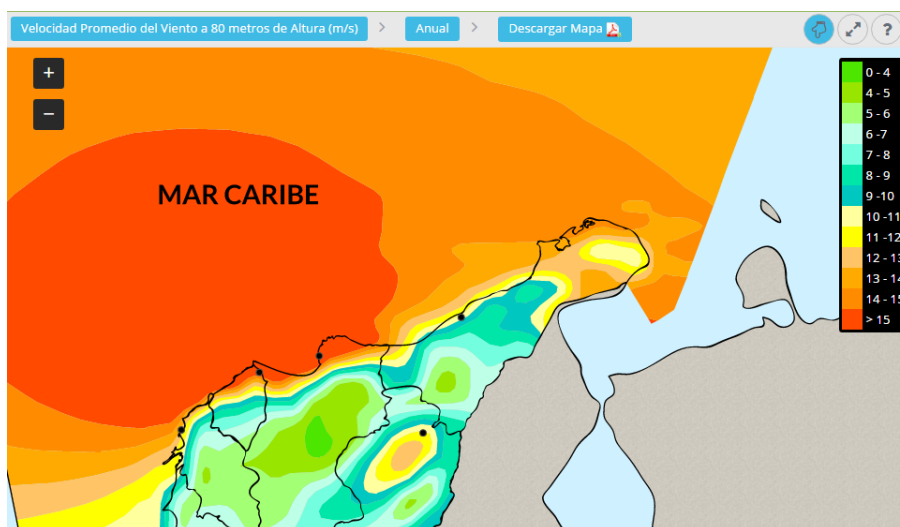
El Anexo 3 muestra el tratamiento estadístico realizado con los datos de viento. La primera fase comprende la complementación de datos a través de modelos autorregresivos integrados de media móvil denominados ARIMA, los cuales llevan consigo los tests estadísticos que debe pasar un dato de viento, interpolado temporalmente, para ser representativo y considerado homogéneo dentro de la serie de tiempo. La segunda fase explica la metodología para determinar la distribución probabilística Weibull del viento; específicamente expone el modelo generado para hallar los parámetros de forma y escala que interesan en el diseño y proyección de parques eólicos. Fuente: (IDEAM, Zea Mazo, J., & UPME, 2006)

Finalmente, el Anexo 4 describe el modelamiento físico llevado a cabo para generar la distribución espacial de los campos de viento y de la evaluación del potencial energético del recurso eólico en Colombia a distintas alturas. Aquí se muestran los campos mensuales de dirección de viento y el algoritmo de cálculo para determinar la densidad de energía eólica, la cual necesitó de las características físicas del suelo (rugosidad superficial) y del conocimiento espacial y mensual de los campos de tres variables meteorológicas: la

velocidad del viento, la presión atmosférica y la temperatura del aire. Fuente: (IDEAM, Zea Mazo, J., & UPME, 2006)

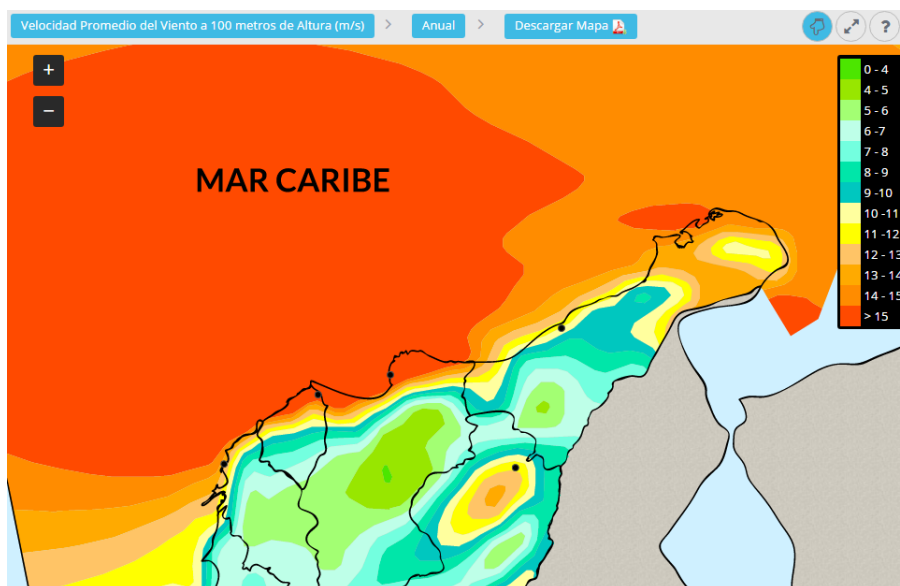
A continuación, se muestran los datos obtenidos para alturas de 80 m, 100 m y 150 m, que son las alturas comunes para los generadores eólicos.

Figura 3-3 Velocidad Promedio del viento a 80 m, Guajira



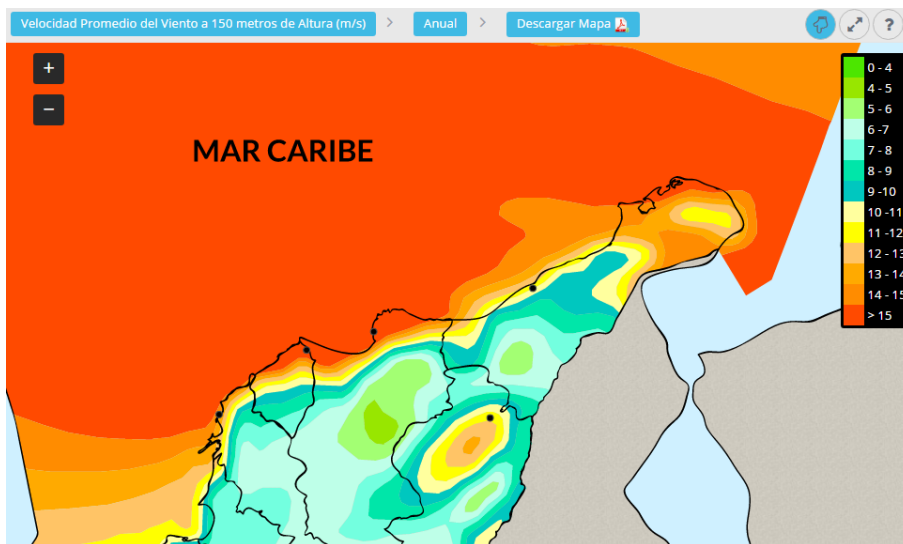
Fuente: (IDEAM, Zea Mazo, J., & UPME, 2006)

Figura 3-4 Velocidad Promedio del viento a 100 m, Guajira



Fuente: (IDEAM, Zea Mazo, J., & UPME, 2006)

Figura 3-5 Velocidad Promedio del viento a 150 m, Guajira



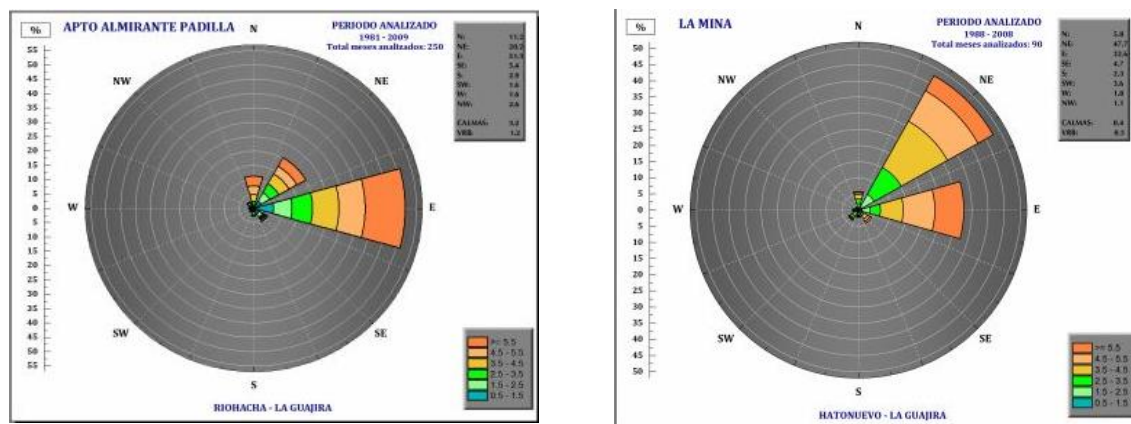
Fuente: (IDEAM, Zea Mazo, J., & UPME, 2006)

Lo anterior, corresponde con la información de referencia como datos de entrada en los modelos de pronóstico de viento, a continuación, se muestran los datos que se están disponibles para las estaciones Aeropuerto Almirante padilla y La Mina, ubicadas en el departamento de La Guajira:

Figura 3-6 Análisis Local, estaciones Guajira

Estación Aeropuerto Almirante padilla, Guajira Estación La Mina, Guajira

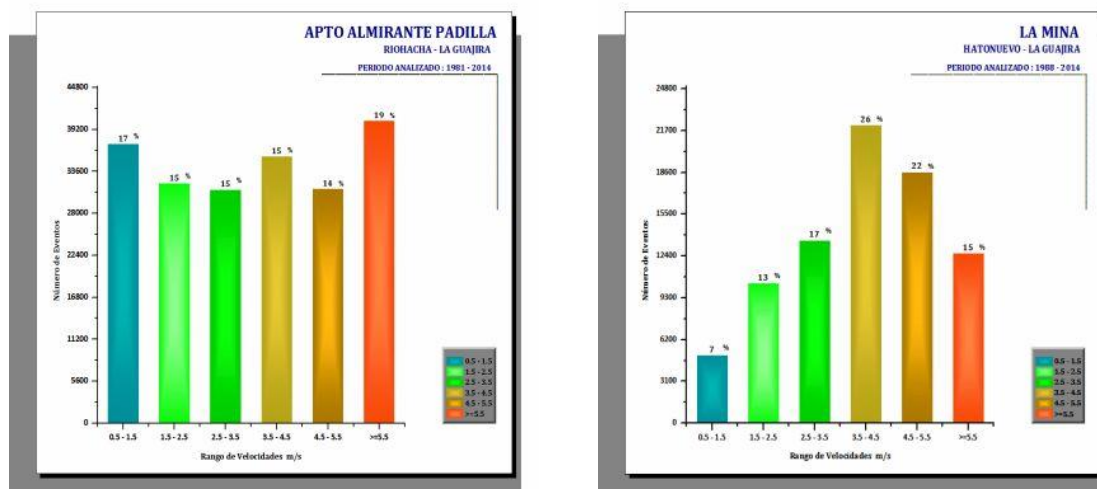
Rosa de los vientos y velocidad promedio a 10 m de altura (Representa gráficamente la dirección predominante de las diferentes velocidades del viento, de un lugar en particular)



Fuente: (IDEAM, Zea Mazo, J., & UPME, 2006)

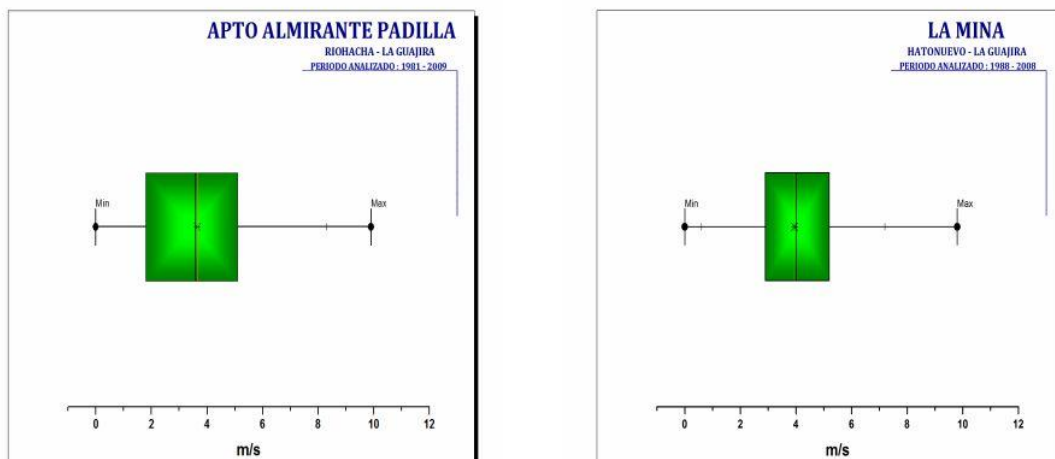
Tabla de frecuencias y velocidad promedio a 10 m de altura (Es un arreglo tabular de las frecuencias con que se presentan los datos analizados en cada uno de los intervalos en que se agrupan los mismos)

Figura 3-6 Análisis Local, estaciones Guajira
 Estación Aeropuerto Almirante padilla, Guajira Estación La Mina, Guajira



Fuente: (IDEAM, Zea Mazo, J., & UPME, 2006)

Diagramas Box Plot (Gráfico que muestra la distribución estadística de una muestra o conjunto de datos, a partir de cuartiles. Está compuesto por una caja y dos bigotes, en donde se representan la mediana, los valores mínimos y máximos, así como los valores atípicos y simetría de la distribución de la muestra.)

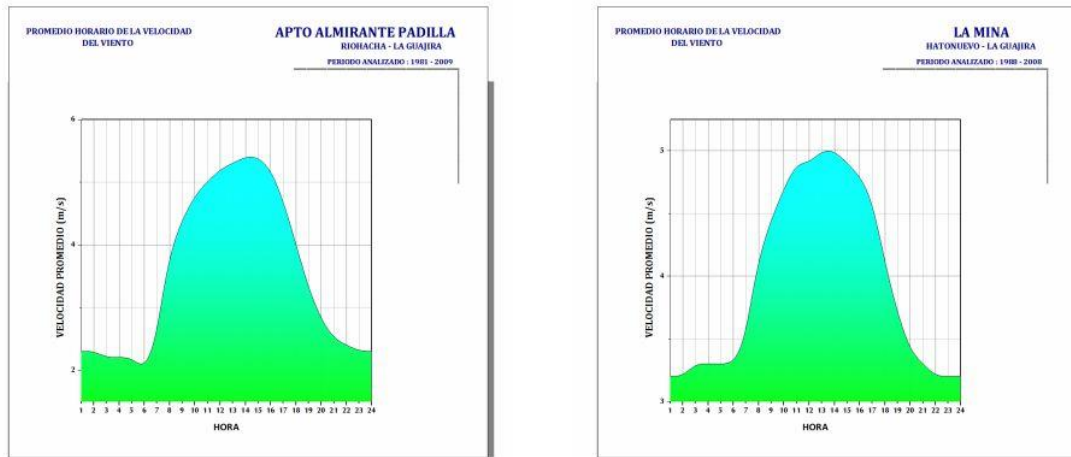


Fuente: (IDEAM, Zea Mazo, J., & UPME, 2006)

Ciclo Horario de velocidad del viento (Gráfico que representa el valor de la velocidad del viento promedio, para cada una de las horas del día en un lugar determinado. El consolidado de las 24 horas, permite evaluar el ciclo diario de la velocidad, identificando intervalos de tiempo con valores máximos y

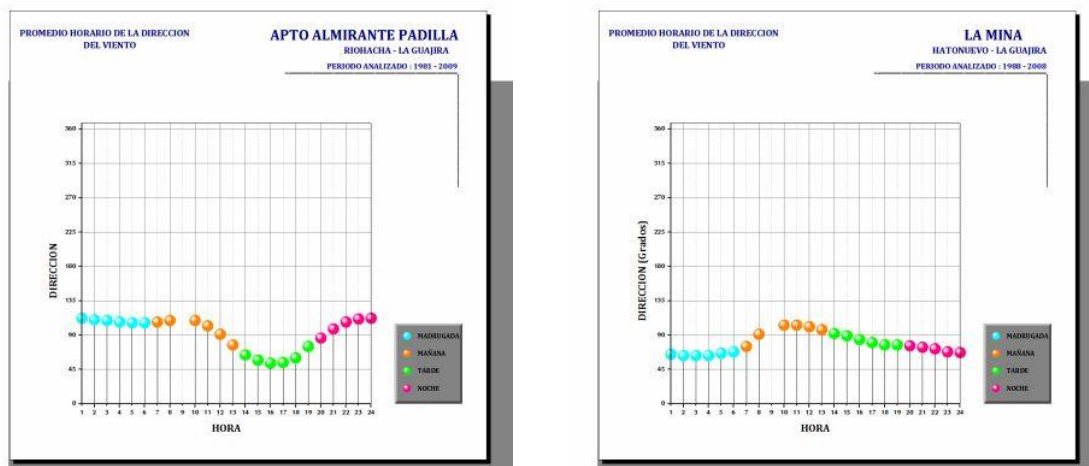
Figura 3-6 Análisis Local, estaciones Guajira

Estación Aeropuerto Almirante padilla, Guajira **Estación La Mina, Guajira**
mínimos, entre otros.)



Fuente: (IDEAM, Zea Mazo, J., & UPME, 2006)

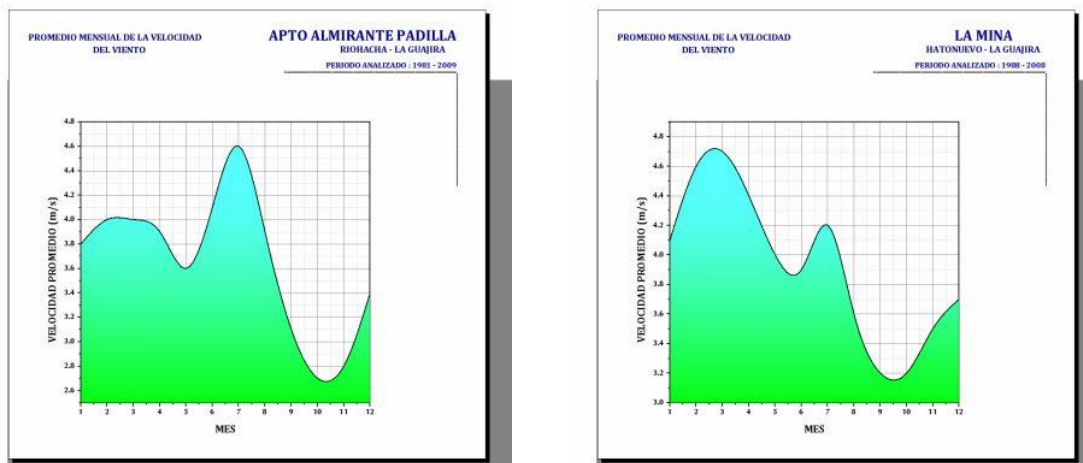
Ciclo Horario de dirección del viento (*Gráfico que representa el valor de la dirección del viento promedio, para cada una de las horas del día en un lugar determinado. El consolidado de las 24 horas, permite evaluar el ciclo diario de la dirección, identificando flujo predominante que fluye desde alguna dirección del horizonte.*)



Fuente: (IDEAM, Zea Mazo, J., & UPME, 2006)

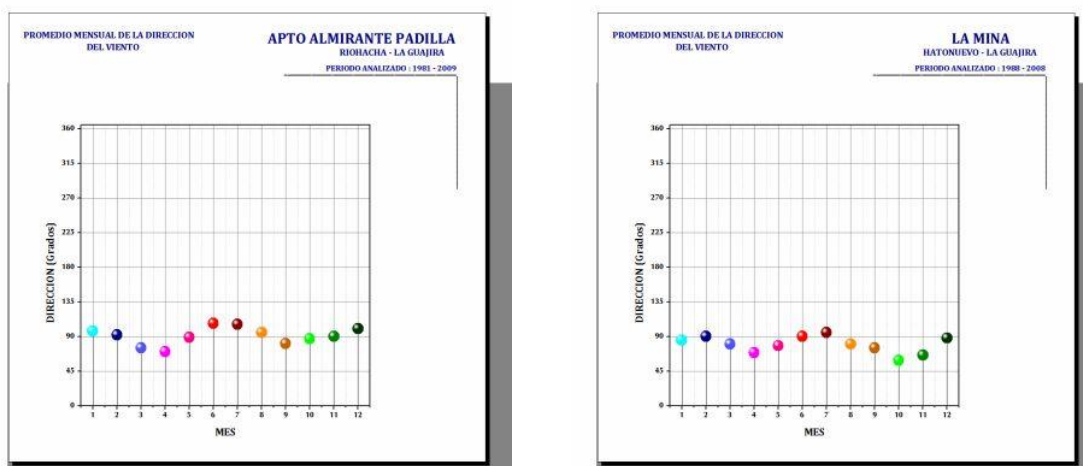
Ciclo mensual de velocidad del viento (*Gráfico que representa el valor de la velocidad del viento promedio, para cada uno de los meses del año en un lugar determinado. El consolidado de los 12 meses, permite evaluar el ciclo anual de la velocidad, identificando flujo predominante que fluye desde alguna*

Figura 3-6 Análisis Local, estaciones Guajira
Estación Aeropuerto Almirante padilla, Guajira Estación La Mina, Guajira
(dirección del horizonte.)



Fuente: (IDEAM, Zea Mazo, J., & UPME, 2006)

Ciclo mensual de dirección del viento (*Gráfico que representa el valor de la dirección del viento promedio, para cada uno de los meses del año en un lugar determinado. El consolidado de los 12 meses, permite evaluar el ciclo anual de la dirección, identificando flujo predominante que fluye desde alguna dirección del horizonte*)



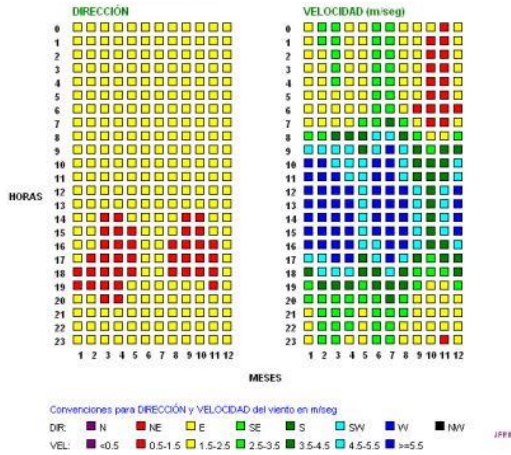
Fuente: (IDEAM, Zea Mazo, J., & UPME, 2006)

Diagramas de Hovmöller (*Aunque típicamente representa una variable de tiempo – espacio, este diagrama nos permite identificar simultáneamente el ciclo horario y el ciclo mensual de la dirección y la*

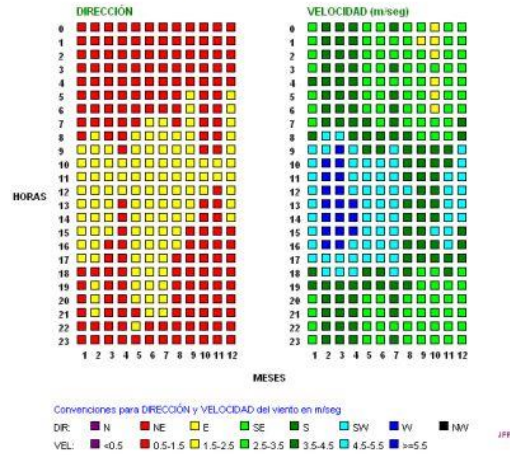
Figura 3-6 Análisis Local, estaciones Guajira

Estación Aeropuerto Almirante padilla, Guajira Estación La Mina, Guajira
 velocidad del viento)

GUAJIRA - RIOHACHA (APTO ALMIRANTE PADILLA)
 Promedio horario de la dirección y velocidad del viento a nivel mensual



LA GUAJIRA - HATO NUEVO (EST LA MINA)
 Promedio horario de la dirección y velocidad del viento a nivel mensual



Fuente: (IDEAM, Zea Mazo, J., & UPME, 2006)

Persistencia velocidad del viento (Valor en porcentaje de la dirección predominante del viento. Cuando se presentan valores bajos, se considera que el viento tiende a ser variable)



Fuente: (IDEAM, Zea Mazo, J., & UPME, 2006)

Sin embargo, el IDEAM, dentro de las recomendaciones que hace en el atlas de viento, menciona que es aconsejable para la realización de estudios particulares conocer rigurosamente la intensidad de los vientos en el lugar donde se instalara el parque eólico, ya que los resultados del atlas son de referencia nacional pues la variabilidad de la dirección y la velocidad del viento en superficie, es un caso que le compete a la rama de la micro meteorología y la pobre densidad de 111 estaciones que miden viento junto con la complicada orografía

colombiana, no permite obtener cálculos muy exactos en sitios alejados de las estaciones de referencia. También, menciona que es necesario completar trabajos posteriores de experimentación en laboratorio para fluidos tipo túnel de viento, los cuales permiten realizar análisis de representatividad en la modelación física y aporta información detallada para conocer la influencia de modificaciones en el entorno de las estaciones meteorológicas.

También, menciona que es necesario establecer una política de gestión de la información meteorológica con fines energéticos, contar con torres meteorológicas que suministren datos meteorológicos al menos hasta 50 metros de altura o contar con radiosondas cautivos que permitan observar perfiles verticales de vientos con el fin de ajustar los modelos ya existentes o, en su defecto, desarrollar uno propio para Colombia

3.6 Modelo de pronóstico propuesto por la UPME

La UPME en el plan de expansión de 2016-2030, (UPME, 2016), presenta una metodología para la modelación de las fuentes intermitentes, como es el caso de la energía eólica, utilizando el modelo SDDP (Programación Dinámica Dual y Estocástica) para simular la operación del sistema. También, permite la modelación de fuentes renovables no convencionales, su formulación y estructura no considera el comportamiento variable de dichos recursos intermitentes, ya que el modelo replica durante todo el horizonte de planeación, series de generación suministradas externamente. Es decir, solamente se consideran los posibles escenarios de generación renovable cuantificados previamente, descontando esta energía de la demanda eléctrica (enfoque determinístico). En este sentido, la Unidad desarrolló una metodología de modelación de las fuentes renovables, teniendo en consideración su comportamiento estocástico.

A continuación, se presenta la metodología planteada para la modelación del recurso eólico. El procedimiento detallado es el siguiente:

- Con los datos históricos de velocidades de viento in situ para el horizonte 2007-2016, a una altura de 80 metros (proyectos que suministraron información a la UPME), se construye una serie de tiempo de mayor longitud (1994-2016), lo anterior con la información del proyecto MERRA de la NASA. Para ello se llevan a cabo análisis horarios y diarios, buscando índices de correlación superiores al 70 %.
- Posteriormente, una vez se ha construido la serie de tiempo, 1994-2016, se calcula la velocidad del viento a una altura de 120 metros con la ecuación de Hellmann (considerando un coeficiente $\alpha = 0.25$), ello según tecnología típica para aerogenerador de 3 MW.
- Con la serie de tiempo ajustada a la altura correspondiente, se calcula la energía histórica producida por los parques eólicos virtuales, según la tecnología considerada, capacidad instalada del parque, factor de pérdidas del 15 %, y una densidad del aire de 1.15 Kg/m^3

- Posteriormente, teniendo en cuenta la complementariedad encontrada entre el viento de la zona norte de la guajira y la hidroelectricidad del interior del país, se calcula el caudal medio mensual horario equivalente de una planta hidráulica, para generar la energía eólica de los parques virtuales.
- Finalmente, se modela en el SDDP los parques eólicos como análogos hidroeléctricos sin embalse, teniendo en cuenta los caudales cuantificados, los cuales guardan una relación directa con la información histórica de vientos.

En la Tabla 3-4, se muestra el algoritmo de metodología:

Tabla 3-4 Algoritmo Metodología modelación del recurso eólico

Algoritmo Metodología de modelación del recurso eólico	
1:	Recolección de información (velocidad). MERRA y mediciones in situ
2:	Cálculo correlaciones a 80 metros de altura
3:	si (correlación horaria < 0.7) entonces
4:	si (correlación diaria < 0.7) entonces
5:	go to 1
6:	si no
7:	Establecer velocidades de viento históricas
8:	fin si
9:	si no
10:	Establecer velocidades de viento históricas
11:	fin si
12:	Cálculo velocidades de viento a 120 metros
13:	Cálculo energía mensual generada por parque eólico
14:	Cálculo caudal medio requerido por planta análoga hidroeléctrica sin embalse
15:	fin

Fuente: (UPME, 2016)

4 Tipos de generadores eólicos (4 tipos del WECC) y tecnologías comúnmente utilizadas para los parques eólicos

Actualmente existen varios grandes grupos en la industria que trabajan por el desarrollo de modelos genéricos de aerogeneradores para su uso en simulaciones de sistemas de potencia, el Consejo Coordinador de Electricidad Occidental (*WECC, por sus siglas en inglés*), el Grupo de Trabajo de Modelado de Energías Renovables (*REMTF, por sus siglas en inglés*) y la Comisión Electrotécnica Internacional (*IEC, por sus siglas en inglés*), el Comité Técnico 88 (*TC, por sus siglas en inglés*), el Grupo de Trabajo 27 (*WG, por sus siglas en inglés*). En 2010, la Corporación Confiabilidad Eléctrica Norteamericana (*NERC*), Integración de la Generación Variable Task Force 1-1 (*IVGTF*) publicó un informe que describe la necesidad de modelos genéricos para las tecnologías de generación variables como la eólica y la solar. En el documento *NERC IVGTF Task 1-1*, explican que el término “genérico” se refiere a un modelo que es estándar, público y no específica a ningún proveedor o fabricante, de manera que se puede parametrizar con el fin de simular razonablemente el comportamiento dinámico de una amplia gama de equipos. (*WECC, 2014*)

Además, en el documento *NERC*, así como los grupos de trabajo del *WECC REMTF e IEC TC88 WG27*, explican que el uso previsto de estos modelos es principalmente para el análisis de la estabilidad de los sistemas de potencia. Estos documentos también discuten el rango en que los modelos sean validados y las limitaciones de dichos modelos. (*WECC, 2014*)

En general, las tecnologías más vendidas e instaladas en el mercado mundial tienden a ser unidades del tipo 3 y 4 (generadores con doble alimentación y con conversión a.c- d.c completa) Los principales proveedores de equipos son de una o ambas de estas tecnologías. Hay, sin embargo, un gran número de unidades tipo 1 y 2 en servicio en todo el mundo, y son de gran importancia. Algunos proveedores ya no suministran turbinas del tipo 1 y 2. (*WECC, 2014*)

A continuación, se muestra en la Figura 4-1 los cuatro tipos de modelos de generadores eólicos; en los siguientes numerales se realizará una descripción detallada de cada uno de ellos.

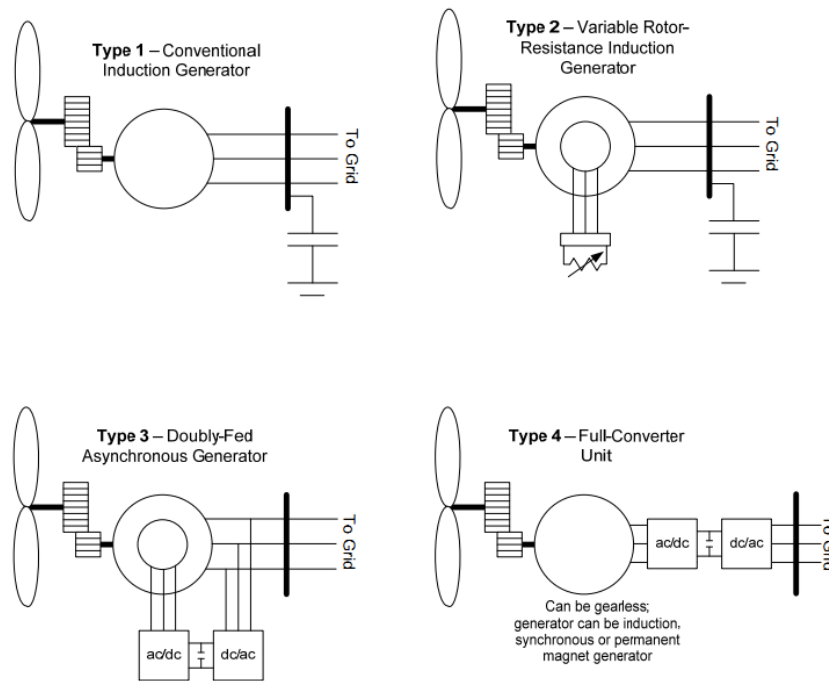


Figura 4-1. Tipos de Tecnologías de Aerogeneradores
Fuente: (WECC, 2014)

4.1 Tipo 1: Generador de Inducción convencional (WECC, 2014)

El generador tipo 1 es un generador de inducción de jaula de ardilla convencional como se muestra en la Figura 4-2, el cual puede presentar las siguientes variaciones:

- Velocidad Constante o fija sin control:** con un diseño de jaula, los alabes o aspas están atornillados al cubo en un ángulo fijo y aerodinámicamente diseñadas para detener la turbina una vez las velocidades de viento alcanzan cierto nivel. Lo anterior, para los generadores sin control de aspas. Estos tipos de generadores se deben modelar como un simple generador de inducción para los estudios de estabilidad del sistema eléctrico.
- Velocidad Constante o fija Controlada:** Con este diseño la turbina tiene control de aspas. A bajas velocidades de viento y cambiando la inclinación de las aspas se puede mejorar la eficiencia de la turbina. A grandes velocidades de viento el controlador de aspas se utiliza para la turbina. Para los aumentos repentinos de velocidad de viento, las aspas se pueden mover rápidamente en la dirección opuesta con el fin de forzar estancamiento y detener la turbina. En este caso se debe considerar un controlador de aspas para la simulación en sistema eléctrico.

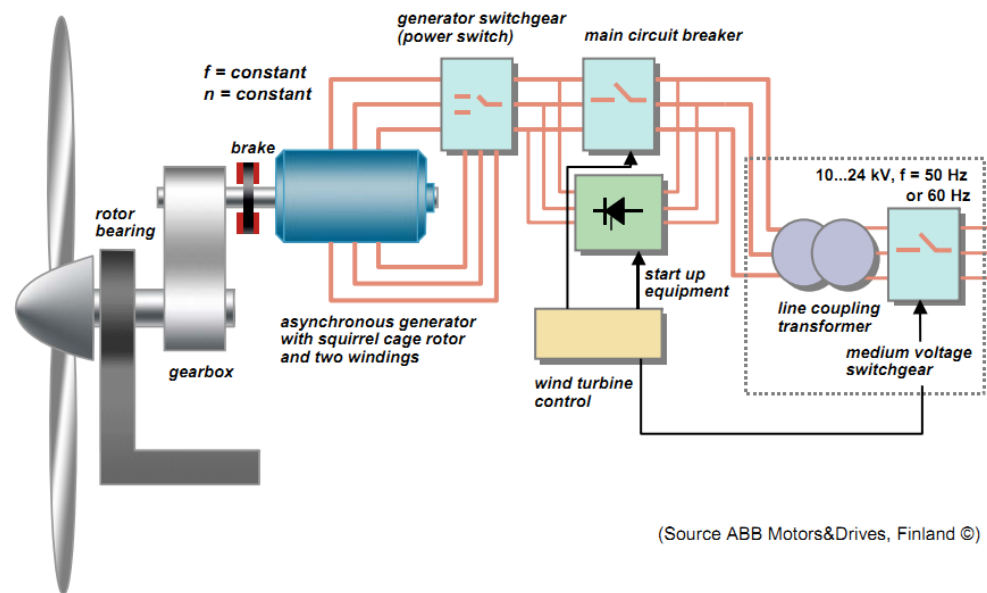


Figura 4-2. Generador de Inducción Convencional – Velocidad Constante

Fuente: (CIGRE, 2007)

El modelo genérico para un aerogenerador tipo 1 consta de tres componentes:

1. **Modelo del Generador:** es un generador de inducción convencional, que consta de dos jaulas de ardilla que representan la transitoriedad como la sub-transitoriedad. Las ecuaciones de estado de este modelo se pueden encontrar en muchas referencias. Este modelo de generador está presente en los programas de simulación más utilizados.
2. **Modelo del Eje:** Este es el modelo estándar del eje de dos masas, y está disponible en diferentes programas de simulación. En la actualidad, en las turbinas tipo 1, este modelo es llamado *wt1t model*. También hay la opción de modelar el eje como una sola masa.
3. **Controlador de las aspas:** este modelo es nuevo para la segunda generación de modelos y depende de diferentes factores:
 - a. La sobre-velocidad de la turbina durante un evento
 - b. La magnitud de la caída de tensión
 - c. La potencia inicial de la turbina

4.2 Tipo 2: Generador de Inducción de Rotor Bobinado (WECC, 2014)

El generador tipo 2 es un generador de inducción de rotor bobinado, con resistencia variable en el circuito del rotor el cual es controlado mediante electrónica de potencia, generalmente estos generadores tienen controlador de aspas y se debe incluir dentro de la simulación.

En este diseño el generador de inducción tiene una variación, el rotor está conectado a través de una resistencia variable externa, la resistencia lo que hace es controlar la potencia mediante electrónica de potencia. Variando la resistencia del rotor permite una operación estable del generador con amplio rango de velocidades.

Es posible de esta forma controlar el deslizamiento en alrededor de un 10%, por medio del control de la resistencia del rotor lo que permite a su vez controlar la potencia de salida del generador. Se ha descrito un concepto alternativo, usando componentes pasivos en lugar de un convertidor de potencia, logrando también un rango de variación del deslizamiento.

El modelo genérico para un aerogenerador tipo 2 consta de tres componentes:

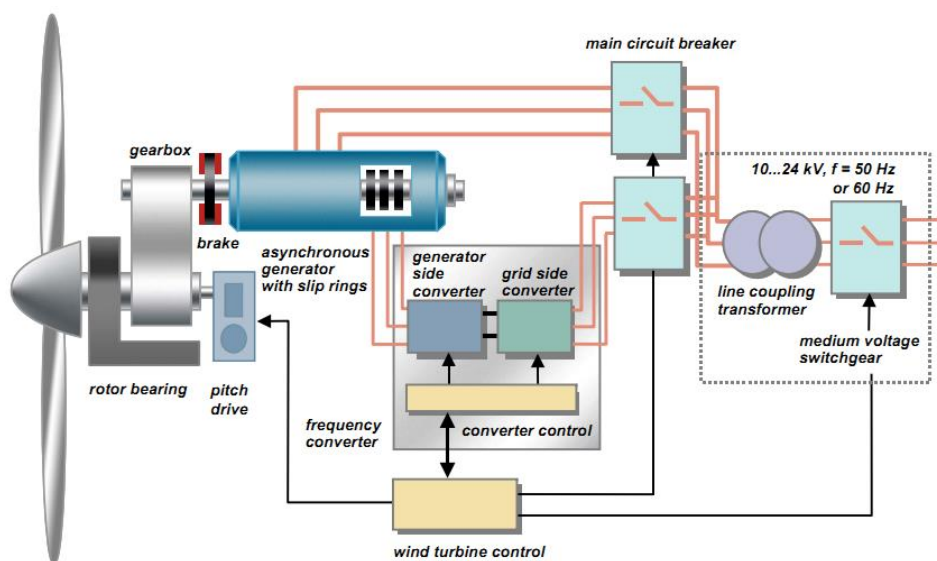
1. **Modelo del Generador:** es un generador de inducción convencional, similar al tipo 1, sin embargo incluye la modelación con una resistencia variable para el rotor. Este modelo de generador se llama *wt2g model* y está presente en los programas de simulación más utilizados.
2. **Controlador de Resistencia Externo:** es un controlador de resistencia variable convencional, este modelo lo traen los programas de simulación más utilizados y se conoce como *wt2e model*.
3. **Modelo del Eje:** Este es el modelo estándar del eje de dos masas, y está disponible en diferentes programas de simulación. En la actualidad, en las turbinas tipo 1, este modelo es llamado *wt2t model*. También hay la opción de modelar el eje como una sola masa.
4. **Controlador de las aspas:** este modelo es nuevo para la segunda generación de modelos y depende de diferentes factores:
 - a. La sobrevelocidad de la turbina durante un evento
 - b. La magnitud de la caída de tensión
 - c. La potencia inicial de la turbina

4.3 Tipo 3: Generador de doble alimentación (CIGRE, 2007)

El generador tipo 3 es un generador asincrónico de doble alimentación con rotor bobinado (*DFAG*, por sus siglas en inglés) como se muestra en la Figura 4-3.

Este tipo de generador emplea un convertidor serie de tensión para alimentar el rotor bobinado de la máquina. Al operar el circuito del rotor a una frecuencia AC variable es capaz de controlar la velocidad mecánica de la máquina. En este tipo de generador 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 desde el rotor, a través del convertidor, a la red. Cuando la unidad está operando a velocidades subsíncronas, la potencia real es absorbida por el rotor a través del convertidor, desde la red. A la velocidad síncrona, la tensión en el rotor es esencialmente DC y no hay intercambio de energía neta significativa entre el rotor y el sistema.

El hecho de que las corrientes del rotor estén controladas por frecuencia (kHz), significa que los controles tienen la capacidad de mantener un torque constante, dentro de los límites (en oposición entre el par y el ángulo en máquinas síncronas). Por lo tanto, las fluctuaciones rápidas en la energía mecánica se pueden almacenar como energía cinética, mejorando así la calidad de la energía.



(Source ABB Motors&Drives, Finland ©)

Figura 4-3. Generador asincrónico de Doble alimentación – Velocidad Variable
Fuente: (CIGRE, 2007)

Como en el caso de los generadores de inducción convencional, los viejos diseños de generadores de doble alimentación se desconectarían del sistema durante una falla. En el caso de los primeros diseños, se podría decir que eran más sensibles ante fallas del sistema y se desconectarían en periodos de tiempo más cortos que los generadores de inducción tipo 1 (en milisegundos, si la tensión del sistema cae un 70%). A diferencia del caso de generación del tipo 1 el proceso que llevó a la separación podría no ser evidente a partir de los resultados de simulaciones dinámicas. La preocupación del DFAG es el hecho de que las grandes perturbaciones conducirán a grandes corrientes de falla iniciales, tanto en el estator como en el rotor. Estas altas corrientes iniciales fluyen a través del convertidor del lado de rotor. Debido a las bajas tensiones en los terminales de la máquina durante una perturbación, el convertidor del lado del estator está limitado en su capacidad a transmitir potencia a la red. En consecuencia, la energía adicional entra en la carga del condensador del barraje DC y por lo tanto la tensión del barraje DC se eleva rápidamente, dependiendo del diseño de los controles del convertidor. Esto puede dar lugar a la actuación de la protección que cortocircuita el condensador (a través de *Crow-bar*) con el fin de proteger los componentes electrónicos del convertidor. En el pasado, cuando el circuito *Crow-bar* disparaba, la unidad se desconectaba de la red.

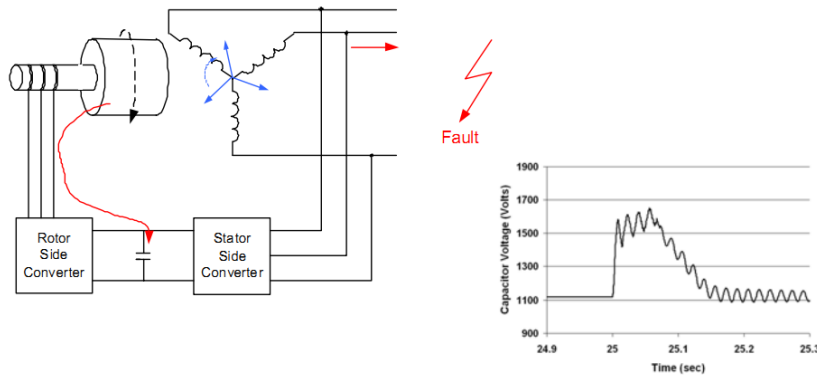


Figura 4-4. Diseño disparo viejo DFAG

Fuente: (WECC, 2014)

Las nuevas generaciones de DFAG pueden operar con bajas tensiones, sin necesidad de desconectarse instantáneamente cuando se presenten huecos de tensión, esto se logra mediante el cambio de la filosofía de control y protección del convertidor de la fuente de tensión. Un ejemplo es el uso en un circuito *Crow-bar* activo como se muestra en la Figura 4-5.

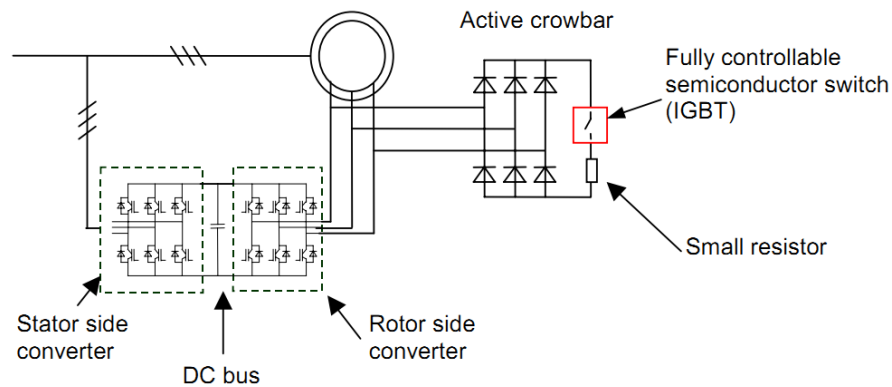


Figura 4-5. Generador doblemente alimentado con *Crow-bar* activo

Fuente: (WECC, 2014)

4.4 Tipo 4: Generadores de conversión completa

Este concepto de generador de turbina de viento, típicamente consiste de un generador convencional sincrónico o de inducción que se conecta a la red eléctrica por medio de un convertidor pleno. El convertidor pleno desacopla la velocidad del generador de la frecuencia del sistema de potencia y permite la operación a velocidad variable en un amplio rango. Este concepto es diferente de los otros en que el rotor está directamente acoplado al generador, por tanto, no se requiere una caja de engranajes. Estas máquinas son capaces de control de voltaje y capacidad de control de potencia real y reactiva a alta velocidad. Las turbinas eólicas con generadores sincrónicos poseen diferentes configuraciones, una primera configuración es un generador sincrónico tipo *Gear-less* como se muestra en la Figura 4-6, el segundo es un generador de inducción utilizando unidades conversión completa, el tercero es un generador de imán permanente, como se muestra en la Figura 4-7. A continuación, se describen cada uno de estos tipos.

4.4.1 Generador sincrónico tipo *Gear-less* convertidor completo (CIGRE, 2007)

Es un generador sincrónico tipo *Gear-less* como se muestra en la Figura 4-6. El principal y primer fabricante de este tipo de generadores es ENERCON. En la actualidad ya hay otros fabricantes que están empezando a construir unidades de este tipo como GE y Lagerwey. Estas unidades han dominado el mercado alemán, con tres cuartas partes de los aerogeneradores de esta tecnología.

4.4.2 Generador de inducción de jaula de ardilla convencional de convertidor completo (CIGRE, 2007)

También es posible utilizar el concepto de convertidor completo con un generador de inducción de jaula de ardilla convencional. *Siemens Power Generation* actualmente fabrica este tipo de generador. El generador tiene un diseño más simple. Sin embargo, la otra diferencia entre este diseño y el mencionado anteriormente es en el convertidor de frecuencia. Este diseño requiere un convertidor de tensión tanto en el lado del generador y la red, ya que la máquina requiere potencia reactiva para mantener el flujo en la máquina. Sin embargo, con el diseño de convertidor completo utilizando generadores convencionales, por lo general el convertidor del lado del generador es una línea con rectificador conmutado (se trata de un módulo convertidor simple). En resumen, mientras que uno tiene un diseño de generador más económico, el otro tiene un diseño de convertidor más económico.

Estas unidades pueden soportar fácilmente las perturbaciones de la red. El diseño de Siemens tiene una caja de cambios entre la turbina y en el generador.

4.4.3 Generador de Imán permanente (CIGRE, 2007)

Esta configuración utiliza un generador de imán permanente, cuya entrada mecánica es directamente al eje de las palas, es decir que no utiliza caja de engranajes (Soderlund, Eriksson, Salonen, & Vihriala, July 1996) . Los generadores son típicamente hasta 1 kW. Luego del generador se encuentra un rectificador cuya salida se encarga de cargar baterías. Esta es una configuración clásica utilizada en aplicaciones aisladas en zonas rurales.

Se ha desarrollado una turbina eólica que utiliza este concepto, con potencia realmente importante y de conexión indirecta al sistema de potencia que se conoce con el nombre de Windformer, ver Figura 4-7. Se utiliza en turbinas eólicas que se instalan en el mar (offshore), cuya potencia de salida es típicamente de 3 a 5 MW. El diseño básico de esta configuración está caracterizado por bobinados del estator con cables de alta tensión (HV -cable) y con campo magnético permanente en el rotor, acoplamiento directo entre el rotor y la turbina sin caja de engranajes y un sistema de colectores de corriente continua. (Gimenez Alvarez & Gómez Targarona, Octubre 2011).

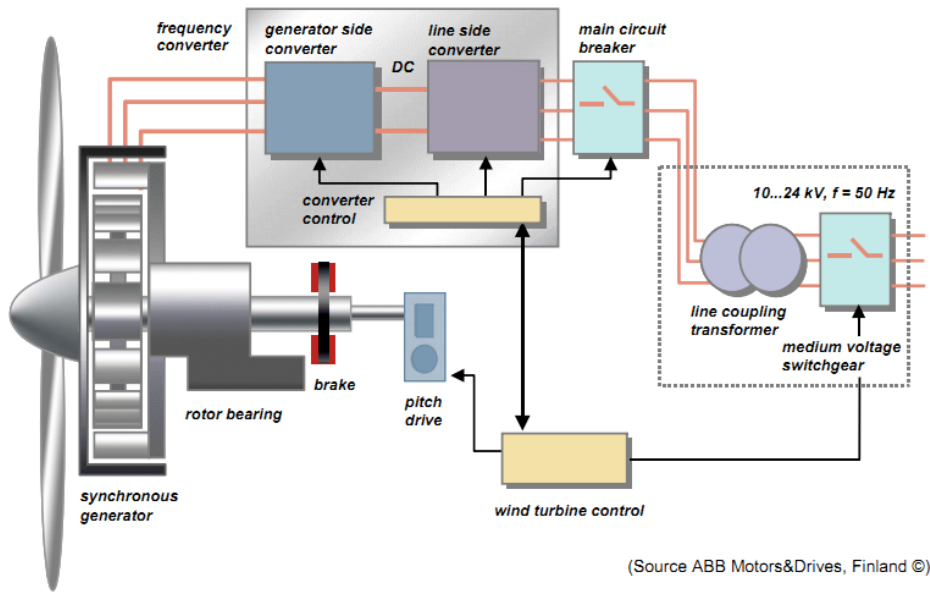


Figura 4-7. Generador de imán permanente

Fuente: (CIGRE, 2007)

Estos generadores también se diseñan sin caja de engranajes, donde la velocidad de rotación del generador es menor y existe la necesidad de compensar mediante la expansión del diámetro y el aumento del número de polos. La forma de las turbinas de viento se determinó con base en restricciones de transporte e instalación y las características de esfuerzo para resistir tifones, de la IEC clase I. El diámetro de este generador fue limitado a 4.2 m o menos, la turbina es de velocidad variable, sin engranajes o *Gear-Less*, y generador de imán permanente. El generador es de tecnología convencional. Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. (MHI) cambió la estructura del engranaje para mejorar la confiabilidad, simplificando la estructura para que aplique en parques eólicos en el mar (off-shore) a futuro. El diseño del generador puede superar las fluctuaciones de la energía generada, que es el punto débil en la generación de energía eólica.

En resumen se puede concluir que las tecnologías para la generación eólica, han llegado a un grado de madurez muy alto, que permite una razonable exigencia de requisitos técnicos para asegurar que la integración de importantes capacidades de generación eólica, a un sistema como el colombiano, no introduzca problemas en la calidad y seguridad de la operación y que a su vez estos requisitos no se constituyan en una barrera tecnológica que limite la competencia e incremente los costos de su integración. Además, se evita que se incorporen tecnologías que a nivel mundial ya no sean aceptadas por sus limitaciones en cumplir los criterios de los códigos de red de los países con importantes niveles de integración.

5 Análisis de la normatividad actual de IEC

La IEC ha desarrollado normas relativas a la seguridad, técnicas de medición y a los procedimientos de pruebas para los sistemas de generación con turbinas eólicas. Las normas incluyen los requerimientos de diseño, técnicas de medición del ruido acústico, medición de cargas mecánicas y comunicaciones para el monitoreo y control de plantas eólicas (IEC 61400-27-1, 2015).

En la Tabla 5-1 se listan las normas de la IEC referentes a los sistemas eólicos y la fecha de emisión de cada una; a lo largo del capítulo se resaltan los aspectos más relevantes que aplican a la integración de la generación eólica en Colombia.

Tabla 5-1. Normativa de la IEC relacionada con turbinas eólicas

Norma	Descripción
IEC 61400-1:2005+AMD1:2010 CSV	<i>Wind turbines - Part 1: Design requirements</i>
IEC 61400-2:2013	<i>Wind turbines - Part 2: Small wind turbines</i>
IEC 61400-3:2009	<i>Wind turbines - Part 3: Design requirements for offshore wind turbines</i>
IEC 61400-4:2012	<i>Wind turbines - Part 4: Design requirements for wind turbine gearboxes</i>
IEC 61400-11:2012	<i>Wind turbines - Part 11: Acoustic noise measurement techniques</i>
IEC 61400-12-1:2005	<i>Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines</i>
IEC 61400-12-2:2013	<i>Wind turbines - Part 12-2: Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry</i>
IEC TS 61400-13:2001	<i>Wind turbine generator systems - Part 13: Measurement of mechanical loads</i>
IEC TS 61400-14:2005	<i>Wind turbines - Part 14: Declaration of apparent sound power level and tonality values</i>
IEC 61400-21:2008	<i>Wind turbines - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines</i>
IEC 61400-22:2010	<i>Wind turbines - Part 22: Conformity testing and certification</i>
IEC 61400-23:2014	<i>Wind turbines - Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades</i>
IEC 61400-24:2010	<i>Wind turbines - Part 24: Lightning protection</i>
IEC 61400-25-1:2006	<i>Wind turbines - Part 25-1: Communications for monitoring and control of wind power plants - Overall description of principles and models</i>

Norma	Descripción
IEC 61400-25-2:2015	<i>Wind turbines - Part 25-2: Communications for monitoring and control of wind power plants - Information models</i>
IEC 61400-25-3:2015	<i>Wind turbines - Part 25-3: Communications for monitoring and control of wind power plants - Information exchange models</i>
IEC 61400-25-4:2008	<i>Wind turbines - Part 25-4: Communications for monitoring and control of wind power plants - Mapping to communication profile</i>
IEC 61400-25-5:2006	<i>Wind turbines - Part 25-5: Communications for monitoring and control of wind power plants - Conformance testing</i>
IEC 61400-25-6:2010	<i>Wind turbines - Part 25-6: Communications for monitoring and control of wind power plants - Logical node classes and data classes for condition monitoring</i>
IEC TS 61400-26-1:2011	<i>Wind turbines - Part 26-1: Time-based availability for wind turbine generating systems</i>
IEC TS 61400-26-2:2014	<i>Wind turbines - Part 26-2: Production-based availability for wind turbines</i>
IEC 61400-27-1:2015	<i>Wind turbines - Part 27-1: Electrical simulation models - Wind turbines</i>

5.1 Clases de turbinas eólicas

La velocidad del viento y la temperatura ambiente son los parámetros que más influyen en el desempeño de los parques eólicos y que por tanto pueden tener una incidencia directa en la calidad y seguridad del sistema, dado que cuando se tienen valores extremos puede haber desconexiones o variaciones grandes en la entrega de potencia activa y reactiva del parque.

La norma de referencia (IEC 61400-1:2005/AMD1:2010, 2010) define las clases de turbinas eólicas en términos de la velocidad del viento y parámetros de turbulencia. Adicionalmente, define una clase S cuando se requieren usar condiciones especiales de viento o de seguridad por el fabricante o el cliente. En la Tabla 5-2 se listan los parámetros básicos para las clases de las turbinas eólicas.

Tabla 5-2. Parámetros básicos para las clases de las turbinas eólicas

Wind turbine class		I	II	III	S
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	Values specified by the designer
A	I_{ref} (-)		0,16		
B	I_{ref} (-)		0,14		
C	I_{ref} (-)		0,12		

Fuente: (IEC 61400-1:2005/AMD1:2010, 2010)

Donde:

V_{ref}	Velocidad de viento promedio durante 10 min
A	Categoría de alta turbulencia
B	Categoría de media turbulencia
C	Categoría de baja turbulencia
I_{ref}	Valor esperado a una intensidad de 15 m/s

Adicional a estos parámetros, se deben considerar otros parámetros importantes tales como:

5.1.1 Condiciones del viento en condiciones normales y de turbulencia

La norma establece la metodología para realizar los cálculos de la distribución de la velocidad del viento, del perfil del viento, del modelo de turbulencia y del modelo para velocidades del viento extremas a partir de la velocidad de referencia del viento, de la velocidad del viento a la altura de la torre y de la turbulencia de referencia definida en la norma.

5.2 Otras condiciones técnicas de las turbinas eólicas

5.2.1 Condiciones ambientales normales

Temperatura ambiente en el rango de -10°C a $+40^{\circ}\text{C}$

Humedad relativa del 95%

Radiación solar de 1000 W/m^2

Densidad del aire de $1,225\text{ kg/m}^3$

5.2.2 Temperatura

El rango extremo de temperatura para las clases de turbinas eólicas estándar debe ser al menos -20°C a $+50^{\circ}\text{C}$

5.2.3 Condiciones del sistema eléctrico de potencia

Tensión – valor nominal $\pm 10\%$

Frecuencia – valor nominal $\pm 2\%$

Desbalance de Tensión – la relación de la componente de secuencia negativa del voltaje no debe exceder el 2%

Ciclos de recierre – los periodos de recierre deben ser 0,1 a 5 s para el primer recierre y 10 s a 90 s para el segundo recierre.

Salidas – Se deben asumir 20 salidas por año de la red eléctrica. Una salida superior a 6 horas se debe considerar como una condición normal. Una salida de más de una semana es una condición extrema.

5.3 Análisis de Flicker

Dado que el viento tiene características turbulentas (adicionales a su variación en el tiempo) es necesario analizar el impacto que tiene sobre la tensión en los puntos cercanos de acople del parque.

Las fluctuaciones del voltaje pueden producir efectos indeseados en el lado del consumidor los cuales se pueden manifestar como “flicker” (efecto de parpadeo visible de las fuentes de luz) y cambios de voltaje (la magnitud de voltaje puede ser muy alta o muy baja).

Para ello se debe caracterizar la función espectral de densidad para turbulencia del viento. A partir de esta función se deben simular las variaciones de potencia causadas por el gradiente de cambio de velocidad del viento en el área de instalación.

Estas turbulencias se pueden clasificar en tres grupos:

- Ráfagas de viento que viajan por todo el parque eólico
- Rápidas variaciones del viento debido a turbulencias locales
- Oscilaciones de baja frecuencia debido al efecto de “sombra” que ejerce una torre sobre otra.

Para analizar el impacto de la turbulencia en el flicker se pueden tomar como referencia las variaciones de tensión en el PCC con el fin de calcular el Pst y compararlo con los límites establecidos en las normas (IEC 61400-21, 2008) y (IEC TR 61000-3-7:2008, 2008)

La norma describe la medición y valoración de las características de la calidad de la potencia de la red con turbinas eólicas conectadas (WTGs).

5.3.1 Operación Continua

Operación continua es una condición que se define en la norma (IEC 61400-21, 2008) como la operación normal de las turbinas eólicas (WTG) excluyendo el arranque y la parada.

Los factores de disturbio flicker de corta duración y de larga duración durante la operación continua se define como:

$$P_{st} = P_{lt} = c(\psi_k, v_a) \cdot \frac{S_n}{S_k}$$

Donde:

P_{st} es el factor de disturbio flicker de corta duración

P_{lt} es el factor de disturbio flicker de larga duración

c es el coeficiente del flicker para operación continua

ψ_k es el ángulo de la impedancia de la red (grados)

v_a es el promedio anual de la velocidad del viento $\left(\frac{m}{s}\right)$

S_n es la potencia aparente nominal de la turbina eólica (VA)

S_k es la potencia aparente de cortocircuito de la red (VA)

Cuando existe más de una WTG conectada en un el mismo punto de acoplamiento (PCC), se requiere realizar la sumatoria:

$$P_{st} = P_{lt\Sigma} = \frac{1}{S_k} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (c(\psi_k, v_a) \cdot S_{n,i})^2}$$

Donde:

N_{wt} es el número de turbinas eólicas en el PCC

5.3.2 Operación interrumpida (Switching Operations)

En la norma IEC 61400-21 se define como el encendido o el suicheo de los generadores eólicos (WTG).

El factor de corta duración se define como:

$$P_{st} = 18 \cdot N_{10}^{0.31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k}$$

Donde:

N_{10} es el número de suicheos en un periodo de 10 minutos.

K_f es el factor de paso de flicker

ψ_k es el ángulo de la impedancia de la red en grados

S_n es la potencia aparente de la turbina en VA

S_k es la potencia aparente de cortocircuito de la red en VA

El factor de larga duración se define como:

$$P_{lt} = 8 \cdot N_{120}^{0.31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k}$$

Donde:

N_{120} es el número de suicheos en un periodo de 120 minutos.

K_f es el factor de paso de flicker

ψ_k es el ángulo de la impedancia de la red en grados

S_n es la potencia aparente de la turbina en VA

S_k es la potencia aparente de cortocircuito de la red en VA

Si existe más de una WTG conectada en un el mismo punto de acoplamiento (PCC), se requiere realizar la sumatoria:

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} \left[\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{10,i} \cdot (k_{f,i}(\psi_k) S_{n,i})^{3.2} \right]^{0.31}$$

$$P_{lt\Sigma} = \frac{8}{S_k} \left[\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120,i} \cdot (k_{f,i}(\psi_k) S_{n,i})^{3.2} \right]^{0.31}$$

Donde:

N_{wt} es el número de turbinas eólicas en el PCC

El cambio relativo de voltaje (%) durante la operación de suicheo de una WTG se calcula como:

$$d = 100 \cdot k_u(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k}$$

5.3.3 Valores de referencia de la norma (IEC TR 61000-3-7:2008, 2008)

En la Tabla 5-3 se muestran los valores de referencia del Pst y Plt para media tensión y alta tensión definidos por la norma (IEC TR 61000-3-7:2008, 2008)

Tabla 5-3. Niveles mínimos de emisión en MV y HV

E_{Psti}	E_{Plti}
0.35	0.25

Fuente: (IEC TR 61000-3-7:2008, 2008)

5.4 Armónicos

En general hay dos formas en las cuales los generadores eólicos pueden generar armónicos:

- Saturación de los generadores
- Inyección de corrientes armónicas debido a la presencia de equipos de electrónica de potencia como arrancadores, convertidores de frecuencia etc.

Por consiguiente, los análisis de armónicos no serán parte del estudio de conexión puesto que estos solo se pueden establecer con la entrada en operación de los parques eólicos. Debe asegurarse que el parque eólico cumpla con los estándares establecidos en la norma (IEEE-519, 2014) en el punto de conexión a la red del SIN.

Dentro del parque eólico el fabricante debe verificar la presencia de posibles resonancias debido a la carga capacitiva de los cables, la presencia de condensadores maniobrables.

Se debe complementar la reglamentación de calidad de onda ya que la actual es muy general y solo aplica para la onda de tensión. Con las nuevas cargas electrónicas y generación fluctuante es necesario acondicionar el Código de Conexión en los siguientes aspectos:

- Armónicos de corriente: Establecer valores por armónico, así como del TDD (IEEE-519, 2014).
- Armónicos de tensión: (IEEE-519, 2014)

5.4.1 Límites de corrientes armónicas

La norma IEEE 519-2014: *IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*, define unos límites de corriente armónica dependiendo del nivel de tensión los cuales se muestran a continuación.

Tabla 5-4. Límites de distorsión de corriente para sistemas con voltaje entre 120 V y 69 kV

Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
Individual harmonic order (odd harmonics) ^{a, b}						
I_{5c}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
<20 ^c	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 < 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 < 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 < 1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Fuente: (IEEE-519, 2014)

Tabla 5-5. Límites de distorsión de corriente para sistemas con voltaje entre 69 kV y 161 kV

Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
Individual harmonic order (odd harmonics) ^{a, b}						
I_{5c}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
<20 ^c	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20 < 50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50 < 100	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
100 < 1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
> 1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0

Fuente: (IEEE-519, 2014)

Tabla 5-6. Límites de distorsión de corriente para sistemas con voltaje mayores a 161 kV

Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
Individual harmonic order (odd harmonics) ^{a, b}						
I_{5c}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
<25 ^c	1.0	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
25 < 50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
≥ 50	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Fuente: (IEEE-519, 2014)

^aEven harmonics are limited to 25% of the odd harmonic limits above.^bCurrent distortions that result in a dc offset, e.g., half-wave converters, are not allowed.

°All power generation equipment is limited to these values of current distortion, regardless of actual I_{sc}/I_L .

Where:

I_{sc} = maximum short-circuit current at PCC

I_L = maximum demand load current (fundamental frequency component) at the PCC under normal load operating conditions

5.5 Modelos dinámicos de las turbinas eólicas

La norma IEC 61400-27-1, *Wind turbines - Part 27-1: Electrical simulation models - Wind turbines* establece los modelos para simular los generadores eólicos.

Los generadores eólicos se dividen en 4 tipos, como se indica en la IEC, cada tipo de generador es similar a los mencionados en el capítulo 4 y como se describen a continuación:

- Tipo 1: Turbina con Generador asíncrono conectado directamente a la red, con resistencia de rotor fija, similar al generador de jaula de ardilla.
- Tipo 2: Turbina con Generador asíncrono conectado directamente a la red, con resistencia de rotor variable
- Tipo 3: Turbina con generador asíncrono doblemente alimentado, *DFIG* (estator conectado directamente a la red y rotor conectado a través de convertidor de potencia)
- Tipo 4: Turbina conectada a la red a través de un convertidor de potencia completo

El modelo de interface entre el modelo de turbina eólica, el modelo de parque eólico y la red o el sistema, se muestra a continuación:

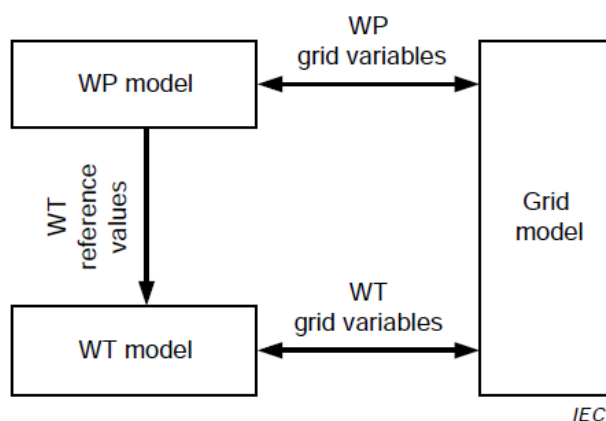


Figura 5-1 Modelos interface Turbina – parque eólico – Red de conexión
Fuente: (IEC 61400-27-1, 2015)

El modelo de la turbina eólica (WT) recibe valores de referencia del modelo de la planta eólica (WP), generalmente reciben parámetros como control de potencia activa y reactiva, factor de potencia y tensión, estos modelos se relacionan, a su vez, recibiendo y entregando con el sistema de transmisión.

El modelo de la turbina se comunica a través de las terminales de la turbina (WTT), mientras que el modelo del parque eólico se puede comunicar con uno o varios puntos de la red.

5.5.1 Estructura genérica modelos Turbinas eólicas

La estructura genérica utilizada para las turbinas eólicas se muestra en la Figura 5-2:

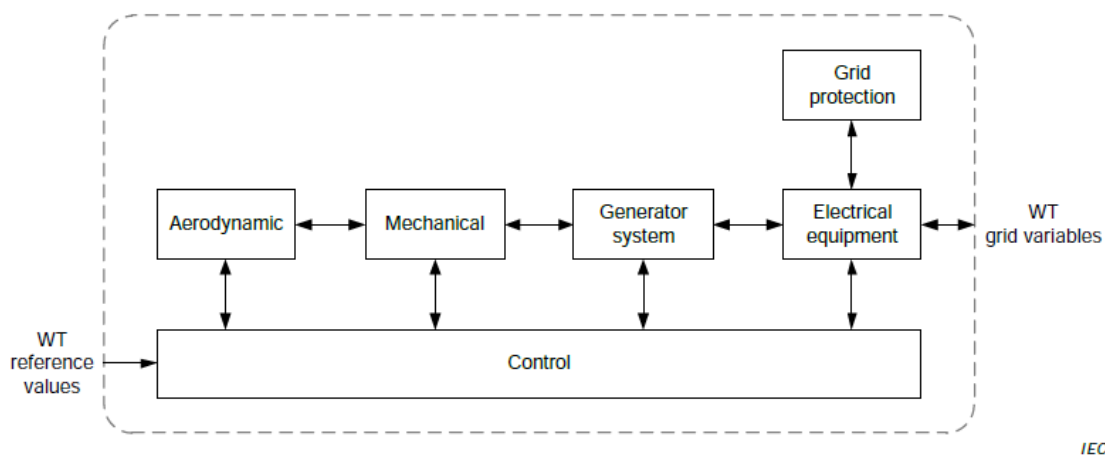


Figura 5-2 Estructura genérica modelo de turbina eólica
Fuente: (IEC 61400-27-1, 2015)

A través de un diagrama de bloques, en el centro se refleja el flujo de potencia física de cada generador, mientras que la protección y el control están por encima y por debajo, respectivamente. Dependiendo del tipo

de turbina (tipo 1, 2, 3 y 4) se pueden omitir los bloques aerodinámicos y mecánico, sin embargo, siempre se deben incluir los bloques del sistema de generador, el equipo eléctrico y el esquema de protección de la red. Como dato de entrada, se requieren los valores de referencia de cada turbina, antes mencionados y el intercambio con las variables de la red.

En el Anexo 2, se detalla cada tipo de generador y se indican las variables asociadas en cada modelo.

6 Definición de requisitos para la conexión de generadores eólicos

Es de gran importancia escoger las variables, que representen los factores claves para asegurar que la calidad y seguridad de la operación se conserve con grandes bloques de integración de generación eólica. A continuación, se realiza una descripción de las variables seleccionadas para el análisis y que serán incluidas en el referenciamiento.

6.1 Control Primario de Frecuencia

La Regulación Primaria de manera convencional se considera como la respuesta a las desviaciones de frecuencia del sistema en la cual sólo interviene el regulador de velocidad de la máquina, que actúa continuamente corrigiendo las desviaciones dentro de límites preestablecidos en la generación y la demanda.

Como las turbinas eólicas utilizan tecnologías de generación diferentes a las centrales eléctricas convencionales, tienen una capacidad limitada de participar en el control de frecuencia de la misma manera que los generadores convencionales. Sin embargo, actualmente la mayoría de los códigos de red incluyen requisitos para el control de frecuencia.

Para las sobrefrecuencias, se puede lograr parando algunas turbinas en el parque eólico o por acciones en el control de las aspas.

Como el viento no se puede controlar, la potencia generada por las turbinas eólicas debe controlarse por debajo de su punto de eficiencia en la curva de generación, para que el parque eólico sea capaz de proporcionar un control de frecuencia en bajas frecuencias (Matevosyan, Bolik, & Ackermann, 2012); perdiendo eficiencia en la producción de energía del parque eólico.

En funcionamiento normal, la potencia de salida de una planta eólica puede variar en el rango de 15-20% de la capacidad instalada en 15 minutos por las condiciones de viento. Esto podría conducir a desequilibrios adicionales entre la generación y la demanda del sistema. Durante condiciones de viento extremas pueden ocurrir variaciones más grandes de generación.

6.2 Rangos de operación en frecuencia

Las plantas eólicas deben ser capaces de resistir desviaciones de frecuencia en el punto de conexión, en condiciones normales y anormales de operación, adicionalmente los cambios en la generación de potencia activa deben ser tan pequeños como sea posible ya que esto podría dar lugar a otras excursiones de frecuencias. (Matevosyan, Bolik, & Ackermann, 2012b)

En caso de desviación de la frecuencia de su valor nominal, se debe evitar cualquier desconexión automática de una unidad de generación de la red dentro de los rangos definidos en el código de red y la entrega de potencia se debe mantener dentro de los límites especificados en el código de red respectivo.

6.3 Control de potencia reactiva

El control de potencia reactiva es un control local de voltaje. Las turbinas eólicas deben ser capaces de controlar la potencia reactiva en un amplio rango. Muchos códigos de red requieren este control en un rango hasta un factor de potencia de 0.9, lo que significa que la potencia reactiva (capacitiva e inductiva) es el 50% de la potencia nominal. (Santjer, 2012)

6.4 Control de tensión

Los reguladores de tensión y el control de potencia reactiva en los generadores y puntos de conexión de la demanda se utilizan con el fin de mantener la tensión dentro de los límites requeridos y evitar problemas de estabilidad de tensión.

Las turbinas de viento también tienen que contribuir al control de tensión del sistema. El control de tensión del tipo “*A slope voltage control*” es ampliamente utilizado, en este control cierta cantidad de potencia reactiva debe ser proporcionada de acuerdo con un cierto cambio de voltaje. (Matevosyan, Bolik, & Ackermann, 2012).

6.5 Control de potencia activa

El control de potencia activa tiene el objeto de garantizar una frecuencia estable en el sistema, evitar la sobrecarga de las líneas de transmisión, asegurar el cumplimiento con los estándares de calidad de energía y evitar grandes saltos de tensión y corrientes in-rush durante el arranque y parada de las turbinas eólicas. (Matevosyan, Bolik, & Ackermann, 2012).

6.6 Tensión de operación en falla (Fault Ride-through Capability)

En el pasado, a las turbinas eólicas se les permitió desconectarse en caso de una falla en la red. Sin embargo, la desconexión inmediata de grandes parques eólicos o una gran cantidad de generación distribuida, pone un estrés adicional sobre el sistema ya perturbado. Para solucionar este problema el requisito de fault ride-through (FRT), soportar tensiones muy bajas (comúnmente conocido como huecos de tensión) en el punto de conexión de los parques eólicos por un tiempo determinado, normalmente igual al despeje de la falla por la protección principal más un margen, se introdujo por primera vez en Dinamarca en 1998 y más tarde en los códigos de red de otros países.

Las turbinas eólicas deben permanecer conectadas a la red ante fallas que causen bajas tensiones (huecos de tensión) o sobretensiones por fuera de los límites establecidos; en la Figura 6-1 se puede apreciar la curva FRT para una turbina REpower MM – 2 MW

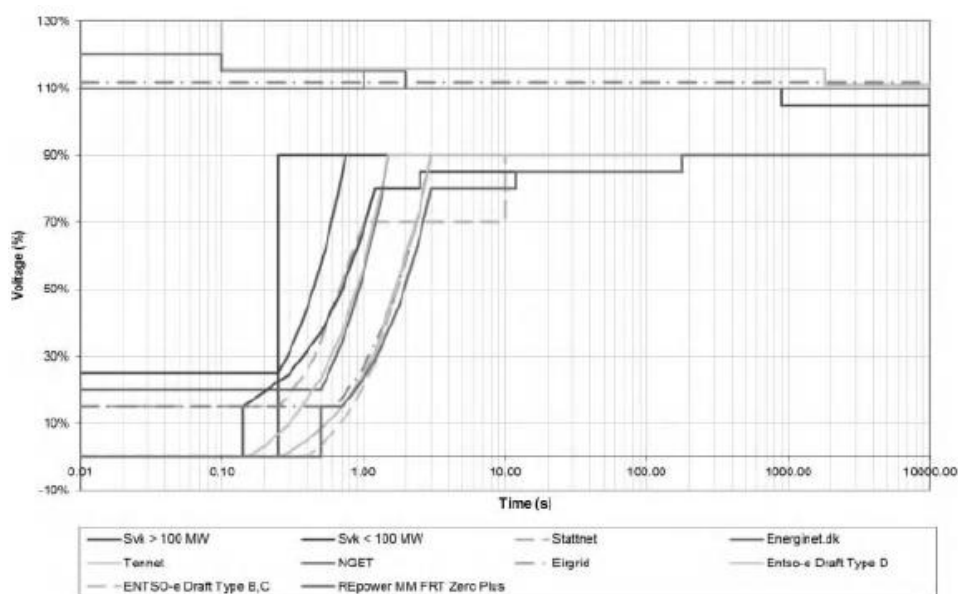


Figura 6-1. Requerimiento de bajas tensiones y sobretensiones durante y después de una falla en el sistema para una turbina eólica REpower MM – 2 MW

Fuente: (Matevosyan, Bolik, & Ackermann, 2012).

6.7 Calidad de Onda (Voltage Quality)

La inyección de energía eólica en una red afecta a la calidad de la tensión. La evaluación de la calidad de la tensión de los parques eólicos se basa en los siguientes conceptos:

- **Cambios rápidos de tensión:** cambios rápidos de la tensión RMS, donde el cambio de voltaje es de duración determinada (por ejemplo, durante operaciones de suicheo en el parque eólico).
- **Parpadeos de tensión (Voltage flicker):** perturbaciones de tensión de baja frecuencia.
- **Armónicos:** perturbaciones de corriente o voltaje periódicos con frecuencias $n \times 60$ Hz, donde n es un número entero.

Los requisitos relacionados a la calidad de tensión están listados explícitamente en la norma IEC 61400-21. (Tande, 2012).

6.8 Información técnica

Es de gran importancia que los códigos de red exijan un mínimo de información técnica, que sea suministrada a quienes son los encargados de la planeación de la expansión y de la operación, para que dispongan de información suficiente y confiable que garantice que los estudios eléctricos reproducirán de la mejor forma posible el comportamiento de los parques eólicos, para poder definir todas las medidas necesarias que aseguren la calidad, confiabilidad y seguridad del sistema. La información mínima es la siguiente:

1. Capacidad nominal de cada aerogenerador (MW y MVA)
2. Tensión nominal de cada aerogenerador
3. Impedancias de cada aerogenerador y tipo de aerogenerador
4. Capacidad, impedancias, relación de transformación y taps de los transformadores conectados a cada aerogenerador
5. Capacidad, impedancias, relación de transformación y taps de los transformadores conectados al punto de conexión del SIN
6. Configuración eléctrica de las conexiones de los aerogeneradores entre sí en el parque
7. Número de aerogeneradores
8. Capacidad Efectiva neta del parque en el punto de conexión al SIN
9. Información de modelos de generadores eólicos para realizar los estudios de estabilidad
10. Diagrama de bloques del controlador de Carga/Velocidad con sus correspondientes compensaciones dinámicas.
11. Características, rango de ajuste y diagrama de bloques del controlador Frecuencia/Potencia, con sus correspondientes compensaciones dinámicas.

12. Características, rango de ajuste y diagrama de bloques del Controlador de arranque y de toma de carga.
13. Curvas de potencia activa y reactiva de cada aerogenerador y de la equivalente en el punto de conexión
14. Rampas de variación de la generación ante la ocurrencia de condiciones extremas de temperatura y de viento (ráfagas)
15. Ajuste de las protecciones de tensión, corriente y frecuencia.
16. Estadísticas de velocidades de viento cada 10 min.
17. Protocolos o ensayos de recepción de las unidades generadoras o equipos accesorios que confirmen la zona de operación del parque para entregar o absorber potencia reactiva.

6.9 Protecciones

Las protecciones mínimas con las que deben contar los parques eólicos encaminadas a la seguridad del sistema son de sobretensión y baja tensión, sobre frecuencia y baja frecuencia.

En la norma IEC61400-21 se establecen las pruebas para validar el funcionamiento de estas protecciones de acuerdo con los valores límites establecidos por los códigos de red (Santjer, 2012) (Tande, 2012).

6.10 Despacho

El despacho económico es el proceso por el cual diariamente se encuentra el programa horario de generación de cada uno de los recursos del Sistema, que permite atender la demanda, cumpliendo con criterios de seguridad, confiabilidad, calidad y economía, de acuerdo a lo establecido en la reglamentación vigente.

La producción de energía eólica no es fácil de modelar en los modelos de despacho existentes. El nivel de detalle del modelo de simulación es importante con el fin de captar el impacto de la variabilidad del viento en el tiempo, el nivel de detalle en la simulación de la generación convencional, de la transmisión y la fijación de precios. La captura de los impactos de la generación con energía eólica por lo general requiere simulaciones con resolución temporal suficientemente altas. Una escala de tiempo de una hora es considerada una buena aproximación. (Holtinen, Overview of Integration Studies – Methodologies and Results, 2012).

De los retos importantes es lograr capturar la incertidumbre de los errores de pronóstico, los cuales son diferentes para diferentes escalas de tiempo (Dragoon & Milligan, 2003). La incertidumbre de la predicción de la energía eólica disminuye a medida que disminuye su tiempo de entrega. (Holtinen, Overview of Integration Studies – Methodologies and Results, 2012)

Otro tema importante en el despacho son las rampas cuando existen niveles altos de penetración de generación eólica. Se requiere la optimización de rampas de múltiples unidades convencionales para asegurar un movimiento rápido ante cambios en la generación eólica (Holtinen, Overview of Integration Studies – Methodologies and Results, 2012).

Dado lo anterior, es importante considerar dentro de la información del despacho las siguientes variables:

- Pronóstico de producción de energía.
- Predicción meteorológica en el sitio de implementación del parque: Velocidad y dirección del viento, Temperatura y presión atmosférica.
- Curva característica de la potencia de salida en función de la velocidad del viento.
- Distribución de frecuencia para velocidad del viento
- Potencia y energía generable

6.11 Supervisión en Tiempo Real

Es de gran importancia que se exija la supervisión en tiempo real, por parte del operador, de las variables de tensión, corriente, potencia activa y reactiva, posición de los dispositivos lógicos, velocidad del viento, dirección del viento y condiciones ambientales.

En el caso español, Red Eléctrica de España dispone de un procedimiento operativo en el cual se indica la información que se debe reportar al Operador del Sistema (OS) por parte de los productores eólicos con instalación de potencia neta superior a 1 MW.

Dentro de los requerimientos, se pueden listar:

- La información en tiempo real relativa a las instalaciones de producción de régimen ordinario y/o especial de potencia neta superior a 10 MW (o de aquellas instalaciones de potencia igual o inferior a ésta y que formen parte de una agrupación cuya suma total de potencias sea mayor de 10 MW) deberá ser captada por medios propios y facilitada al operador del sistema a través de las conexiones con los centros de control de generación.
- Todas las instalaciones con potencia instalada mayor de 1 MW, o inferior a 1 MW pero que formen parte de una agrupación de instalaciones cuya suma de potencias sea mayor de 1 MW, deberán enviar telemidas al operador del sistema, en tiempo real, de forma individual en el primer caso o agregada en el segundo.

- Se debe contar con dos líneas de comunicación del tipo punto a punto, redundantes entre si y dedicadas exclusivamente al intercambio de información.
- La periodicidad de la información a intercambiar para los datos de regulación secundaria será igual o inferior al ciclo del regulador maestro. El resto de la información en tiempo real será intercambiado con una periodicidad a determinar por el Operador del sistema con cada sujeto del mercado, que en ningún caso superará los 12 segundos.
- Las unidades o instalaciones superiores a 10 MW deben reportar:
 - Estado de conexión de la instalación con la red de distribución o de transporte.
 - Potencia activa producida (MW) por cada una de las unidades de generación y de la generación agrupada.
 - Potencia reactiva producida/absorbida (Mvar) por cada una de las unidades de generación y potencia reactiva agrupada.
 - Medida de tensión en barras en el punto de conexión a la red y en los colectores del parque (kV).

En el caso de parques eólicos: velocidad del viento (intensidad y dirección) (m/s y grados sexagesimales) y temperatura (°C).

Las unidades o instalaciones superiores a 1 MW deben reportar: medidas de

- Potencia activa producida (MW)
- Señalizaciones de los dispositivos lógicos
- Potencia reactiva (MVar)
- Tensión (kV)

7 Criterios para la conexión de generadores eólicos a gran escala en diferentes países

En este capítulo se presenta un referenciamiento de diferentes países en cuanto se refiere a los requerimientos técnicos para los parques eólicos, se resaltan los rangos de operación en frecuencia, el control de potencia reactiva, el control de tensión y de potencia activa y la tensión de operación en falla (VRT por sus siglas en inglés). Los países escogidos han tenido diferentes desarrollos y penetración de la energía eólica y en algunos casos los códigos de conexión se han ido ajustando y modificando en la medida que hay mayor participación de la tecnología junto con desarrollo y avance de la misma.

En la Tabla 7-1 se muestran los países seleccionados, así como su capacidad eólica instalada y la participación en el total de su capacidad a diciembre de 2014. En el Anexo 2 se presenta la descripción de la canasta energética país y la descripción de los requisitos técnicos de cada país.

Tabla 7-1. Países del referenciamiento

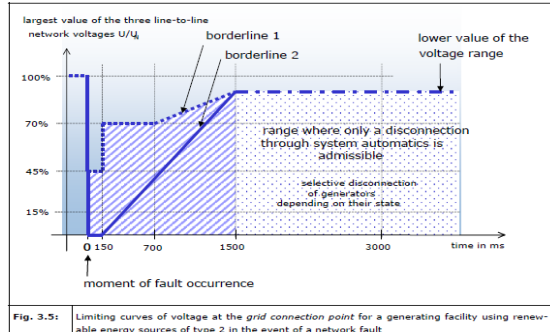
País	Capacidad Instalada Eólica (GW)	Porcentaje de capacidad instalada eólica respecto a la capacidad instalada total
Alemania	37,59	21,00
Argentina	0,19	0,60
Australia	3,81	6,04
Brasil	4,76	3,90
Chile	0,84	4,28
China	114,61	8,31
Dinamarca	4,88	36,00
España	24,07	22,30
Estados Unidos	59,53	5,60
México	2,04	3,11
Panamá	0,05	2,10
Reino Unido	5,59	6,57
Uruguay	0,47	13,00

Fuente: elaboración propia

7.1 Principales requisitos técnicos por país

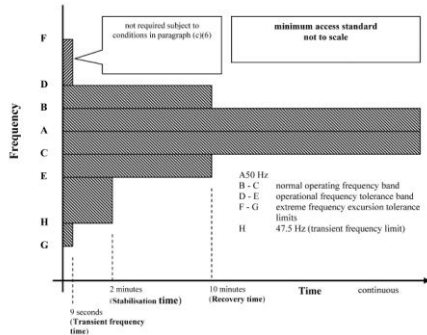
En la Tabla 7-2 se presenta un resumen de los principales requisitos técnicos en algunos de los países analizados, los cuales se pueden encontrar con mayor detalle en el Anexo 1.

Tabla 7-2. Resumen requisitos para la conexión y operación de eólicas en diferentes países

País	Rangos de operación en frecuencia	Control de potencia reactiva	Tensión de operación en falla
Alemania	$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$ Sin desconexión automática $f < 47,5 \text{ Hz}$ Desconexión automática $f > 51,5 \text{ Hz}$ Desconexión automática	El TSO podrá escoger alguna de las tres alternativas presentadas a, b o c. En la alternativa a se presentan valores de factor de potencia entre 0,975 y 0,9; en la alternativa b se presentan valores entre 0,95 y 0,925 y para la alternativa c se presentan valores entre 0,925 y 0,95.	
Argentina	49 y 51 Hz: sin límite de tiempo 48,5 y 49,0 Hz, y entre 51 y 51,5 Hz: Operación con la actuación de relés temporizados con una temporización mínima de 100 s 48 y 48,5 Hz, y entre 51,5 y 52,0 Hz: Operación con la actuación de relés temporizados con una temporización mínima de 25 s 47,5 y 48 Hz, y entre 52,0 y 52,5 Hz: Operación con la actuación de relés temporizados con una temporización mínima de 15 s entre 47,5 Hz y 52,5 Hz: Operación sin la actuación de relés instantáneos de desconexión.	En el punto de conexión a la red debe tener un factor de potencia ($\cos\phi$) de 0,95 tanto inductivo como capacitivo.	Frente a fallas en el SADI, correctamente despejadas por sus protecciones, la Central Eólica deberá soportar, sin desconectarse de la red, disminuciones de tensión (de cada fase) en magnitud y tiempo, en el punto de conexión de la Granja, comprendidas dentro de la curva límite definida en el Procedimiento Técnico N°4 de LOS PROCEDIMIENTOS. <i>“El gradiente de aumento de tensión ante fallas severas deberá ser tal que la excitación alcance el techo antes de 10 ms para una depresión de la tensión terminal del 50%, con el generador a plena carga y factor de potencia nominal.”</i>

País	Rangos de operación en frecuencia	Control de potencia reactiva	Tensión de operación en falla
------	-----------------------------------	------------------------------	-------------------------------

Australia



Frecuencia Nominal: 50 Hz
 Operación normal: 49,85 to 50,15 Hz
 Operación tolerable: 49,0 to 51,0 Hz
 Variaciones extremas: 47,0 to 52,0 Hz
 Transitorios: 47,5 Hz

Brasil

- (A) Operación entre 56,5 y 63 Hz sin acción de relés de baja y sobrefrecuencia instantánea.
- (B) El funcionamiento por debajo de 58,5 Hz durante un máximo de 10 segundos.
- (C) Operación entre 58,5 y 61,5 Hz sin actuar el relé de mínima frecuencia y sobrefrecuencia temporizados.
- (D) Funcionamiento por encima de 61,5 Hz hasta 10 segundos.

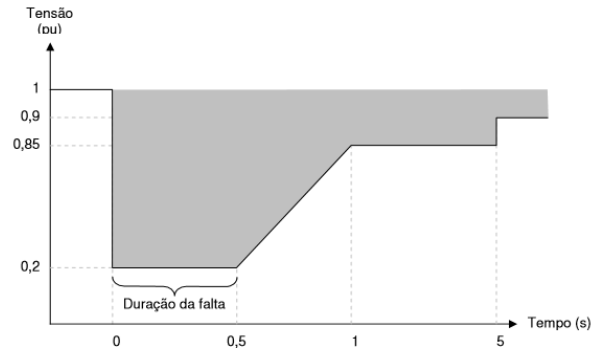
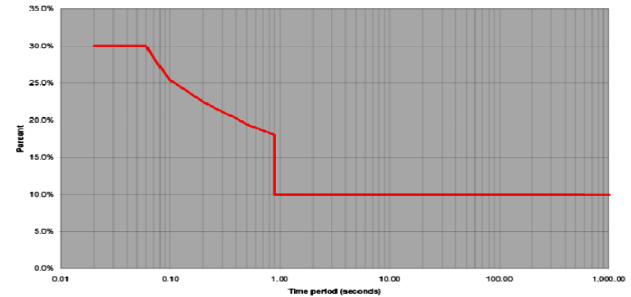
La unidad de generación debe ser capaz de entregar y absorber continuamente, en el punto de conexión, al menos una cantidad igual 0,395 del valor de la potencia activa nominal.

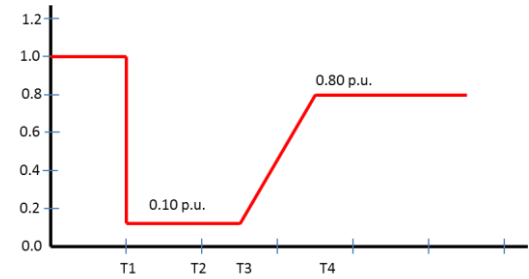
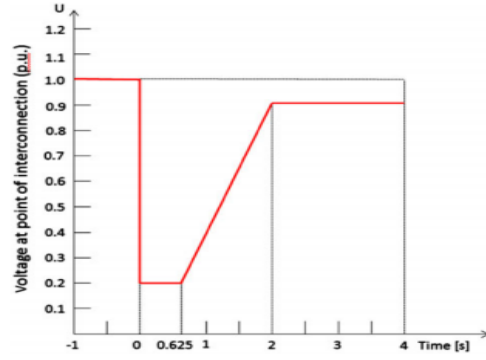
El generador eólico debe operar con factor de potencia en adelanto o atraso:

- (a) un mínimo de 0,95 capacitivo;
- (B) un mínimo de 0,95 inductivo.

Las unidades de generación deben ser capaces de operar continuamente cuando hay una perturbación en el sistema de potencia que cause que el voltaje en el punto de conexión varíe como se indica a continuación:

- a. Voltajes > 110% para la duración mostrada en la gráfica abajo.
- b. Voltajes entre 90% a 110% continuamente.
- c. 80% to 90%oltajes entre 80% a 90% por al menos 10 segundos.
- d. Voltajes entre 70% a 80% por al menos 2 segundos.



País	Rangos de operación en frecuencia	Control de potencia reactiva	Tensión de operación en falla
Chile	<p>49,0 – 50,0 Hz: Permanente</p> <p>48,0 - 49,0 Hz: 90 s</p> <p>47,5 – 48,0 Hz: 15 s</p> <p>47,0 – 47,5 Hz: Desconexión Opcional</p> <p>50,0 – 51,0 Hz: Permanente</p> <p>51,0 – 51,5 Hz: 90 s</p> <p>F > 51,5 Hz: Desconexión forzada</p>	<p>Para tensiones en el rango de estado normal la generación de potencia reactiva se determina hasta un f.p. de 0,95 inductivo y capacitivo</p>	 <p>T1: Tiempo de inicio de la falla T2: Tiempo máximo de despeje de la falla T3 = T2 + 20 ms T4: 1000 ms T2 = 120 ms para generadores en el ST y equipos con tensión superior a 200 kV. T2 = 400 ms para equipos con tensión inferior a 200 kV</p>
China	<p>Operación continua entre 49.5 Hz y 50.5 Hz</p> <p>Operación durante 10 minutos entre 49,5 Hz y 48 Hz</p> <p>Operación durante 2 minutos entre 50,5 Hz y 51 HZ</p> <p>Cuando la frecuencia supera 51 Hz, la salida de la planta estará limitada a la orden de la compañía que realiza el despacho.</p> <p>Cuando la frecuencia se encuentra por debajo de 48 Hz, deberá seguir operando de acuerdo a su nivel permitido</p>	<p>El factor de potencia de operación para los parques eólicos es 0,95 en adelante y atraso.</p>	

País	Rangos de operación en frecuencia	Control de potencia reactiva	Tensión de operación en falla
------	-----------------------------------	------------------------------	-------------------------------

Dinamarca

$49,5 \text{ Hz} \leq f \leq 50,2 \text{ Hz}$ operación normal
 $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$ 30 minutos
 $47 \text{ Hz} \leq f \leq 52 \text{ Hz}$ 30 segundos
 $f < 47 \text{ Hz}$ Desconexión automática
 $f > 52 \text{ Hz}$ Desconexión automática

Los requerimientos de control de potencia reactiva son diferentes dependiendo del tipo de planta. Para las plantas tipo C se exige un factor de potencia de 0.975 inductivo y capacitivo (ver Anexo 1)
 Para las plantas tipo D se exige un factor de potencia de 0.95 inductivo y capacitivo (ver Anexo 1)

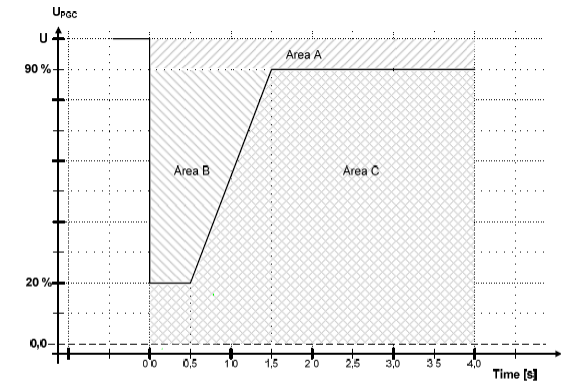


Figure 6 Voltage dip tolerance requirements for category C and D wind power plants.

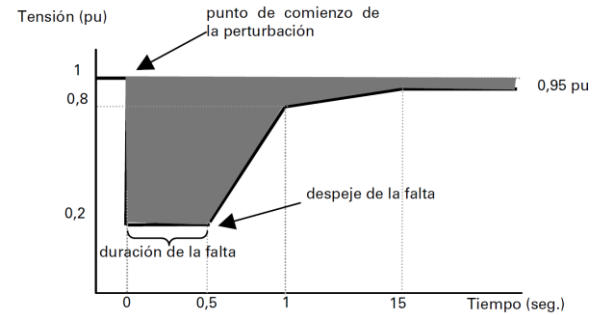
España

Todas las instalaciones de generación no gestionable de potencia instalada menor de 10 MW desconectarán con 51 Hz y una temporización de 200 ms. Su reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

Las instalaciones de generación de régimen especial gestionable deberán desconectar cuando la frecuencia supere el valor de 51 Hz, y las instalaciones de producción de régimen ordinario no desconectarán mientras la frecuencia no alcance los 51,5 Hz.

a) Coseno ϕ capacitivo igual a 0,989 (generación de potencia reactiva equivalente al 15% de la potencia activa neta máxima).

b) Coseno ϕ inductivo igual a 0,989 (absorción de potencia reactiva equivalente al 15% de la potencia activa neta máxima).

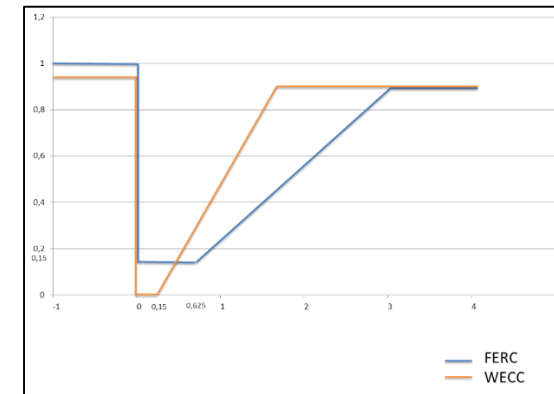


País	Rangos de operación en frecuencia	Control de potencia reactiva	Tensión de operación en falla
------	-----------------------------------	------------------------------	-------------------------------

Estados Unidos

- $> 59,4 \text{ Hz}$ y 60 Hz a $< 60,6 \text{ Hz}$: Operación continua
- $\leq 59,4 \text{ Hz}$ y $\geq 60,6 \text{ Hz}$: durante 3 minutos
- $\leq 58,4 \text{ Hz}$ y $\geq 61,6 \text{ Hz}$: durante 30 segundos
- $\leq 57,8 \text{ Hz}$: durante 7,5 segundos
- $\leq 57,3 \text{ Hz}$: durante 45 ciclos
- $\leq 57 \text{ Hz}$ y $\geq 61,7 \text{ Hz}$: Disparo instantáneo

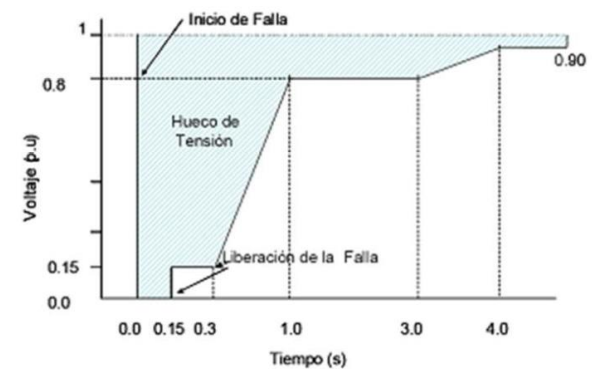
Factor de potencia 0.95 inductivo y capacitivo (FERC)

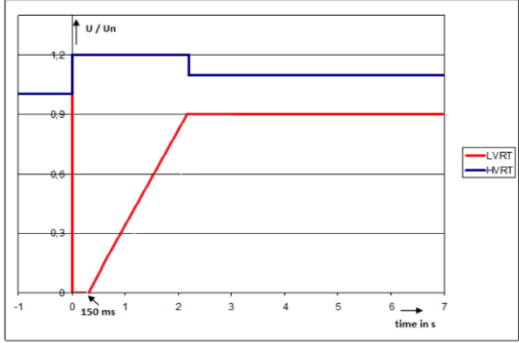
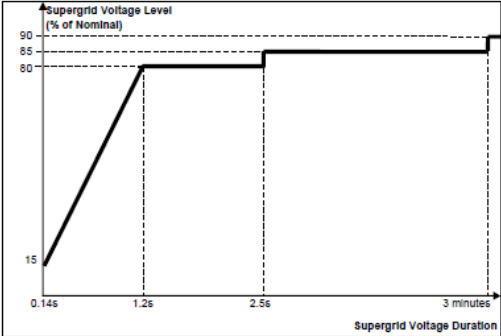
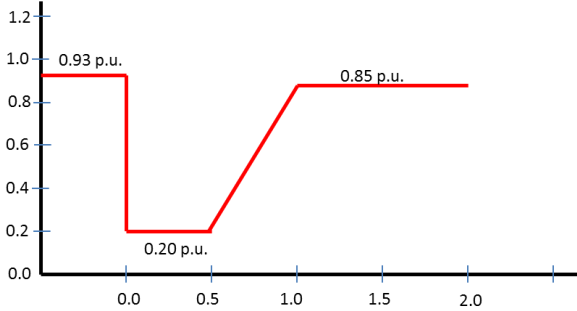


México

- $> 62 \text{ Hz}$: Disparo instantáneo
- $57,5 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$: Operación continua
- $\leq 57,5 \text{ Hz}$: Disparo instantáneo

Capacidad de control del factor de potencia en el rango de 0,95 en atraso o adelanto.



País	Rangos de operación en frecuencia	Control de potencia reactiva	Tensión de operación en falla
Panamá	<p>> 62 Hz – instantáneo</p> <p>$57,5 \leq$ Operación Normal $\leq 62,00$ – Operación continua</p> <p>< 57,5 Hz Instantáneo</p>	<p>Debe ser capaz de proporcionar continuamente una potencia reactiva entre - 0,4 p.u. y +0,4 p.u. en el punto de conexión (de la potencia activa).</p> <p>Deben tener control del factor de potencia en el rango de 0,95 en atraso o adelante, o mejor.</p>	
Reino Unido	<p>$49 \text{ Hz} \leq f \leq 51 \text{ Hz}$ operación continua</p> <p>$51,5 \text{ Hz} \leq f \leq 52 \text{ Hz}$ 15 min</p> <p>$51 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$ 90 min</p> <p>$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 49 \text{ Hz}$ 90 min</p> <p>$47 \text{ Hz} \leq f \leq 47,5 \text{ Hz}$ 20 s</p>	<p>Toda planta sincrónica situada costa adentro, debe estar en capacidad de operar en forma continua en cualquier punto entre un factor de potencia de 0,85 en atraso y 0,95 en adelante en las terminales de la unidad.</p>	
Uruguay	<p>49,0 – 51,0 Hz: Permanente</p> <p>48,0 – 49,0 Hz: 10 s.</p> <p>47,0 – 48,0 Hz: 5 s.</p> <p>F < 47,0 Hz: Desconexión</p> <p>51,0 – 52,0 Hz: 3 s.</p> <p>F > 52,0 Hz: Desconexión</p>	<p>Las unidades generadoras deberán como mínimo poder absorber o inyectar potencia reactiva en función de la potencia activa generada:</p> <p>10% - 20% Activa: f.p.</p> <p>20% - 80% Activa: Hasta $\pm 30\%$ de reactiva</p>	

País	Rangos de operación en frecuencia	Control de potencia reactiva	Tensión de operación en falla
		80% - 100% Activa: - 30% +20% de reactiva	

Al hacer la revisión de los diferentes códigos de conexión se observa que en general las exigencias y el detalle de los mismos varían de país a país, sin embargo, se buscó hacer una recopilación de aspectos comunes. Estos aspectos se presentan a continuación.

- **Control primario de frecuencia:** la regulación primaria de manera convencional se considera como la respuesta a las desviaciones de frecuencia del sistema en la cual sólo interviene el regulador de velocidad de la máquina, que actúa continuamente corrigiendo las desviaciones dentro de límites preestablecidos en la generación y la demanda. Como las turbinas eólicas utilizan tecnologías de generación diferentes a las centrales eléctricas convencionales, tienen una capacidad limitada de participar en el control de frecuencia de la misma manera que los generadores convencionales. Sin embargo, actualmente la mayoría de los códigos de red incluyen requisitos para el control de frecuencia el cual se logra con los controles de los aerogeneradores en forma individual y mediante el control conjunto de cada parque, pudiéndose exigirles a los parques eólicos la misma funcionalidad en cuanto a regulación primaria que a los generadores convencionales.
- **Control de potencia activa:** el control de potencia activa tiene el objeto de garantizar una frecuencia estable en el sistema, evitar la sobrecarga de las líneas de transmisión, asegurar el cumplimiento con los estándares de calidad de energía y evitar grandes saltos de tensión y corrientes in-rush durante el arranque y parada de las turbinas eólicas. (Matevosyan, Bolik, & Ackermann, 2012)
- **Tensión de operación en falla (Fault Ride-through Capability):** en el pasado, a las turbinas eólicas se les permitió desconectarse en caso de una falla en la red. Sin embargo, la desconexión inmediata de grandes parques eólicos o una gran cantidad de generación distribuida, pone un estrés adicional sobre el sistema ya perturbado. Para solucionar este problema el requisito de fault ride-through (FRT), soportar tensiones muy bajas (comúnmente conocido como huecos de tensión) en el punto de conexión de los parques eólicos por un tiempo determinado, normalmente igual al despeje de la falla por la protección principal más un margen, se introdujo por primera vez en Dinamarca en 1998 y más tarde en los códigos de red de otros países.
- **Calidad de Onda (Voltage Quality):** La inyección de energía eólica en una red afecta a la calidad de la tensión. La evaluación de la calidad del voltaje de los parques eólicos se basa en los siguientes conceptos: cambios rápidos de tensión, parpadeo (flicker) y armónicos, en el caso de calidad de onda normalmente se siguen los requerimientos de la Norma IEC 61400-21.
- **Información técnica:** esta información debe reportar las características técnicas de los aerogeneradores, y del parque, sus características de operación, sus modelos y diagramas de bloques, respuesta ante fallas, variaciones ante temperatura y viento, información de viento entre otros.
- **Protecciones:** Las protecciones mínimas con las que deben contar los parques eólicos encaminadas a la seguridad del sistema son de sobrevoltaje y bajo voltaje, sobre frecuencia y baja frecuencia.

- **Despacho:** La producción de energía eólica no es fácil de modelar en los modelos de despacho existentes. El nivel de detalle del modelo de simulación es importante con el fin de captar el impacto de la variabilidad del viento en el tiempo, el nivel de detalle en la simulación de la generación convencional, de la transmisión y la fijación de precios. La captura de los impactos de la generación con energía eólica por lo general requiere simulaciones con resolución temporal suficientemente altas. Una escala de tiempo de una hora es considerada una buena aproximación, (Holtinen, Wind integration: experience, issues, and challenges, 2012). Por lo anterior, será importante considerar las siguientes variables: Pronóstico de producción de energía, predicción meteorológica en el sitio de implementación del parque: velocidad y dirección del viento, temperatura y presión atmosférica, curva característica de la potencia de salida en función de la velocidad del viento, Distribución de frecuencia de la velocidad del viento y Potencia y energía generable.
- **Supervisión en tiempo real:** Es de gran importancia que se exija la supervisión en tiempo real, por parte del operador, de las variables de voltaje, corriente, potencia activa y reactiva, posición de los dispositivos lógicos, velocidad del viento, dirección del viento y condiciones ambientales.

El resumen de las variables consideradas se muestra en la Figura 7-1.



Figura 7-1. Requisitos técnicos analizados en cada país

Fuente: elaboración propia

8 Requisitos técnicos aplicables al sistema Colombiano

8.1 Descripción de la alternativa analizada

Conexión de 1500 MW eólicos en la Guajira mediante una Colectora en 500 kV, interconectada mediante un doble circuito a Cuestecitas 500 kV y un nuevo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV en noviembre de 2022 y segundo transformador Ocaña 500/230 kV de 360 MVA en junio de 2020 (ver Figura 2-4).

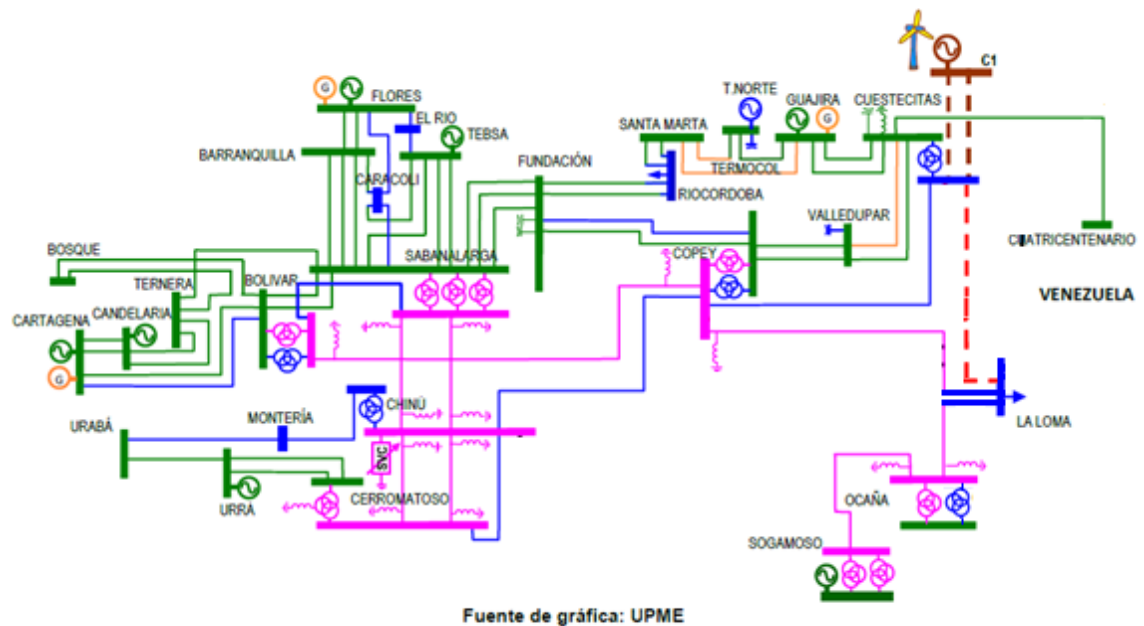


Figura 8-1. Diagrama de la alternativa de conexión de las plantas eólicas
Fuente: (UPME, 2016)

8.2 Modelaje de los aerogeneradores

Para las simulaciones realizadas se utilizó un modelo genérico de generador eólico que permite simular el comportamiento típico de las plantas eólicas y sus controles, y se encuentra bien ajustado para realizar estudios de planeamiento de sistemas de potencia.

Para el caso de estudio se utilizó el modelo de la máquina asincrónica de doble alimentación (*Doubly-Fed Asynchronous Machine – DFAG*) que se muestra en la Figura 8-2.

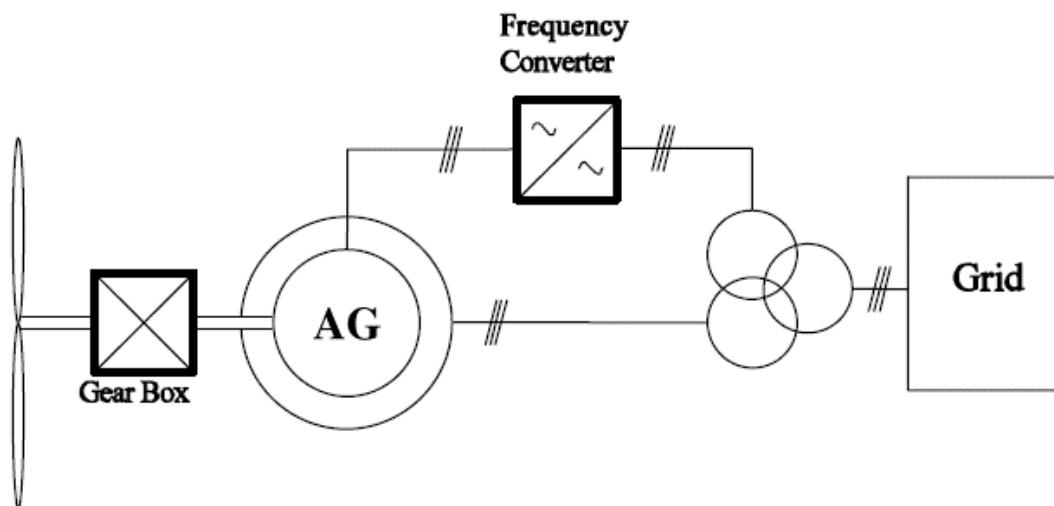


Figura 8-2. Turbina eólica de velocidad variable con máquina asincrónica de doble alimentación

Fuente: (CIGRE 328, 2007)

En el software DIGSILENT se puede tener un modelo simplificado en el cual los componentes (el generador, el convertidor del lado del rotor y el convertidor del lado de la red) están integrados en un solo modelo. Para las simulaciones realizadas se utilizó el modelo simplificado, el cual es muy utilizado para los estudios de estabilidad (CIGRE 328, 2007).

Los subsistemas del aerogenerador de velocidad variable modelados son los siguientes (Slootweg, Polinder, & Kling, 2001):

- a) Modelo aerodinámico: representa la conversión de la energía cinética contenida en el viento en energía mecánica aplicada al generador.
- b) Modelo del generador y del convertidor: representa la ecuación de oscilación del rotor, que relaciona la aceleración mecánica con las potencias mecánica y eléctrica.
- c) Modelo del controlador de velocidad del rotor: contiene el control de velocidad a través de la característica de control potencia/velocidad del aerogenerador.
- d) Modelo del controlador del ángulo de paso de pala: contiene el control del ángulo de paso de las palas a velocidades del viento superiores a la velocidad nominal, con el fin de limitar la velocidad de las palas.
- e) Modelo del controlador de tensión: representa, según el caso, el sistema de control de tensión o de factor de potencia del aerogenerador.

- f) Modelo del sistema de protección: limita la corriente del convertidor, y desconecta el aerogenerador cuando la tensión en los bornes o la desviación de frecuencia en la red supera un valor especificado durante un tiempo dado.

8.2.1 Descripción del modelo DFIG

El circuito equivalente del generador de inducción de doble alimentación (DFIG) se muestra en la Figura 8-3. Es un generador de voltaje controlado en el rotor y una máquina de inducción de rotor de anillos colectores. El PWM está conectado en el lado del rotor lo cual permite controlar su voltaje en magnitud y fase lo que lo hace muy versátil (DIgSILENT GmbH, 2007).

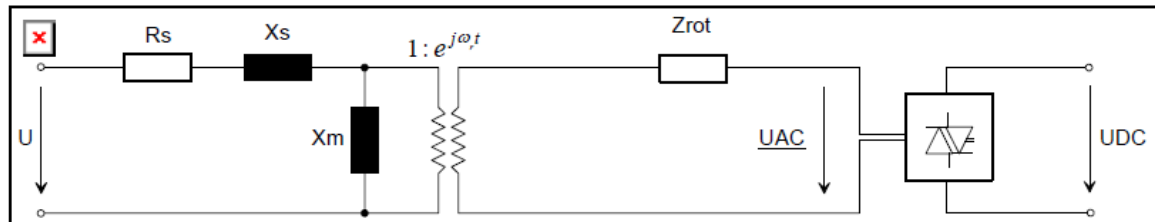


Figura 8-3. Circuito Equivalente DFIG

Fuente: (DIgSILENT GmbH, 2007).

8.2.2 Características aerodinámicas de la turbina

Para modelar la turbina se utilizó el modelo de estado estable el cual está basado en la ecuación (Liu H. , 2014):

$$P_w = C_p(\lambda, \beta) \frac{1}{2} \rho A v^3$$

Donde,

P_w es la potencia mecánica tomada del viento

ρ es la densidad del aire

A es el área del rotor

v es la velocidad del viento

C_p es el coeficiente aerodinámico el cual depende del ángulo del aspa β y de la relación de velocidad de punta λ .

Para una turbina de velocidad variable, la máxima eficiencia aerodinámica se obtiene controlando su velocidad rotacional con el fin de mantener λ constante a un determinado valor que corresponde al coeficiente máximo sobre el rango de velocidad operacional del viento (Ackermann, 2005).

8.2.3 Control del ángulo del aspa

En un sistema de generación eólico de velocidad variable, el control del ángulo del aspa es usado para:

- Optimizar la generación de potencia de las turbinas eólicas dependiendo de la velocidad y dirección del viento presente.
- Prevenir que la potencia mecánica exceda la potencia nominal ante cambios del viento por encima de la velocidad nominal.
- Proteger la turbina de sobrecargas y riesgos de daños (Akhmatov, 2003).

Cuando la turbina está por encima de la velocidad nominal, el ángulo del aspa es controlado para aumentar y hacer que la turbina opere a baja eficiencia y entregue la máxima eficiencia aerodinámica. En consecuencia, la potencia de salida en la turbina es restringida a su potencia nominal y el estrés mecánico es reducido (Liu H. , 2014).

En el Anexo 1 se muestran los diagramas de control y el circuito detallado del generador eólico.

8.3 Parámetros del generador eólico

En la Tabla 8-1 se muestran los parámetros del generador eólico modelado, para simular las capacidades de 250 MW y 300 MW se consideran tantas máquinas en paralelo como sean necesarias.

Tabla 8-1. Parámetros del generador eólico

Nombre	Unidad	5 MW
Rated Voltage	kV	0.69
Rated Apparent Power	kVA	5556
Rated Mechanical Power	kW	4869
Rated Power Factor		0.89
Efficiency at nominal Operation	%	97.90
Nominal Frequency	Hz	60
Nominal Speed	rpm	1485.15
No of Pole Pairs		2

Nombre	Unidad	5 MW
Connection		Y
r0	p.u.	0.01
x0	p.u.	0.10
Rs	p.u.	0.01
Xs	p.u.	0.10
RrA	p.u.	0.01
XrA	p.u.	0.10
Xm	p.u.	3.50

Fuente: elaboración propia con datos del modelo de DIgSILENT

La curva de capacidad de la máquina es la que se muestra en la Figura 8-4.

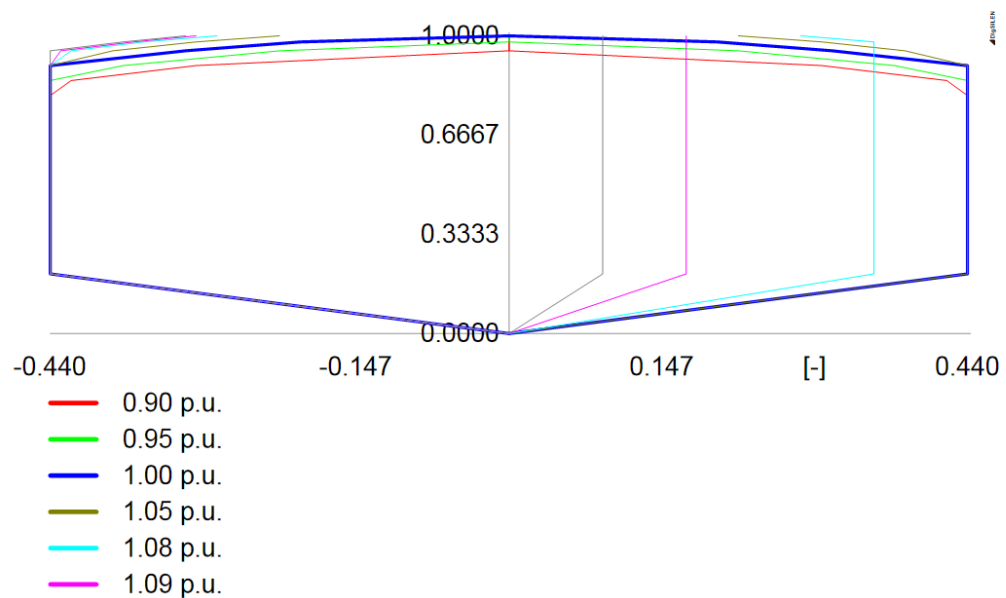


Figura 8-4. Curva de capacidad del generador eólico

Fuente: (DIgSILENT GmbH, 2007).

Los parámetros del control del ángulo del aspa se muestran en la Tabla 8-2.

Tabla 8-2. Parámetros del control del ángulo del aspa

Parámetro	Variable	Valor	Unidad
Blade Angle Controller Gain	Kpp	150	[p.u.]
Blade Angle Controller Time Constant	Kip	25	[s]
Servo Time Constant	Tp	0,01	[s]
Min. beta	beta_min	0	[deg]

Parámetro	Variable	Valor	Unidad
Min. dbeta/dt	dbeta_min	-10	[deg/s]
Max. beta	beta_max	27	[deg]
Max. dbeta/dt	dbeta_max	10	[deg/s]

Fuente: elaboración propia con datos del modelo de DIgSILENT

Los parámetros utilizados en el modelo de la turbina son los de la Tabla 8-3.

Tabla 8-3. Parámetros de la turbina

Parámetro	Variable	Valor
$1/2\rho Ar$	rhoAr	0,00159
$\lambda=Kb(\omega/Vw)$	Kb	56
Velocidad del viento	Vw	8

Fuente: elaboración propia con datos del modelo de DIgSILENT

En la Figura 8-5 se muestran las curvas $C_p - \lambda$ para diferentes valores de β que fueron utilizadas en el modelo de la turbina.

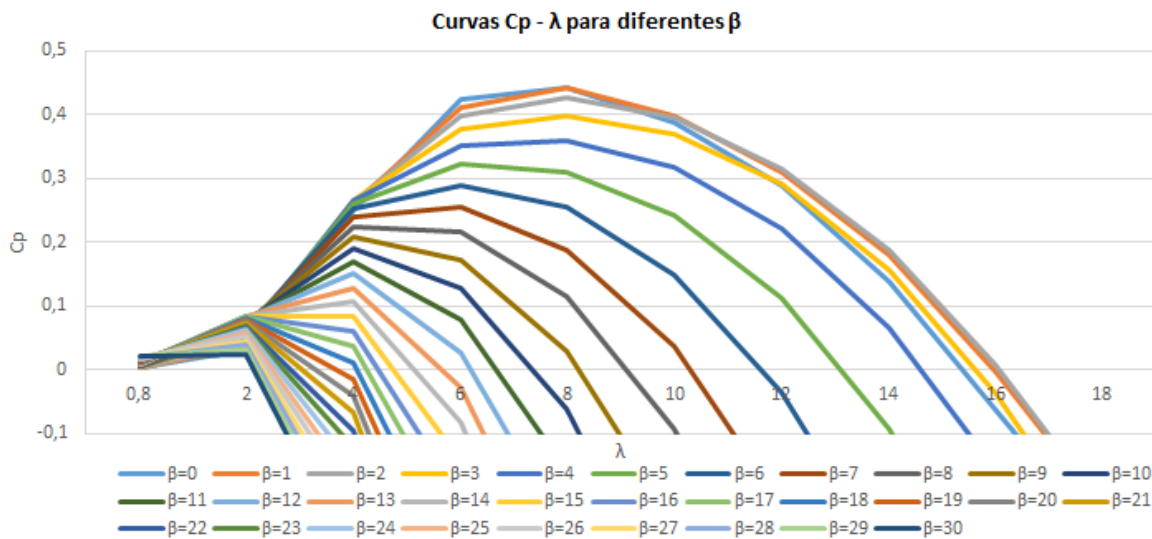


Figura 8-5. Curvas $C_p - \lambda$ para diferentes β

Fuente: elaboración propia con datos del modelo de DIgSILENT

En los análisis dinámicos se incluyen los modelos DSL para el rotor y los otros componentes del aerogenerador como se ilustra en la Figura 8-6.

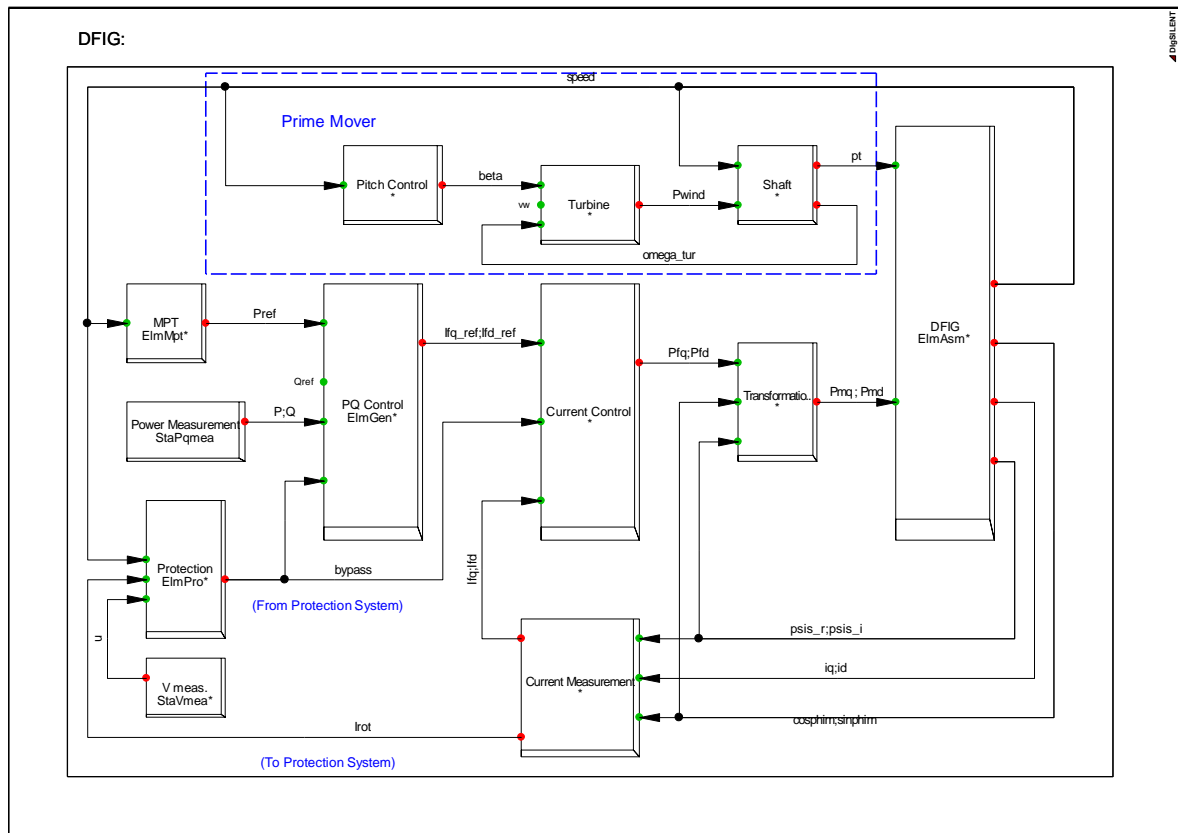


Figura 8-6. Modelo electromecánico del aerogenerador DFIG

Fuente: (DIgSILENT GmbH, 2007).

La parte mecánica incluye la turbina, el eje y el control de aspas. El eje se acopla directamente con el generador del cual recibe la potencia mecánica. La turbina recibe la señal de viento y el ángulo controlado de las aspas que depende la velocidad de referencia y la velocidad real del aerogenerador. El modelo de la turbina incluye las tablas del coeficiente de potencia C_p .

El control de potencia activa y reactiva del convertidor PWM AC-DC actúa sobre la corriente del rotor, dependiendo de la potencia de referencia contra la real y la velocidad lo cual se traduce en el cambio de tensión del estator del generador, tanto de la componente real como de la imaginaria, obteniéndose un control rápido de la potencia activa y reactiva.

El sistema de protecciones incluye las protecciones de tensión y frecuencia.

Puesto que el anterior es un modelo genérico y puede ser utilizado en los estudios de factibilidad de conexión es importante mencionar que para los estudios de operación previos a la entrada del parque se debe entregar al

CND los modelos específicos del parque de acuerdo a lo establecido en la norma IEC 61400-27-1 y 61400-27-2, “*Electrical Simulation Models – Wind Turbines*”:

- a) La curva característica de la potencia de salida en función de la velocidad del viento.
- b) Diagrama de bloques del controlador de Carga/Velocidad con sus correspondientes compensaciones dinámicas.
- c) Características, rango de ajuste y diagrama de bloques del controlador Frecuencia/Potencia, con sus correspondientes compensaciones dinámicas.
- d) Características, rango de ajuste y diagrama de bloques del Controlador de arranque y de toma de carga.
- e) Protocolos o ensayos de recepción de las unidades generadoras o equipos accesorios que confirmen la zona de operación del parque para entregar o absorber potencia reactiva.
- f) Distribución de frecuencia para velocidad del viento.
- g) Potencia y energía generable
- h) Estadística de vientos medidos en el lugar de emplazamiento del parque eólico desde al menos los últimos 3 años a la puesta en servicio de las unidades con actualización cada año.

8.4 Escenarios analizados

Para los análisis realizados se consideraron dos despachos de generación y dos escenarios de demanda, los despachos de generación corresponden a máxima generación en Caribe y mínima generación en Caribe, en cuanto a la demanda se consideró la demanda máxima de potencia nacional y la demanda mínima, por ser los escenarios extremos para análisis de conexión de nuevas generaciones.

8.4.1 Escenarios de demanda

Como se mencionó, se realizó el ajuste de dos escenarios de demanda, un escenario de demanda máxima de potencia y un escenario de demanda mínima, el escenario de demanda máxima se ajustó a partir del valor de demanda de potencia máxima del pronóstico de la UPME actualizado en octubre de 2016 para el año 2022 que corresponde a 11962,15 MW como se indica en el capítulo 2, para el escenario de demanda mínima se considera un valor correspondiente al 60% del valor de la demanda máxima, el cual es 7177,29 MW.

8.4.2 Despacho alto en Caribe

Se consideró un despacho alto en Caribe considerando en servicio toda la generación del área incluyendo los 1300 MW eólicos. En la Tabla 8-4 se muestra el despacho por áreas y por tipo de generación considerado en este escenario.

Tabla 8-4. Despacho de generación alto en Caribe

Área Operativa	Hidráulico (MW)	Térmico (MW)	Menor (MW)	Eólicos (MW)	Total (MW)
Antioquia	4834	0	167	0	5001
Caribe	332	2546	28	1300	4206
Nordeste	0	193	66	0	259
Oriental	1025	224	8	0	1257
Suroccidental	1284	0	242	0	1526
Total	7475	2963	511	1300	12249

Fuente: elaboración propia

8.4.3 Despacho bajo en Caribe

El escenario de despacho hidráulico corresponde al escenario de mínima generación en el área Caribe en el cual se considera el parque eólico de 1300 MW y la generación mínima de seguridad que recomienda el IPOEL teniendo en cuenta las unidades equivalentes que podrían representar el parque eólico, en la Tabla 8-5 el despacho por áreas considerado en este escenario.

Tabla 8-5. Despacho de generación bajo en Caribe

Área Operativa	Hidráulico (MW)	Térmico (MW)	Menor (MW)	Eólicos (MW)	Total (MW)
Antioquia	4486	0	83	0	4569
Caribe	83	493	0	1300	1876
Nordeste	819	67	0	0	886
Oriental	2716	0	0	0	2716
Suroccidental	2099	0	39	0	2138
Total	10203	560	122	1300	12185

Fuente: elaboración propia

8.5 Resultado de simulaciones

Se realizaron simulaciones de flujo de carga y estabilidad dinámica para validar el comportamiento de la penetración de 1300 MW eólicos en la Guajira a partir de la expansión definida por la UPME para permitir la conexión de dicha generación.

En los análisis de flujo de carga se calcularon los voltajes y cargabilidades de los elementos de la red del STN en el toda el área Caribe y se realizaron contingencias en líneas y transformadores del STN.

Para el análisis dinámico se evaluaron contingencias en las líneas a 500 kV cercanas a la subestación de conexión de la eólica, fallas bifásicas con despeje en 100 ms en la S/E Colectora 500 kV, salida de hasta

900 MW de generación térmica e hidráulica en diferentes puntos del sistema y en los diferentes escenarios, de igual forma se analizó la salida de 500 MW y 1000 MW de generación eólica.

8.5.1 Resultados de flujo de carga en condiciones normales de operación

Se realizó el análisis de flujo de carga para el año 2022 considerando dos escenarios de generación y dos periodos de demanda, máximo y mínimo. Se analizaron contingencias en el STN del área Caribe.

A continuación, se presentan los resultados de tensión en las barras y cargabilidad de líneas y transformadores en estado normal de operación considerando la conexión de las plantas eólicas.

En la Tabla 8-6 se muestran las tensiones en las barras, en la Tabla 8-7 se muestra la cargabilidad de las líneas y en la Tabla 8-8 se muestra la cargabilidad de los transformadores para los periodos analizados. Se observa que las tensiones se mantienen dentro de los rangos establecidos (0.9 p.u. y 1.1 p.u. para tensiones hasta 230 kV y 0.9 p.u. y 1.05 p.u. en tensiones de 500 kV) y la cargabilidad de las líneas y los transformadores no sobrepasan el 100%.

Tabla 8-6. Tensiones en las barras

Año	Nombre	Max- H	Max- T	Min- H	Min - T
		Voltaje [p.u.]	Voltaje [p.u.]	Voltaje [p.u.]	Voltaje [p.u.]
2022	Bolívar 500 kV	0,97	0,98	0,99	0,99
	Cerro 500 kV	1,00	1,00	1,00	1,00
	Chinú 500	1,00	1,00	1,00	1,00
	Colectora 1 Eólica 500 kV	1,00	1,00	1,00	1,00
	Copey 500 kV	1,00	1,00	1,01	1,00
	Cuestecitas 220 kV	1,04	1,05	1,04	1,04
	Cuestecitas 500 kV	1,00	1,00	1,01	1,00
	Fundación 220 kV	1,04	1,05	1,05	1,05
	La Loma 500 kV	1,01	1,01	1,02	1,01
	Ocaña 500 kV	1,00	0,99	1,01	0,99
	Sabana 500 kV	0,98	0,99	0,99	0,99
	Sta Marta 220 kV	1,01	1,03	1,03	1,03

Fuente: elaboración propia

Tabla 8-7. Cargabilidades de líneas

Año	Nombre	Max- H	Max- T	Min- H	Min - T
		[%]	[%]	[%]	[%]
2022	Bolivar - Copey 1 500 kV T2	23,14	11,20	20,00	10,00

Año	Nombre	Max- H	Max- T	Min- H	Min - T
		[%]	[%]	[%]	[%]
	Cerro - Chinu 2 500 kV T2	15,68	7,06	7,46	16,03
	Chinu - Copey 1 500 kV	7,75	15,69	12,64	23,84
	Chinu - Sabana 2 500 kV T2	16,02	13,41	8,31	20,49
	Copey - Cuestecitas 1 500 kV T2	29,13	30,82	31,14	32,42
	Copey - Fundacion 1 220 kV	47,44	15,77	35,02	26,79
	Copey - La Loma 1 500 kV	13,58	14,34	13,86	15,37
	Cuestecitas(ISA) - Guajira 1 220 kV	35,17	11,81	30,90	16,72
	Cuestecitas(TRC) - Guajira 2 220 kV	35,06	11,88	30,80	16,77
	La Loma - Cuestecitas 500 kV	26,59	36,78	28,94	38,84
	Cuestecitas - Colectora1 1 500 kV T2	39,93	39,85	39,94	39,92
	Cuestecitas - Colectora1 2 500 kV T2	39,78	39,85	39,79	39,78

Fuente: elaboración propia

Tabla 8-8. Cargabilidad de transformadores

Año	Nombre	Max- H	Max- T	Min- H	Min - T
		[%]	[%]	[%]	[%]
2022	Cuestecitas 500/230 kV	92,93	45,06	77,02	31,60
	Copey 500/220 kV	38,10	13,31	25,80	16,04
	Copey 220/110 kV	69,23	67,43	71,95	71,85
	Copey 2 500/220 kV	34,07	11,91	23,07	14,34

Fuente: elaboración propia

Con la instalación de 1300 MW las líneas Colectora – Cuestecitas 1 y 2 500 kV se cargan por debajo del 50% de su capacidad, lo cual indica que generan potencia reactiva. Las plantas eólicas mantienen un factor de potencia cercano a 1 capacitivo y una tensión en la barra de 500 kV de 1 p.u., como se aprecia en la Tabla 8-9.

Tabla 8-9. Factor de potencia de las plantas eólicas

Nombre	Variable	Max- H	Max- T	Min- H	Min - T
Eólica	P (MW)	1300	1300	1300	1300
	Q (Mvar)	89,50	93,51	78,29	95,46
	S (MVA)	1303,08	1303,36	1302,36	1303,50
	cos ϕ	0,998	0,997	0,998	0,997

Fuente: elaboración propia

Se realizaron las contingencias en todos los elementos del STN de Caribe, los resultados muestran que no hay violaciones en el sistema ante la ocurrencia de las contingencias descritas, no se presentan sobrecargas o violaciones en la tensión.

8.5.2 Resultados de estabilidad dinámica

Al realizar las simulaciones de estabilidad dinámica, se observan altas tensiones en la barra de conexión de los parques eólicos, para lo cual se recomienda realizar un estudio de compensación de reactivos para ser ubicados en las barras de la Colectora 500 kV. Adicionalmente, se puede apreciar que el sistema colombiano es un sistema robusto que tendrá un buen comportamiento con la conexión de 1300 MW eólicos en la Guajira.

En la Figura 8-7 se aprecia la respuesta del sistema ante la salida de 790 MW de Tebsa en un despacho de alto en Caribe, la simulación considera la actuación del EDAC el cual opera cuando la frecuencia alcanza un valor de 59,4 Hz, se observa que el sistema se recupera ante esta falla.

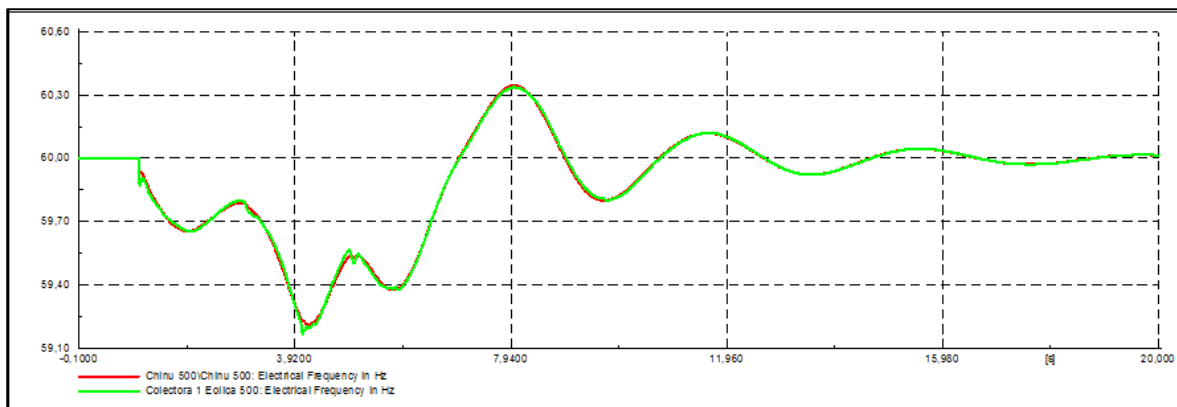


Figura 8-7. Respuesta de la frecuencia ante la salida de 790 MW de Tebsa, demanda mínima, 2022, considerando EDAC.

Fuente: elaboración propia – software DIgSILENT

En la Figura 8-8 se muestra la respuesta del parque eólico ante el mismo evento, el comportamiento de la potencia activa del parque muestra que los controles responden disminuyendo la potencia activa para controlar de esta forma la sobrefrecuencia que se genera por la actuación del EDAC aproximadamente en 8.5 ms.

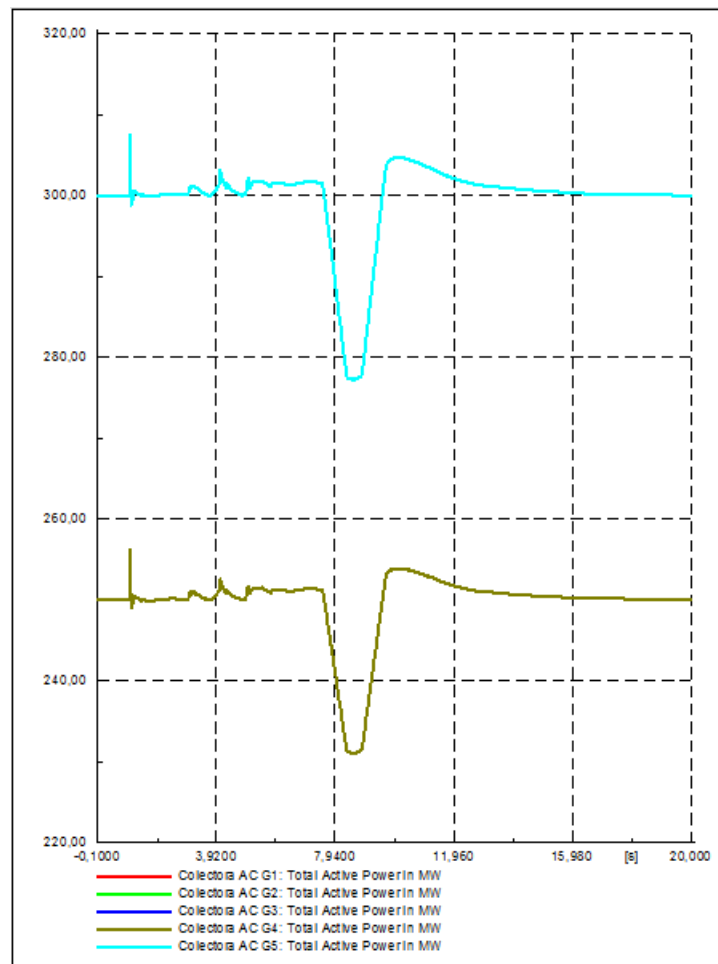


Figura 8-8. Potencia activa del parque eólico ante la salida de 790 MW de Tebsa, demanda mínima, 2022, considerando EDAC.

Fuente: elaboración propia – software DIGSILENT

Se analizó la salida de 1000 MW del parque eólico conectado en el año 2022, se observa que la frecuencia tiende a los 60 Hz en aproximadamente 20 ms, lo cual muestra que la respuesta del sistema es adecuada considerando la actuación del EDAC.

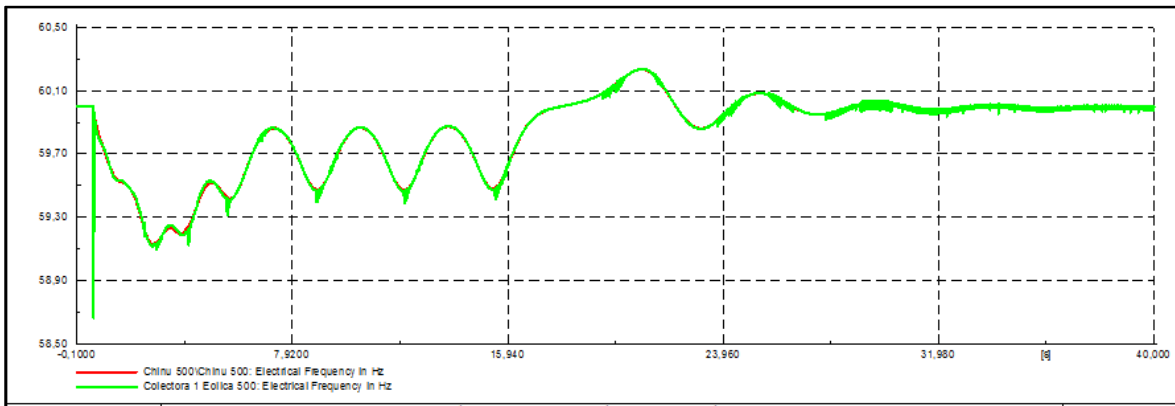


Figura 8-9. Respuesta de la frecuencia ante la salida de 1000 MW del parque eólico, demanda mínima, 2022, considerando EDAC.

Fuente: elaboración propia – software DIgSILENT

En el evento mencionado, la tensión en las barras de 500 kV alcanza valores por encima de 1.05 p.u., por lo cual se recomienda realizar estudios de compensación de reactivos para controlar estas sobretensiones y tener en cuenta para la coordinación de protecciones de sobretensión de las líneas a 500 kV del área de influencia (ver Figura 8-10).

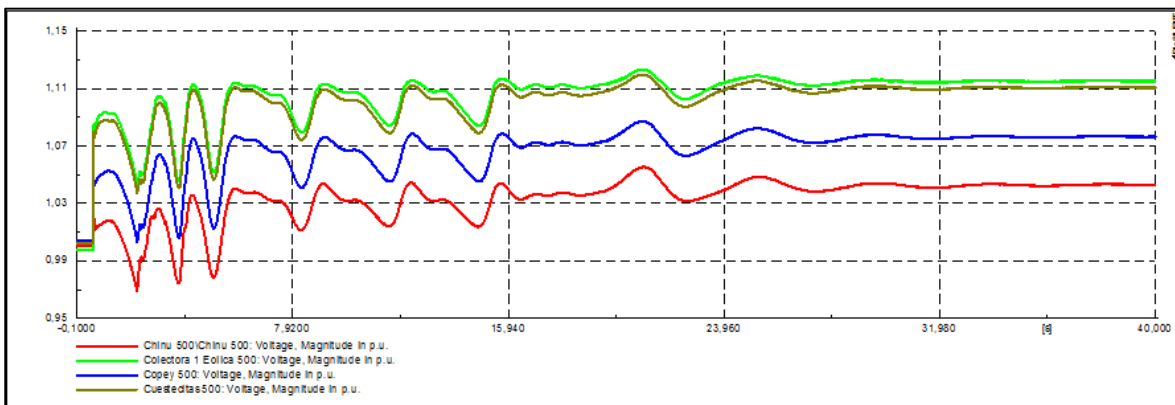


Figura 8-10. Tensión en barras de 500 KV ante la salida de 1000 MW eólicos, demanda mínima, 2022, considerando EDAC

Fuente: elaboración propia – software DIgSILENT

Se evaluó la salida de la línea Copey - Cuestecitas 500 kV, dada su cercanía a los parques eólicos y por ser parte de la expansión propuesta para la conexión de las eólicas, se simuló una falla trifásica al 50% de la línea con despeje en 100 ms, el sistema permanece estable ante esta perturbación incluso en una demanda mínima como se aprecia el comportamiento de los parques eólicos en la Figura 8-11 y de la frecuencia en la Figura 8-12.

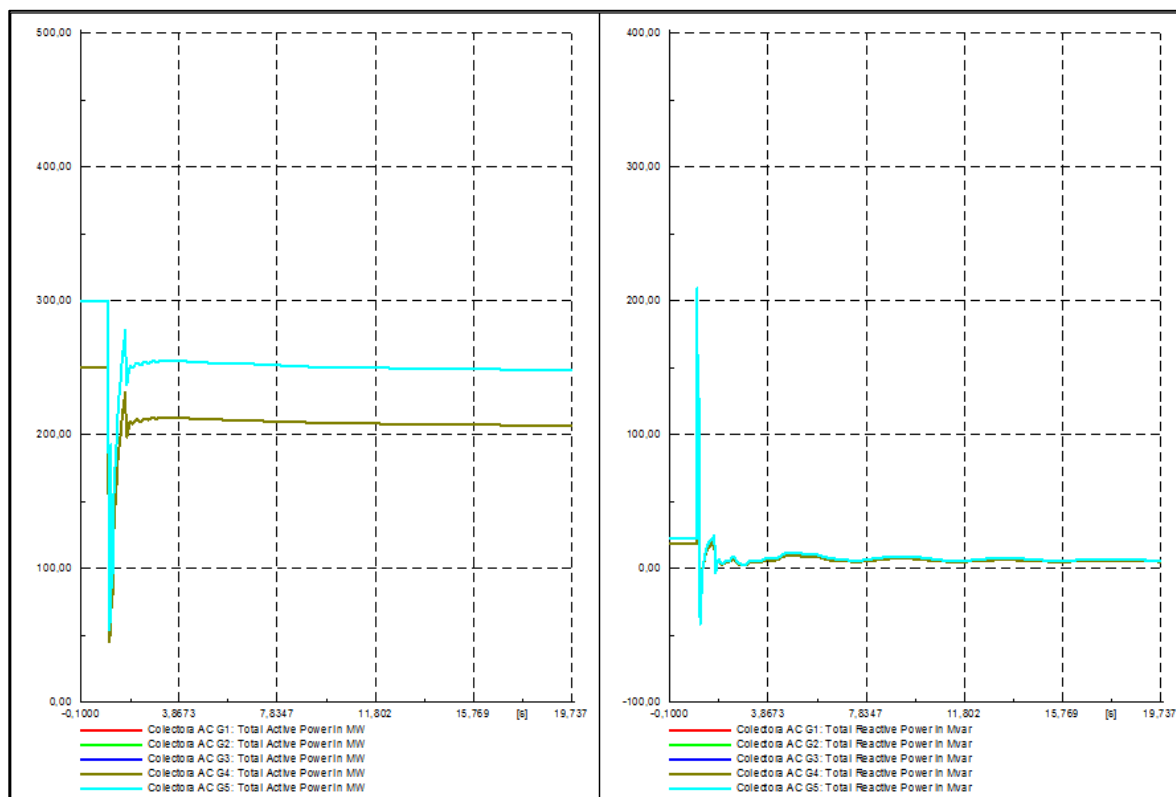


Figura 8-11. P y Q parque eólico - 1300 MW, demanda mínima, año 2022, ante falla trifásica en circuito Copey – Cuestecitas 500 kV

Fuente: elaboración propia – software DIGSILENT

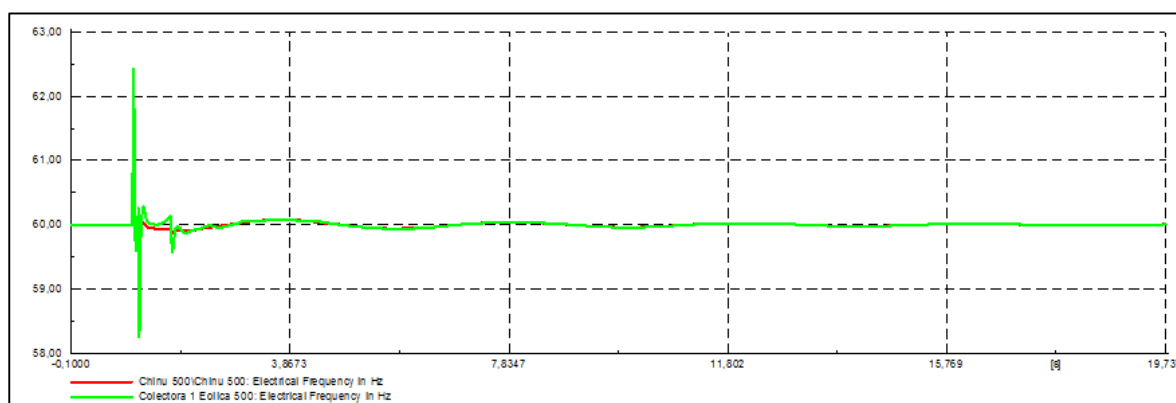


Figura 8-12. Comportamiento de la frecuencia, demanda mínima, año 2022, ante falla trifásica en circuito Copey – Cuestecitas 500 kV

Fuente: elaboración propia – software DIGSILENT

Ante una falla trifásica con impedancia para simular una falla bifásica en la S/E Colectora 500 kV con despeje en 100 ms, se encuentra una oscilación de baja frecuencia y amortiguamiento inferior al 3% (ver Tabla 8-10), lo anterior indica que se puede tener la presencia de un modo de oscilación electromecánico, el cual es un comportamiento independiente de la conexión de las plantas eólicas y puede ser debido a un mal ajuste en un DSL de uno de los controles de las plantas convencionales en la base de datos utilizada. Se realizó la prueba instalando los 1300 MW de generación convencional y el comportamiento es similar. En la Figura 8-13 se aprecia la respuesta del sistema ante la falla mencionada con el parque eólico en demanda mínima ante un despacho alto en Caribe y en Figura 8-14 se aprecia la misma falla con 1300 MW de generación convencional.

Tabla 8-10. Amortiguamiento y frecuencia de oscilación Falla trifásica en S/E Colectora 500 kV

	Amortiguamiento (%)	Frecuencia (Hz)	Punto de medida
Max- H	0,001	0,203	Medido en la onda de frecuencia
	-0,258	0,206	Medido en el ángulo de Betania 1
Max- T	0,008	0,188	Medido en la onda de frecuencia
	0,731	0,187	Medido en el ángulo de Quimbo 1
Min- H	0,013	0,252	Medido en la onda de frecuencia
	3,976	0,252	Medido en el ángulo de Betania 1
Min - T	0,021	0,220	Medido en la onda de frecuencia
	1,193	0,233	Medido en el ángulo de Betania 3

Fuente: elaboración propia

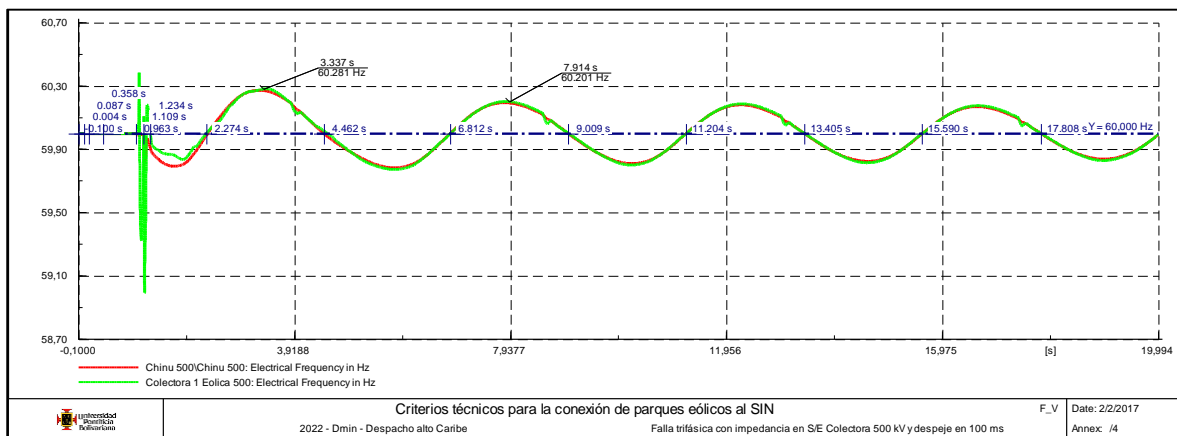


Figura 8-13. Comportamiento de la frecuencia, demanda mínima, año 2022, 1300 MW eólicos, falla trifásica con alta impedancia en S/E Colectora 500 kV

Fuente: elaboración propia – software DIgSILENT

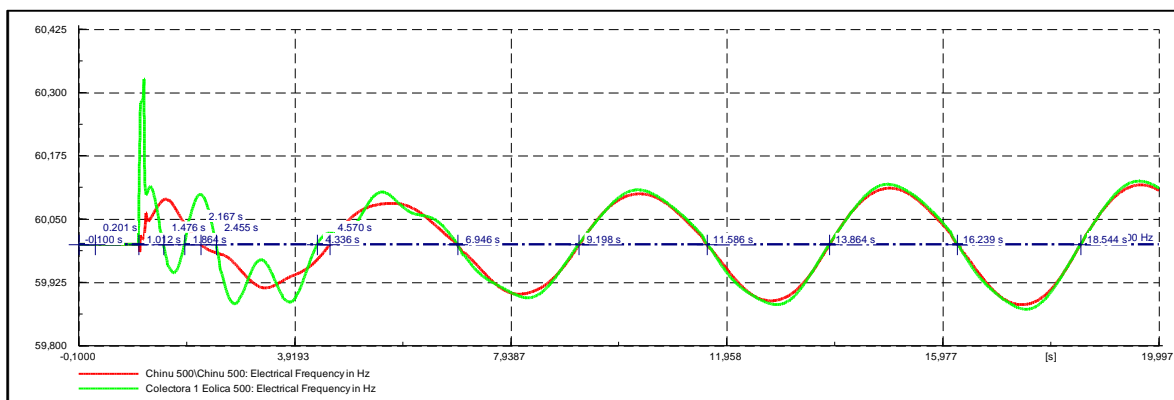


Figura 8-14. Comportamiento de la frecuencia, demanda mínima, año 2022, 1300 MW generación convencional, falla trifásica con alta impedancia en S/E Colectora 500 kV

Fuente: elaboración propia – software DIGSILENT

8.6 Requisitos técnicos recomendados para el caso colombiano

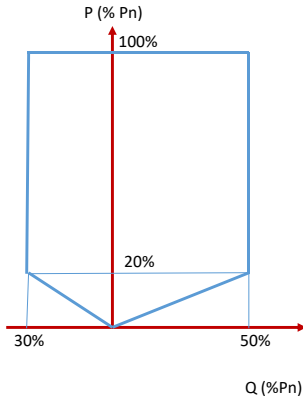
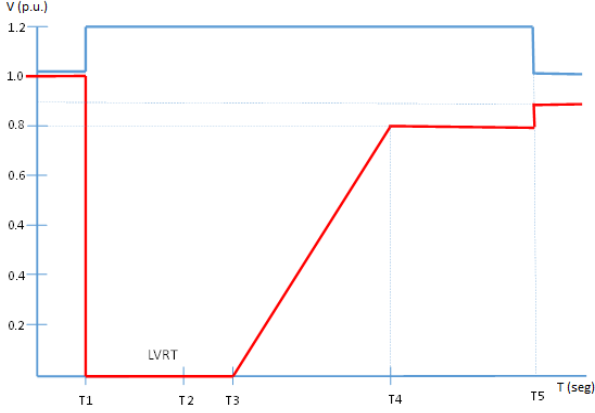
A partir de los análisis realizados en este capítulo y en los demás capítulos de este trabajo de grado, se realiza la recomendación de los criterios técnicos a tener en cuenta para la conexión y operación de los grandes parques eólicos que se conectarán en el sistema, se recomiendan los rangos de las variables de Frecuencia, Potencia reactiva (curva de capacidad del generador), factor de potencia y respuesta ante falla (FRT) como se muestran en la Tabla 8-11.

Se recomienda que los rangos propuestos sean aplicables a todas las plantas de generación sin importar la tecnología, es decir, tanto convencional como eólica o solar.

Respecto a la operación del sistema, se deberán establecer metodologías y procedimientos claros para el reporte de información para la operación y en general contar con reglas clara para la operación de este tipo de plantas intermitentes, principalmente en los ajustes de los controles para la regulación primaria de frecuencia y para el cálculo de la reserva para regulación secundaria de frecuencia o AGC.

Tabla 8-11. Recomendación final de requisitos técnicos

VARIABLE	REQUERIMIENTO
Control Primario de Frecuencia (CPF)	<ul style="list-style-type: none"> a) Estatismos con valores ajustables entre 0 y 10 % para frecuencias entre 57.5 y 61.5 Hz, cambiables bajo carga b) La velocidad de respuesta deberá poder ajustarse entre 1 y 10 % de la potencia nominal de la unidad generadora por segundo. c) Mantener un margen de regulación del 3%

VARIABLE	REQUERIMIENTO
Rangos de operación en frecuencia	<ul style="list-style-type: none"> • $F < 57.5$ Hz: Desconexión Opcional • $57.5 - 58.5$ Hz: Disparo con temporización mínima de 15 s. • $58.5 - 62.0$ Hz: Permanente, no pueden ajustarse disparos • $62.0 - 63.0$ Hz: Disparo con temporización mínima de 15 s. • $F > 63.0$ Hz: Desconexión forzada
Control de potencia activa y reactiva	<p>Curva de capacidad con un factor de potencia de 0.9.</p> 
Control de tensión	<p>Los parques eólicos o fotovoltaicos deberán estar equipados para proveer potencia reactiva y por consiguiente se consideran disponibles para el control de tensión.</p>
Tensión de operación en falla	 <p>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</p> <p>En el rango de sobretensión (HVRT: <i>High voltage Ride-Through Capability</i>) las plantas deben estar en capacidad de soportar un 20% durante 5 segundos. La idea de esta regla es evitar el disparo de parques eólicos adicionales ante la pérdida de algunos de ellos o reducción rápida de potencia ante rachas lo cual puede causar sobretensiones en el sistema cercano a la conexión.</p>

Fuente: elaboración propia

9 Análisis de especificaciones de turbinas eólicas comerciales

En el mercado existen cantidades de fabricantes que cumplen con los valores especificados y con los parámetros exigidos para las condiciones del terreno Colombiano. A continuación se muestran los datos de las turbinas eólicas utilizadas para este estudio y se hace la comprobación de los parámetros que se recomienda se exijan para las conexiones de los parques eólicos.

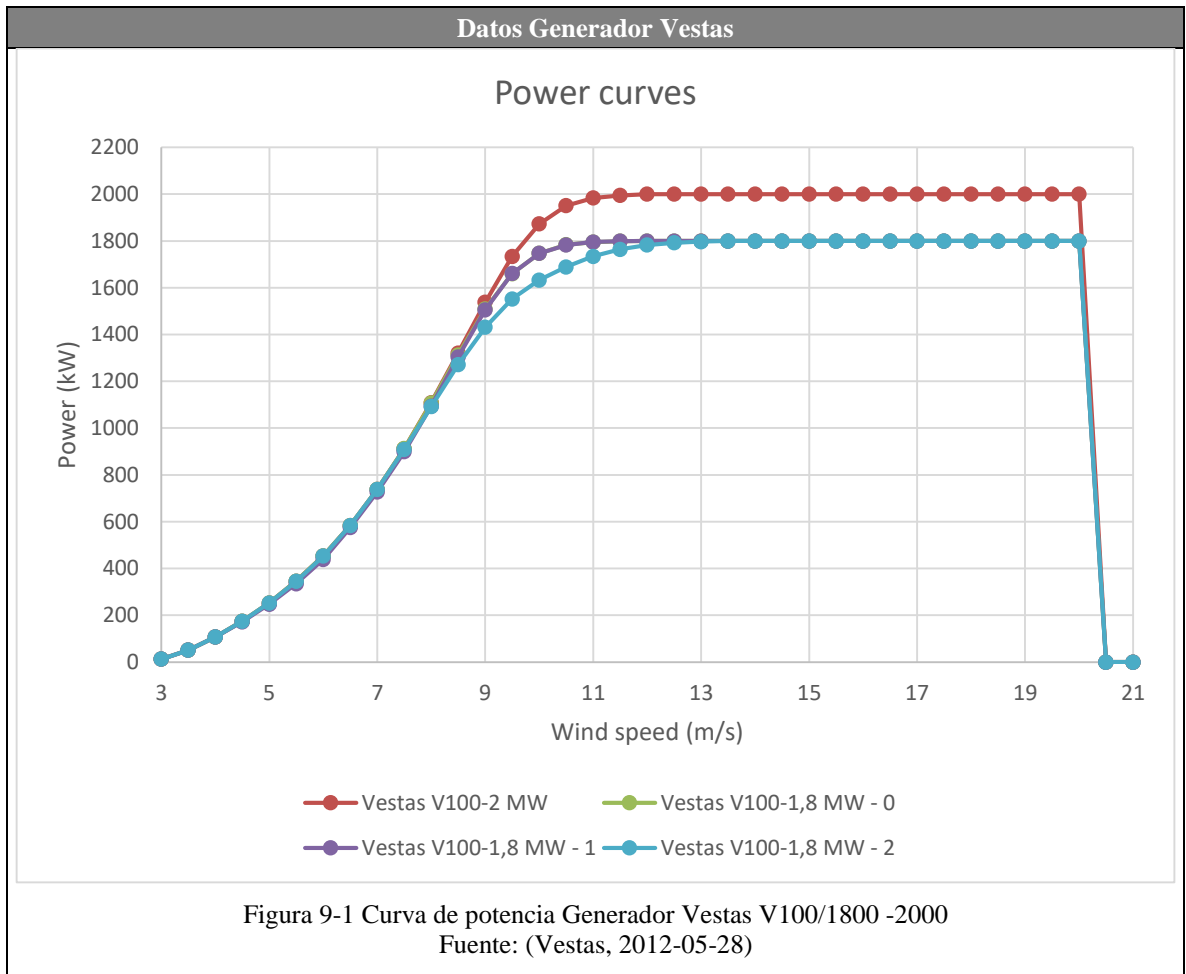
9.1 Generador Vestas V100-1.8 / 2.0 MW

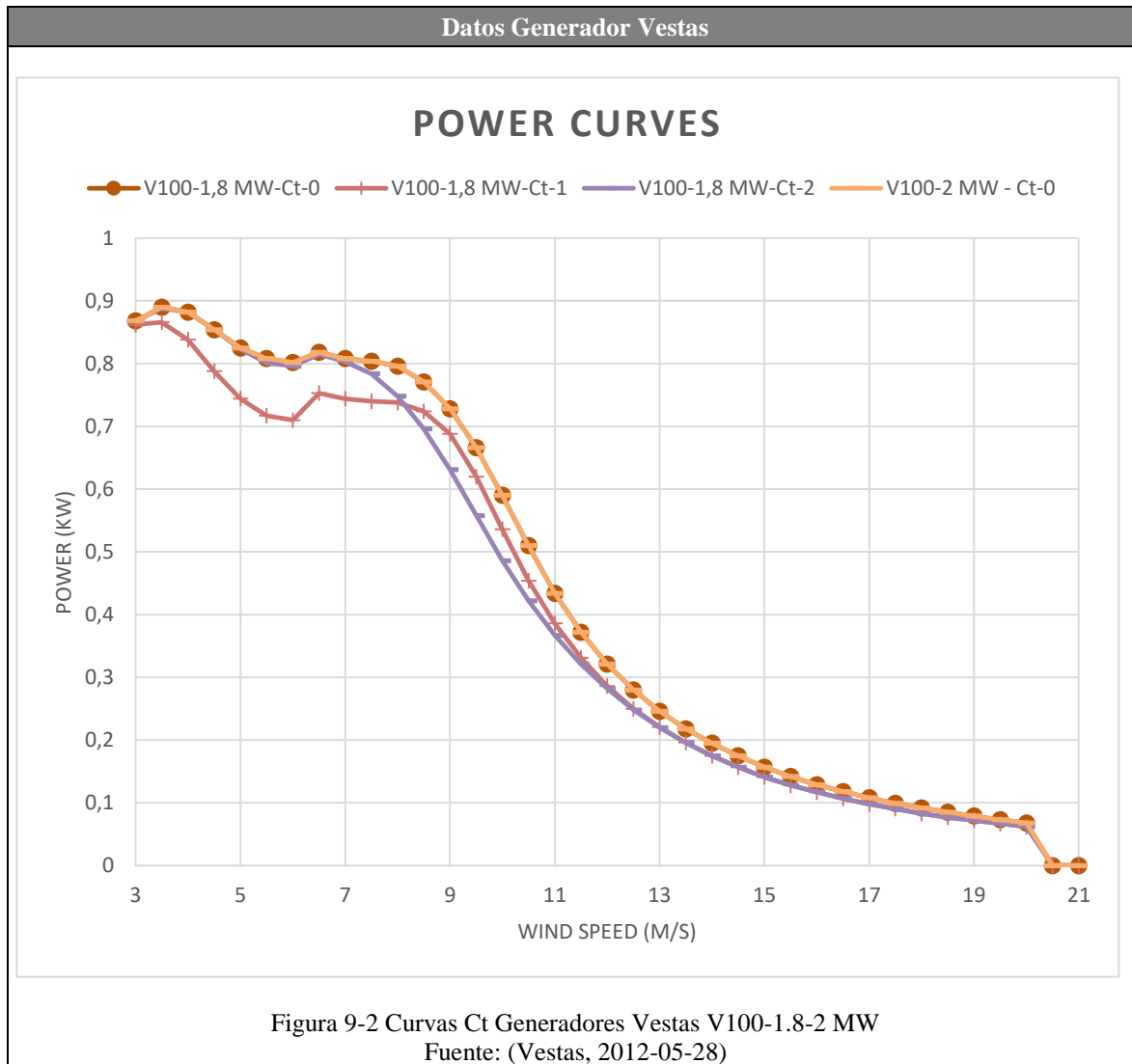
El aerogenerador Vestas V100-1.8 / 2.0 MW es una turbina de viento con regulación de tono, con control de rotación vertical (yaw) activo y un rotor de tres aspas. La turbina Vestas V100-1.8 / 2.0 MW tienen un diámetro de rotor de 100 m con un generador de 1.8 MW o 2.0 MW. La turbina utiliza un sistema de control de paso controlado a través de un microprocesador llamado OptiTip® y de velocidad variable (VCS: Vestas Converter System). Con estas características, la turbina eólica es capaz de operar el rotor a revoluciones de velocidad variable por minuto (rpm), ayudando a mantener la salida en o cerca de la potencia nominal.

Tabla 9-1 Datos Generador Vestas V90/2000
Fuente: (Vestas, 2012-05-28)

Datos Generador Vestas	
Datos generales	
Fabricante	Vestas (Dinamarca)
Turbina eólica	V100-1.8 /2000
Potencia	2 000 kW
Diámetro	100 m
Clase de viento	IEC IIIa/S
Compatible offshore	No
Área de barrido	7850 m ²
Densidad de potencia	3.93 m ² /kW
Número de palas	3
Limitación de potencia	Pitch
Masas	
Masa de la góndola	78 toneladas
Masa del rotor + hub	45 toneladas

Datos Generador Vestas	
Masa de la torre	160- 205 toneladas
Masa total	373 toneladas
Rotor	
Velocidad mínima del rotor	-
Velocidad máxima del rotor	13,4 vuelta/min
Velocidad mínima de viento	3,5 m/s
Velocidad nominal de viento	12 m/s
Velocidad máxima de viento	22 m/s
Fabricante	Vestas
Caja de cambios	
Caja de cambios	Si
Niveles	3
Ratio	-
Fabricante	Vestas
Generador	
Tipo	DFIG
Número	1
Velocidad de salida máxima del generador	2900 vuelta/min
Tensión de salida	690 V
Fabricante	Vestas
Torre	
Altura mínima de la góndola	80 m
Altura máxima de la góndola	120 m
Fabricante	Vestas
Curva de Potencia	





9.1.1 Datos técnicos Generador

En la Tabla 9-2 se indican los datos técnicos del generador Vestas, entre los cuales se destacan los valores de factor de potencia, en 0.9 inductivo y 0.95 capacitivos, para una turbina de 1.8 MW, y para una turbina de 2.0 MW, con un valor de 0.96 inductivo y 0.98 capacitivo.

Tabla 9-2 Datos del generador

Generator	
Type Description	Asynchronous with wound rotor, slip rings and VCS
Rated Power (PN)	1.8 MW-2.0 MW
Rated Apparent Power	2.0 MVA (Cosφ = 0.9)
Frequency	50 Hz
Voltage, Generator	690 Vac
Voltage, Converter	480 Vac
Number of Poles	4
Winding Type (Stator/Rotor)	Random/form
Winding Connection, Stator	Star/delta
Rated Efficiency (Generator Only)	> 97%
Power Factor (cos) 1.8 MW	0.90 ind-0.95 cap
Power Factor (cos) 2.0 MW	0.96 ind-0.98 cap
Overspeed Limit According to IEC (2 minute)	2900 rpm
Vibration Level	≤ 1.8 mm/s
Weight	Approximately 7500 kg
Generator Bearing – Temperature	Two PT100 sensors
Generator Stator Windings – Temperature	Three PT100 sensors placed at hot spots and three as backup

Fuente: (Vestas, 2012-05-28)

9.1.2 Datos de condiciones climáticas

En la Tabla 9-3, se observan los datos de condiciones climáticas, para vientos clase S y corresponden a las máximas velocidades de viento que soportaría la turbina, además se indica la temperatura de la turbina, que está entre -30°C y 50°C, en el caso colombiano, en la zona de la Guajira se tienen velocidades entre 5 m/s y 7 m/s, valores medidos a 10 m, y se tiene información a 80 m (13-14 m/s), 100 m (14-15 m/s) y 150 m (14-15 m/s), se puede observar que la velocidad de viento es proporcional a la altura, a mayor altura de la turbina, mayor velocidad de viento, los valores indicados en la tabla corresponden con valores máximos de viento, además tiene temperaturas entre 22.8°C y 32.8°C de acuerdo con la información de las estaciones del IDEAM

y el capítulo 3, Metodologías pronóstico de viento, por lo cual se esperaría que dicha turbina se pueda instalar en los parques eólicos propuestos en La Guajira.

Tabla 9-3 Tabla Parámetros de diseño Vientos extremos

Extreme Design Parameters	
Wind Climate	IEC S
Ambient Temperature Interval (Standard Temperature Turbine)	-30° to +50°C
Ambient Temperature Interval (Special Temperature Turbine)	+5° to +50°C
Ambient Temperature Interval (Low Temperature Turbine)	-40° to +50°C
Extreme Wind Speed (10 Minute Average)	42.5 m/s
Survival Wind Speed (3 Second Gust)	59.5 m/s

Fuente: (Vestas, 2012-05-28)

En la Tabla 9-4, se indica la temperatura y velocidad de viento de diseño de la turbina, además, se indican el valor de turbulencia que soportaría la turbina, 18% y el ángulo de influencia de 8°.

Tabla 9-4 Tabla Parámetros de diseño V100-2.0 MW

Average Design Parameters – V100-2.0 MW Power Mode	
Wind Climate	IEC S
Wind Speed	6.5 m/s
A-Factor	7.32 m/s
Form Factor, c	2
Turbulence Intensity According to IEC 61400-1, Including Wind Farm Turbulence (@15 m/s – 90% Quantile)	18%
Wind Shear	0.2
Inflow Angle (Vertical)	8°

Fuente: (Vestas, 2012-05-28)

En la Tabla 9-5, se indican los valores de temperatura y viento para la operación del parque eólico, los cuales estarían dentro de los valores promedio de temperatura y velocidad del viento promedio en la zona de La Guajira como se mencionó anteriormente.

Tabla 9-5 Tabla de operación Temperatura y viento

Operational Envelope – Temperature and Wind	
Ambient Temperature Interval (Standard Temperature Turbine)	-20° to +40°C
Ambient Temperature Interval (Special Temperature Turbine)	+5° to +40°C
Ambient Temperature Interval (Low Temperature Turbine)	-30° to +40°C
Cut-In (10 Minute Average)	3 m/s
Cut-Out (100 Second Exponential Average)	20 m/s
Re-Cut In (100 Second Exponential Average)	18 m/s

Fuente: (Vestas, 2012-05-28)

En la Tabla 9-6, se indica la tensión nominal que, para el caso de 60 Hz, sería 480 V, los datos de la turbina, aplican para una frecuencia de 60 Hz, adicional se indican el gradiente de frecuencia permitido, el máximo valor de gradiente de tensión y el porcentaje de la máxima secuencia negativa que soporta la turbina.

Tabla 9-6 Tabla operación conexión a la Red

Operational Envelope – Grid Connection		
Nominal Phase Voltage	$U_{P, nom}$	400 V
Nominal Frequency	f_{nom}	50 Hz
Maximum Steady State Voltage Jump	$\pm 2\%$	
Maximum Frequency Gradient	± 4 Hz/second	
Maximum Negative Sequence Voltage	3%	

Fuente: (Vestas, 2012-05-28)

9.1.3 Control primario de frecuencia

En la Tabla 9-7, se muestran los valores por encima y por debajo de la tensión nominal a diferentes tiempos y los valores de frecuencia, para una duración de 0.2 s.

Tabla 9-7 Tabla datos de desconexión (Generador y convertidor)

	U_P	U_N
Voltage is Above 110% of Nominal for 60 Seconds	440 V	759 V
Voltage is Above 115% of Nominal for 2 Seconds	460 V	794 V
Voltage is Above 120% of Nominal for 0.08 Seconds	480 V	828 V
Voltage is Above 125% of Nominal for 0.005 Seconds	500 V	863 V
Voltage is Below 90% of Nominal for 60 Seconds	360 V	621 V
Voltage is Below 85% of Nominal for 11 Seconds	340 V	586 V
Frequency is Above [Hz] for 0.2 Seconds	53 Hz	
Frequency is Below [Hz] for 0.2 Seconds	47 Hz	

Fuente: (Vestas, 2012-05-28)

Las tablas hacen referencia a una turbina de frecuencia nominal 50 Hz, sin embargo, para el caso de 60 Hz, las frecuencias pueden variar entre 57 Hz y 63 Hz, y en esta investigación se recomienda que el rango de operación en frecuencia de los parques eólicos sea entre 57.5 Hz y 61.5 Hz, por lo que estas turbinas estarían dentro de los rangos indicados. Los rangos de operación en frecuencia recomendados se indican a continuación:

- $F < 57.5$ Hz: Desconexión Opcional
- 57.5 – 58.5 Hz: Disparo con temporización mínima de 15 s.
- 58.5 – 62.0 Hz: Permanente, no pueden ajustarse disparos
- 62.0 – 63.0 Hz: Disparo con temporización mínima de 15 s.
- $F > 63.0$ Hz: Desconexión forzada

9.1.4 Control de tensión y potencia reactiva

En la Figura 9-4, se indican los valores de potencia reactiva, potencia activa y se cumple con el 10% y 20% de potencia activa y un f.p. de 0.90 en atraso y de 0.95 en adelante, como es el caso de la turbina de 1.8 MW. Para el caso de la turbina de 2.0 MW cumple con la potencia activa entre el 20% y el 100% y Hasta 30% de potencia reactiva en adelante y de 50% en atraso con relación a la potencia nominal.

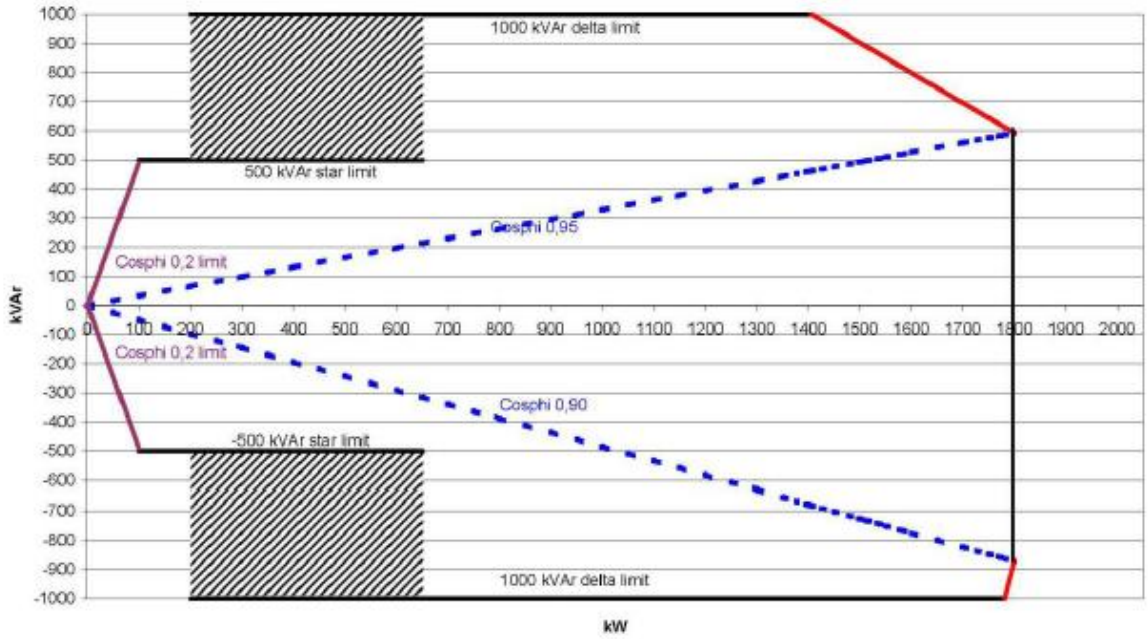


Figura 9-3 curva potencia reactiva V100/1.8 MW

Fuente: (Vestas, 2012-05-28)

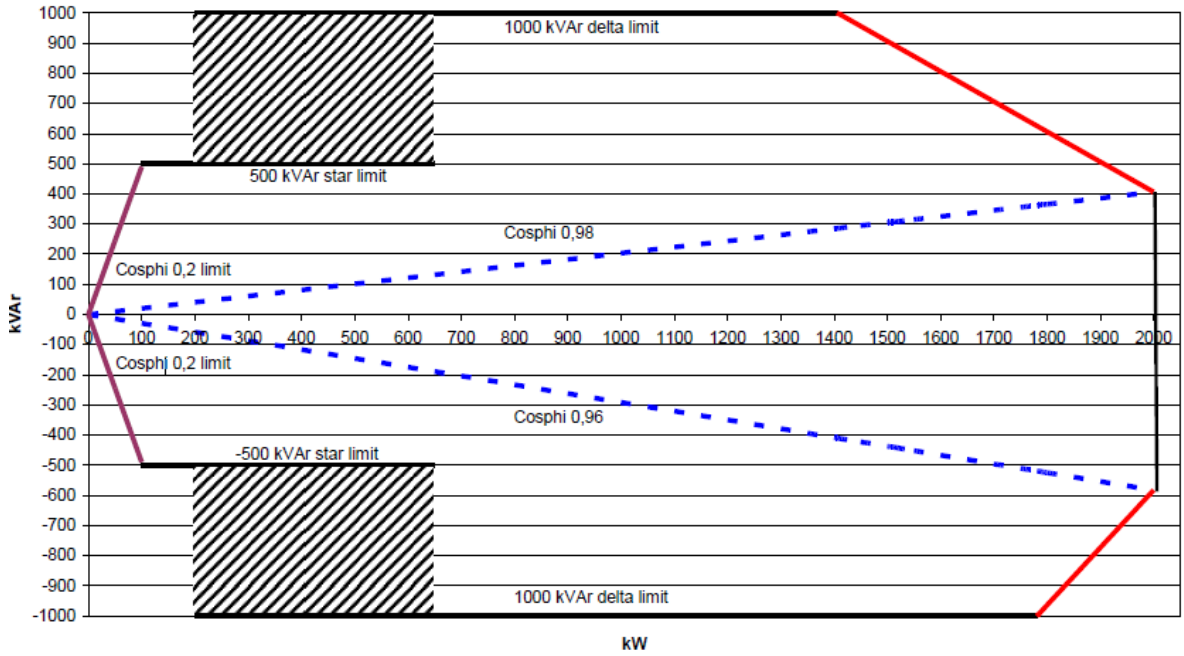


Figura 9-4 Curva potencia reactiva V100/2.0 MW

Fuente: (Vestas, 2012-05-28)

En la Tabla 9-8, se indica la carga parcial de la turbina.

Tabla 9-8 Carga Parcial de la turbina

%Carga	115%	100%	75%	50%	25%
Cos phi	0.89/0.92	0.89/0.93	0.88/0.92	0.84/0.90	0.66/0.78
eta %	94.5/96.8	95.0/96.9	95.3/97.0	95.2/96.7	93.0/95.1
Q (KVAR)	147/637	128/514	101/314	81/314	71/261

Fuente: (Vestas, 2012-05-28)

9.1.5 Tensión de operación en falla

La turbina se diseña para estar conectada ante las fallas con la curva LVRT, para fallas simétricas y asimétricas

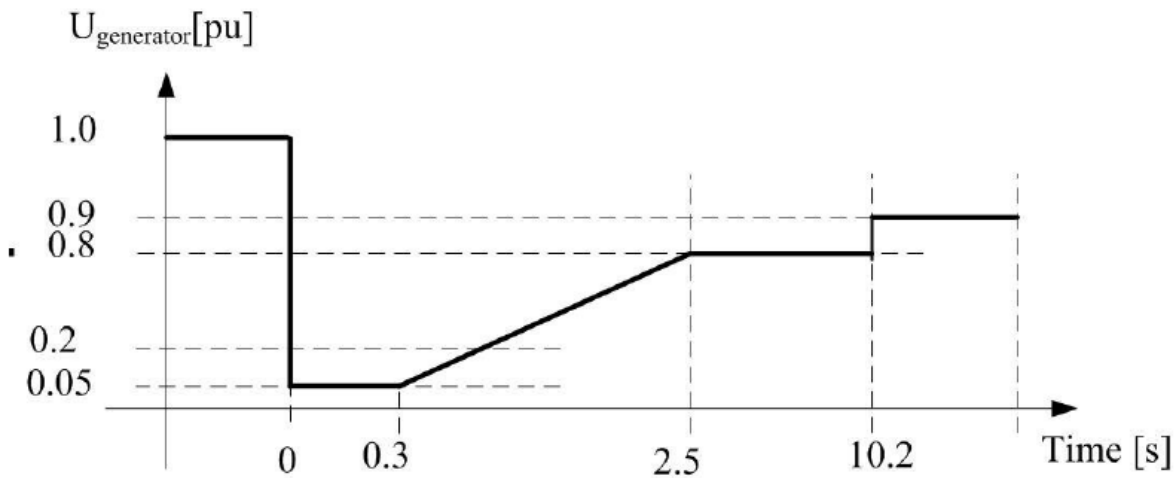


Figura 9-5 Curva LVRT – Fallas simétricas y Asimétricas

Fuente: (Vestas, 2012-05-28)

Para fallas fuera de la curva de protección, la turbina se desconectará de la red de acuerdo a la curva de la Figura 9-6.

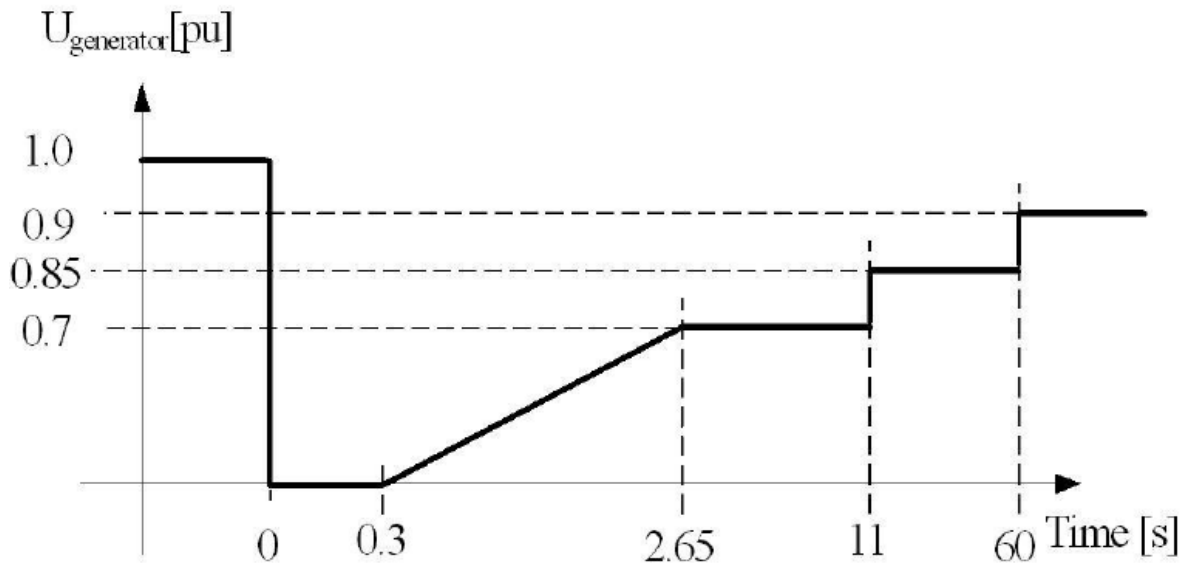


Figura 9-6 Configuración de protección de bajo voltaje para fallas simétricas y asimétricas

Fuente: (Vestas, 2012-05-28)

En la Tabla 9-9, se muestra el tiempo de recuperación ante una falla, que es máximo 1 s.

Tabla 9-9 Tiempo de recuperación de potencia

Power Recovery Time	
Power Recovery to 90% of Pre-Fault Level	Maximum 1.0 second

Fuente: (Vestas, 2012-05-28)

9.2 Generador Siemens SWT-2.3-120 MW

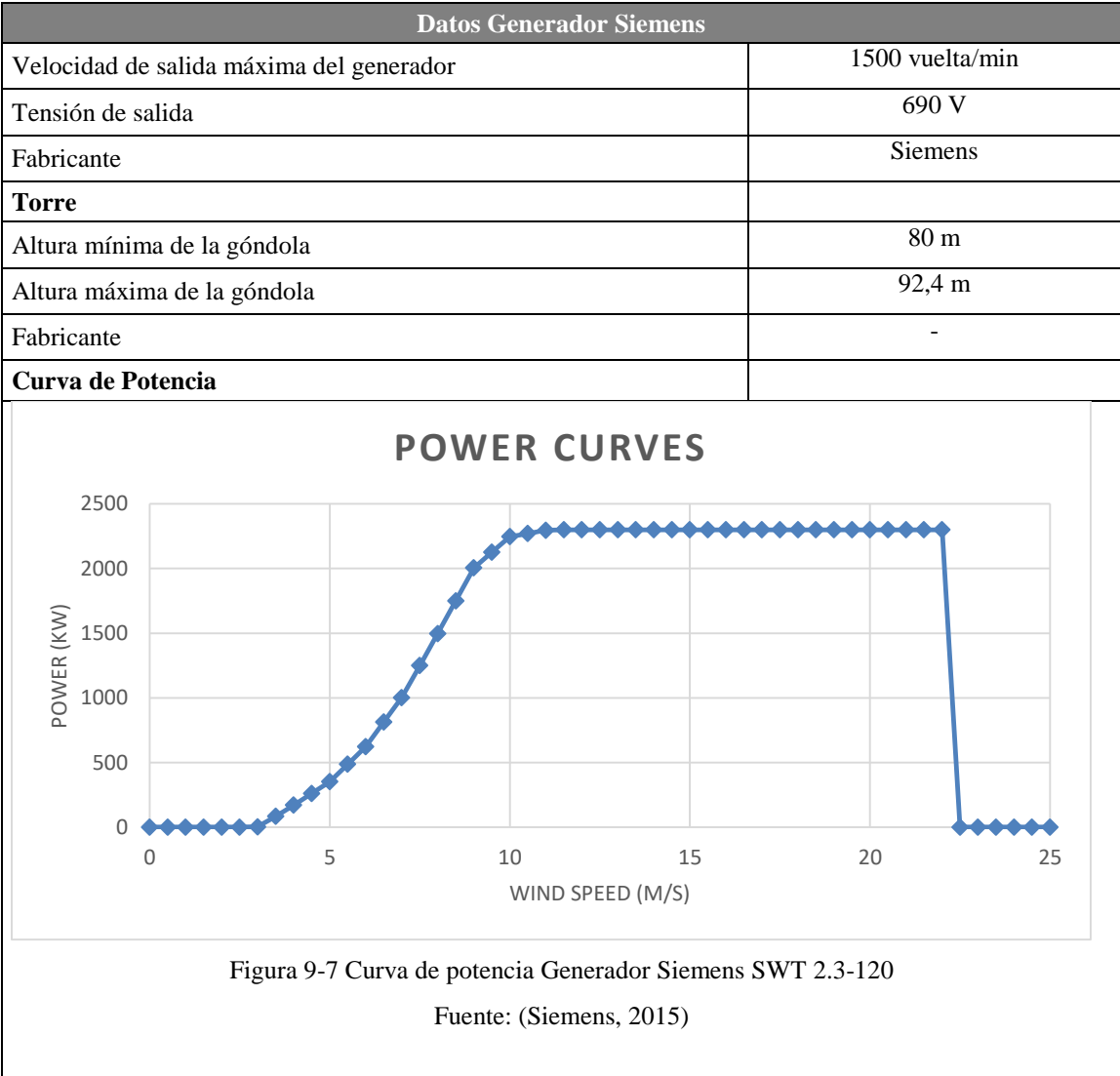
El aerogenerador Siemens SWT 2.3-120 es una turbina de viento con regulación de tono, con control de rotación vertical (yaw) activo y un rotor de tres aspas. La turbina Siemens SWT 2.3-120 tienen un diámetro de rotor de 120 m con un generador de 2.3 MW. Con estas características, la turbina eólica es capaz de operar el rotor a revoluciones de velocidad variable por minuto (rpm), ayudando a mantener la salida en o cerca de la potencia nominal.

Para este generador, solo fue posible contar con algunos datos y no fue posible realizar contacto con el fabricante, por lo que se relacionan los datos conseguidos a continuación:

Tabla 9-10 Datos Generador Siemens SWT 2.3-120

Fuente: (Siemens, 2015)

Datos Generador Siemens	
Datos generales	
Fabricante	Siemens (Alemania)
Turbina eólica	SWT-2.3-120
Potencia	2 300 kW
Diámetro	120 m
Clase de viento	IEC IIb/IIIa
Compatible offshore	No
Área de barrido	11 310 m ²
Densidad de potencia	4.92 m ² /kW
Número de palas	3
Limitación de potencia	Pitch
Masas	
Masa de la góndola	88 toneladas
Masa del rotor + hub	70 toneladas
Masa de la torre	-
Masa total	-
Rotor	
Velocidad mínima del rotor	-
Velocidad máxima del rotor	12,5 vuelta/min
Velocidad mínima de viento	3 m/s
Velocidad nominal de viento	11,5 m/s
Velocidad máxima de viento	22 m/s
Fabricante	Siemens
Caja de cambios	
Caja de cambios	Si
Niveles	3
Ratio	0,125
Fabricante	Siemens
Generador	
Tipo	Asíncrono
Número	1



9.3 Generador Ming Yang MY 1.5 MW

El aerogenerador Ming Yang MY 1.5 MW es una turbina de viento con regulación de tono y un rotor de tres aspas. La turbina Ming Yang MY 1.5 MW tienen un diámetro de rotor de 77.1/82.6 m con un generador de 1.5 MW. Con estas características, la turbina eólica es capaz de operar el rotor a revoluciones de velocidad variable por minuto (rpm), ayudando a mantener la salida en o cerca de la potencia nominal.

Para este generador, solo fue posible contar con algunos datos y no fue posible realizar contacto con el fabricante, por lo que se relacionan los datos conseguidos a continuación:

Tabla 9-11 Datos Generador Ming Yang MY 1.5 MW
Fuente: (Ming Yang, 2016)

Datos Generador Ming Yang	
Datos generales	
Fabricante	Ming Yang (China)
Turbina eólica	MY 1.5 MW (Su-Sh)
Potencia	1500 kW
Diámetro	77.1/82.6 m
Cut-in velocidad de viento	3 m/s
Cut-out Velocidad de viento	25 m/s
Velocidad Nominal de Viento	11.3/10.8 – 14 m/s
Viento supervivencia	59.5/70 – 59.5 m/s
Clase de viento	IEC IIa/IIIa
Vida útil	20 años
Rotor y aspas	
Longitud aspa	37.5/40.3 – 40.25 m
Material	Fibra de vidrio reforzado
Velocidad de rotación aspa	9.7-19.5 rpm
Velocidad rotación nominal Rotor	17.4 rpm
Inclinación del rotor	5°
Rotor – Aspa cono de ángulo	3.5°
Posición del rotor con respecto a la torre	Up wind
Área de barrido	4368/5320 m ²
Gear box (caja de cambios)	
Tipo	Engranaje planetario de 2 etapas Y eje paralelo de 1 etapa

Datos Generador Ming Yang	
Potencia	1663 kW
Relación	60 Hz – 83.04
Generador	
Tipo	Doblemente alimentado
Potencia	1550
Torque entrada	8741 kNm
Velocidad de salida máxima del generador	1500 vuelta/min
Tensión de salida	690 V
Corriente	1169 A
Velocidad	1753 rpm
Frecuencia	50/60 Hz
Nivel de aislamiento	F
Nivel de protección	IP-54
Torre	
Altura mínima de la góndola	65/70/75/80 m
Masas	
Masa de la góndola	65 toneladas
Masa del rotor + hub	35 toneladas
Temperatura de operación y supervivencia	
MY 1.5 Su	-45-+50° C (supervivencia) - 40 - +40° C (operación)
MY 1.5 Sh	-40 - +50° C (supervivencia) - 30 - +40° C (operación)
Temperatura promedio	0/5-15° C
Intensidad Sísmica	VII
Altitud máxima de instalación	2000-4000 mmsnm
Curva de Potencia	

Datos Generador Ming Yang

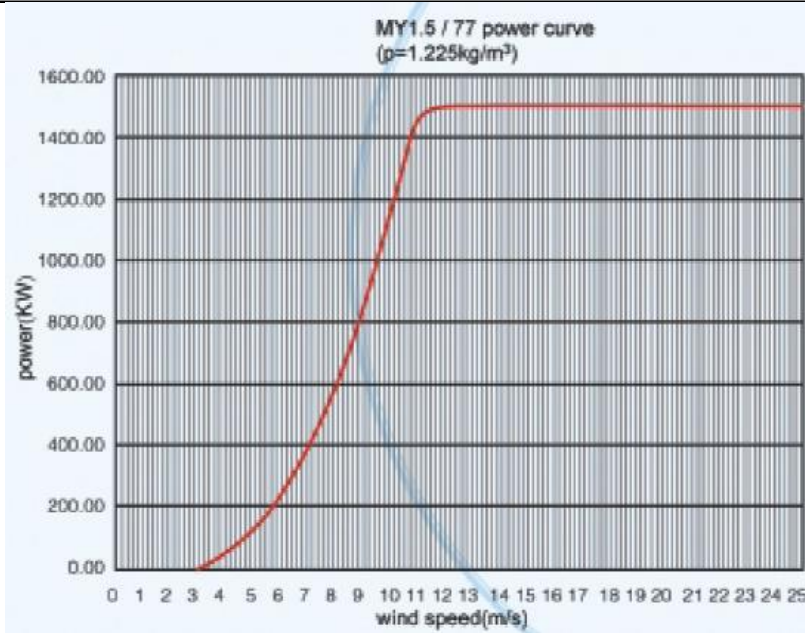


Figura 9-8 Curva de potencia Generador Ming Yang MY 1.5/77 MW

Fuente: (Ming Yang, 2016)



Figura 9-9 Curva de potencia Generador Ming Yang MY 1.5/82 MW

Fuente: (Ming Yang, 2016)

9.4 Generador Suzlon S97/S111 – 2.1 MW

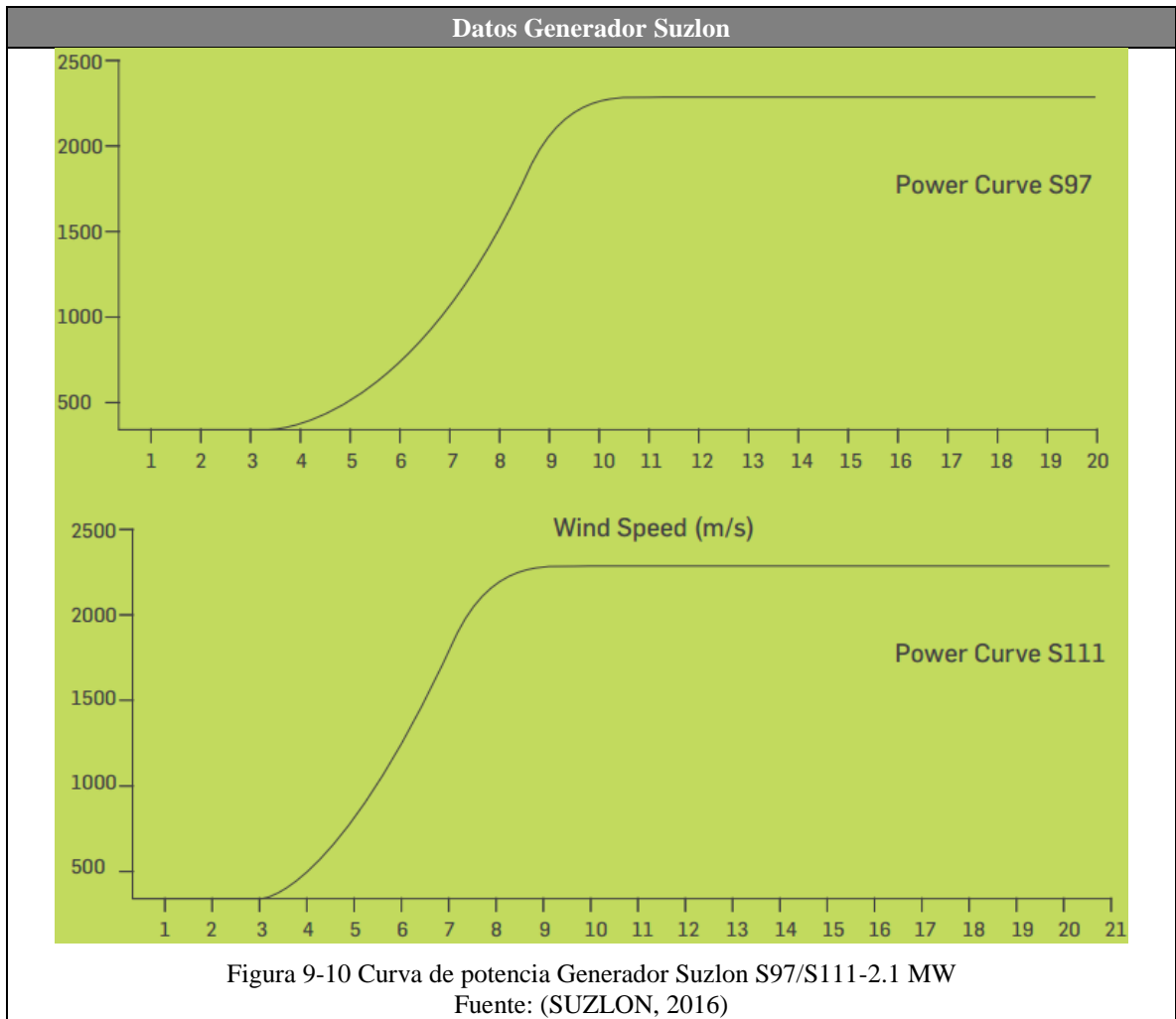
El aerogenerador Suzlon S97/S111 – 2.1 MW es una turbina de viento con regulación de tono, con control de rotación vertical (yaw) activo y un rotor de tres aspas. La turbina Suzlon S97/S111 – 2.1 MW tienen un diámetro de rotor de 97/111.8 m con un generador de 2.1 MW. Con estas características, la turbina eólica es capaz de operar el rotor a revoluciones de velocidad variable por minuto (rpm), ayudando a mantener la salida en o cerca de la potencia nominal.

Para este generador, solo fue posible contar con algunos datos y no fue posible realizar contacto con el fabricante, por lo que se relacionan los datos conseguidos a continuación:

Tabla 9-12 Datos Generador Suzlon S97/S111 – 2.1 MW
Fuente: (SUZLON, 2016)

Datos Generador Suzlon	
Datos generales	
Fabricante	Suzlon (India)
Turbina eólica	S97/S111 – 2.1 MW
Potencia	2100 kW
Diámetro	97/111.8 m
Cut-in velocidad de viento	3.5/3 m/s
Cut-out Velocidad de viento	20/21 m/s
Velocidad Nominal de Viento	11/10 m/s
Clase de viento	IEC IIIa
Vida útil	20 años
Rotor y aspas	
Longitud aspa	46.3 m
Material	SUZLON SB46/ Fibra de vidrio reforzado (GRP)
Velocidad mínima del rotor	12 rpm
Velocidad máxima del rotor	15.5 rpm
Inclinación del rotor	5°
Rotor – Aspa cono de ángulo	5°
Posición del rotor con respecto a la torre	Up wind
Área de barrido	7389.8 m ²
Densidad de potencia	0.04 m ² /kW
Gear box (caja de cambios)	

Datos Generador Suzlon	
Tipo	Engranaje planetario de 1 etapa 2 etapas helicoidales
Potencia	2250 kW
Relación	50 Hz – 1:98.8 60 Hz – 1:118.6
Generador	
Tipo	Asíncrono
Potencia	2100 kW
Velocidad de salida máxima del generador	1500/1800 vuelta/min
Tensión de salida	690/600 V
Corriente	1895/2190 A
Velocidad	1528/1830 rpm
Frecuencia	50/60 Hz
Nivel de protección	IP-54
Torre	
Altura mínima	80 m
Altura máxima	100 m
Masas	
Masa de la góndola	20 toneladas
Masa del rotor	45.9 toneladas
Temperatura de operación y supervivencia	
STV	-20-+50° C (general) - 10 - +40° C (operación)
LTV	-40 - +50° C (general) - 30 - +40° C (operación)
Altitud máxima de instalación	1000 msnm
Curva de Potencia	



9.5 Generador GE 1.6/1.7 – 100 MW

El aerogenerador General Electric (GE) GE 1.6/1.7 – 100 MW es una turbina de viento, de tres aspas, contra viento, de eje horizontal con un diámetro de rotor de 100 m. El rotor de la turbina y la góndola están montados en la parte superior de una torre tubular que da una altura de 80 o 96 m. La turbina GE 1.6/1.7 – 100 MW emplea el control activo de rotación vertical (yaw) (diseñado para dirigir la máquina con respecto a la dirección del viento), control activo del paso (diseñado para regular la velocidad del rotor de la turbina) y un sistema generador / convertidor electrónico de potencia. Para este generador, solo fue posible contar con algunos datos y no fue posible realizar contacto con el fabricante, por lo que se relacionan los datos conseguidos a continuación:

Tabla 9-13 Datos Generador GE 1.6/1.7 – 100 MW
Fuente: (GE Energy, 2012)

Datos Generador GE Energy	
Datos generales	
Fabricante	GE Energy (USA)
Turbina eólica	1.6/1.7 – 100 MW
Potencia	1620/1700 kW
Diámetro	100 m
Cut-in velocidad de viento	3.5/3.5 m/s
Cut-out Velocidad de viento	25/23 m/s
Velocidad Nominal de Viento	11 m/s
Viento supervivencia	59.5/70 – 59.5 m/s
Clase de viento	IEC S
Vida útil	20 años
Rotor y aspas	
Longitud aspa	46.3 m
Material	Fibra de vidrio reforzado (GRP)
Velocidad mínima del rotor	9.75
Velocidad máxima del rotor	16.7/17.5 rpm
Inclinación del rotor	0.5°
Posición del rotor con respecto a la torre	Up wind
Área de barrido	7854 m ²
Densidad de potencia	4.91/4.62 m ² /kW
Gear box (caja de cambios)	

Datos Generador GE Energy	
Tipo	Engranaje planetario de 2 etapas Y eje paralelo de 1 etapa
Potencia	1663/1700 kW
Relación	50/60 Hz – 1:115/ 50/60 Hz – 1:89 - 1:111
Generador	
Tipo	Asíncrono / DFIG
Potencia	1550/1700 kW
Torque entrada	8741 kNm
Velocidad de salida máxima del generador	1500 vuelta/min
Tensión de salida	690 V
Corriente	1169 A
Velocidad	1753 rpm
Frecuencia	50/60 Hz
Nivel de protección	IP-54
Torre	
Altura mínima de la góndola	80 m
Altura máxima de la góndola	100 m
Masas	
Masa de la góndola	65 toneladas
Temperatura de operación y supervivencia	
GE 1.6/1.7-100	-15°C - +40° C (operación) -20° C - +50° C (supervivencia)
Altitud máxima de instalación	2500 msnm
Curva de Potencia	

Datos Generador GE Energy

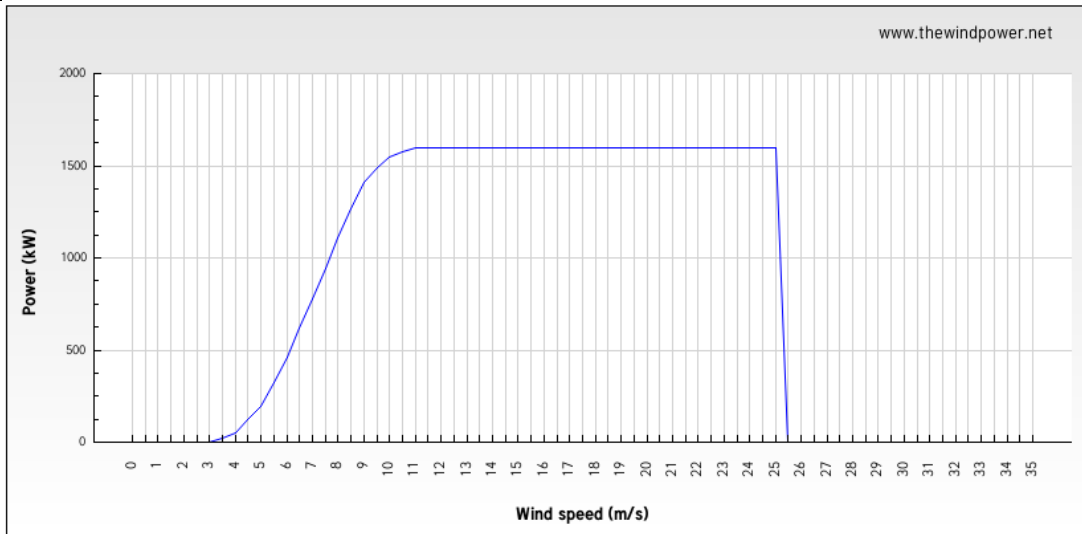


Figura 9-11 Curva de potencia Generador GE 1.6 – 100 MW
Fuente: (GE Energy, 2012)

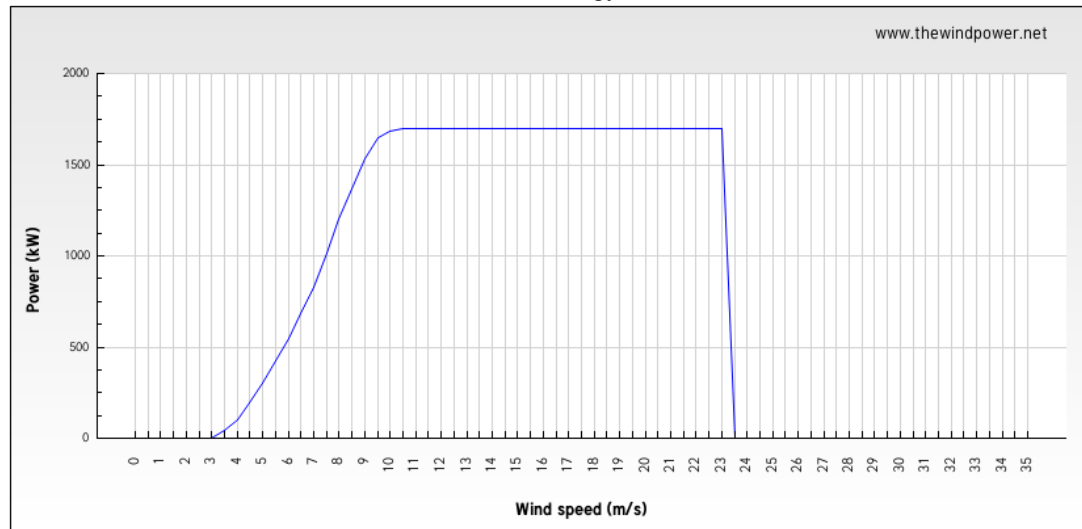


Figura 9-12 Curva de potencia Generador GE 1.7 – 100 MW
Fuente: (GE Energy, 2012)

9.6 Generador Gamesa G114 – 2.0 MW

El aerogenerador Gamesa G114 – 2.0 MW es una turbina de viento con regulación de tono, con control de rotación vertical (yaw) activo y un rotor de tres aspas. La turbina Gamesa G114 – 2.0 MW tienen un diámetro de rotor de 114 m con un generador de 2.0 MW. Con estas características, la turbina eólica es capaz de operar el rotor a revoluciones de velocidad variable por minuto (rpm), ayudando a mantener la salida en o cerca de la potencia nominal.

Para este generador, solo fue posible contar con algunos datos y no fue posible realizar contacto con el fabricante, por lo que se relacionan los datos conseguidos a continuación:

Tabla 9-14 Datos Generador Gamesa G114 – 2.0 MW
Fuente: (GAMESA, 2015)

Datos Generador Gamesa	
Datos generales	
Fabricante	Gamesa (España)
Turbina eólica	G114 – 2.0 MW
Potencia	2000 kW
Diámetro	114 m
Cut-in velocidad de viento	2.5 m/s
Cut-out Velocidad de viento	25 m/s
Velocidad Nominal de Viento	12.5 m/s
Clase de viento	IEC IIIa
Vida útil	20 años
Rotor y aspas	
Longitud aspa	55.5 m
Material	Fibra de vidrio reforzado (GRP)
Velocidad mínima del rotor	5.8 rpm
Velocidad máxima del rotor	14.8 rpm
Inclinación del rotor	5°
Rotor – Aspa cono de ángulo	5°
Posición del rotor con respecto a la torre	Up wind
Área de barrido	10270 m ²
Densidad de potencia	5.11 m ² /kW
Gear box (caja de cambios)	
Tipo	Engranaje planetario de 1 etapa

Datos Generador Gamesa	
	2 etapas paralelas
Potencia	2000 kW
Relación	60 Hz – 1:128.5
Generador	
Tipo	DFIG
Potencia	2000 kW
Velocidad de salida máxima del generador	1280 vuelta/min
Tensión de salida	690 V
Corriente	1895 A
Velocidad	1528 rpm
Frecuencia	50/60 Hz
Nivel de protección	IP-54
Torre	
Altura mínima	80 m
Altura máxima	125 m
Masas	
Masa de la góndola	20 toneladas
Masa del rotor	45.9 toneladas
Curva de Potencia	

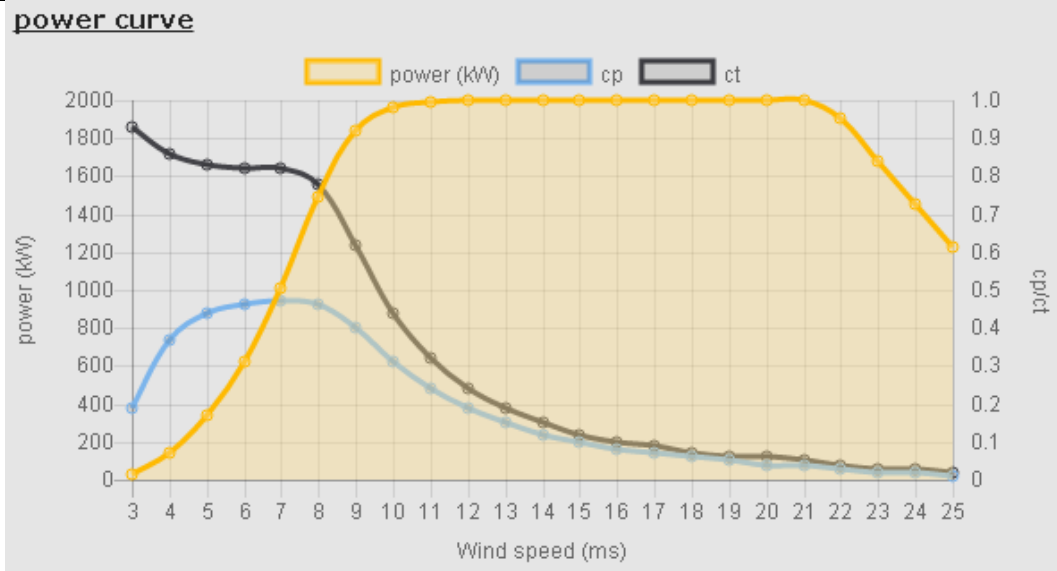


Figura 9-13 Curva de potencia Generador Gamesa G114 – 2.0 MW
 Fuente: (GAMESA, 2015)

10 Trabajos futuros

Del capítulo 3, se recomienda estudiar la metodología propuesta por la UPME para pronosticar los vientos en Colombia, se deberá desarrollar un método a partir de modelos estadísticos (ARMA, ARIMA, SARIMA, entre otros) o métodos como algoritmos genéticos, lógica difusa, PSO, entre otros.

Del capítulo 8, se deberán realizar estudios juiciosos del ajuste de los controles de los generadores para validar el comportamiento del sistema ante fallas severas en el STN, se deberá considerar estudios de potencia reactiva para el control de tensión ante fallas en la red cercada a la conexión de los parques eólicos.

11 Conclusiones y recomendaciones

A partir de los análisis realizados en este trabajo de grado, se recomiendan los criterios técnicos a tener en cuenta para la conexión y operación de los grandes parques eólicos que se conectaran en el sistema, se recomiendan los rangos de las variables de Frecuencia, Potencia reactiva (curva de capacidad del generador), factor de potencia y respuesta ante falla (FRT):

- **Control Primario de Frecuencia (CPF)**, considerando los estatismos con valores ajustables entre 0 y 10 % para frecuencias entre 57.5 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 y mantener un margen de regulación del 3%.
- **Rangos de operación en frecuencia**, con valores de frecuencia menores a 57.5 Hz, con desconexión opcional del sistema, para valores entre 57.5 – 58.8 Hz, disparo con temporización mínima de 15 s, para valores entre 58.5 y 62 Hz, con una duración permanente no se pueden ajustar disparos, valores entre 62 y 63 Hz, se debe dar un disparo con temporización mínima de 15 s, por último, para valores mayores a 63 Hz se presenta la desconexión forzada.
- **Control de potencia activa y reactiva**, se debe garantizar un factor de potencia de 0.9.
- **Control de tensión**, se define que los parques eólicos o fotovoltaicos deberán estar equipados para proveer potencia reactiva y por consiguiente se consideran disponibles para el control de tensión
- **Tensión de operación en falla**, indicando parámetros como el tiempo de inicio de la falla, el tiempo máximo de despeje de la falla, la rampa que considera el tiempo de despeje más 20 ms como punto inicial y como punto final más un tiempo de 1000 ms, y una duración de 5 s. el tiempo máximo de despeje de falla será igual a 100 ms para generadores en el STN y equipos con tensión superior a 200 kV y a 200 ms para equipos con tensión

inferior a 200 kV. En el rango de sobretensión (HVRT: *High voltage Ride-Through Capability*) las plantas deben estar en capacidad de soportar un 20% durante 5 s. La idea de esta regla es evitar el disparo de parques eólicos adicionales ante la pérdida de algunos de ellos o reducción rápida de potencia ante rachas lo cual puede causar sobretensiones en el sistema cercano a la conexión

Se recomienda que los rangos propuestos sean aplicables a todas las plantas de generación sin importar la tecnología, es decir, tanto convencional como eólica o solar.

De las simulaciones realizadas se observan altas tensiones en la barra de conexión de los parques eólicos, para lo cual se recomienda realizar un estudio de compensación de reactivos para ser ubicados en las barras de la subestación Colectora 500 kV

Respecto a la operación del sistema, se deberán establecer metodologías y procedimientos claros para el reporte de información para la operación y en general contar con reglas claras para la operación de este tipo de plantas intermitentes, principalmente en los ajustes de los controles para la regulación primaria de frecuencia y para el cálculo de la reserva para regulación secundaria de frecuencia o AGC

11.1 Solución a las preguntas de investigación

¿Cuáles son las tecnologías de los generadores eólicos?

Se definen cuatro (4) grandes tipos de aerogeneradores, tipo 1: generador de inducción convencional, tipo 2: generador de inducción de rotor bobinado, tipo 3: generador de doble alimentación y tipo 4: generador de conversión completa.

¿Cuáles son los requisitos técnicos para la conexión de Generación Eólica en el mundo?

Los requisitos técnicos para la conexión de generación eólica en el mundo, encontrado en común son Rangos de operación en frecuencia, Control de potencia reactiva y Tensión de operación en falla (FRT)

¿Cuáles métodos de pronóstico de vientos existen en el mundo?

Los métodos de pronóstico de viento existentes en el mundo, son el método físico, que tiene información de la instalación del parque, el método estadístico, cuando no se tiene información ni datos históricos de viento por lo que se utilizan series estadísticas (ARMA, ARIMA, SARIMA), y el método híbrido que es una combinación de los anteriores, los modelos más utilizados son los siguientes: *Prediktor*, *WPPT (The Wind Power Prediction)*, *Zephyr (Combination of WPPT and Prediktor)*, *Previento*, *e - Wind TM*, *Sipreólico*, *WPMS (Advanced Wind Power Prediction Tool AWPT)*, *WEPROG (Weather and wind Energy PROGnosis)*,

GH Forecaster, LocalPred & RegioPred, Alea Wind, Scirocco, SOWIE, WPFS Ver1.0, ANEMOS, ARMINES (AWPPS).

De los requisitos técnicos identificados a nivel mundial, cuáles de ellos se pueden exigir o aplicar en Colombia.

Los requisitos técnicos para el caso colombiano son los siguientes: Control primario de frecuencia, Control de potencia activa, Tensión de operación en falla (Fault Ride-through Capability), Calidad de Onda (Voltage Quality), Información técnica aerogeneradores, Protecciones del parque eólico, Despacho energía eólica, Supervisión en tiempo real de la operación de parques eólicos.

11.2 Objetivos alcanzados

11.2.1 Objetivo 1

Describir del mercado eléctrico colombiano enfocado principalmente a la generación eólica de gran escala.

Se realizó una descripción del mercado eléctrico colombiano y se hizo énfasis en lo referente a la generación eólica a gran escala. Se describe el plan de expansión propuesto por la UPME para la conexión de las plantas eólicas y la proyección de demanda realizada por la misma entidad en octubre de 2016. También, se referencia lo indicado por la CREG, con respecto a la metodología de cálculo de la energía firme de plantas eólicas, Resolución CREG 242 de 2016 y las series de velocidad de viento y estimación de series históricas.

11.2.2 Objetivo 2

Realizar un estado del arte de las metodologías para el pronóstico del viento

Se realizó una descripción del estado del arte de las metodologías que utilizan en el mundo para el pronóstico de viento y se evaluó lo propuesto por la UPME para el caso colombiano, encontrando que los métodos de pronóstico de viento existente, son el método físico, que tiene información de la instalación del parque y la topografía del terreno, el método estadístico, cuando no se tiene información ni datos históricos de viento por lo que se utilizan series estadísticas (ARMA, ARIMA, SARIMA), y el método híbrido que es una combinación de los anteriores, los modelos más usados son los siguientes: *Prediktor*, *WPPT (The Wind Power Prediction)*, *Zephyr (Combination of WPPT and Prediktor)*, *Previento*, *e - Wind TM*, *Sipreólico*, *WPMS (Advanced Wind Power Prediction Tool AWPT)*, *WEPROG (Weather and wind Energy PROGnosis)*, *GH*

Forecaster, LocalPred & RegioPred, Alea Wind, Scirocco, SOWIE, WPFS Ver1.0, ANEMOS, ARMINES (AWPPS)

11.2.3 Objetivo 3

Realizar un estado del arte de los tipos de generadores eólicos (4 tipos del WECC) y tecnologías comúnmente utilizadas para los parques eólicos.

Se realizó el análisis del estado del arte de los tipos de generadores eólicos (4 tipos del WECC) y tecnologías comúnmente utilizadas para los parques eólicos (tipo 1: generador de inducción convencional, tipo 2: generador de inducción de rotor bobinado, tipo 3: generador de doble alimentación y tipo 4: generador de conversión completa). También, se describieron los modelos dinámicos de la IEC utilizados para simular cada tipo de generador indicado en al IEC.

11.2.4 Objetivo 4

Realizar un estado del arte de los criterios para la conexión de generadores eólicos a gran escala en diferentes países (Alemania, España, Dinamarca, Reino Unido, China, Japón, Australia, EEUU, México, Panamá, Argentina, Brasil, Chile y Uruguay)

Se realizó un referenciamiento de los diferentes países con más desarrollo en generación eólica, se identificaron los diferentes criterios técnicos para la conexión y operación de este tipo de plantas los cuales han evolucionado de acuerdo al desarrollo de cada país.

11.2.5 Objetivo 5

Análisis de la normatividad actual de IEC en relación con la calidad de la potencia y armónicos (IEC 61400-21) y los modelos dinámicos de las turbinas eólicas (IEC 61400-27).

Se realizó un análisis de la normatividad de la IEC, evaluando la calidad de la potencia y armónicos, encontrando los valores mínimos de calidad de potencia, también se describen los modelos dinámicos y su formulación para realizar la correcta simulación de los mismos, incluyendo modelos de control del funcionamiento de cada tipo de generador.

11.2.6 Objetivo 6

Definir los requisitos técnicos aplicables a sistema Colombiano en relación con el control primario de frecuencia, rangos de operación en frecuencia, control de potencia activa y reactiva, control de tensión,

tensión de operación en falla, armónicos, protecciones, reporte de información técnica e información para el despacho.

Se definieron los requisitos mínimos aplicables para el caso Colombiano, definiendo los siguientes: control primario de frecuencia (CPF), rangos de operación en frecuencia, control de potencia activa y reactiva, control de tensión, tensión de operación en falla.

11.2.7 Objetivo 7

Análisis de las especificaciones de las turbinas eólicas comerciales con el fin de verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos propuestas para Colombia y otras especificaciones como son la temperatura máxima de operación de las turbinas eólicas y los límites de velocidad de viento.

Se analizaron varios fabricantes de turbinas eólicas (VESTAS, SIEMENS, MING YANG, SUZLON, GE GENERAL ELECTRIC y GAMESA), encontrando que los requerimientos mínimos recomendados en este trabajo corresponden con las especificaciones de los fabricantes y se ve viable su implementación para el caso colombiano.

12 Referencias

- Ackermann, T. (2005). *Wind Power in Power Systems (First Edition)*. John Wiley & Sons.
- Akhmatov, V. (2003). *Analysis of dynamic behavior of electric power systems with large amount of wind power*. Denmark.
- ASEP. (2012). *NORMAS TÉCNICAS, OPERATIVAS Y DE CALIDAD, PARA LA CONEXIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EÓLICA AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN). CÓDIGO DE REDES 2012*. . Panamá.
- AWEA. (2015). *American Wind Energy Association*. Obtenido de <http://www.awea.org/>
- Basit, A., Hansen, A., Margaris, I., & Hansen, J. (2012). A Review of Grid Requirements for Wind Farm in Denmark and China. *Paper presented at China wind power 2012*, 1-8.
- CAMMESA. (2014). *Informe Anual 2014*. Buenos Aires.
- Chai, S. X. (2015). An overview on wind power forecasting methods. *2015 International Conference on Machine Learning and Cybernetics (ICMLC) (Vol. 2)*. <http://doi.org/10.1109/ICMLC.2015.7340651>, pp. 765–770.
- CIGRE. (2007). CHAPTER 3. WIND TURBINE GENERATOR TECHNOLOGIES. En CIGRE, *CIGRE 328. Modeling and Dynamic Behavior of Wind Generation as it Relates to Power System Control and Dynamic Performance* (págs. 3-1, 3-20). Paris: CIGRE WG C4.601.
- CIGRE 328. (2007). . *Modeling and dynamic behavior of wind generation as it relates to power system control and dynamic performance*. Paris: CIGRE Working Group C4.601.
- CNMC. (2015). *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*. Obtenido de <https://www.cnmc.es/>
- Comisión Nacional de Energía. (Junio de 2015). *Norma Técnica de Seguridad dy Calidad de Servicio*. Santiago de Chile.

- CREG. (2015). *Resolución 061 de 2015 - Por la cual se modifica la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas, definida en la Resolución CREG 148 de 2011 y se dictan otras disposiciones*. Bogotá.
- CREG. (2016). *Resolución 242 de 2016 - Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas"*. Bogotá.
- Danish Energy Agency. (2014). *Danish Energy Agency*. Recuperado el 10 de Septiembre de 2015, de <http://www.ens.dk/en/info/facts-figures/energy-statistics-indicators-energy-efficiency/annual-energy-statistics>
- De Gregorio y Verdejo, A. (Junio, 2006). *Predicción de la Producción eólica (Proyecto fin de Carrera) Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI)*. Madrid, España: UPC. Obtenido de <http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/449fc4af426e6.pdf>
- DIARIO OFICIAL. (2012). *RESOLUCION Núm. RES/119/2012. RESOLUCION POR LA QUE LA COMISION REGULADORA DE ENERGIA EXPIDE LAS REGLAS GENERALES DE INTERCONEXION AL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL PARA GENERADORES O PERMISIONARIOS CON FUENTES DE ENERGIAS RENOVABLES O COGENERACION EFICIENTE*. México.
- DIGSILENT GmbH. (2007). *Doubly-Fed Induction Machine TechRef ElmAsmsc VI*. Gomaringen.
- Dragoon, K., & Milligan, M. (2003). Assessing wind integration costs with dispatch models: a case study. *AWEA Windpower 2003 Conference*. Austin, TX.
- EIA. (09 de Septiembre de 2015). *Energy Information Administration*. Recuperado el 10 de Septiembre de 2015, de <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IeDIndex3.cfm?tid=2&eyid=2012&syid=2012&reverseAxes=0&cid=&cid=r1&cid=US&pid=alltypes&aid=7&unit=MK&updateB=UPDATE>
- Energinet.dk. (2015). *Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output above 11kW*. UK Edition.
- Energy Transition de. (07 de Septiembre de 2015). *Energytransition.de*. Recuperado el 10 de Septiembre de 2015, de <http://energytransition.de/2014/12/infographs/>
- FERC. (2005). *Order 661-A Interconnection for Wind Energy*. Regulación, Washington DC.

- Foley, A. M. (2010). *Wind Power Forecasting prediction methods*. 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC). Obtenido de <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2010.5490016>
- Fraunhofer. (10 de Julio de 2015). *Energy Charts*. Recuperado el 10 de Septiembre de 2015, de <https://www.energy-charts.de/index.htm>
- GAMESA. (2015). *Cátalogo g9x-20 MW*. Sarriguren, España: Gamesa.
- GE Energy. (2012). *Technical Documentation Wind Turbine Generator Systems 1.6-100 - 50 Hz / 60 Hz, 1.7-100 - 50 Hz / 60 Hz*. USA: General Electric Energy.
- Gimenez Alvarez, J. M., & Gómez Targarona, J. C. (Octubre 2011). Generación eólica empleando distintos tipos de generadores considerando su impacto en el sistema de potencia. *Dyna, año 78, Nro. 169*, 95-104.
- GWEC. (2015). *Global Wind Report - Annual Market Update 2014*. Brussels: Global Wind Energy Council.
- Holtinen, H. (2012). Overview of Integration Studies – Methodologies and Results. En T. Ackermann, *WIND POWER IN POWER SYSTEMS - SECOND EDITION* (págs. 363-384). Alemania: Wiley.
- Holtinen, H. (2012). Wind integration: experience, issues, and challenges. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment, 1(3)*, 243-255.
- Huizhu, D., Weisheng, W., & Haixiang, Z. (2007). Wind Power Integration Projects and the Grid Code in China. *China Electric Power Research Institute*.
- IDEAM, Zea Mazo, J., & UPME. (2006). *Atlas de viento y energía eólica de Colombia*. Bogotá, Colombia: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) & Unidad de Planeación Minero energética (UPME).
- IEA WIND. (25 de 3 de 2016). *Member Country Activities for Chinese Wind Energy Association (CWEA)*. Obtenido de <https://www.ieawind.org/countries/chinese.html>
- IEC 61400-1:2005/AMD1:2010. (2010). *IEC 61400-1:2005/AMD1:2010 Wind turbines - Part 1: Design requirements*. IEC.
- IEC 61400-21. (2008). *IEC 61400-21:2008 Wind turbines - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*.

- IEC 61400-27-1. (22 de 11 de 2015). *IEC 61400-27-1-2015, Wind turbines - Part 27-1: Electrical simulation models - Wind turbines*. IEC. Obtenido de http://www.iec.ch/about/brochures/pdf/technology/renewable_energies-s.pdf
- IEC TR 61000-3-7:2008. (2008). *IEC TR 61000-3-7:2008 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems*. IEC.
- IEEE-519, I. (2014). *IEEE 519-2014 Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*.
- INTERCOLOMBIA. (17 de 05 de 2016). *Sistema Eléctrico Colombiano*. Obtenido de <http://www.intercolombia.com/Negocio/Paginas/sistema-electrico-colombiano.aspx>
- Liu, H. (2014). *Grid Integration of Offshore Wind Farms via VSC-HVDC – Dynamic Stability Study*. Aalborg University.
- Liu, X., Xu, Z., & Wong, K. (2013). Recent advancement on technical requirements for grid integration of wind power. *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, 216-222.
- Matevosyan, J., Bolik, S. M., & Ackermann, T. (2012). Technical Regulations for the Interconnection of Wind Power Plants to the Power System. En T. Ackermann, *WIND POWER IN POWER SYSTEMS - SECOND EDITION* (págs. 209-238). Alemania: Wiley.
- Ming Yang. (2016). *Series Wind Turbine Generator - High Output Wind Turbine Generator*. Guangdong, China: Guangdong Ming Yang Wind Turbine Industry Group Ltd.
- Ministerio de Minas y Energía. (2016). *Resolución No. 40095 - Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2015 - 2029*. Bogotá.
- OFFICE OF THE CHIEF ECONOMIST. (2015). *Australian Energy Update*. Australia.
- ONS. (2009). *Submódulo 3.6 Requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica*. Brasil: Operador Nacional do Sistema Elétrico.
- ONS. (25 de 3 de 2016). *Dados Relevantes 2014*. Obtenido de http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/DADOS2014_ONS/index.html
- Santjer, F. (2012). Measurement of Electrical Characteristics. En T. Ackermann, *WIND POWER IN POWER SYSTEMS - SECOND EDITION* (págs. 175-193). Alemania: Wiley.

- Siemens. (2015). *Technical specifications - Wind Turbine SWT-2.3-120*. Hamburg, Germany: Siemens.
- Slootweg, J., Polinder, H., & Kling, L. (2001). Initialization of wind turbine models in power system dynamics simulations. *Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto*, 6.
- Soderlund, L., Eriksson, J.-T., Salonen, J., & Vihriala, H. a. (July 1996). A permanent-magnet generator for wind power applications. *IEEE Transactions, Volume 32, Issue 4, part 1*, 2389 – 2392.
- SUZLON. (2016). *Wind Turbine Generator - Technical Specification S97/S111 2.1 MW*. Mumbai, India: Suzlon Energy Ltd.
- Tan, H., & Mathews, J. (2015). The Greening of China's Black Electric Power System? Insights from 2014 Data. *The Asia-Pacific Journal- Japan Focus*, 13-10(2), 1-8.
- Tande, J. O. (2012). Power Quality Standards for Wind Turbines. En T. Ackermann, *WIND POWER IN POWER SYSTEMS - SECOND EDITION* (págs. 159-172). Alemania: Wiley.
- UPME. (2004). *Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano* . Bogota.
- UPME. (2015). *Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima - Revisión octubre de 2015*. Bogotá.
- UPME. (2016). *Plan de expansión de referencia Generación - Transmisión 2015 - 2029*. Bogotá.
- UPME. (2016). *PLAN DE EXPANSIÓN PRELIMINAR DE TRANSMISIÓN 2016 -2030* . Bogotá, Colombia: UPME.
- UPME. (2016). *Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima - Revisión octubre de 2016*. Bogotá.
- Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW. (2007). *TransmissionCode 2007 Network and System Rules of the German Transmission System Operators*. Berlin.
- Vestas. (2012-05-28). *General specification - V100-1.8/2.0 MW 50 Hz VCS*. Dinamarca.
- WECC. (2007). *The Technical Basis for the New WECC Voltage Ride-Through (VRT) Standard*. White paper.
- WECC. (2013). *WECC Variable generation reference planning book*. Salt Lake City.

WECC. (23 de Enero de 2014). *WECC Second Generation Wind Turbine Models*. Recuperado el agosto de 2015, de WECC: https://www.wecc.biz/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc=/Reliability/WECC%20Second%20Generation%20Wind%20Turbine%20Models%20012314.pdf&action=default&DefaultItemOpen=1

Xin, O. (2012). *Integration of Increasing Wind Power into Electricity Grid in China*. Lund: IIIIEE .

XM. (2015). *Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado*. Medellín: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.