



Referenciamiento Internacional sobre Requisitos Técnicos de Generación Eólica a gran escala

PHC-066-15-00

Informe 1

Septiembre 18 de 2015

PHC Servicios Integrados Group SAS

NIT: 900 434 089

+57 4 444 75 49

Carrera 30 10C-228

Medellín, Colombia

www.phc.net.co

Redes Inteligentes • Ciudades Inteligentes • Mundo Inteligente

Contenido

1	INTRODUCCIÓN	9
2	DESCRIPCIÓN DE LAS TURBINAS EÓLICAS	11
2.1	Tipo 1: Generador de Inducción convencional (WECC, 2014)	12
2.2	Tipo 2: Generador de Inducción de Rotor Bobinado (WECC, 2014).....	14
2.3	Tipo 3: Generador de doble alimentación (CIGRE, 2007)	15
2.4	Tipo 4: Generadores de conversión completa	18
2.4.1	Generador sincrónico tipo <i>Gear-less</i> convertidor completo (CIGRE, 2007)	18
2.4.2	Generador de inducción de jaula de ardilla convencional de convertidor completo (CIGRE, 2007)	20
2.4.3	Generador de Imán permanente (CIGRE, 2007)	20
3	DEFINICION DE VARIABLES.....	23
3.1	Control Primario de Frecuencia.....	23
3.2	Rangos de operación en frecuencia.....	24
3.3	Control de potencia reactiva.....	24
3.4	Control de tensión	24
3.5	Control de potencia activa.....	24
3.6	Tensión de operación en falla (Fault Ride-through Capability)	25
3.7	Calidad de Onda (Voltage Quality)	26
3.8	Información técnica	27
3.9	Protecciones	28
3.10	Despacho	28
3.11	Supervisión en Tiempo Real	29
4	PARAMETROS AMBIENTALES – NORMA IEC 61400-1	32

4.1	Las condiciones del viento en condiciones normales y de turbulencia	33
4.2	Otras condiciones ambientales	33
4.2.1	Condiciones normales	33
4.2.2	Temperatura	33
4.2.3	Condiciones del sistema eléctrico de potencia.....	33
4.3	Turbina eólica de Vestas V126-3.3 MW 50/60 Hz	34
4.3.1	Clima y condiciones del sitio.....	34
5	DEFINICIÓN REGULATORIA DE LAS VARIABLES EN COLOMBIA	35
5.1	Control Primario de Frecuencia.....	35
5.1.1	Obligatoriedad Del Servicio De Regulación Primaria De Frecuencia	36
5.1.2	Reconciliación Por La No Prestación Del Servicio De Regulación Primaria De Frecuencia	36
5.1.3	Distribución Del Recaudo Por No Prestación Del Servicio De Regulación Primaria De Frecuencia.....	37
5.2	Rangos de operación en frecuencia.....	38
5.3	Control de potencia reactiva.....	38
5.4	Control de tensión	38
5.5	Control de potencia activa.....	38
5.6	Tensión de operación en falla	39
5.7	Calidad de Onda	39
5.8	Armónicos	39
5.9	Fluctuaciones de tensión.....	39
5.10	Límites máximos de Distorsión Total de Voltaje	40
5.11	Información técnica.....	40
5.11.1	Declaración de parámetros.....	40
5.11.2	Pruebas.....	41

5.12	Protecciones	41
5.13	Despacho	42
6	DESCRIPCIÓN DE PAISES	45
6.1	Alemania.....	45
6.1.1	Descripción de la canasta de generación	45
6.1.2	Descripción de los requisitos técnicos	49
6.2	Argentina	59
6.2.1	Descripción de la canasta de generación	59
6.2.2	Descripción de los requisitos técnicos	62
6.3	Chile.....	67
6.3.1	Descripción de la canasta de generación	67
6.3.2	Descripción de los requisitos técnicos	70
6.4	Dinamarca.....	74
6.4.1	Descripción de la canasta de generación	74
6.4.2	Descripción de los requisitos técnicos	77
6.5	España.....	87
6.5.1	Descripción de la canasta de generación	87
6.5.2	Descripción de los requisitos técnicos	89
6.6	Estados Unidos	101
6.6.1	Descripción de la canasta de generación	101
6.6.2	Descripción de los requisitos técnicos	105
6.7	México	108
6.7.1	Descripción de la canasta de generación	108
6.7.2	Descripción de los requisitos técnicos	111
6.8	Panamá	119

6.8.1	Descripción de la canasta de generación	119
6.8.2	Descripción de los requisitos técnicos	122
6.9	Reino Unido	128
6.9.1	Descripción de la canasta de generación	128
6.9.2	Descripción de los requisitos técnicos	130
6.10	Unión Europea	140
6.10.1	Descripción de la canasta de generación	140
6.10.2	Descripción de los requisitos técnicos	143
6.11	Uruguay	146
6.11.1	Descripción de la canasta de generación	146
6.11.2	Descripción de los requisitos técnicos	147
7	COMPARATIVO DE VARIABLES	155
7.1	Comparativo de la variable Rangos de operación en frecuencia	155
7.2	Comparativo de la variable: Control de potencia reactiva	158
7.3	Comparativo de la variable: Control de tensión	160
7.4	Comparativo de la variable: Control de potencia activa	163
7.5	Comparativo de la variable Tensión de Operación en Falla	166
8	DIFERENCIAS TÉCNICAS EN LOS CÓDIGOS DE RED	172
9	PROPUESTA DE REQUISITOS PARA COLOMBIA	175
10	BIBLIOGRAFÍA	180

Lista de Figuras

Figura 1. Tipos de Tecnologías de Aerogeneradores (WECC, 2014).....	12
Figura 2. Generador de Inducción Convencional – Velocidad Constante (CIGRE, 2007).....	13

Figura 3. Generador asincrónico de Doble alimentación – Velocidad Variable (CIGRE, 2007)	16
Figura 4. Diseño disparo viejo DFAG	17
Figura 5. Generador doblemente alimentado con <i>Crow-bar</i> activo.....	17
Figura 6. Generador síncrono <i>Gear-less</i> con convertidor de frecuencia <i>back-to-back</i>	19
Figura 7. Generador de imán permanente	21
Figura 8. Requerimiento de bajos voltajes y sobre voltajes durante y después de una falla en el sistema para una turbina eólica REpower MM 2 MW	26
Figura 9. Desviaciones a la programación del despacho de energía.....	39
Figura 10. Capacidad instalada Alemania 2014	46
Figura 11. Generación de electricidad Alemania 2014	47
Figura 12. Evolución de la capacidad eólica instalada en Alemania.....	48
Figura 13. Requerimientos de entrega de potencia activa por parte de cada unidad de generación en función de la frecuencia y tensión de la red	50
Figura 14. Requerimientos de potencia reactiva	52
Figura 15. Requerimientos de salida de las unidades de generación en un rango dinámico de corta duración	53
Figura 16. Reducción de potencia activa para plantas renovables en caso de sobre frecuencia	54
Figura 17. Curvas de tensión ante fallas para plantas de generación renovable Alemania.....	56
Figura 18. Requerimientos de inyección de corriente ante fallas Alemania	57
Figura 19. Potencia instalada por tipo de generación en Argentina - 2014.....	60
Figura 20. Energía generada por tipo de generación en Argentina – 2014.....	61
Figura 21. Potencia instalada Chile (Fuente: Reporte ERNC en Chile, Resumen 2014).....	68

Figura 22. Evolución de la inyección por tecnología - Chile (Fuente: CIFES, CDEC. Enero 2015)	69
Figura 23. Tensión de operación en falla de Chile	71
Figura 24. Capacidad instalada Dinamarca 2013.....	75
Figura 25. Generación de electricidad Dinamarca 2013.....	76
Figura 26. Respuesta de frecuencia planta eólica Dinamarca.....	78
Figura 27. Requerimientos de potencia reactiva plantas tipo C Dinamarca.....	79
Figura 28. Requerimientos de potencia reactiva plantas tipo D Dinamarca.....	80
Figura 29. Requerimientos de potencia activa Dinamarca	82
Figura 30. Curvas de tensión ante fallas para plantas eólicas Dinamarca.....	83
Figura 31. Requerimientos de inyección de corriente ante fallas Dinamarca.....	84
Figura 32. Evolución de la potencia instalada renovable en España	88
Figura 33. Evolución de la producción de energía renovable en España	89
Figura 34. Capacidad instalada Estados Unidos 2012	102
Figura 35. Generación Estados Unidos 2012.....	103
Figura 36 Capacidad eólica instalada por estado Estados Unidos	104
Figura 37. Curvas de tensión ante falla Estados Unidos	106
Figura 38. Composición del parque de generación 2014 – México (Fuente: Programa de desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015 – 2029 PRODESEN)	109
Figura 39. Generación bruta por tipo de tecnología 2014 – México (Fuente: Programa de desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015 – 2029 PRODESEN)	110
Figura 40. Capacidad Instalada 2000 – 2014 – Panamá (Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015)	120
Figura 41. Capacidad instalada a diciembre de 2014 – Panamá (Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015).....	121

Figura 42. Comportamiento de la generación año 2014 – Panamá (Fuente ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015).....	122
Figura 43. Capacidad Instalada por fuentes en el Reino Unido.....	129
Figura 44. Requerimiento de potencia activa Reino Unido.....	137
Figura 45. Curvas de tensión ante fallas Reino Unido.....	138
Figura 46. Participación de energía renovable en la generación eléctrica Unión Europea 2013	141
Figura 47. Rangos de reducción de potencia activa Europa	145
Figura 48. Generación de electricidad por origen – Uruguay (2014) (Balance Energético Preliminar 2014; MIEN-DNE; Dirección Nacional de Energía).....	146
Figura 49. Potencia instalada y Generación EE de eólica – Uruguay.....	147
Figura 50. Requerimientos de salida de las unidades de generación en un rango dinámico de corta duración	163
Figura 51. Requerimientos de potencia activa Dinamarca	164

Lista de Tablas

Tabla 1. Parámetros básicos para las clases de las turbinas eólicas	32
Tabla 2. Límites máximos de Distorsión Total de Voltaje	40
Tabla 3. Potencia instalada por tipo de generación en Argentina - 2014.....	60
Tabla 4. Energía generada por tipo de generación en Argentina – 2014.....	61
Tabla 5. Evolución de la inyección por tecnología - Chile (Fuente: CIFES, CDEC. Enero 2015)	69
Tabla 6. Rangos de tensión en Chile	73
Tabla 7 Rangos de tensión Dinamarca	81
Tabla 8. Valores recomendados de protecciones para plantas tipo D	86
Tabla 9 Rangos de Frecuencia Estados Unidos.....	105

Tabla 10. Composición del parque generador y generación por tecnología de México	108
Tabla 11. Rangos de operación de frecuencia de México	111
Tabla 12. Tipos de falla y tiempos de duración de falla en México	112
Tabla 13. Límites de distorsión armónica de la tensión en México	114
Tabla 14. Capacidad instalada a diciembre de 2014 – Panamá (Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015)	121
Tabla 15. Capacidad Instalad de energía eólica en la Unión Europea	142
Tabla 16 Parámetros en FSM Europa	144
Tabla 17. Comparativo por país de la variable: Rangos de operación en frecuencia	155
Tabla 18. Comparativo por país de la variable: Control de potencia reactiva	158
Tabla 19. Comparativo por país de la variable: Control de potencia activa	163

1 INTRODUCCIÓN

Este documento tiene como objetivo presentar el primer informe de la consultoría “ELABORACIÓN DE REQUISITOS TÉCNICOS Y RECOMENDACIONES REGULATORIAS PARA LA INCORPORACIÓN DE LA GENERACIÓN EÓLICA AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL EN COLOMBIA”; dicho informe tiene como alcance realizar un análisis del panorama internacional sobre los requisitos técnicos que deben cumplir los equipos aplicados a la incorporación de la generación eólica a gran escala en el sistema interconectado, considerando como países referentes los casos de Alemania, Dinamarca, Unión Europea, Chile, Estados Unidos, España, Argentina, Reino Unido, Uruguay y Panamá. Documento que se realiza en cumplimiento de la Orden de Consultoría 220-073-2015 celebrado por este Consultor con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

La integración de importantes capacidades de Fuentes de Energía no Convencional Renovables (FENCR) y en especial los requisitos técnicos de su conexión dependerá no solo de la disponibilidad del recurso renovable sino principalmente de los siguientes factores:

- Tamaño del sistema de Potencia
- Composición de la canasta para la generación de energía eléctrica
- Variación de la demanda
- Limitaciones de espacio
- Aceptación de las comunidades
- Reglas del mercado
- Capacidad y configuración del STN y del SIN.

La integración influenciará inevitablemente la confiabilidad, estabilidad y control del sistema de potencia planteando retos importantes en aspectos tales como:

- Control primario de frecuencia
- Rangos de operación en frecuencia

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

El informe está organizado en ocho capítulos incluyendo la introducción. En el capítulo 2 se realiza una descripción de los modelos de turbinas eólicas más usados en el mundo, en el capítulo 3 se realiza la definición de los requisitos técnicos que serán analizados en cada país, en el capítulo 4 se analizan los parámetros ambientales descritos en la norma IEC61400-1, en el capítulo 5 se realiza la definición regulatoria de las variables para el caso colombiano, en el capítulo 6 se realiza el análisis de los requisitos de cada país, en el capítulo 8 se realiza un cuadro comparativo de los principales requisitos técnicos de los países analizados y finalmente en el capítulo 9 se presenta una propuesta inicial de los requisitos técnicos a ser adoptados en Colombia los cuales deben ser verificados mediante simulaciones en el informe 2 de esta Consultoría.

2 DESCRIPCIÓN DE LAS TURBINAS EÓLICAS

En este capítulo se describen los modelos de turbinas eólicas más usados en el mundo.

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 1 los cuatro tipos de modelos de generadores eólicos; en los siguientes numerales se realizará una descripción detallada de cada uno de ellos.

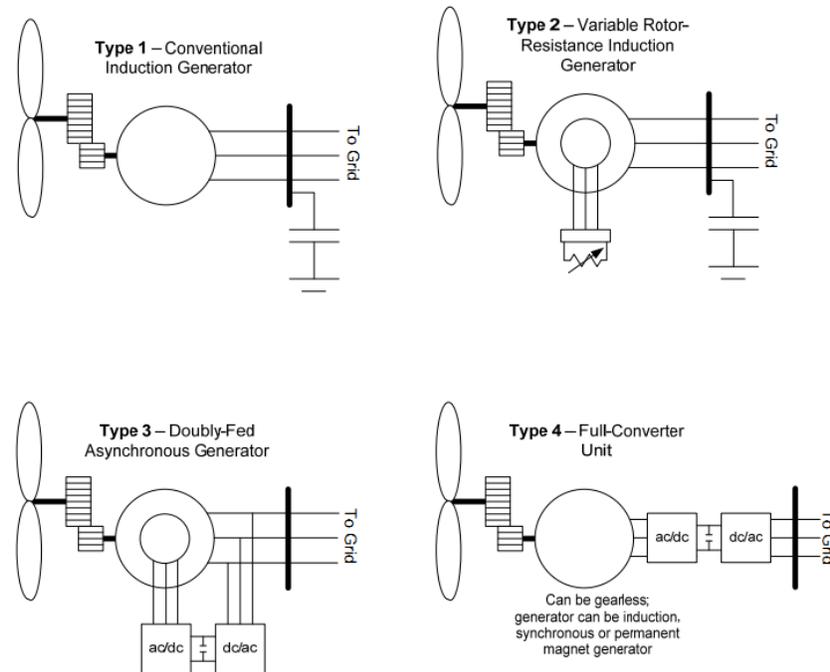


Figura 1. Tipos de Tecnologías de Aerogeneradores (WECC, 2014)

2.1 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 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.

b) **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.

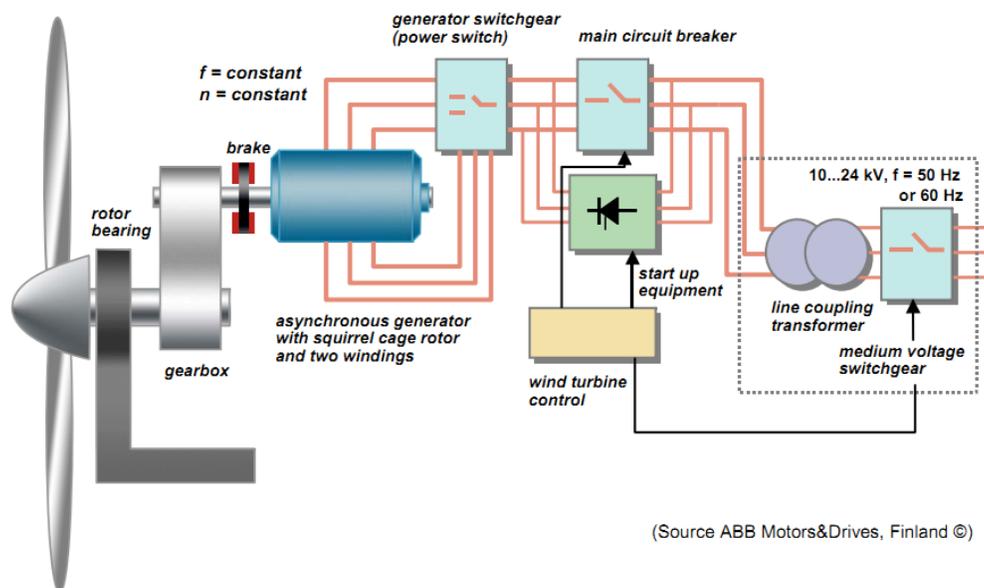


Figura 2. Generador de Inducción Convencional – Velocidad Constante (CIGRE, 2007)

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 sobrevelocidad de la turbina durante un evento
 - b. La magnitud de la caída de tensión
 - c. La potencia inicial de la turbina

2.2 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 fijado 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 es llamado *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

2.3 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 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.

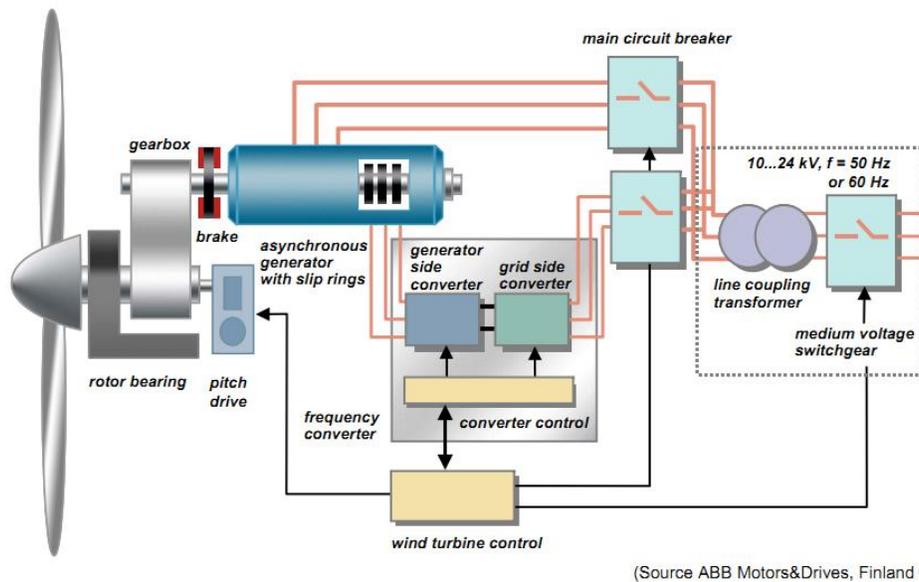


Figura 3. Generador asincrónico de Doble alimentación – Velocidad Variable (CIGRE, 2007)

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.

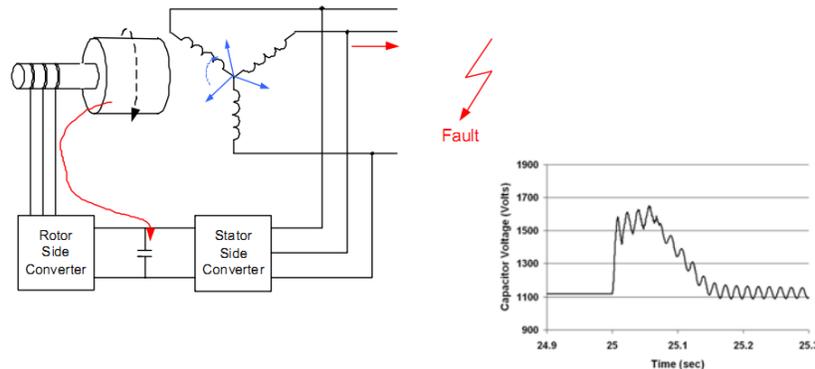


Figura 4. Diseño disparo viejo DFAG

Las nuevas generaciones de DFAG pueden operar con bajas tensiones, sin necesidad de desconectarse instantáneamente cuando se presentan 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 5.

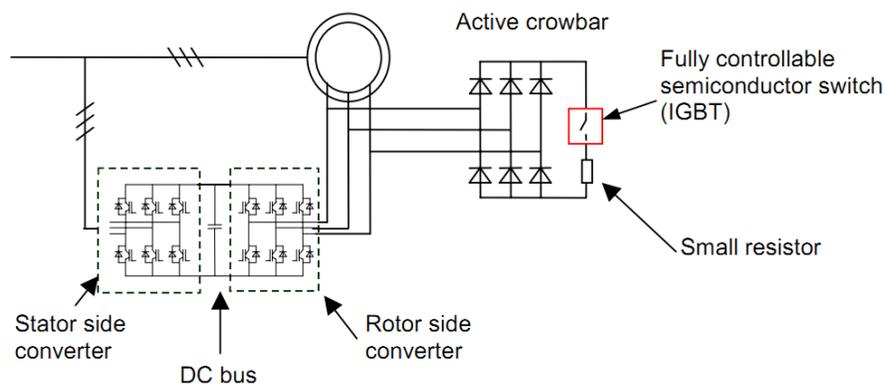


Figura 5. Generador doblemente alimentado con *Crow-bar* activo

2.4 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 es conectado 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 una caja de engranajes no es requerida. 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 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 7. A continuación se describen cada uno de estos tipos.

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

Es un generador sincrónico tipo *Gear-less* como se muestra en la Figura 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.

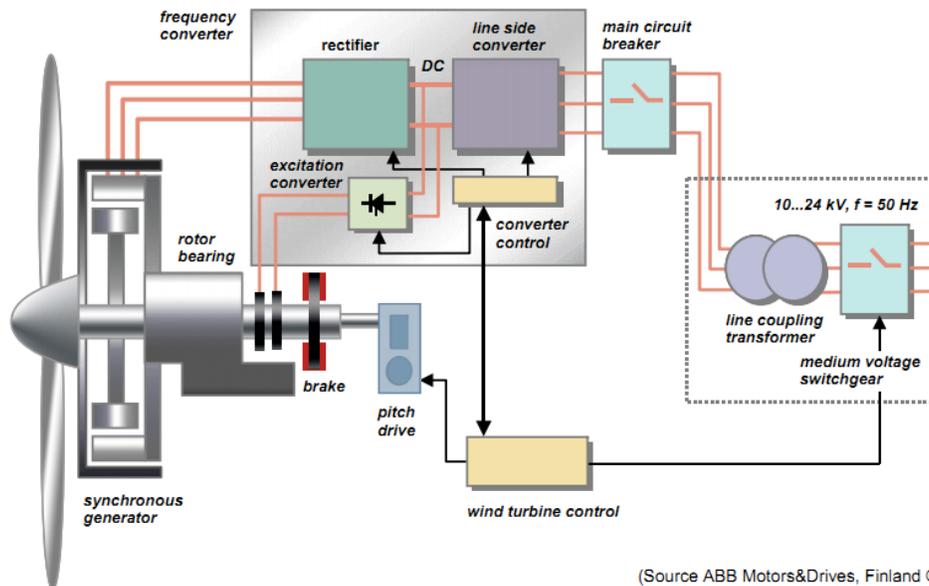


Figura 6. Generador sincrónico Gear-less con convertidor de frecuencia back-to-back

El concepto en este caso es generar energía usando un generador sincrónico convencional con un campo de DC o un generador de imán permanente. Con las siguientes ventajas:

1. Se permite un diseño sin engranajes o *Gear-Less*. Esto evita la complejidad mecánica de engranajes y sistemas hidráulicos. El generador está acoplado directamente a la turbina y gira a la velocidad de rotación. La frecuencia eléctrica de la salida del generador se convierte entonces por un convertidor de frecuencia (*back-to-back*) a la frecuencia de la red (60 Hz).
2. Mediante el uso de un convertidor de frecuencia de la salida eléctrica total del generador se puede convertir de una amplia gama de frecuencias a la frecuencia de red. Esto significa que el aerogenerador puede operar con una amplia gama de velocidades.

Además, con el uso del inversor se puede controlar la potencia activa y reactiva. De esta forma la red y el generador están desacoplados. Estas características permiten una mayor flexibilidad y un control mucho más fácil:

1. A través de la Baja Tensión, y

2. Regulación de tensión y control de la potencia en cada turbina.

El diseño Enercon discutido anteriormente es un diseño sin engranajes o *Gear-Less*. Otros fabricantes (por ejemplo GE) están llevando a cabo el diseño convertidor completo con un engranaje reductor de velocidad entre la turbina y el generador.

2.4.2 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 diseño 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.

2.4.3 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 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).

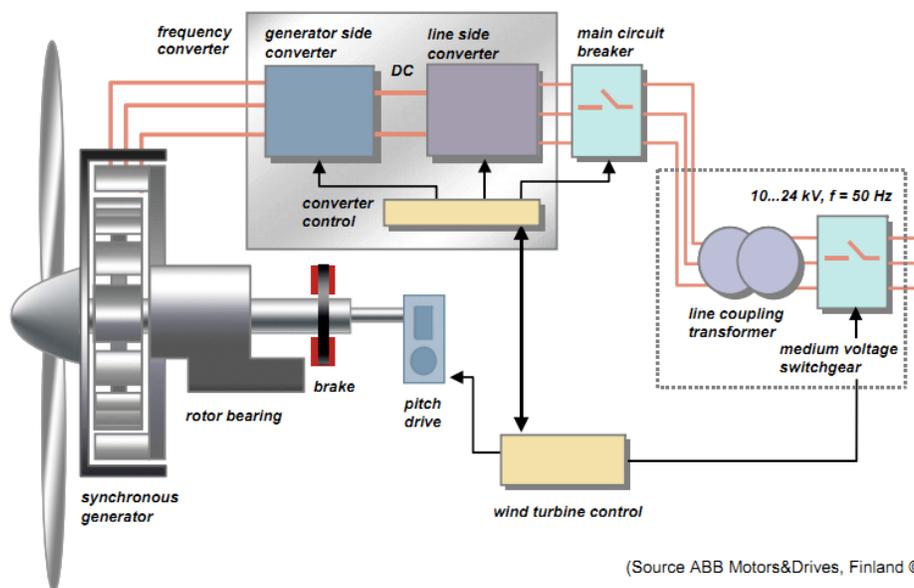


Figura 7. Generador de imán permanente

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.

3 DEFINICION DE VARIABLES

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 fueron analizadas en el referenciamiento.

3.1 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.

La generación a la frecuencia normal, como el viento no se puede controlar, para regular frecuencia se debe mantener más baja de forma intencional, dejando pasar el viento, 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. 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.

3.2 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, 2012)

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.

3.3 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)

3.4 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)

3.5 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)

3.6 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 sobre tensiones por fuera de los límites establecidos; en la Figura 8 se puede apreciar la curva FRT para una turbina REpower MM – 2 MW. (Matevosyan, Bolik, & Ackermann, 2012)

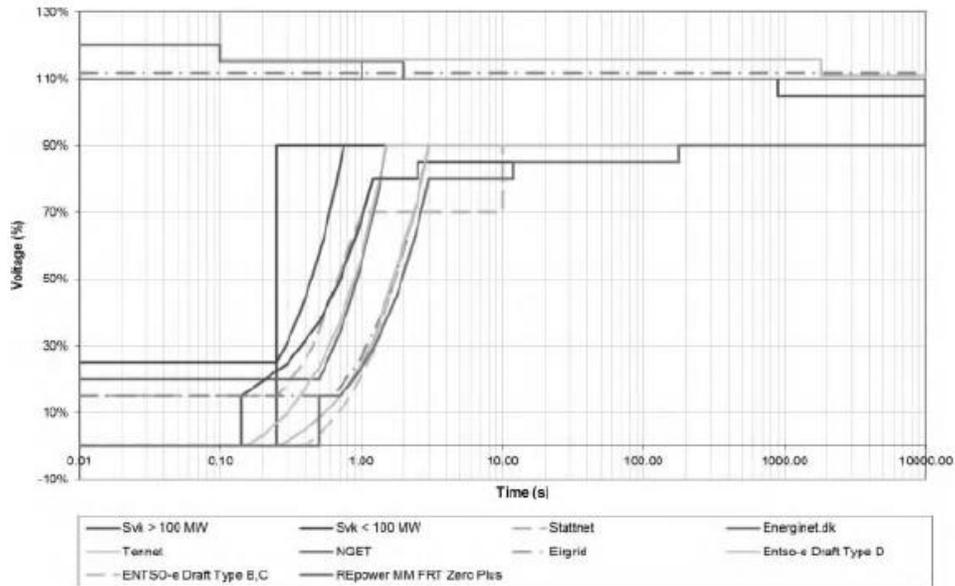


Figura 8. Requerimiento de bajos voltajes y sobre voltajes durante y después de una falla en el sistema para una turbina eólica REpower MM 2 MW

3.7 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 del voltaje 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.
- **Harmónicos:** 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)

3.8 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. Voltaje nominal de cada autogenerador
3. Impedancias de cada autogenerador y tipo de autogenerador
4. Capacidad, impedancias, relación de transformación y taps de los transformadores conectados a cada autogenerador
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 voltaje, 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.

3.9 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.

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 (Tande, 2012) (Santjer, 2012).

3.10 Despacho

El 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.

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, 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. (Holttinen, 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 (Holttinen, 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

3.11 Supervisión en Tiempo Real

Es de gran importancia que se exija la supervisión en tiempo real, por parte del operador, de las variables de voltaje, 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 cual se indica la información que se debe reportar al Operador del Sistema 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 OS 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 OS 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)

4 PARAMETROS AMBIENTALES – NORMA IEC 61400-1

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 IEC 61400-1 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 1 se listan los parámetros básicos para las clases de las turbinas eólicas.

Tabla 1. Parámetros básicos para las clases de las turbinas eólicas

Table 1 – Basic parameters for wind turbine classes¹

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			

In Table 1, the parameter values apply at hub height and

V_{ref} is the reference wind speed average over 10 min,

A designates the category for higher turbulence characteristics,

B designates the category for medium turbulence characteristics,

C designates the category for lower turbulence characteristics and

I_{ref} is the expected value of the turbulence intensity² at 15 m/s.

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

4.1 Las condiciones del viento en condiciones normales y de turbulencia

La norma establece la metodología para realizar los cálculos de las velocidades del viento en función de los valores de velocidad de viento y turbulencia de las clases definidas y de la altura de las torres.

4.2 Otras condiciones ambientales

4.2.1 Condiciones 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 $1,225\text{ kg/m}^3$

4.2.2 Temperatura

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

4.2.3 Condiciones del sistema eléctrico de potencia

Voltaje – valor nominal $\pm 10\%$

Frecuencia – valor nominal $\pm 2\%$

Desbalance de voltaje – 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 10s 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.

4.3 Turbina eólica de Vestas V126-3.3 MW 50/60 Hz

Certification	Wind Class	Hub Height
IEC61400-22	IEC IIIB	117 m
IEC61400-22	IEC IIIA	128 m
IEC61400-22	IEC IIIA	137 m
DIBt 2012	WZ2, GKII, TKA	137 m

Table 7-1: Type approvals data

4.3.1 Clima y condiciones del sitio

Extreme Design Parameters	
Wind Climate	IEC IIIA
Ambient Temperature Interval (Standard Temperature Turbine)	-40° to +50°C
Extreme Wind Speed (10 Minute Average)	37.5 m/s
Survival Wind Speed (3 Second Gust)	52.5 m/s

Table 9-1: Extreme design parameters

Average Design Parameters	
Wind Climate	IEC IIIA
Nominal Power	3.3 MW
Wind Speed	7.5 m/s
A-Factor	8.46 m/s
Form Factor, c	2.0
Turbulence Intensity According to IEC 61400-1, Including Wind Farm Turbulence (@15 m/s – 90% quartile)	18%
Wind Shear	0.20
Inflow Angle (vertical)	8°

Table 9-2: Average design parameters

5 DEFINICIÓN REGULATORIA DE LAS VARIABLES EN COLOMBIA

En la Resolución CREG 025 de 1995 – Código de Redes y en otras resoluciones de la CREG que lo modifican, se encuentran reglamentadas las variables analizadas para todos los generadores de la forma como se explica a continuación.

5.1 Control Primario de Frecuencia

La Comisión de Regulación de Energía y gas expidió la Resolución CREG-025 de 1995, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional, en cuyo Numeral 5.6.1. del Anexo denominado “Código de Operación”, estableció la obligatoriedad por parte de los agentes generadores de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia.

Para entender la regulación primaria de frecuencia es importante tener en cuenta las siguientes definiciones:

Banda Muerta de Operación: Rango de frecuencia, dentro del cual las unidades de generación no varían automáticamente su potencia.

Estatismo: Característica técnica de una planta y/o unidad de generación, que determina la variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga.

Regulación Primaria: Servicio en línea que corresponde a la variación automática, mediante el gobernador de velocidad, de la potencia entregada por la unidad de generación como respuesta a cambios de frecuencia en el sistema. Los tiempos característicos de respuesta están entre 0 y 10 segundos. La variación de carga del generador debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

Reserva de Regulación Primaria: Capacidad en las plantas y/o unidades de generación necesaria para la prestación del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia.

5.1.1 Obligatoriedad Del Servicio De Regulación Primaria De Frecuencia

Todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, están en la obligación de prestar el Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia.

Todas las unidades y plantas de generación del Sistema Interconectado Nacional están en obligación de operar con el regulador de velocidad en modalidad libre. Las unidades y plantas del Sistema deben garantizar el valor de estatismo declarado al Centro Nacional de Despacho (CND). Se debe efectuar la prueba de estatismo especificada con la periodicidad establecida y procedimientos establecidos por el CNO. Los costos de esta prueba serán asumidos por el respectivo generador.”

Todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, deben estar en capacidad de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, equivalente al 3% de su generación horaria programada. Para dar cumplimiento a lo anterior, las plantas y/o unidades de generación deben estar habilitadas para incrementar o reducir su generación, incluso cuando sean despachadas con la disponibilidad máxima declarada o en su mínimo técnico, durante los tiempos de actuación definidos para la Reserva de Regulación Primaria. Se exceptúa de lo aquí dispuesto, el decremento cuando las plantas y/o unidades operan en su mínimo técnico.

Para una adecuada calidad de la frecuencia, las unidades generadoras deberán tener una Banda Muerta de respuesta a los cambios de frecuencia menor o igual a 30 mHz. Este valor podrá ser revaluado por el CND cuando lo considere conveniente.

El Estatismo de las unidades generadoras despachadas centralmente debe ser un valor entre el 4% y el 6%, el cual deberá ser declarado por el agente al CND.

5.1.2 Reconciliación Por La No Prestación Del Servicio De Regulación Primaria De Frecuencia

Las plantas y/o unidades de generación que no estén prestando efectivamente el Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, según lo establecido en la

Resolución 023 de 2001, serán sujetos de Reconciliación por cada día de incumplimiento, de acuerdo al siguiente esquema de reconciliación:

$$REC = \sum_{i=1}^{24} G_{r_i} \times 2 \times R_{RP} \times PR$$

Donde:

REC: Reconciliación por la no prestación del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia.

PR: Precio de Reconciliación según lo establecido en la reglamentación vigente.

G_{r_i}: Generación real en la hora i

RRP: Porcentaje de Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia, con respecto a su generación horaria programada.

Se considera que una planta y/o unidad de generación incumple en un día su obligación de prestar el Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, si no lo presta en cualquier momento de las 24 horas del respectivo día.

Cada vez que el CND detecte que una planta y/o unidad de generación está incumpliendo con el Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, informará sobre el hecho al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y al agente incumplido, y realizará una nueva evaluación del desempeño de la planta y/o unidad de generación a partir de las 00:00 horas del siguiente día de operación.

5.1.3 Distribución Del Recaudo Por No Prestación Del Servicio De Regulación Primaria De Frecuencia

El ASIC distribuirá diariamente la cantidad liquidada según lo establecido en el Artículo 6o. de la Resolución 023 de 2001, entre las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente que no hayan sido objeto de Reconciliación por este concepto durante el respectivo día. Dicha asignación se hará en proporción a la generación real del día.

5.2 Rangos de operación en frecuencia

La frecuencia objetivo del SIN es 60.00 Hz y su rango de variación de operación está entre 59.80 y 60.20 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas, déficit energético y períodos de restablecimiento.

Artículo 2.2.5 del Código de Operación:

$F < 57.5$ Hz: Se permite el disparo de la generación

57.5 Hz – 58.5 Hz: Temporización de 15 s.

58.5 Hz – 62.0 Hz: Operación permanente, No se permiten disparos

62.0 Hz – 63.0 Hz: Temporización de 15 s.

$F > 63.0$ Hz: Opción de disparo.

5.3 Control de potencia reactiva

En el Código de Conexión, Artículo 13.1, Servicios que los generadores deben proveer:

- Control de tensión y potencia reactiva
- Control de frecuencia mediante regulador de velocidad
- Estabilización de potencia
- Regulación de frecuencia con AGC

5.4 Control de tensión

En el Código de Operación, en el Artículo 5.7, para el control de voltaje estipula:

Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva de acuerdo con la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad.

5.5 Control de potencia activa

En la resolución CREG 112 de 1998 se establecen las penalizaciones por las desviaciones al despacho de potencia activa, la regla indica que cada recurso de generación despachado centralmente que se desvíe del despacho programado

horario por fuera de la franja de tolerancia del 5% verá afectadas sus transacciones comerciales (ver Figura 9).

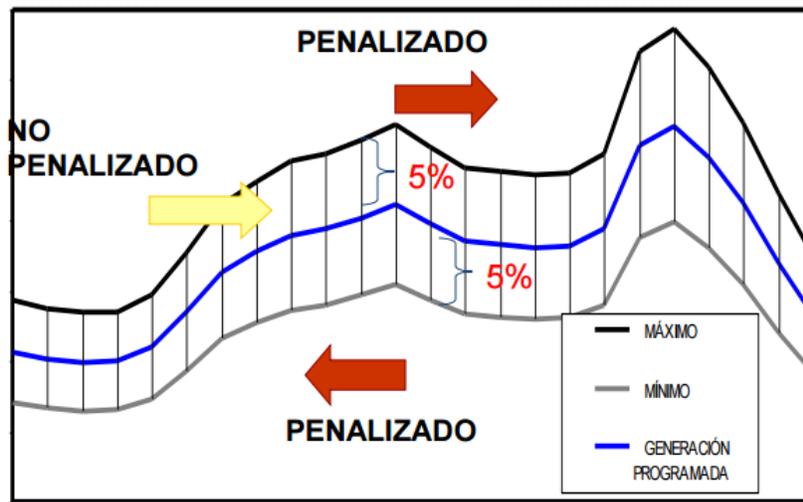


Figura 9. Desviaciones a la programación del despacho de energía

5.6 Tensión de operación en falla

No hay una obligación directa de los generadores, sin embargo en el Código de Operación se establece “En las barras principales del sistema de transmisión la tensión transitoria no debe estar por debajo de 0.8 p.u. durante más de 500 ms”. Esto implicaría que ningún equipo debe desconectarse antes de ese tiempo.

5.7 Calidad de Onda

5.8 Armónicos

Código de planeamiento de la expansión del STN, numeral 5.1:

Las formas de onda de tensión y corriente, con respecto al contenido de armónicos y desbalance de fases, cumplirán los requisitos establecidos por la NTC (Norma Técnica Colombiana) respectiva. Mientras no exista NTC aplicable, se utilizará la Norma ANSI/IEEE 519.

5.9 Fluctuaciones de tensión

Código de conexión, numeral 7.8:

No deberá existir el efecto titileo (flicker) debido a las perturbaciones instantáneas de la red.

Las fluctuaciones de tensión en el Punto de Conexión, con una carga variable directamente conectada al STN, no deben exceder los valores establecidos por la norma NTC o en su defecto por los de la Norma IEC 555 - 3.

5.10 Límites máximos de Distorsión Total de Voltaje

Resolución CREG 024/2005: Por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica.

Anexo 1, Numeral 6.2.1.2 Distorsión Armónica de la Onda de Tensión:

Límites máximos de Distorsión Total de Voltaje

Tabla 2. Límites máximos de Distorsión Total de Voltaje

Tensión del Sistema	THDV Máximo (%)
<i>Niveles de tensión 1,2 y 3</i>	5.0
<i>Nivel de Tensión 4</i>	2.5
<i>STN</i>	1.5

5.11 Información técnica

5.11.1 Declaración de parámetros

Código de operación, Numeral 6.1:

Los parámetros de las unidades de generación descritos a continuación deben ser declarados por las empresas de generación al CND, al inicio de cada período estacional o cuando se presenten modificaciones:

- Descripción de restricciones operativas especiales de las unidades.
- Generación mínima por unidad.
- Capacidad efectiva de la unidad.
- Velocidad de toma de carga o descarga de unidades (MW/minuto).
- Máxima generación y absorción de potencia reactiva (MVARs).

- Tiempo mínimo en operación (horas).
- Tiempo mínimo de apagado (horas).
- Tiempos de arranque en frío de unidades térmicas (horas).
- Información de ciclos combinados.

La información de parámetros debe ser suministrada de acuerdo con el formato “Declaración de parámetros de unidades de generación”. Anexo CO-3.

Las modificaciones de parámetros se deben enviar al CND, de acuerdo con el formato “Modificación de parámetros de unidades de generación”. Anexo CO-3.

5.11.2 Pruebas

Se deben realizar las siguientes pruebas:

Prueba de Potencia Reactiva

Prueba del Estatismo

Prueba de Arranque Rápido

Prueba de Restablecimiento

Prueba de disponibilidad

Prueba de los parámetros para el planeamiento operativo

5.12 Protecciones

Los tiempos de despeje de las protecciones primarias por fallas en los equipos del Generador directamente conectado al STN y por fallas en la parte de la STN directamente conectada al equipo del Generador, desde el inicio de falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia, no debe ser mayor que:

80 ms en 500 kV.

1 00 ms en 220 kV.

- Protección por deslizamiento de polos, la cual se exigirá según los requerimientos de operación del STN.

- Protección de alta y baja frecuencia según los límites especificados en el Código de Operación.

5.13 Despacho

Está reglamentado en el capítulo 3 del Código de Operación y las resoluciones siguientes que lo hayan modificado.

En Colombia para realizar el despacho todos los días a las ocho de la mañana son recibidas en XM las ofertas provenientes de los recursos de generación y en conjunto con el pronóstico de demanda, se realiza el despacho programado nacional que permite la atención de la demanda del SIN, posteriormente se realiza la transacción TIE que permite obtener energía más económica desde Ecuador o suplir energía de este sistema desde Colombia, si la señal económica lo indica. Finalmente es atendido el requerimiento de energía realizado por Venezuela, con lo cual es publicado por XM el programa de generación final, llamado despacho programado, dicho despacho debe tenerse disponible para los agentes a más tardar a las 15:05 horas según lo establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Para todos los despachos anteriores son necesarios análisis eléctricos y energéticos que permitan cumplir características técnicas y los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad.

En la actualidad, Colombia no cuenta con una reglamentación para el despacho de las plantas eólicas, sin embargo, existen reglas para el despacho de las plantas a filo de agua que su comportamiento se puede asemejar al de un parque eólico.

En la resolución CREG 152 de 2011, se define la figura de plantas a filo de agua:

Se consideran plantas filo de agua las plantas hidráulicas despachadas centralmente que cumplan con una de las condiciones:

- Que no posea embalse y que su estructura de captación esté conectada directamente a la fuente de agua para que tome parcial o totalmente el caudal de dicha fuente.

- Que la central posea embalse cuyo tiempo de vaciado y/o llenado, generando a su CEN, considerando el aporte promedio multianual e iniciando con embalse en el máximo técnico o en el mínimo técnico, sea menor o igual a un (1) día

No se consideran plantas a filo de agua:

- Las centrales hidroeléctricas que estén situadas aguas abajo de embalses que le garanticen regulación de caudales mayor a un (1) día. En este caso, se entiende como tiempo regulación el calculado mediante el criterio indicado en el Acuerdo CNO 512.

Para participar en la bolsa de energía, las plantas a filo de agua deben seleccionar una opción:

- Efectuar ofertas de precios y disponibilidad en la misma forma, tiempo y modo que los demás agentes generadores del Sistema Interconectado Nacional.
- No presentar ofertas de precio para el despacho centralizado.
 - Solo deberán suministrar diariamente, el programa horario de generación para el día siguiente
 - No serán objeto de penalizaciones por desviaciones al programa de despacho
 - En el despacho ideal, la generación y la disponibilidad comercial, se consideran iguales a su generación real.

En materia de cálculo de la ENFICC, se cuenta con la resolución CREG 061 de 2015, en la cual se establece la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas; dicho procedimiento está dividido para las plantas que cuentan con información de velocidades de viento inferior a diez años (Plantas Eólicas sin

información de vientos) y plantas que disponen de esta información en un periodo mayor o igual a 10 años (Plantas Eólicas con información de vientos).

6 DESCRIPCIÓN DE PAISES

En este capítulo se presenta un referenciamiento de diferentes países en cuanto se refiere a los requerimientos técnicos para los parques eólicos. Se observan dos grandes tendencias en los diferentes códigos analizados.

La primera la cual no discrimina los requisitos técnicos por tecnología y la segunda la cual es muy específica para las plantas eólicas. Así mismo, existen códigos que diferencian las características técnicas de acuerdo al tamaño de las turbinas y /o del parque en el punto de conexión.

6.1 Alemania

6.1.1 Descripción de la canasta de generación

Alemania es uno de los países que mayores esfuerzos ha realizado para incrementar la participación de energías renovables en su producción de electricidad así como apuestas importantes en eficiencia energética para reducción de la demanda, como resultado de las políticas agresivas implantadas desde el comienzo del siglo junto con avances importantes en las tecnologías en la actualidad Alemania es el líder en generación eólica y solar en el mundo, y un referente en prácticas de mercado y desarrollos técnicos para lograr una exitosa integración de renovables intermitentes en su sistema. Con un crecimiento sostenido en la capacidad instalada de energía eólica desde comienzo de los años 2000 hoy ya se encuentra incluso en proceso de recambio tecnológico y repotenciación de muchos de sus parques eólicos, este crecimiento en la instalación de renovables también se ha traducido en una evolución de sus requerimientos técnicos de conexión y operación del sistema eléctrico con el fin de tener una integración armoniosa de una generación mucho más diversa.

En el 2014 la capacidad instalada de Alemania fue de 179 GW, de los cuales 51% fueron de fuentes renovables donde la capacidad eólica correspondió al 21% y la solar al 22% del total como se puede ver en las Figura 10 (Fraunhofer, 2015)

Participación por fuente en la capacidad instalada Alemania 2014 (179 GW)

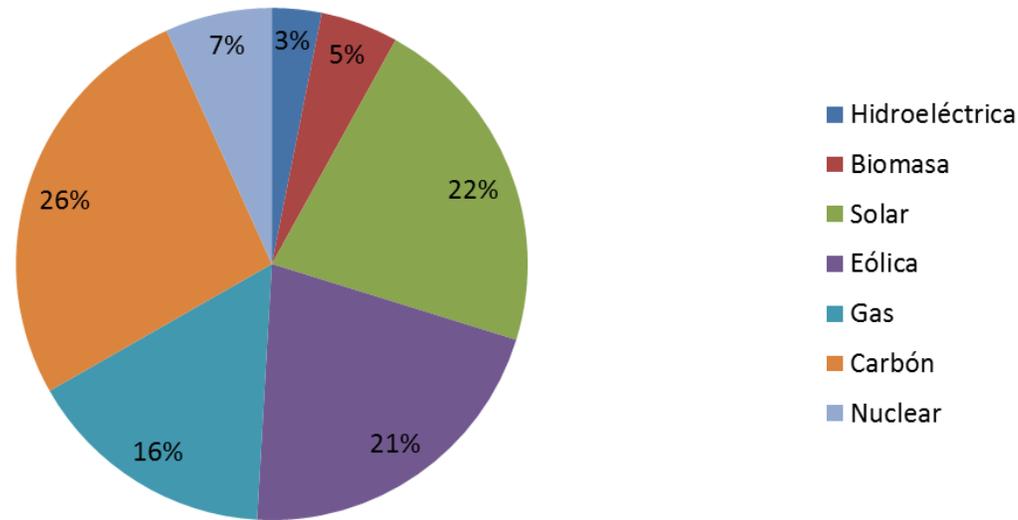


Figura 10. Capacidad instalada Alemania 2014

Fuente: (Fraunhofer, 2015)

Durante el 2014 la generación de electricidad en Alemania llegó a 513,89 TWh, la participación de la generación eólica fue del 10% del total de la generación como se puede ver en la Figura 11.

Participación por fuente en la generación Alemania 2014 (513,89 TWh)

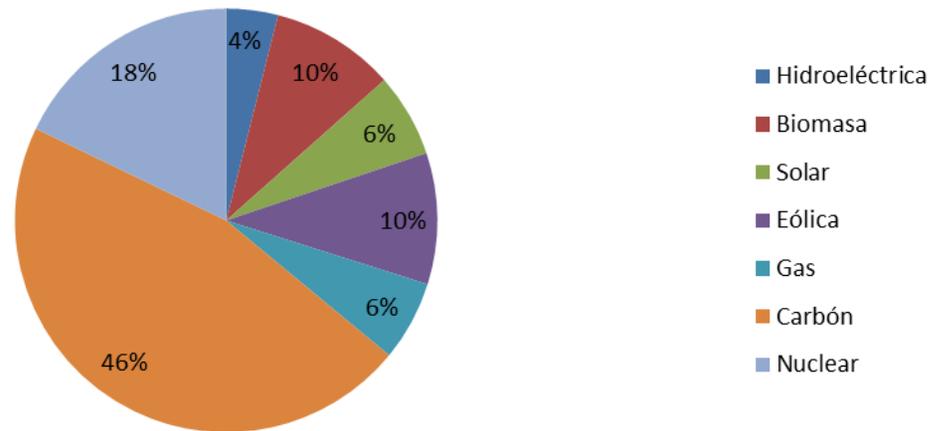


Figura 11. Generación de electricidad Alemania 2014

Fuente: (Fraunhofer, 2015)

El desarrollo creciente y sostenido del aumento de capacidad instalada eólica en Alemania como se puede ver en la Figura 12 ha permitido que se haya dado una evolución y aprendizaje conjunto de los proveedores de equipos, generadores, operadores del sistema, legisladores y reguladores con el fin de adaptar un mercado existente a una tecnología que cada vez juega un papel más importante.

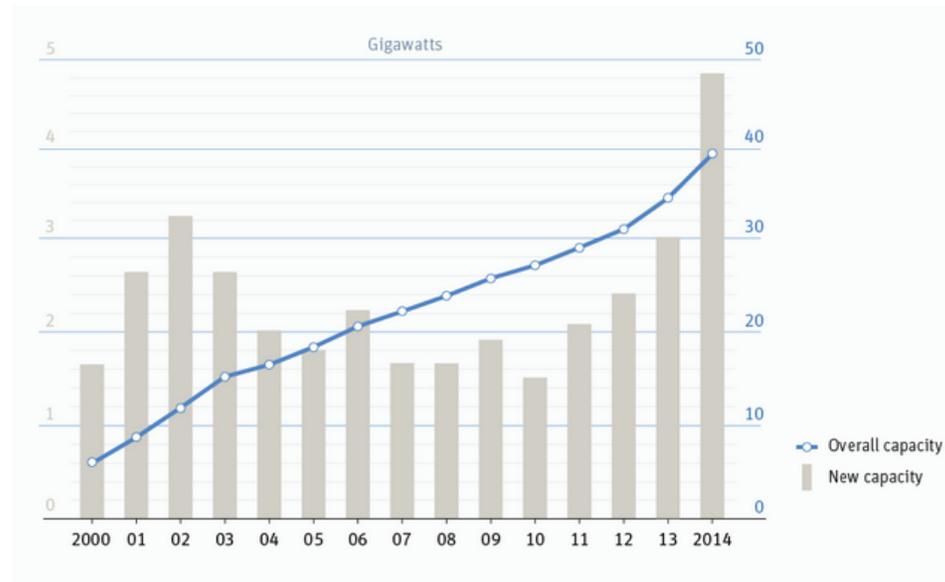


Figura 12. Evolución de la capacidad eólica instalada en Alemania

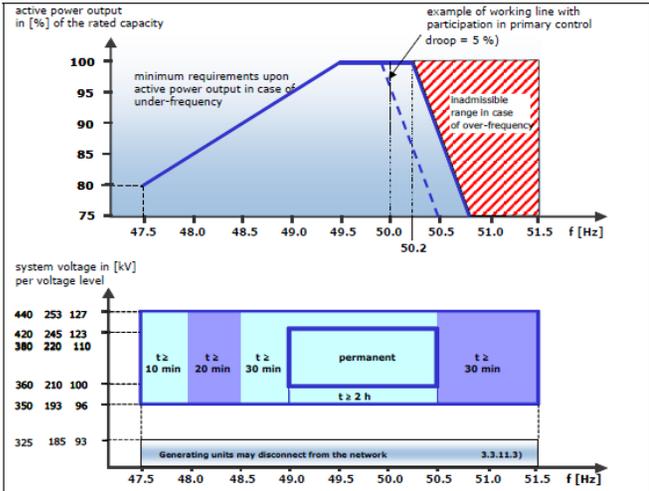
Fuente: (Energy Transition de, 2015)

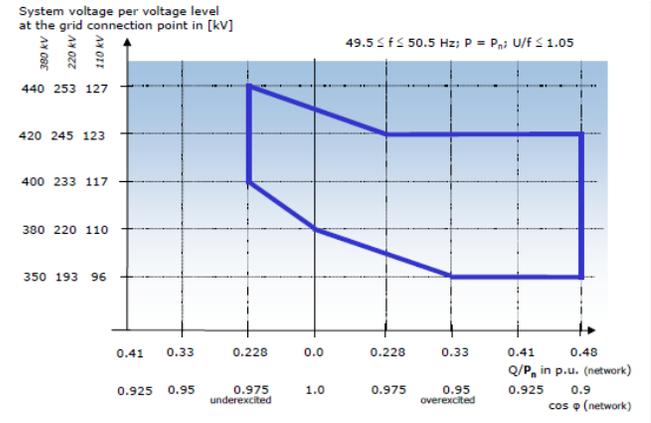
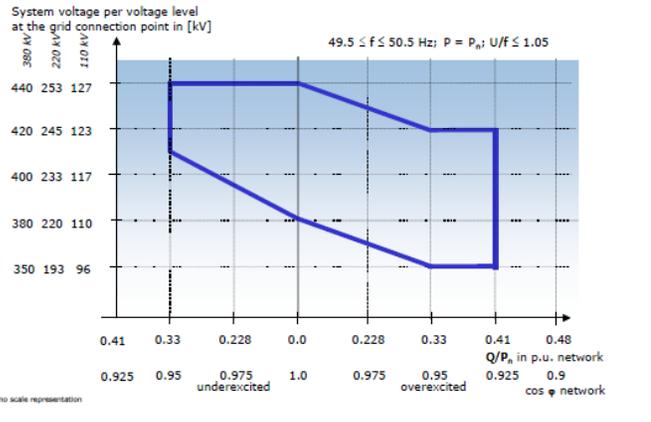
En relación a los códigos de redes en Alemania existen 4 grandes empresas operadoras de sistemas de transmisión (TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH), cuando empezaron a verse los primeros efectos “Renewable Energy Act – EEG” en 2000 y 2001 se produjeron una serie de cambios que dieron lugar a una versión de código de conexión en 2003, en este se hacía mucha diferenciación y énfasis en las particularidades y beneficios que tenían las plantas eólicas, para 2007 los TSO llegaron a un código conjunto en el que se fueron adaptando e incluyendo parámetros como resultado de la experiencia de operación de grandes cantidades de energía eólica en los sistemas, este es el código que estará en armonización con las regulación europea que se encuentran en discusión.

6.1.2 Descripción de los requisitos técnicos

Norma: Transmission Code 2007 (Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW, 2007), es el código general acordado por los diferentes operadores de sistemas de transmisión en el país, aplica para todo tipo de generadores conectadas a las redes de transmisión aunque presenta apartes específicos para las plantas de generación renovable

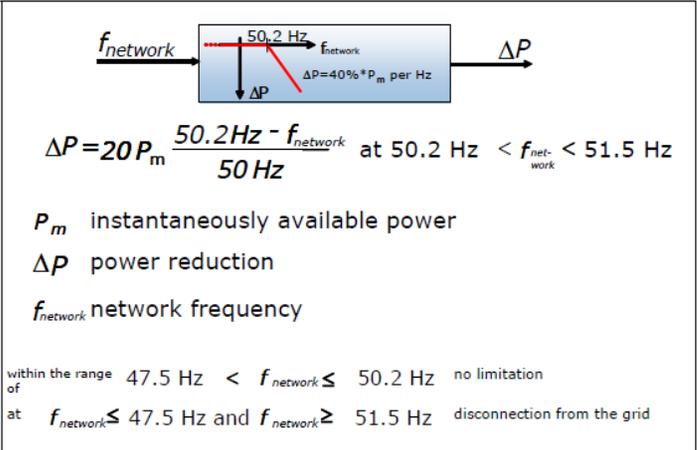
Variable	Alemania
Control Primario de Frecuencia	<p>Todas las unidades de generación con una capacidad > 100 MW deben poder entregar control primario de frecuencia, para unidades de generación con capacidades menores es opcional y puede decidirse en conjunto con el TSO.</p> <p>Si la unidad no está en capacidad de brindar control primario de frecuencia deberá en todo caso reaccionar si la frecuencia supera los 50.2 Hz y reducir su generación de potencia activa, la reducción estará en un rango de 4-8% en el exceso de potencia, como se muestra en la siguiente figura.</p>

Variable	Alemania
	 <p data-bbox="928 808 1577 862">Fig. 3.1: Requirements upon feed-in from <i>generating units</i> to the network to be guaranteed for specific periods as a function of the network frequency and the network voltage (quasi-steady consideration, e.g. frequency gradient ≤ 0.5 %/min; voltage gradient 5 %/min)</p>
Rangos de operación en frecuencia	<p data-bbox="892 1109 1619 1141">$47.5 \text{ Hz} \leq f \leq 51.5 \text{ Hz}$ Sin desconexión automática</p> <p data-bbox="982 1154 1520 1187">$f < 47.5 \text{ Hz}$ Desconexión automática</p> <p data-bbox="982 1200 1520 1232">$f > 51.5 \text{ Hz}$ Desconexión automática</p>
Control de potencia reactiva	<p data-bbox="604 1255 1915 1357">Cada unidad nueva de generación que vaya a conectarse a la red deberá dentro de los rangos de operación los requerimientos en el punto de conexión a la red que se ilustran a continuación, el TSO podrá escoger alguna de las tres alternativas presentadas a, b o c. En</p>

Variable	Alemania
	<p>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</p> <div style="text-align: center;">  </div> <p>Fig. 3.3a: Basic requirement upon the network-side supply of reactive power from generating units to the network (Variant 1)</p> <div style="text-align: center;">  </div>

Variable	Alemania
	<div data-bbox="919 289 1600 329" style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> <p>Fig 3.3b: Basic requirement upon the network-side supply of reactive power from generating units to the network (Variant 2)</p> </div> <div data-bbox="911 345 1600 784" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p style="text-align: center;">$49.5 \leq f \leq 50.5 \text{ Hz}; P = P_{n}; U/f \leq 1.05$</p> <p style="text-align: center;">no scale representation</p> </div> <div data-bbox="919 787 1600 824" style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> <p>Fig. 3.3c: Basic requirement upon the network-side supply of reactive power from generating units to the network (Variant 3)</p> </div> <p style="text-align: center;">Figura 14. Requerimientos de potencia reactiva</p> <p>Fuente: (Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW, 2007)</p> <p>Además de los requerimientos de potencia reactiva en condiciones nominales, las unidades también deben poder suministrar potencia reactiva operando a niveles inferiores de la potencia nominal, en esta situación cada unidad deberá poder operar de acuerdo a su diagrama de operación en cualquier punto, cada unidad deberá poder entregar la reactiva necesaria de forma inmediata.</p> <p>El punto de operación de estado estable para suministro de potencia reactiva será determinado en función de las necesidades de la red y podrá darse en función de alguno de los siguientes parámetros, de acuerdo a las tres variantes presentadas en la figuras.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Factor de potencia $\cos \varphi$ • Valor de potencia reactiva (Q en MVAR)

Variable	Alemania
	<ul style="list-style-type: none"> • Valor de la tensión (U en kV) con una banda de tolerancia de ser requerido
Control de tensión	
Control de potencia activa	<p>La generación de potencia activa puede desviarse de acuerdo a las Figura 13 y Figura 15, previa consulta con el TSO, cada unidad de generación deberá estar en capacidad de operar por debajo de la potencia nominal, el nivel de generación estable debe establecerse conjuntamente con el TSO.</p> <p>La unidades de generación deben tener tasas de cambio de al menos 1%PN/min en todo el espectro desde la mínima potencia estable hasta la potencia continua. Se pueden tener particularidades técnicas específicas a diferentes plantas de generación que podrán ser consideradas.</p> <p>La unidad de generación no podrá reducir su potencia activa predeterminada por encima de las condiciones de frecuencia ilustradas por la línea gruesa de la Figura 15 aun cuando esté operando a capacidad nominal.</p> <div data-bbox="865 870 1650 1240" style="text-align: center;"> <p>Fig. 3.2: Requirements upon the output from <i>generating units</i> fed into the network within the dynamic short-time range</p> </div> <p>Figura 15. Requerimientos de salida de las unidades de generación en un rango dinámico de corta duración Fuente: (Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW, 2007)</p>

Variable	Alemania
	<p>Las unidades de generación renovables deberán estar en capacidad de controlar la potencia activa como una medida para proteger al sistema ante fallas. Debe ser posible reducir la salida de potencia bajo cualquier condición de operación y desde cualquier punto de trabajo hasta un valor máximo de potencia (valor objetivo) definido por el operador de red en el nodo de conexión. Este punto objetivo está relacionado con la capacidad de conexión de la red, la reducción de potencia debe ser al menos 10% de la capacidad de conexión de la red por minuto sin que la planta se desconecte de la red.</p> <p>Todas las plantas renovables deben reducir su generación, siguiendo en operación continua si la frecuencia del sistema es mayor a 50.2 Hz, la reducción instantánea de potencia activa tendrá un gradiente de 40% de la capacidad disponible instantánea del generador por Hertz.</p> <div data-bbox="911 711 1608 1208" style="border: 1px solid black; padding: 10px; margin: 10px auto; width: fit-content;">  <p style="text-align: center;"> $\Delta P = 20 P_m \frac{50.2 \text{ Hz} - f_{network}}{50 \text{ Hz}} \text{ at } 50.2 \text{ Hz} < f_{network} < 51.5 \text{ Hz}$ </p> <p> P_m instantaneously available power ΔP power reduction $f_{network}$ network frequency </p> <p> within the range of $47.5 \text{ Hz} < f_{network} \leq 50.2 \text{ Hz}$ no limitation at $f_{network} \leq 47.5 \text{ Hz}$ and $f_{network} \geq 51.5 \text{ Hz}$ disconnection from the grid </p> <p><small>Fig. 3.4: Active power reduction of renewables-based generating units in the case of over-frequency</small></p> </div> <p style="text-align: center;">Figura 16. Reducción de potencia activa para plantas renovables en caso de sobre frecuencia</p> <p style="text-align: center;">Fuente: (Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW, 2007)</p>
Tensión de operación en	El código de es específico en el caso de generadores sincrónicos o asincrónicos, para estos

Variable	Alemania
falla	<p>últimos se especifica lo siguiente:</p> <p>En el caso de fallas por fuera del rango de protecciones de la planta de generación esta debe permanecer conectada, durante la duración de la falla se debe inyectar corriente de corto circuito.</p> <p>Si la tensión de la red en el punto de conexión cae y permanece en un valor de 85% y de forma simultánea potencia activa es consumida por la red la planta deberá desconectarse de la red en un tiempo máximo de 0.5 s. El valor de tensión es el mayor valor de los tres voltajes línea –línea de la red.</p> <p>Si el voltaje en el lado de baja tensión de cada transformador baja a 80% un cuarto de los generadores deberá desconectarse de la red a después de 1.5s, 1.8sm 2.1s y 2.4s respectivamente. El valor de voltaje es el mayor de los tres voltajes línea- línea de la red. Una graduación diferente podrá acordarse caso a caso.</p> <p>Si el voltaje en el lado de baja tensión de cada transformador individual supera un valor de 120% del valor máximo el generador involucrado podrá desconectarse en un tiempo hasta de 100ms, el valor de tensión se refiere al menor de los valores de las tensiones línea – línea de la red</p>

Variable	Alemania
	<div data-bbox="898 280 1612 803" style="text-align: center;"> <p>largest value of the three line-to-line network voltages U/U_n</p> <p>borderline 1</p> <p>borderline 2</p> <p>lower value of the voltage range</p> <p>100%</p> <p>70%</p> <p>45%</p> <p>15%</p> <p>0 150 700 1500 3000 time in ms</p> <p>moment of fault occurrence</p> <p>range where only a disconnection through system automatics is admissible</p> <p>selective disconnection of generators depending on their state</p> <p>Fig. 3.5: Limiting curves of voltage at the grid connection point for a generating facility using renewable energy sources of type 2 in the event of a network fault</p> </div> <p style="text-align: center;">Figura 17. Curvas de tensión ante fallas para plantas de generación renovable Alemania</p> <p>Fuente: (Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW, 2007)</p> <p>Todas las plantas de generación deben estar en capacidad de seguir conectadas a la red durante las fallas, si por alguna razón no es posible se pueden ajustar los límites en casos especiales. Además de los límites de tensión establecidos también se especifican los requerimientos de inyección de corriente como se muestra en la Figura 18.</p>

Variable	Alemania	
	<p>Fig. 3.6: Principle of voltage support in the event of network faults with renewables-based generating facilities</p>	
Calidad de Onda	<p>El instituto de normas técnicas en Alemania define desde 1992 las Guías técnicas para turbinas eólicas, y las actualiza periódicamente de acuerdo a los avances en la tecnología eólica, la revisión 23 de 2013 Fuente especificada no válida. en su parte 3 establece las recomendaciones relacionada con la calidad de la potencia. En general las exigencias están de acuerdo a las siguientes normas:</p> <p>IEC 61400-21: Medición y evaluación de características de calidad de potencia de las turbinas eólicas conectadas a la red.</p> <p>MEASNET: Procedimiento en medición de calidad de potencia, este es el procedimiento armonizado europeo e incluye entre otros aspectos (potencia reactiva, flicker, armónicos de corriente, inter-armónicos de corriente, componentes de alta frecuencia, controles de potencia activa, protecciones y tiempos de reconexión)</p>	

Figura 18. Requerimientos de inyección de corriente ante fallas Alemania

Fuente: (Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW, 2007)

Variable	Alemania
	<p>Los aspectos que se incluyen son los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Determinación de valores para emisiones de ruido • Determinación de curvas de potencias y rendimientos estandarizados de energía • Determinación de las características eléctricas de las unidades de generación conectadas a redes de media, alta y extra alta tensión • Requerimientos de modelos y validación de simulaciones • Requerimientos de mantenimiento
Información técnica	<p>Se definen dos tipos de generadores conectados a la red.</p> <p>Síncronos Tipo 1</p> <p>Asíncronos Tipo 2</p>
Protecciones	<p>Las protecciones eléctricas del generador tienen prioridad sobre los controles operacionales.</p> <p>La coordinación de protecciones de los generadores y la red deberá ser acordada con el respectivo operador del sistema de transmisión y deberán tenerse en cuenta los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Corto-circuito • Desbalance de carga • Sobre carga del estator y el rotor • Sobre y sub excitación • Sobre y sub tensiones • Desbalance de tensión • Oscilaciones de la red • Sobre y sub frecuencias • Operación asíncrona • Tensión de torsión • Potencia inversa • Fallas de las protecciones e interruptores

Variable	Alemania
	<ul style="list-style-type: none"> • Protección de respaldo • Coordinación de protecciones
Despacho	<p>Para todas las plantas: Pronóstico de generación (diario), programación de desconexiones de elementos (diario), simulaciones de seguridad de la red y simulaciones de falla (diario).</p> <p>Para las eólicas: capacidad instalada de todas las unidades de generación (anual), capacidad disponible de las plantas generadoras con registros en línea (anual), proyecciones de viento y proyecciones resultantes de generación eólica (diario). Actualizaciones de los pronósticos de viento y la generación resultante; información en línea de la generación.</p> <p>De acuerdo a la ley de renovables en Alemania las plantas eólicas tienen despacho prioritario.</p>

6.2 Argentina

6.2.1 Descripción de la canasta de generación

La capacidad instalada de Argentina fue de 31047 MW en 2014, de los cuales el 60.3% de su capacidad instalada está compuesta por plantas térmicas y el 35.8% por plantas hidráulicas y tan sólo 187 MW corresponden a plantas eólicas. En la Figura 19 y Tabla 3 se muestra la potencia instalada por tipo de generación.

POTENCIA INSTALADA POR TIPO DE GENERACIÓN - 2014

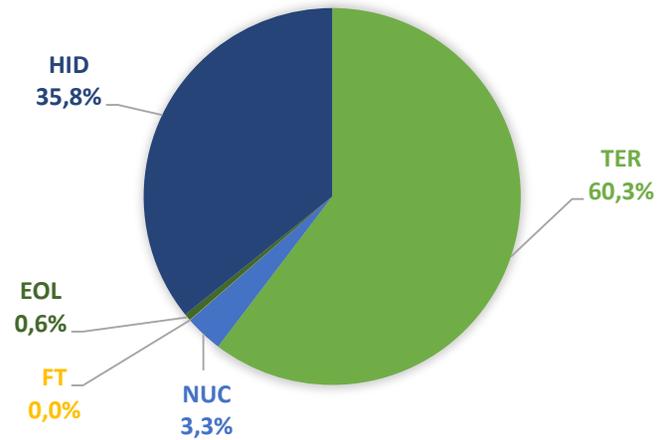


Figura 19. Potencia instalada por tipo de generación en Argentina - 2014

Tabla 3. Potencia instalada por tipo de generación en Argentina - 2014

TERMICA (MW)	NUCLEAR (MW)	FOTOVOLTAICA (MW)	EOLICA (MW)	HIDRAULICA (MW)	TOTAL (MW)
18736	1010	8	187	11106	31047

En relación con la generación de energía, el 64.1% se da con las plantas térmicas, el 31.3% es hidráulico y tan sólo el 0.5% es eólico, como se puede apreciar en la Figura 20 y Tabla 4.

ENERGÍA GENERADA POR TIPO DE GENERACIÓN - 2014

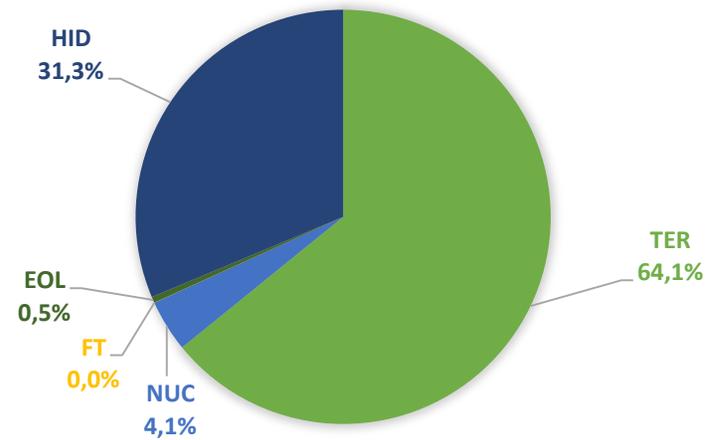


Figura 20. Energía generada por tipo de generación en Argentina – 2014

Tabla 4. Energía generada por tipo de generación en Argentina – 2014

TERMICA (MW)	NUCLEAR (MW)	FOTOVOLTAICA (MW)	EOLICA (MW)	HIDRAULICA (MW)	TOTAL (MW)
83265	5258	15,7	613,3	40663	129815

Fuente: CAMMESA. INFORME ANUAL 2014.

6.2.2 Descripción de los requisitos técnicos

Norma: ANEXO 40: GENERACIÓN EÓLICA

Variable	Argentina
Control Primario de Frecuencia	<p>El Control Primario de Frecuencia es un procedimiento general para todos los generadores, en el ANEXO 23: REGULACION DE FRECUENCIA se establece que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) es el responsable de habilitar máquinas y centrales del MEM para la Regulación de Frecuencia, tanto primaria como secundaria.</p> <p>Para participar en la Regulación Primaria de Frecuencia RPF se debe cumplir con los requisitos establecidos en el Procedimiento Técnico P.T. 9: PARTICIPACIÓN DE GENERADORES EN EL SERVICIO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA DEL MEM.</p>
Rangos de operación en frecuencia	<p>Todas las granjas deberán poder operar en forma permanente con tensiones en el punto de conexión y soportar las mismas variaciones de la frecuencia, sin desconectarse de la red, que se exigen a un generador convencional según lo indicado en el Procedimiento Técnico N° 4 de LOS PROCEDIMIENTOS.</p> <p>Rangos de frecuencia admisibles de operación.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rango de frecuencia admisible de operación sin límite de tiempo entre 49 y 51 Hz • Rango de frecuencia admisible de operación del grupo con la actuación de relés temporizados con una temporización mínima de 100 seg entre 48,5 y 49,0 Hz, y entre 51, y 51,5 Hz. • Rango de frecuencia admisible de operación del grupo con la actuación de relés temporizados con una temporización mínima de 25 seg entre 48 y 48,5 Hz, y entre 51,5 y 52,0 Hz. • Rango de frecuencia admisible de operación del grupo con la actuación de relés temporizados con una temporización mínima de 15 seg entre 47,5 y 48 Hz, y entre 52,0 y 52,5 Hz.

Variable	Argentina
	<ul style="list-style-type: none"> Rango de frecuencia admisible de operación del grupo sin la actuación de relés instantáneos de desconexión entre 47,5 Hz y 52,5 Hz
Control de potencia reactiva	<p>La granja eólica deberá cumplimentar las obligaciones de entrega y absorción de potencia reactiva de tal manera que en el punto de conexión a la red exhiba un factor de potencia ($\cos \phi$) de 0,95 tanto inductivo como capacitivo.</p> <p>Para ambos tipos de granjas, en los casos que, para lograr el factor de potencia ($\cos \phi$) de 0,95, deban instalarse capacitores shunt en las instalaciones del parque eólico, la potencia de los mismos debe ser tal que su maniobra de conexión o desconexión, no provoque variaciones de tensión permanentes, mayores a los porcentajes indicados anteriormente, pero adicionando a los porcentajes un uno por ciento (1%) para cada nivel de tensión.</p> <p>Granja tipo A:</p> <p>Deberá tener una característica del diagrama P-Q tal que, a máxima potencia, exhiba un Factor de Potencia ($\cos \phi$) de 0,95 y la potencia reactiva, como mínimo, se mantenga constante para las potencias activas entre el 100% y el 20% o 30% de la potencia nominal (característica de capacidad P-Q de forma pentagonal), excepto que el Generador demuestre que, por las características de su punto de conexión, puede tener menor capacidad de potencia reactiva.</p> <p>Granja tipo B:</p> <p>Este tipo de Granjas podrá tener una característica del diagrama P-Q tal que, a máxima potencia, exhiba un Factor de Potencia ($\cos \phi$) de 0,95 y mantenga este valor constante para todo su rango de potencia activa (característica capacidad P-Q de forma triangular).</p>
Control de tensión:	<p>Granja tipo A:</p> <p>Granjas que tienen mayor valor de la relación entre su potencia instalada y la potencia de cortocircuito del punto de conexión a la red.</p> <p>Cuando la granja esté operando con el menor despacho de generación probable, la</p>

Variable	Argentina
	<p>“mayor variación rápida de generación¹” y la “mayor variación de generación frecuente²” deben ser tales que no provoquen variaciones de tensión mayores a:</p> <p>1% en las redes de tensión mayor a 132 kV y menor o igual a 500 kV. 2% en las redes de tensión menor o igual a 132 kV y mayor a 35 kV. 3% en las redes de tensión menores o iguales a 35 kV.</p> <p>La granja deberá operar controlando la tensión en el punto de conexión o un punto interno de la granja.</p> <p><u>Granja tipo B:</u></p> <p>Granjas que tienen menor valor de la relación entre su potencia instalada y la potencia de cortocircuito del punto de conexión a la red.</p> <p>Si el tamaño de la granja es pequeño respecto a la robustez del punto de conexión y la variación instantánea de la potencia desde su valor nominal a cero, produce variaciones de tensión menores a las indicadas anteriormente, no será necesario que la granja opere controlando la tensión y podrá operar con el Factor de Potencia ($\cos \phi$) constante que le sea requerido en cada ocasión por el Transportista o PAFTT al cual se conecta o por el OED, según corresponda.</p>

¹ “**Mayor variación rápida de generación**” es el valor de la máxima variación estimada de potencia activa, dentro de cada 10 minutos, de los 10 valores de potencia media registrada cada 1 minuto. La tecnología constructiva de los aerogeneradores y de sus controles y también la arquitectura del Parque Eólico, deberán evitar la producción de variaciones rápidas de la potencia de la Granja debido a turbulencias, ráfagas y/o variaciones rápidas de la velocidad del viento.

² “**Mayor variación de generación frecuente**” es el valor de la máxima variación de potencia activa, dentro de cada hora, de los 6 valores de potencia media registrada cada 10 minutos que no es superado durante el 95% del tiempo (de las horas del año). Es decir variaciones superiores sólo se dan en el 5% del tiempo total. Estas variaciones de potencia deberán ser el resultado de mediciones de vientos adecuadas (valor medio cada 10 minutos) tomadas en el lugar de emplazamiento de la granja durante un año como mínimo.

Variable	Argentina
Control de potencia activa:	<p><u>Granja tipo A:</u> El Generador deberá proponer alguna contramedida o estrategia operativa de tal manera de evitar la desconexión en forma cuasi-simultánea de todos los aerogeneradores de la granja debido a vientos extremos. Las rampas o gradientes, tanto de descenso de potencia frente a vientos extremos, como de re arranque, deberán permitir una eficaz acción correctiva por parte de las reservas de potencia de rápida disponibilidad en el MEM y minimizar las perturbaciones en la frecuencia.</p>
Tensión de operación en falla	<p><u>Granja tipo A:</u> 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 mseg para una depresión de la tensión terminal del 50%, con el generador a plena carga y factor de potencia nominal.”</i></p>
Calidad de Onda	<p>Los aerogeneradores deberán cumplir, en lo que respecta a inyección de armónicas, flickers, etc. con la Norma IEC 61400-21</p>
Información técnica	<p>El Generador deberá proceder a suministrar, como Declaración Jurada, aquellas características operativas de sus unidades eólicas que el OED le solicite, en particular las que hacen a los parámetros funcionales referidos, como ser aleatoriedad prevista del recurso, etc. Dependiendo de la potencia de la granja, deberá tener una o más torres de medición de vientos. En el procedimiento técnico No. 4, se listan los ensayos que deben realizar todos los</p>

Variable	Argentina
	generadores: <ol style="list-style-type: none"> 1. Ensayos del sistema de excitación 2. Ensayos del lazo de control potencia frecuencia 3. Ensayos de los estabilizadores (PSS) 4. Ensayos operativos 5. Ensayos de la DAC, DAG, y control de la compensación de reactivo en la red (CCRR) 6. Análisis y ensayos para evaluar la confiabilidad y la estabilidad del generador ante perturbaciones en la frecuencia de la red
Protecciones	En el P.T. 4: INGRESO DE NUEVOS GRANDES USUARIOS MAYORES, DISTRIBUIDORES, GENERADORES, AUTOGENERADORES Y COGENERADORES AL MEM se establecen de forma general los requisitos que deben cumplir los nuevos generadores que desean ingresar al MEM: Se debe presentar estudio de coordinación de protecciones, incluyendo como mínimo las siguientes protecciones: <ul style="list-style-type: none"> • Subfrecuencia, con todos los escalonamientos existentes • Sobrefrecuencia • Secuencia inversa • Sobrecorriente de respaldo • Pérdida de excitación • Protección de pérdida de sincronismo (sí el generador contase con la misma)
Despacho	El OED deberá programar y ejecutar la operación en base a los datos declarados por el Generador, salvo que éstos puedan comprometer la seguridad operativa del sistema o que durante la operación se verifique que los mismos no se ajustan a la realidad. De verificarse que la información referida no se ajusta a la realidad, el OED podrá establecer datos a partir de sus propias estimaciones. En virtud de los resultados de la

Variable	Argentina
	<p>operación, el OED estará habilitado a limitar la operación de un generador eólico, sea en tiempo real o de forma programada, debiendo poder justificar técnicamente para ello que la generación eólica provocará alteraciones fuera de tolerancia en los parámetros funcionales del sistema.</p> <p>Granja tipo A: Deberá tener un centro de control atendido y poder aumentar la generación (en los instantes de arranque o cuando tenga reserva de potencia) o disminuir la misma, en cualquier momento según las indicaciones del Transportista o el PAFTT al cual están conectados, o del OED, según corresponda.</p>

6.3 Chile

6.3.1 Descripción de la canasta de generación

El sistema eléctrico de Chile comprende tres áreas, el SIC, SING y el de Aysén de los cuales los dos primeros representan prácticamente el 99% de la demanda del País. En la actualidad el SIC tiene una demanda de potencia cercana a los 7000 MW y de energía de 51.000 GWh, mientras que la del SING es de 2200 MW y de 16.500 GWh respectivamente.

La potencia instalada de plantas de energía renovable no convencionales asciende a un total de 2170 MW, de los cuales un 89.3% (1938 MW) se ubica en el SIC, en tanto que un 9.5% (207 MW) se encuentra en el SING. Del total de este tipo de plantas el 41% son plantas eólicas en el SIC y 43% en el SING. Al cabo de los últimos 5 años la potencia ERNC agregada a la capacidad chilena había mostrado un aumento moderado hasta la fuerte irrupción en los dos últimos años como se ve en la Figura 21.

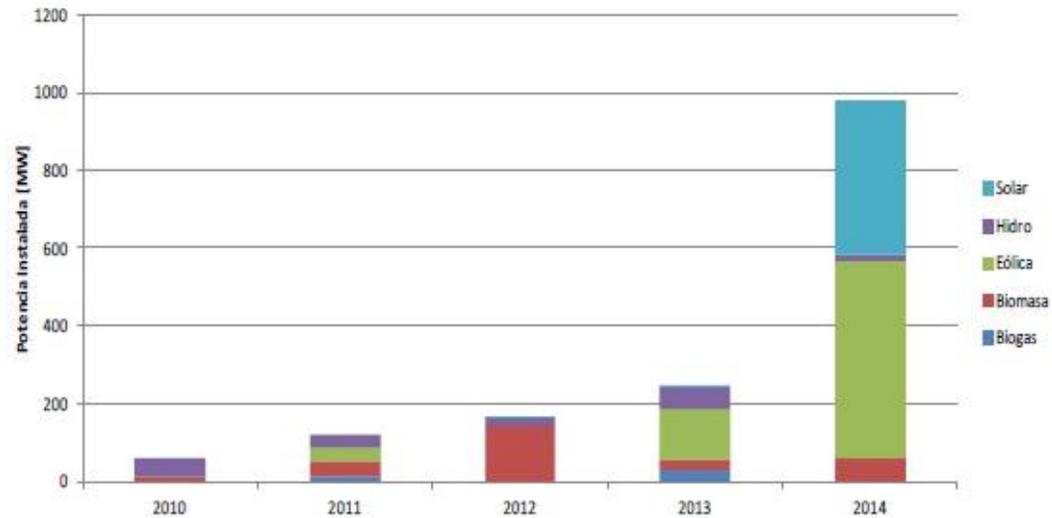


Figura 21. Potencia instalada Chile (Fuente: Reporte ERNC en Chile, Resumen 2014)

Durante el año 2014 la inyección de las ERNC fue de 4.000 GWh, lo que representa un 8.5% de la demanda total como se ilustra en la Figura 22, donde la energía eólica representa el 2.03%.

EVOLUCIÓN DE LA INYECCIÓN POR TECNOLOGÍA

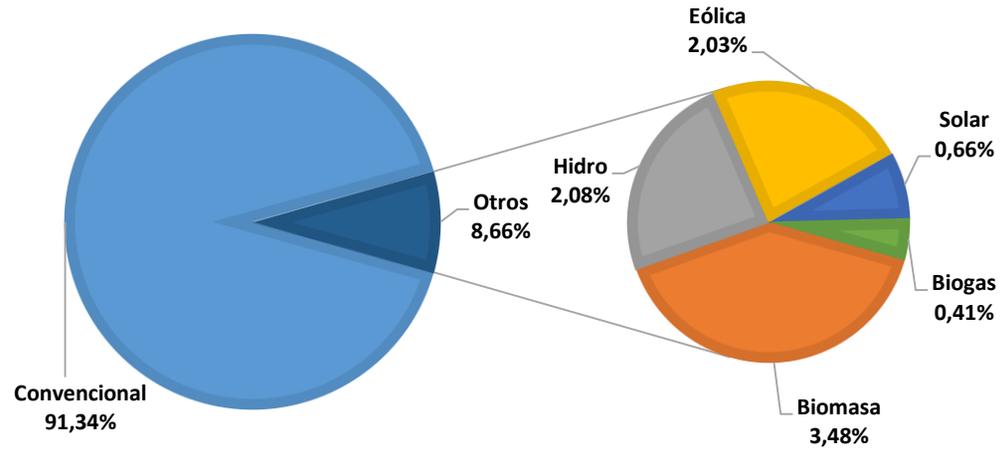


Figura 22. Evolución de la inyección por tecnología - Chile (Fuente: CIFES, CDEC. Enero 2015)

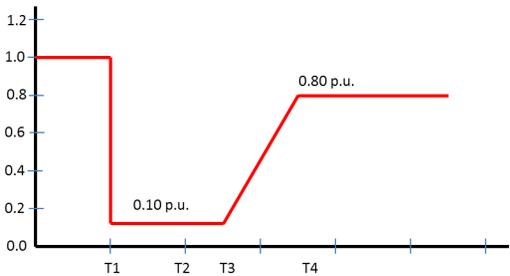
Tabla 5. Evolución de la inyección por tecnología - Chile (Fuente: CIFES, CDEC. Enero 2015)

Tecnología	2013 (MW)	2014 (MW)	Variación
Bioenergía	2054	2719	32%
Mini Hidro	1386	1454	5%
Eólica	539	1416	163%
Solar	7	458	6321%
Convencional	64157	63793	-1%
Total	68143	69840	2%

6.3.2 Descripción de los requisitos técnicos

Norma: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (Comisión Nacional de Energía, Junio de 2015)

Variable	País
Control Primario de Frecuencia	<p>Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán participar en el CPF en el rango de sobrefrecuencias, según lo establecido en el Artículo 3-16, letra e, por lo que deberá contar con el sistema de control necesario para tal efecto.</p> <p>Los parques eólicos y fotovoltaicos no participarán del CPF ante subfrecuencias pero deberán contar con un controlador Frecuencia/Potencia en el rango de sobrefrecuencia que permita:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Restringir proporcionalmente la potencia inyectada de acuerdo a un valor de estatismo ajustable, para excursiones de la frecuencia que superen los 50.2 Hz. 2. El estatismo será ajustable de forma de anular la inyección de potencia cuando la frecuencia alcance valores en el rango 50.5-52 Hz. <p>Controlar la tasa de toma de carga al 20% de la capacidad nominal del parque por minuto.</p>
Rangos de operación en frecuencia	<p>Toda unidad generadora o parque eólico o fotovoltaico deberá continuar operando en forma estable conectada al SIN y entregando potencia activa bajo la acción de su controlador de Carga/Velocidad o de Frecuencia/Potencia para variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación en sobre y subfrecuencia al menos durante los tiempos que se indican en la siguiente tabla</p> <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>

Variable	País
	50.0 – 51.0 Hz: Permanente 51.0 – 51.5 Hz: 90 s. F > 51.5 Hz: Desconexión forzada
Control de potencia reactiva	El diseño de las instalaciones de los parques eólicos o fotovoltaicos deberá asegurar que pueden operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en el punto de conexión siempre y cuando esté disponible su recurso primario, (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).
Control de tensión	Adicional a los equipos convencionales (Generadores síncronos, transformadores y equipos de compensación de potencia reactiva), los parques eólicos o fotovoltaicos equipados para proveer potencia reactiva se consideran disponibles para el control de tensión.
Control de potencia activa:	
Tensión de operación en falla	<p>Las unidades de un parque eólico deberán ser diseñadas de modo de asegurar que el parque se mantenga en el SIN cuando la tensión fase tierra de cualquiera de las fases falladas en el punto de conexión varíe, a consecuencia de una falla en el sistema de transmisión, dentro de la zona achurada de la Figura 23.</p>  <p style="text-align: center;">Figura 23. Tensión de operación en falla de Chile</p>

Variable	País
	<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>
Calidad de Onda	<p>Los parques eólicos o fotovoltaicos deberán limitar la contribución a la contaminación de la red, medidas en el punto de conexión al SIN, según lo indicado en el Artículo 5-73 (Incluye todos los límites así como el método de medición de los armónicos de corriente).</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Armónicos de corriente: Establece valores por armónico así como del TDD. b) Fluctuaciones de tensión: Las clasifica como de corta duración (10 ms hasta 1 minuto) y de larga duración (Superiores a 1 minuto). Para los de corta duración no se establece un límite máximo admisible mientras que para los de larga duración el CDEC podrá determinar un límite máximo a partir de estudios. c) Severidad del parpadeo: Las instalaciones deberán ser operadas de modo de cumplir con los límites de severidad de parpadeo de las normas internacionales IEC. d) Armónicos de tensión: Las instalaciones de transmisión deberán limitar la contribución a la contaminación de la red operando sus sistemas de modo que la distorsión armónica de la tensión esté en los rangos que se establecen en la Norma IEEE-519 de 1992.
Protecciones	<p>En general para unidades generadoras se deberán realizar estudios de transitorios electromecánicos para determinar los efectos de su desconexión intempestiva.</p> <p>Desde el punto de vista sistémico los generadores deberán ajustar sus protecciones de sobre y subfrecuencia, sobre y baja tensión de acuerdo con los límites mínimos establecidos en los parámetros respectivos. Para el caso de tensión se establecen los</p>

Variable	País																			
	<p>siguientes rangos:</p> <p style="text-align: center;">Tabla 6. Rangos d tensión en Chile</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th data-bbox="884 513 1218 613" rowspan="2">Tensión Nominal</th> <th colspan="3" data-bbox="1218 513 1696 558">Estado</th> </tr> <tr> <th data-bbox="1218 558 1365 613">Normal</th> <th data-bbox="1365 558 1512 613">Alerta</th> <th data-bbox="1512 558 1696 613">Emergencia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="884 613 1218 659">Superior o equal to 500 kV</td> <td data-bbox="1218 613 1365 659">0.97-1.03</td> <td data-bbox="1365 613 1512 659">0.95-1.05</td> <td data-bbox="1512 613 1696 659">0.93-1.05</td> </tr> <tr> <td data-bbox="884 659 1218 704">220 kV a 500 kV</td> <td data-bbox="1218 659 1365 704">0.95-1.05</td> <td data-bbox="1365 659 1512 704">0.93-1.07</td> <td data-bbox="1512 659 1696 704">0.90-1.10</td> </tr> <tr> <td data-bbox="884 704 1218 750">Inferior a 220 kV</td> <td data-bbox="1218 704 1365 750">0.93-1.07</td> <td data-bbox="1365 704 1512 750">0.91-1.09</td> <td data-bbox="1512 704 1696 750">0.90-1.10</td> </tr> </tbody> </table>	Tensión Nominal	Estado			Normal	Alerta	Emergencia	Superior o equal to 500 kV	0.97-1.03	0.95-1.05	0.93-1.05	220 kV a 500 kV	0.95-1.05	0.93-1.07	0.90-1.10	Inferior a 220 kV	0.93-1.07	0.91-1.09	0.90-1.10
Tensión Nominal	Estado																			
	Normal	Alerta	Emergencia																	
Superior o equal to 500 kV	0.97-1.03	0.95-1.05	0.93-1.05																	
220 kV a 500 kV	0.95-1.05	0.93-1.07	0.90-1.10																	
Inferior a 220 kV	0.93-1.07	0.91-1.09	0.90-1.10																	
Información técnica	<p>Adicional a lo aplicable para generadores sincrónicos, los generadores eólicos deberán entregar:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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 																			

Variable	País
	desde al menos los últimos 3 años a la puesta en servicio de las unidades con actualización cada año.
Despacho	<p>El Coordinado que explote un parque eólico deberá elaborar y poner a disposición del CDEC la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Pronóstico de producción de energía: I. Corto Plazo, 12 horas con probabilidades de ocurrencia, con actualización horaria; II. Día siguiente, 48 horas igualmente con probabilidades de ocurrencia con actualización cada 6 horas; III. Semanal, 168 horas con probabilidad de ocurrencia del 50% con actualización cada 24 horas; IV. Rampas de producción en el corto plazo con probabilidad de ocurrencia, con actualización horaria. b) Predicción meteorológica en el sitio de implementación del parque; I. Velocidad y dirección del viento, 48 horas con actualización cada 6 horas; II. Temperatura y presión atmosférica con la periodicidad igual que en I.

6.4 Dinamarca

6.4.1 Descripción de la canasta de generación

Dinamarca ha sido uno de los países pioneros en el desarrollo de energía eólica en el mundo, para el año 2013 la capacidad instalada de energía eléctrica del país fue de 13549 MW, de los cuales de acuerdo a la clasificación de la agencia danesa de la energía la energía eólica correspondió al 36% de la capacidad instalada como se puede ver en la Figura 24.

Participación por fuente en la capacidad instalada Dinamarca 2013
(13549 MW)

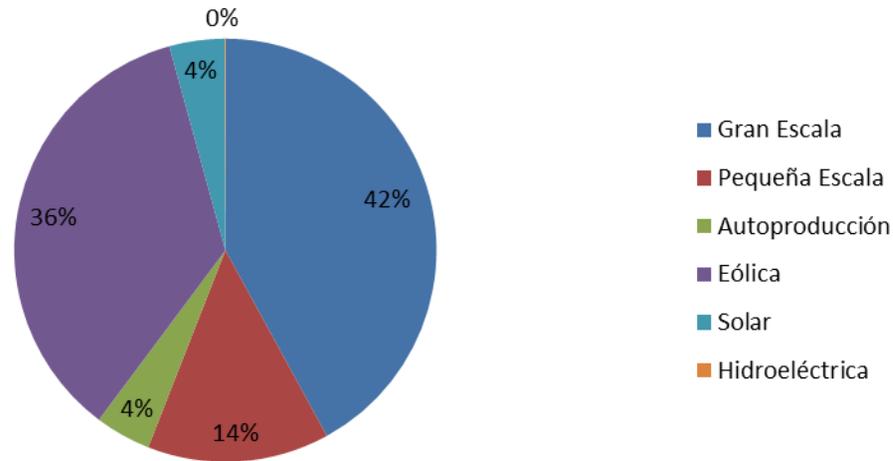


Figura 24. Capacidad instalada Dinamarca 2013

Fuente: (Danish Energy Agency, 2014)

Las plantas de gran escala, pequeña escala y autoproducción son plantas térmicas que usan carbón, gas, derivados, residuos o biomasa.

En cuanto a la generación de energía para 2013 la energía eólica contribuyó con 11092,1 GWh equivalentes al 32% del total de la generación como se muestra en la Figura 25.

Participación por fuente en la generación Dinamarca 2013
(34635,6 GWh)

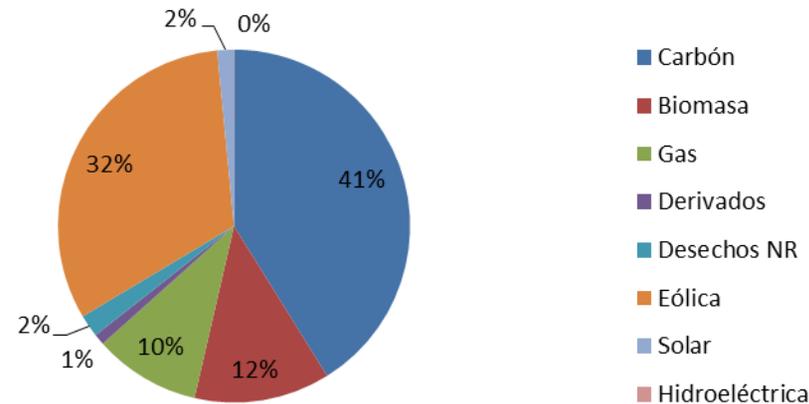


Figura 25. Generación de electricidad Dinamarca 2013

Fuente: (Danish Energy Agency, 2014)

En Dinamarca existe un solo TSO llamado Energinet.dk sin embargo este país tiene numerosas interconexiones internacionales con los países nórdicos y Alemania por lo que el código de red de este país responde a las necesidades del sistema, siendo uno de los países que mayor energía renovable ha integrado también es uno de los que tiene un código más desarrollado y específico para esta tecnología, en este caso existe un código general para todas las plantas y una regulación técnica específica para las plantas eólicas diferenciadas por su capacidad en cuatro categorías

A. $11kW < P_n \leq 50kW$

B. $50kW < P_n \leq 1.5MW$

C. $1.5MW < P_n \leq 25MW$

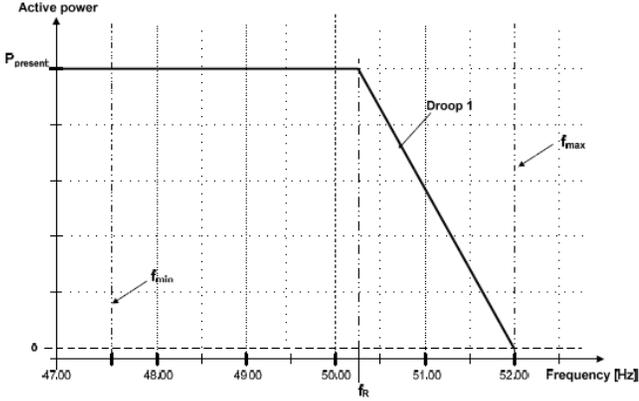
D. $25MW < P_n$

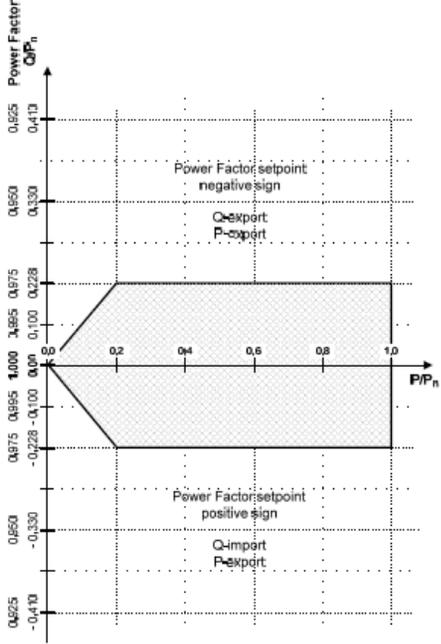
En esta regulación técnica están especificados los requerimientos técnicos, así como los formatos, pruebas y referenciamiento a normas internacionales que deben cumplir los generadores eólicos de acuerdo a su capacidad instalada para poder operar en el sistema danés, de igual forma el TSO ha definido una lista de proveedores y turbinas pre-aprobadas que ya han cumplido el procedimiento de verificación de regulación técnica para el código del país

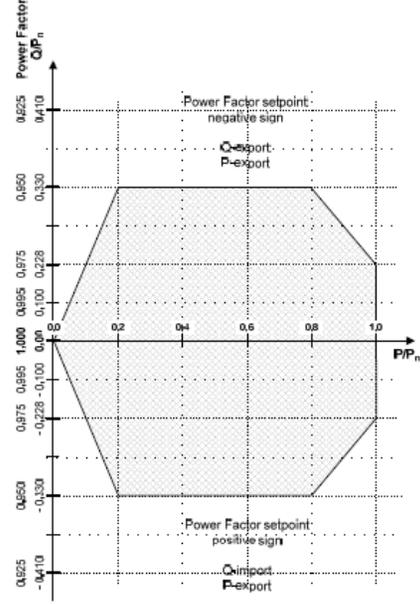
6.4.2 Descripción de los requisitos técnicos

Norma: Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output above 11 kW (Energinet.dk, 2015), la regulación que tiene las definiciones y requerimientos técnicos que aplica a las plantas de generación eólica, definidas por el operador del sistema de transmisión de Dinamarca

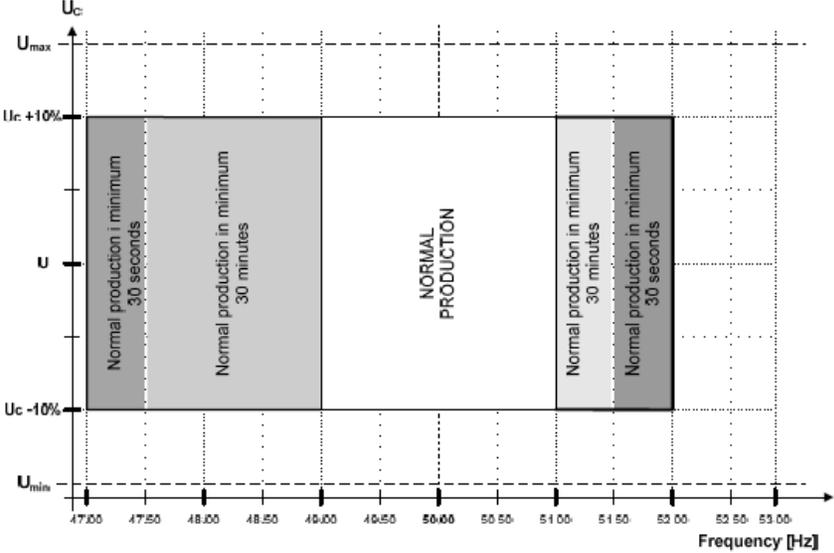
Variable	Dinamarca
Control Primario de Frecuencia	
Rangos de operación en frecuencia	Los rangos de operación establecidos son los siguientes $49.5 \text{ Hz} \leq f \leq 50.2 \text{ Hz}$ <i>operación normal</i> $47.5 \text{ Hz} \leq f \leq 51.5 \text{ Hz}$ <i>30 minutos</i> $47 \text{ Hz} \leq f \leq 52 \text{ Hz}$ <i>30 segundos</i> $f < 47 \text{ Hz}$ <i>Desconexión automática</i> $f > 52 \text{ Hz}$ <i>Desconexión automática</i>

Variable	Dinamarca
	 <p data-bbox="949 743 1386 764"><i>Figure 9 Frequency response for a wind power plant.</i></p> <p data-bbox="949 789 1629 816">Figura 26. Respuesta de frecuencia planta eólica Dinamarca</p> <p data-bbox="1087 824 1491 852">Fuente: (Energinet.dk, 2015)</p>
Control de potencia reactiva	<p data-bbox="667 878 1913 987">Los requerimientos de control de potencia reactiva son diferentes dependiendo del tipo de planta, a continuación se muestran los requerimientos para las plantas C y D. Para las plantas tipo C se exige un factor de potencia de 0.975 inductivo y capacitivo</p>

Variable	Dinamarca
	 <p data-bbox="1045 966 1486 998">Figure 18 Requirements for the delivery of reactive power in relation to the active power level at U_c for category C wind power plants.</p> <p data-bbox="877 1031 1705 1058">Figura 27. Requerimientos de potencia reactiva plantas tipo C Dinamarca</p> <p data-bbox="1087 1068 1495 1101">Fuente: (Energinet.dk, 2015)</p> <p data-bbox="667 1112 1915 1182">Para las plantas tipo D se exige un factor de potencia de 0.95 inductivo y capacitivo como se muestra en la Figura 28</p>

Variable	Dinamarca
	 <p data-bbox="1087 933 1507 966">Figure 20 Requirements for the delivery of reactive power in relation to the active power level at U_c for category D wind power plants.</p> <p data-bbox="877 987 1705 1063">Figura 28. Requerimientos de potencia reactiva plantas tipo D Dinamarca Fuente: (Energinet.dk, 2015)</p>
Control de tensión	De acuerdo al nivel de tensión en el punto de conexión se deben cumplir con los niveles establecidos en la Tabla 7 el rango normal de operación es $U_n \pm 10\%$.

Variable	Dinamarca																																															
	<p>Tabla 7 Rangos de tensión Dinamarca</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Voltage level descriptions</th> <th>Nominal voltage U_n [kV]</th> <th>Minimum voltage U_{min} [kV]</th> <th>Maximum voltage U_{max} [kV]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">Extra high voltage (EH)</td> <td>400</td> <td>320</td> <td>420</td> </tr> <tr> <td>220</td> <td>-</td> <td>245</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">High voltage (HV)</td> <td>150</td> <td>135</td> <td>170</td> </tr> <tr> <td>132</td> <td>119</td> <td>145</td> </tr> <tr> <td>60</td> <td>54.0</td> <td>72.5</td> </tr> <tr> <td>50</td> <td>45.0</td> <td>60.0</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">Medium voltage (MV)</td> <td>33</td> <td>30.0</td> <td>36.0</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>27.0</td> <td>36.0</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>18.0</td> <td>24.0</td> </tr> <tr> <td>15</td> <td>13.5</td> <td>13.5</td> </tr> <tr> <td>10</td> <td>9.00</td> <td>12.0</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">Low voltage (LV)</td> <td>0.69</td> <td>0.62</td> <td>0.76</td> </tr> <tr> <td>0.40</td> <td>0.36</td> <td>0.44</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Table 1 Definition of voltage levels applied in this regulation.</i></p> <p>Fuente: (Energinet.dk, 2015)</p>	Voltage level descriptions	Nominal voltage U_n [kV]	Minimum voltage U_{min} [kV]	Maximum voltage U_{max} [kV]	Extra high voltage (EH)	400	320	420	220	-	245	High voltage (HV)	150	135	170	132	119	145	60	54.0	72.5	50	45.0	60.0	Medium voltage (MV)	33	30.0	36.0	30	27.0	36.0	20	18.0	24.0	15	13.5	13.5	10	9.00	12.0	Low voltage (LV)	0.69	0.62	0.76	0.40	0.36	0.44
Voltage level descriptions	Nominal voltage U_n [kV]	Minimum voltage U_{min} [kV]	Maximum voltage U_{max} [kV]																																													
Extra high voltage (EH)	400	320	420																																													
	220	-	245																																													
High voltage (HV)	150	135	170																																													
	132	119	145																																													
	60	54.0	72.5																																													
	50	45.0	60.0																																													
Medium voltage (MV)	33	30.0	36.0																																													
	30	27.0	36.0																																													
	20	18.0	24.0																																													
	15	13.5	13.5																																													
	10	9.00	12.0																																													
Low voltage (LV)	0.69	0.62	0.76																																													
	0.40	0.36	0.44																																													
Control de potencia activa	Existen especificaciones diferentes de acuerdo a la capacidad instalada de la planta, en el caso de las tipos B, C y D los requerimientos de entrega de potencia activa ante fluctuaciones de tensión y frecuencia se muestran a continuación. Se puede ver que debe operar para valores +-10 de la tensión nominal y ante variaciones de la frecuencia entre 49-51 Hz, durante 30 min entre 47.5-49 Hz y entre 51-51.5 Hz, y durante 30 s entre 47-47.5 Hz y entre 51.5 y 52 Hz.																																															

Variable	Dinamarca
	 <p data-bbox="856 899 1711 954">Figure 5 Active power requirements in the event of frequency and voltage fluctuations for category B, C and D wind power plants.</p> <p data-bbox="968 1000 1612 1027">Figura 29. Requerimientos de potencia activa Dinamarca</p> <p data-bbox="1087 1040 1493 1068">Fuente: (Energinet.dk, 2015)</p>
Tensión de operación en falla	<p data-bbox="667 1094 1915 1343">Los requerimientos de operación ante falla aplican para las plantas tipo C y D, estas deberán soportar saltos de fase transitorios (80-100ms) hasta de 20° sin alterar o reducir su producción. Estas plantas también deberán permanecer conectadas ante caídas de tensión hasta el 20% durante un tiempo de 0.5s como se muestra en Figura 30. En el área A la planta debe estar conectada y mantener producción normal, en el área B la planta debe estar conectada y entrega máximo soporte en tensión e inyección de corriente para ayudar a la recuperación de la falla y en el área C la planta puede</p>

Variable	Dinamarca
	<p>desconectarse.</p> <p>Si la tensión retorna a los valores del área A durante 1.5s en la secuencia de falla las caídas de tensión posteriores se consideran como nuevas situaciones de falla, si varias fallas ocurren en el área B y evolucionan hacia el área C la desconexión es permitida.</p> <div data-bbox="924 503 1659 1015" data-label="Figure"> <p>El gráfico muestra la tensión U en el eje vertical y el tiempo en segundos en el eje horizontal. La tensión comienza en un nivel superior a 90% y cae bruscamente a 20% en $t = 0$. Se define un área sombreada con líneas diagonales (Área B) entre $t = 0$ y $t = 0.5$ s, y una línea horizontal en $U = 20\%$. A $t = 0.5$ s, la tensión comienza a recuperarse linealmente hasta alcanzar el 90% a $t = 1.5$ s. Desde $t = 1.5$ s hasta $t = 4.0$ s, la tensión se mantiene constante en el 90% (Área A). El área sombreada con una cuadrícula (Área C) cubre el tiempo desde $t = 0$ hasta $t = 4.0$ s y la tensión desde $U = 0$ hasta $U = 90\%$.</p> </div> <p data-bbox="913 1055 1648 1112"><i>Figure 6 Voltage dip tolerance requirements for category C and D wind power plants.</i></p> <p data-bbox="882 1128 1701 1161">Figura 30. Curvas de tensión ante fallas para plantas eólicas Dinamarca</p> <p data-bbox="1081 1169 1501 1201">Fuente: (Energinet.dk, 2015)</p> <p>Como se mencionó la planta debe inyectar corriente reactiva como se muestra a continuación. En el área B se vuelve prioritario el suministro de reactiva sobre el</p>

Variable	Dinamarca
	<p>suministro de activa.</p> <p>Figure 7 Requirements for the delivery of added reactive current I_Q during voltage dips for category C and D wind power plants.</p> <p>Figura 31. Requerimientos de inyección de corriente ante fallas Dinamarca Fuente: (Energinet.dk, 2015)</p>
Calidad de Onda (calidad de potencia)	<p>Las plantas eólicas deben documentar el impacto sobre la red de diferentes aspectos relacionados con la calidad de potencia, estos parámetros son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contenido DC (A, B, C y D) max 0.5% de la corriente nominal • Asimetría (A, B, C y D) max 16A • Cambios rápidos de tensión (A, B, C y D) $U_n \leq 35kV$ 4% $U_n > 35kV$ 3% • Flicker (A, B, C y D)

Variable	Dinamarca
	<ul style="list-style-type: none"> • Distorsión armónica (A, B, C y D) • Distorsión inter-armónica (B, C y D) • Distorsiones 2-9 KHz (B, C y D) <p>Para cada uno de los parámetros se debe especificar la base de datos usada para los cálculos, los valores límites de emisión y requerimientos de la planta y métodos para verificación de cumplimiento de límites de acuerdo a las normas internacionales DS/EN TR 61000-3-2:2014 (valores límites para emisión de armónicos de corriente), DS/EN61000-3-3:2013 (valores límite para fluctuaciones de tensión y flicker), IEC/TR 61000-3- 6:2008 (Compatibilidad electromagnética y límites de armónicos de corriente para equipos conectados a media y alta tensión), IEC/TR 61000-3-7:2008 (Compatibilidad electromagnética y límites para fluctuaciones de tensión y flicker), DS/EN 61000-3-11 (Compatibilidad electromagnética y límites para fluctuaciones de tensión y flicker). El operador de red es el encargado de establecer los límites permitidos.</p>
Información técnica	<p>En la regulación técnica danesa se habla de cuatro tipos de plantas de acuerdo a su capacidad</p> <ul style="list-style-type: none"> A. $11kW < P_n \leq 50kW$ B. $50kW < P_n \leq 1.5MW$ C. $1.5MW < P_n \leq 25MW$ D. $25MW < P_n$ <p>Dinamarca ha desarrollado una lista de proveedores de turbinas que ya cuentan con aprobación del cumplimiento de todas las reglamentaciones exigidas en el código de conexión y por lo tanto pueden ser instaladas sin necesidad de pruebas adicionales.</p> <p>Tres meses después de la entrada en funcionamiento de la planta se debe entregar al operador una simulación del modelo de toda la planta incluyendo el controlador y la infraestructura, conexiones y demás aspectos relevantes.</p>
Protecciones	<p>La plantas eólicas deben tener protecciones contra sobre y sub tensiones, sobre y sub</p>

Variable	Dinamarca																																																															
	<p>frecuencias y cambios de frecuencia. En el caso de las plantas tipo D los valores recomendados son los siguientes.</p> <p style="text-align: center;">Tabla 8. Valores recomendados de protecciones para plantas tipo D</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>Protective function</th> <th>Symbol</th> <th colspan="2">Setting</th> <th colspan="2">Trip time</th> <th>Recommended value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Overvoltage (step 3)</td> <td>$U_{>>>}$</td> <td>$1.20 \cdot U_n$</td> <td>V</td> <td>0...100</td> <td>ms</td> <td>100 ms</td> </tr> <tr> <td>Overvoltage (step 2)</td> <td>$U_{>>}$</td> <td>$1.15 \cdot U_n$</td> <td>V</td> <td>100...200</td> <td>ms</td> <td>200 ms</td> </tr> <tr> <td>Overvoltage (step 1)</td> <td>$U_{>}$</td> <td>$1.10 \cdot U_n$</td> <td>V</td> <td>60</td> <td>s</td> <td>60 s</td> </tr> <tr> <td>Undervoltage (step 1)</td> <td>$U_{<}$</td> <td>$0.90 \cdot U_n$</td> <td>V</td> <td>10...60</td> <td>s</td> <td>10 s</td> </tr> <tr> <td>Undervoltage (step 2)***)</td> <td>$U_{<<}$</td> <td>$0.80 \cdot U_n$</td> <td>V</td> <td>50...1500</td> <td>ms</td> <td>1500 ms</td> </tr> <tr> <td>Overfrequency</td> <td>$f_{>}$</td> <td>52</td> <td>Hz</td> <td>200</td> <td>ms</td> <td>200 ms</td> </tr> <tr> <td>Underfrequency</td> <td>$f_{<}$</td> <td>47</td> <td>Hz</td> <td>200</td> <td>ms</td> <td>200 ms</td> </tr> <tr> <td>Change of frequency***)</td> <td>df/dt</td> <td>± 2.5</td> <td>Hz/s</td> <td>200</td> <td>ms</td> <td>200 ms</td> </tr> </tbody> </table> <p>***) One of the specified functions must be implemented. Trip time setting values must be in multiples of 50 ms.</p> <p style="text-align: center;"><i>Table 16 Requirements for category D wind power plants.</i></p> <p style="text-align: center;">Fuente: (Energinet.dk, 2015)</p>	Protective function	Symbol	Setting		Trip time		Recommended value	Overvoltage (step 3)	$U_{>>>}$	$1.20 \cdot U_n$	V	0...100	ms	100 ms	Overvoltage (step 2)	$U_{>>}$	$1.15 \cdot U_n$	V	100...200	ms	200 ms	Overvoltage (step 1)	$U_{>}$	$1.10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s	Undervoltage (step 1)	$U_{<}$	$0.90 \cdot U_n$	V	10...60	s	10 s	Undervoltage (step 2)***)	$U_{<<}$	$0.80 \cdot U_n$	V	50...1500	ms	1500 ms	Overfrequency	$f_{>}$	52	Hz	200	ms	200 ms	Underfrequency	$f_{<}$	47	Hz	200	ms	200 ms	Change of frequency***)	df/dt	± 2.5	Hz/s	200	ms	200 ms
Protective function	Symbol	Setting		Trip time		Recommended value																																																										
Overvoltage (step 3)	$U_{>>>}$	$1.20 \cdot U_n$	V	0...100	ms	100 ms																																																										
Overvoltage (step 2)	$U_{>>}$	$1.15 \cdot U_n$	V	100...200	ms	200 ms																																																										
Overvoltage (step 1)	$U_{>}$	$1.10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s																																																										
Undervoltage (step 1)	$U_{<}$	$0.90 \cdot U_n$	V	10...60	s	10 s																																																										
Undervoltage (step 2)***)	$U_{<<}$	$0.80 \cdot U_n$	V	50...1500	ms	1500 ms																																																										
Overfrequency	$f_{>}$	52	Hz	200	ms	200 ms																																																										
Underfrequency	$f_{<}$	47	Hz	200	ms	200 ms																																																										
Change of frequency***)	df/dt	± 2.5	Hz/s	200	ms	200 ms																																																										
Despacho	<p>Dinamarca transa su energía en el Nordpool donde existe el mercado de día siguiente (Elspot) donde se transa la mayoría de la energía del día siguiente. También existe un mercado intra-diario (Elbas) como suplemento del mercado del día siguiente donde es posible hacer transacciones de energía muy cerca al tiempo real de operación, este mercado se ha vuelto más utilizado con la mayor penetración de energía eólica en el sistema. Las ofertas en Elbas se publican a las 2 PM y es un mercado continuo de todos los días y permanente hasta una hora antes del despacho real. Los precios se fijan en la base del primer que llega primero que se atiende, donde los mejores precios son los primeros y los más altos son los últimos.</p>																																																															

6.5 España

6.5.1 Descripción de la canasta de generación

La capacidad Instalada del sistema a 31 de diciembre de 2014 fue de 107.954 MW, de los cuales 102.262 MW corresponden al sistema peninsular y el resto a los sistemas no peninsulares.

Dentro del Sistema Peninsular el 24,8% corresponde a plantas de ciclo combinado, el 22,3% a plantas eólicas, el 19,5% a plantas hidráulicas, el 10,7% a plantas térmicas a carbón, el 7,7% a energía nuclear, el 7% a plantas de cogeneración, el 4,3% a solar fotovoltaica y el resto a otras tecnologías.

La demanda de energía para el año 2014 fue de 243.530 GW-h en el sistema peninsular y de 14.588 GWh en los sistemas no peninsulares. El crecimiento de la demanda en el sistema peninsular fue negativo en 1,2% con respecto al año 2013 y en el total también fue negativo en 1,1%.

En términos de generación, la energía eólica en 2014 aportó el 20,3% de la generación total, mientras la nuclear aportó el 22% y la hidráulica el 15,5%. Sin embargo, la generación eólica disminuyó en 2014 con respecto a 2013 en un 6,8% y, a pesar de ello, en 2014 se alcanzó el máximo diario de generación eólica con 346.745 MW-h

La evolución de la capacidad instalada de energías renovables en España se muestra en el Figura 32.

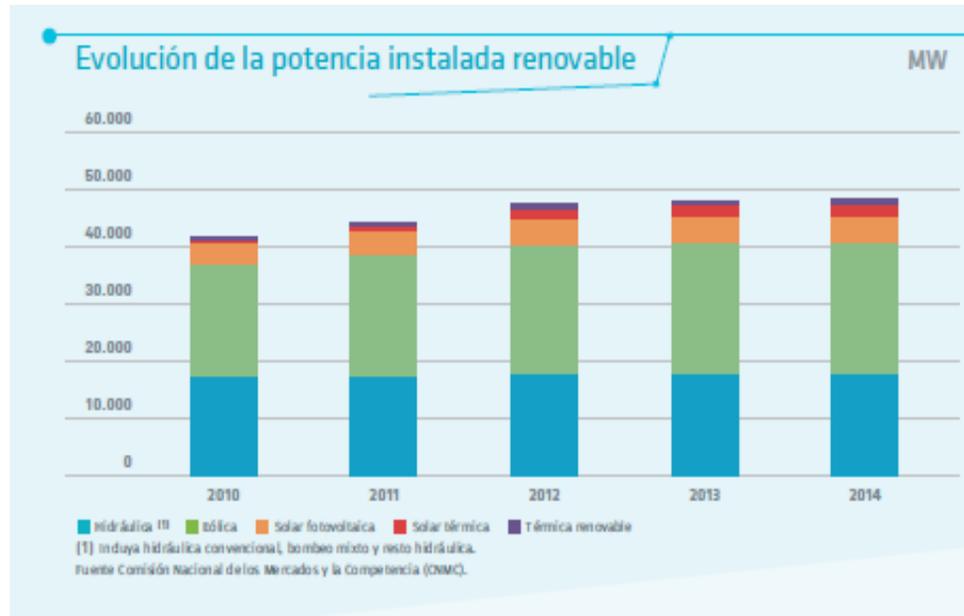


Figura 32. Evolución de la potencia instalada renovable en España

En cuanto a la demanda máxima en el año 2014 la energía eólica aportó el 34,5% y la nuclear el 18,9%. La evolución de la producción de energías renovables ha sido la que se muestra en la Figura 33.

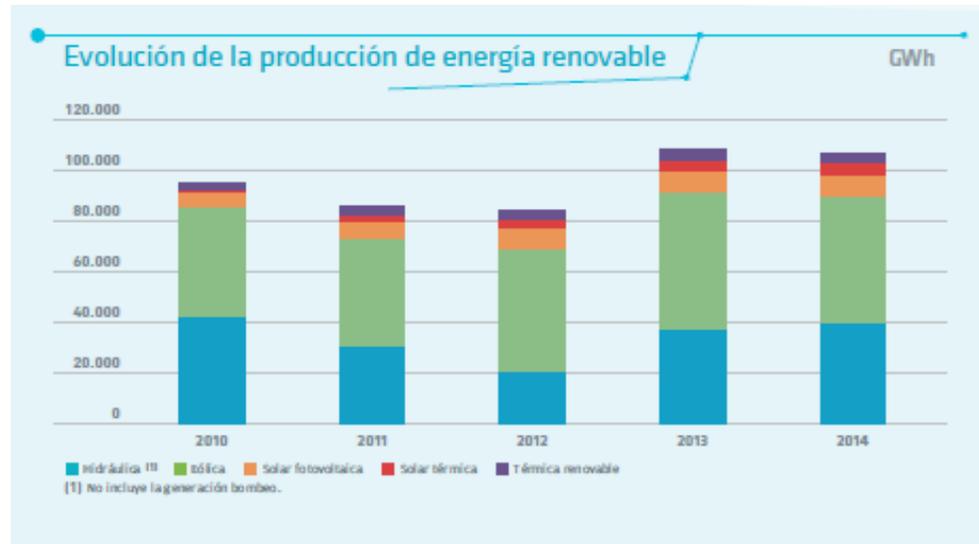


Figura 33. Evolución de la producción de energía renovable en España

6.5.2 Descripción de los requisitos técnicos

La regulación de detalle de la operación del sistema eléctrico español está contenida en los Procedimientos Operativos (P.O), los cuales corresponden a Resoluciones de la Secretaria de Estado de Energía y Recursos Naturales los que a su vez son el desarrollo de Leyes y Decretos de rango superior.

El Decreto que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos es el Real Decreto 413/2014

Dentro de los Procedimientos Operativos que contienen normas aplicables exclusivamente a Plantas eólicas está el P.O. 12.3 de 2006 que regula el tema de huecos de tensión. Las P.O. 1.1 a 1.5 regulan todo lo concerniente a la operación del sistema de generación de electricidad y es general para todo tipo de plantas, excepto cuando se especifican las plantas especiales dentro de las cuales están las plantas eólicas.

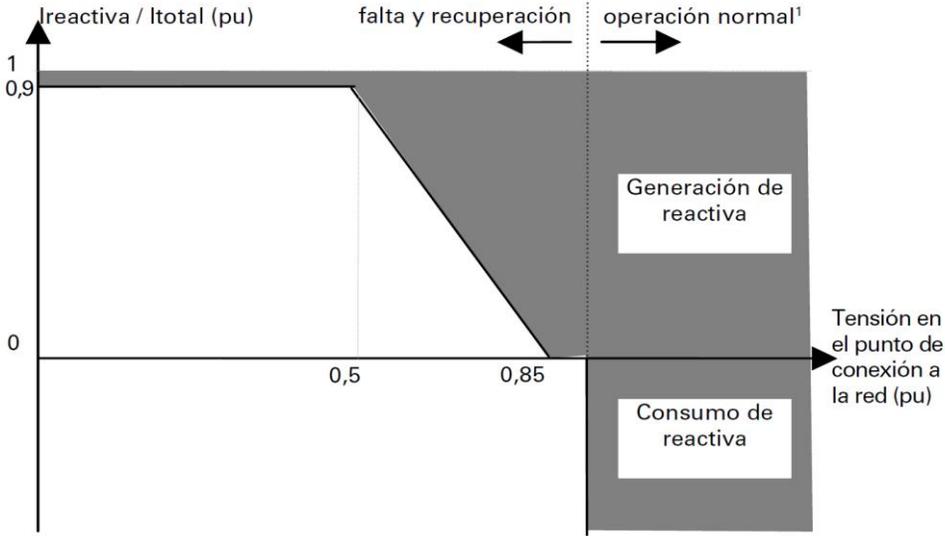
La regulación de las energías renovables en España ha evolucionado desde un sistema de fuertes incentivos y remuneración especial a un sistema menos discriminatorio a favor de éste tipo de energía, de acuerdo con el Real Decreto 513/2014.

A continuación se presentan los principales aspectos regulados en relación con la generación en general y con las plantas eólicas en particular.

Variable	Descripción
Control Primario de Frecuencia	<p>Es mandatorio para todas las plantas eólicas. Deben Operar con un margen de reserva de 1.5%. No se remunera este servicio. Alternativamente, el servicio de control de frecuencia puede ser contratado a generadores que utilizan otras fuentes (combustibles fósiles en plantas de calderas, p.e). En este caso el generador eólico es exonerado de esta obligación. Esto tiene sentido teniendo en cuenta que el control de frecuencia es costoso de proveer para las plantas eólicas.</p> <p>Alternativamente, el servicio de control de frecuencia puede ser contratado a generadores que utilizan otras fuentes (combustibles fósiles en plantas de calderas, p.e). En este caso el generador eólico es exonerado de esta obligación. Esto tiene sentido teniendo en cuenta que el control de frecuencia es costoso de proveer para las plantas eólicas.</p> <p>La reserva de regulación primaria deberá soportar un desequilibrio instantáneo entre generación y demanda, por pérdida súbita de generación, de demanda o interrupción</p>

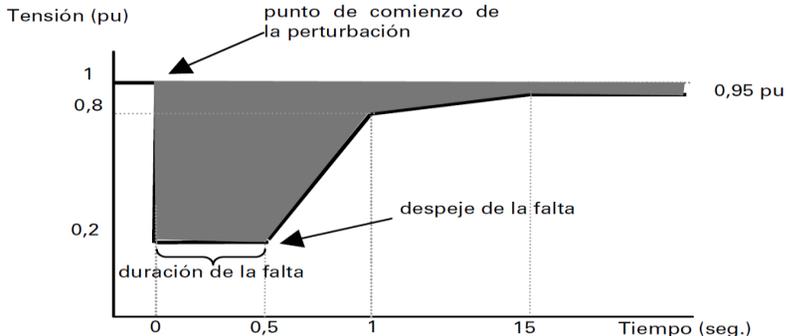
Variable	Descripción
	<p>de intercambios internacionales, en el sistema UCTE (hoy ENTSO-e) equivalente al incidente de referencia establecido por UCTE. La reserva de regulación primaria deberá completar su actuación antes de 15 segundos desde el instante del desequilibrio generación-demanda si este es de valor menor o igual a 1500 MW. En caso de valor superior a 1500 MW la actuación del 50% de la reserva de regulación primaria deberá producirse antes de 15 segundos desde el momento del incidente y alcanzar linealmente el 100% de la actuación antes de 30 segundos. La regulación primaria deberá mantenerse por un tiempo de 15 minutos hasta que la actuación de la regulación secundaria recupere las consignas iniciales y restablezca la primaria utilizada (P.O.1.1)</p>
<p>Rangos de operación en frecuencia</p>	<div data-bbox="1024 673 1507 998" data-label="Figure"> </div> <p>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.</p> <p>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. (Res. 20053 de 1998 Secretaria de Estado de Energía y Recursos Naturales (Procedimiento de Operación 1.6))</p>

Variable	Descripción
Control de potencia reactiva	<p>Ver control de tensión. Para situaciones de falla:</p> <p>La P.O. 12.3 establece que en el caso de falla trifásica, tanto durante el período de mantenimiento de la falta como durante el período de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir en el punto de conexión a la red, consumo de potencia reactiva por parte de la instalación de generación.</p> <p>No obstante, se permiten consumos puntuales de potencia reactiva durante los 150 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falta y los 150 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma, siempre y cuando:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Durante un período de 150 ms desde que se produce la falta, el consumo neto de potencia reactiva de la instalación, en cada ciclo (20 ms), no deberá ser superior al 60% de su potencia nominal registrada; • Durante los primeros 150 ms desde que se despeje la falta, el consumo neto de energía reactiva no deberá ser superior al 60% de su potencia nominal y el consumo neto de intensidad reactiva de la instalación, en cada ciclo (20 ms), no deberá ser superior a 1,5 veces la intensidad correspondiente a su potencia nominal registrada. <p>Igualmente no se permite consumo de potencia activa ni durante el período de mantenimiento de la falta ni durante el período de recuperación de tensión posterior a la misma. No obstante, en este caso se permiten consumos puntuales de potencia activa durante los 150 ms después de producirse la falta y los 150 ms después del despeje de la misma. Adicionalmente se permiten consumos de potencia activa durante el resto de la falta siempre que no sean superiores al 10% de la potencia nominal registrada.</p> <p>Tanto durante el período de falta como durante el período de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, la instalación deberá aportar al sistema eléctrico la máxima intensidad posible (I_{total}). Esta aportación de intensidad por parte de la instalación al sistema eléctrico se efectuará de forma tal que el punto de funcionamiento de la instalación se localice dentro del área sombreada de la</p>

Variable	Descripción
	<p>siguiente figura, antes de transcurridos 150 ms desde el inicio de la falta o desde el instante de despeje de la falta. Así, para tensiones inferiores a 0,85 p.u., en el punto de conexión de red, la instalación deberá generar potencia reactiva, mientras que para tensiones comprendidas entre 0,85 p.u. y el valor de la tensión mínima admisible para la operación normal del sistema eléctrico, la instalación no deberá consumir potencia reactiva.</p>  <p>En el caso de fallas desequilibradas (bifásicas a tierra o monofásicas) tanto durante el período de mantenimiento de la falta como durante el período de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir en el punto de conexión a la red, consumo de potencia reactiva por parte de la instalación de generación.</p> <p>No obstante, se permiten consumos puntuales de energía reactiva durante los 150 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falta y los 150 ms inmediatamente</p>

Variable	Descripción
	<p>posteriores al despeje de la misma. Adicionalmente se permiten consumos transitorios de energía reactiva, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El consumo neto de energía reactiva (total acumulado de las tres fases) de la instalación deberá ser superior a la energía reactiva equivalente al 40% de la potencia nominal registrada de la instalación durante un período de 100 ms. • El consumo neto de potencia reactiva de la instalación, en cada ciclo (20 ms), no deberá ser superior al 40% de su potencia nominal registrada. <p>Igualmente no se permite consumo de potencia activa ni durante el período de mantenimiento de la falta ni durante el período de recuperación de tensión posterior a la misma. No obstante, en este caso se permiten consumos puntuales de potencia activa durante los 150 ms después de producirse la falta y los 150 ms después del despeje de la misma. Adicionalmente se permiten consumos de potencia activa durante el resto de la falta siempre que se cumplan las siguientes condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El consumo neto de energía activa (total acumulado de las tres fases) de la instalación no deberá ser superior a la energía activa equivalente al 45% de la potencia nominal registrada de la instalación durante un período de 100 ms. • El consumo neto de potencia activa de la instalación, en cada ciclo (20 ms), no deberá ser superior al 30% de su potencia nominal registrada <p>(P.O.12.3)</p>
Control de tensión	<p>Los Generadores deberán disponer de un margen mínimo obligatorio de potencia reactiva tanto en generación como en absorción para la prestación del servicio, y deberán modificar su producción y absorción de potencia reactiva dentro de dichos límites, de forma que colaboren en el mantenimiento de la tensión en barras de central dentro de los márgenes de variación definidos por el valor de consigna de tensión y la banda de variación admisible en torno a la misma establecidas por el OS.</p> <p>Para los generadores se establece como margen de potencia reactiva mínimo</p>

Variable	Descripción
	<p>obligatorio requerido en barras de central a tensión nominal de la red de transporte, el definido por la potencia activa neta instalada determinada a partir de la información recogida en el Registro Administrativo de instalaciones de Producción de Energía Eléctrica y los siguientes valores de Coseno ϕ:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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). <p>Este margen de generación/absorción de reactiva deberá ser capaz de proporcionarlo el grupo para todo el rango de la potencia activa comprendido entre el mínimo técnico y su potencia activa neta máxima (P.O.7.4)</p>
Control de potencia activa	
Tensión de operación en falla	<p>El P.O.12.3 define los “requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas”.</p> <p>Este procedimiento define un Hueco de Tensión, como una disminución brusca de tensión seguida de su restablecimiento después de un corto lapso de tiempo. Por convenio un Hueco de Tensión dura de 10 ms a 1 minuto.</p> <p>El Titular de una instalación de generación eólica deberá adoptar todas las medidas de diseño y/o control necesarias para que se mantenga acoplada al sistema eléctrico, sin sufrir desconexión por causa de los huecos de tensión directamente asociados a cortocircuitos correctamente despejados que puedan presentarse en el sistema eléctrico.</p> <p>La instalación deberá ser capaz por sí misma de soportar sin desconexión huecos de tensión en el punto de conexión a la red, producidos por cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra o monofásicos con los perfiles de magnitud y duración indicados en la figura, es decir, no se producirán la desconexión para huecos de tensión en el</p>

Variable	Descripción
	<p>punto de conexión a la red incluidos en el área sombreada de la figura.</p> <p>En el caso de cortocircuitos bifásicos aislados de tierra, el área sombreada de hueco de tensión será similar a la de la figura pero estando situado el límite inferior de tensión en 0,6 p.u. en lugar de 0,2 p.u.</p>  <p>Los tiempos de recuperación del sistema eléctrico representado en la figura, se verifican, con carácter general, para una producción de origen eólico inferior al 5% de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión. En el caso de aumentarse esta limitación de producción eólica, la curva de la figura deberá modificarse de tal forma que las instalaciones de generación eólica soporten huecos de tensión de mayor profundidad. (P.O. 12.3)</p>
Calidad de Onda	
Información técnica	Definido por la norma IEC61400-27
Protecciones	
Despacho	Con periodicidad diaria se publicará la siguiente información: Las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas diarias e intradiarias de capacidad de la interconexión con Francia, en la forma y plazos establecidos en el

Variable	Descripción
	<p>procedimiento de operación relativo a la resolución de congestiones en la interconexión Francia-España.</p> <p>Con una antelación no inferior a una hora respecto a la hora de cierre del período de presentación de ofertas al mercado diario, la información sobre el día siguiente correspondiente a:</p> <p>Capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales. Previsión de la demanda del sistema peninsular español.</p> <p>La previsión de la producción <u>eólica</u> del sistema peninsular español. Después el correspondiente mercado o proceso de gestión técnica:</p> <p>Resultado agregado de la subasta de capacidad de intercambio entre contratos bilaterales físicos de aquellas interconexiones en la que no existe un mecanismo coordinado de asignación de capacidad.</p> <p>Resultado agregado de la solución de restricciones técnicas en el PDBF y tras cada una de las sesiones de mercado intradiario.</p> <p>Resultado agregado y precio marginal de la asignación de reserva de potencia de regulación secundaria.</p> <p>Resultado agregado de la asignación diaria de ofertas de recursos adicionales para el control de tensión de la red de transporte.</p> <p>El día D+1 la información correspondiente al día D:</p> <p>Resultado agregado y precio marginal de la energía de regulación secundaria. (P.O.9).</p> <p>La Base de Datos estructural (BDE) del sector eléctrico deberá contener la siguiente información sobre los parques eólicos:</p>

Variable	Descripción
	<p>1. Características de cada parque. Nombre del parque.</p> <p>Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): Planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).</p> <p>Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).</p> <p>Empresa propietaria: Nombre. NIF/CIF. Dirección.</p> <p>Número de identificación en el RAIPEE. Fecha de concesión del Régimen Especial.</p> <p>Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso). Domicilio del parque: Municipio, código postal y provincia. Coordenadas UTM de la poligonal del parque.</p> <p>Compañía Distribuidora.</p> <p>Potencia instalada: Aparente bruta (MVA) y activa neta (MW). La potencia aparente debe incluir toda la compensación de reactiva del parque.</p> <p>Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).</p> <p>Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (sí/no). En caso afirmativo indicar: Insensibilidad del regulador (mHz). No ha de ser superior a 10 mHz.</p> <p>Banda muerta voluntaria del regulador (mHz): Confirmar que el valor ajustado es cero.</p> <p>En caso de no disponer de regulación primaria propia, aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora, indicando: Unidad que presta el servicio.</p> <p>Confirmación de insensibilidad no superior a 10 mHz. Confirmación de banda muerta</p>

Variable	Descripción
	<p>voluntaria nula.</p> <p>Régimen de operación previsto del parque:</p> <p>Horas de utilización (a plena potencia) referidas a períodos anuales y estacionales.</p> <p>Curva de potencia activa en función de la velocidad del viento, incluyendo indicación de las velocidades máximas de viento para las cuales los aerogeneradores dejan de aportar potencia.</p> <p>Cumplimiento de los requisitos de respuesta ante huecos de tensión (sí/no). Datos de cada modelo de aerogenerador:</p> <p>Número de aerogeneradores del mismo modelo. Fabricante y modelo.</p> <p>Tecnología (máquina de inducción o asíncrona de jaula de ardilla, máquina de inducción o asíncrona de deslizamiento variable, máquina de inducción o asíncrona doblemente alimentada, aerogeneradores con conversión total de potencia en estator (full converter), otras.</p> <p>Breve descripción de la tecnología.</p> <p>Potencia activa instalada de cada aerogenerador (kW).</p> <p>Potencia aparente instalada de cada aerogenerador (kVA) incluyendo, en su caso, su compensación de reactiva interna.</p> <p>Curva de potencia reactiva en función de la potencia activa considerando, en su caso, la compensación de reactiva interna del aerogenerador.</p> <p>Constante de inercia del aerogenerador referida al lado eléctrico (s). Relación de multiplicación, en su caso.</p> <p>Constante de elasticidad del acoplamiento mecánico-eléctrico, en su caso, referida al lado eléctrico (en unidades absolutas o en p.u. indicando las bases).</p> <p>Coefficiente de amortiguamiento, en su caso, referido al lado eléctrico (en unidades absolutas o en p.u. indicando las bases).</p> <p>Velocidad nominal (en el eje del alternador).</p>

Variable	Descripción
	<p>Se aportará un modelo de cada tipo de generador que describa el comportamiento dinámico desde el punto de vista de la red eléctrica ante perturbaciones en la misma (velocidad de viento constante). Asimismo, deberá contemplar el comportamiento dinámico de la parte mecánica si, durante perturbaciones en la red, dicho comportamiento modifica la respuesta eléctrica o justificase su desconexión. Se aportará el esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.</p> <p>Compensación de reactiva en bornes del aerogenerador excluido, en su caso, la compensación interna: Compensación estática y dinámica de potencia reactiva (valores nominales en Mvar). Posibilidad de regulación.</p> <p>Compensación de reactiva en bornes de parque excluida, en su caso, la asociada a cada aerogenerador: Compensación estática y/o dinámica de potencia reactiva total (valor nominal en Mvar). Posibilidad de regulación.</p> <p>Baterías de condensadores (sí/no);</p> <p>Potencia total (Mvar). Número de escalones.</p> <p>Tipo de control de los escalones.</p> <p>Sistemas de compensación o regulación continua basados en electrónica de potencia (FACTS) (Sí/no).</p> <p>Potencia total instalada (Mvar) (Anexo 1 P.O.9)</p>
Factor de Potencia	<p>Las instalaciones deberán mantenerse, de forma horaria, dentro del rango de factor de potencia de: 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo (Real Decreto 413 del 6 de junio de 2014. Artículo 7 y Anexo III)</p>

6.6 Estados Unidos

6.6.1 Descripción de la canasta de generación

Estados Unidos contaba para 2012 con una capacidad instalada de 1063,03 GW instalados de los cuales el 5,6% corresponde a capacidad eólica, en este país dada las diferentes regulaciones en cada uno de los estados la penetración a nivel nacional no ha sido tan alta como el de algunos países europeos, sin embargo en cifras absolutas para ese año llegaron a una capacidad de 59,08 GW instalados como se puede ver en la Figura 34 siendo casi el doble que la cantidad instalada en Alemania y más de 10 veces la capacidad eólica de Dinamarca.

Participación por fuente en la capacidad instalada Estados Unidos (1063 GW)

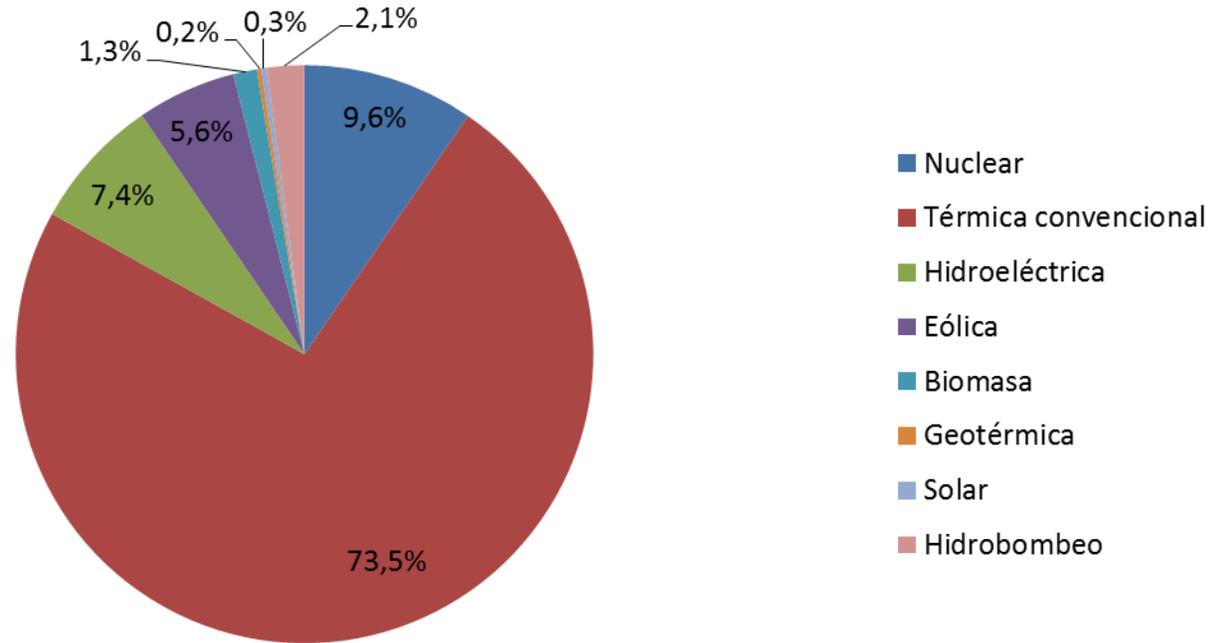


Figura 34. Capacidad instalada Estados Unidos 2012

Fuente: (EIA, 2015)

En cuanto a la generación de electricidad durante el 2012 se produjo un total de 4047,77 TWh con una participación de la generación eólica del 3,5% como se muestra a continuación.

Participación por fuente generación Estados Unidos 2012 (4048 TWh)

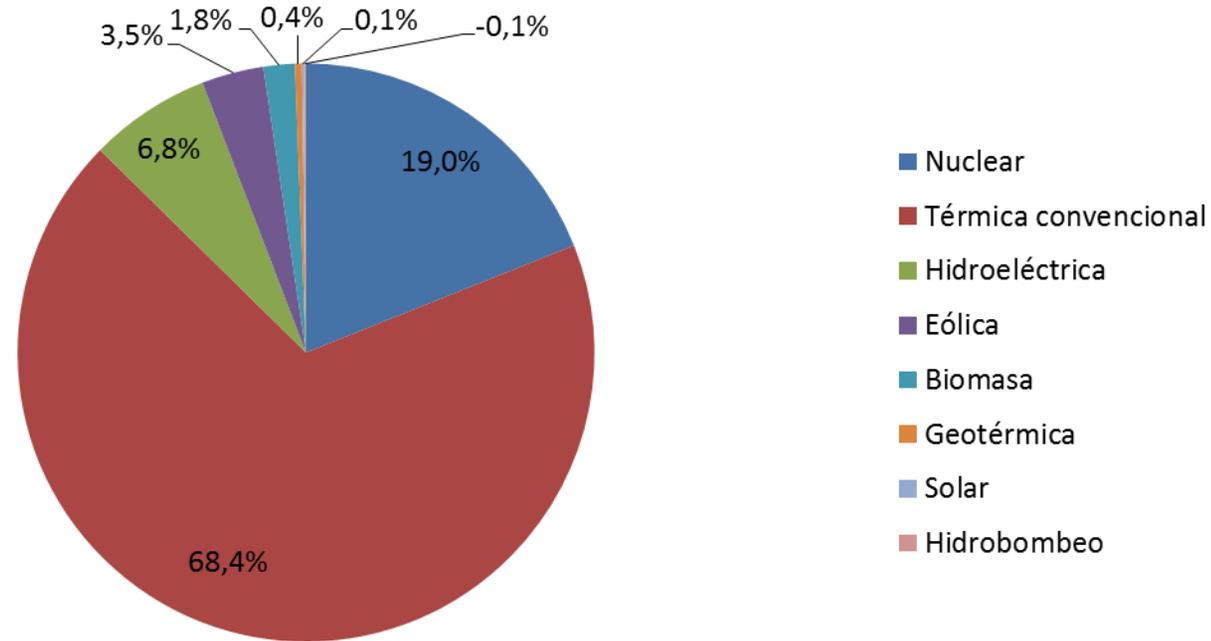


Figura 35. Generación Estados Unidos 2012

Fuente: (EIA, 2015)

Como resultado de las diferentes políticas estatales así como la calidad del recurso en los diferentes estados la capacidad instalada varía mucho de un estado a otros siendo los que lideran Texas, California y Iowa como se observa en la Figura 36.

En cuanto a los requisitos técnicos de conexión existe una reglamentación federal muy general de 2005 y posteriormente los consejos de operación regional han ido determinado diferentes requisitos técnicos específicos para la generación eólica.

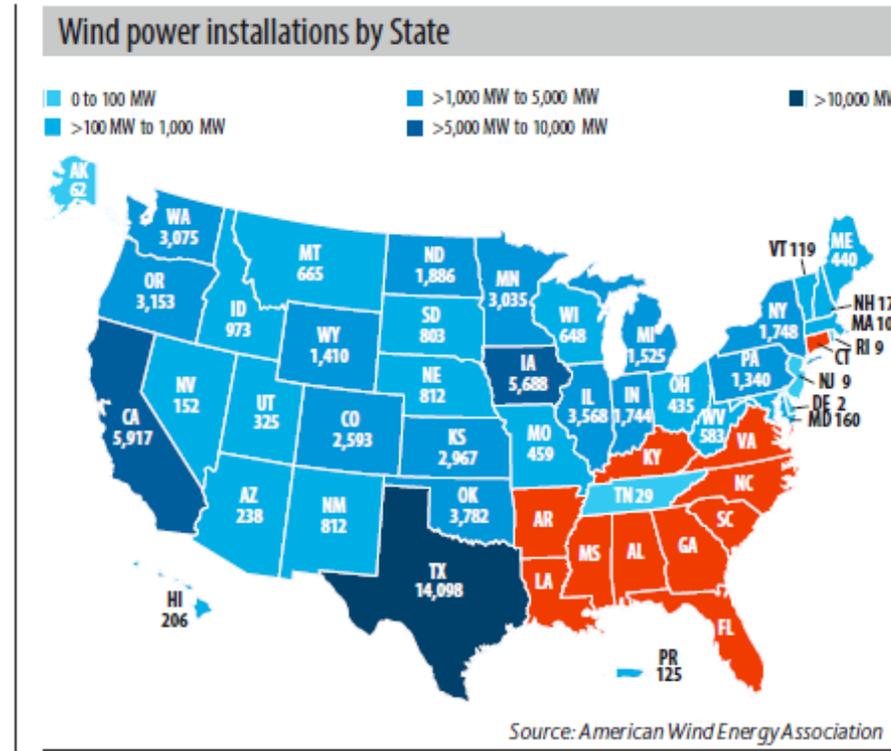


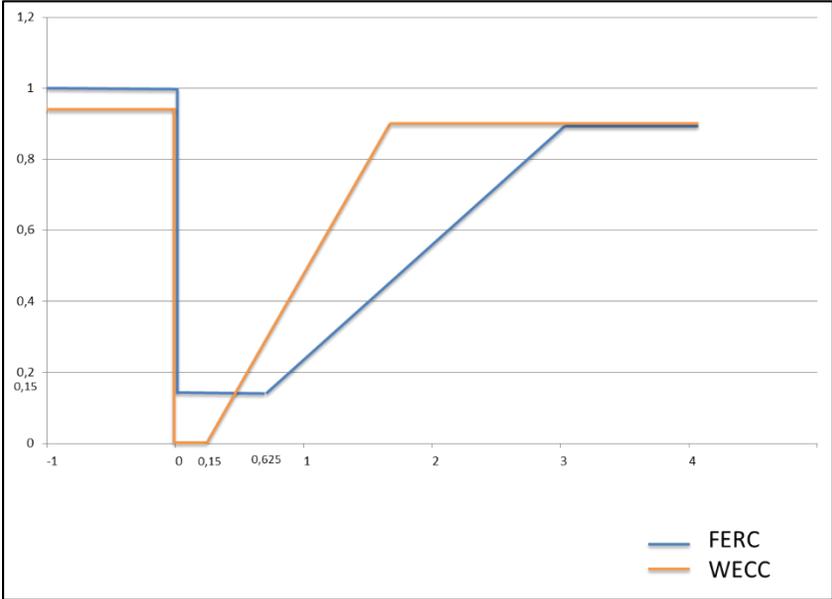
Figura 36 Capacidad eólica instalada por estado Estados Unidos

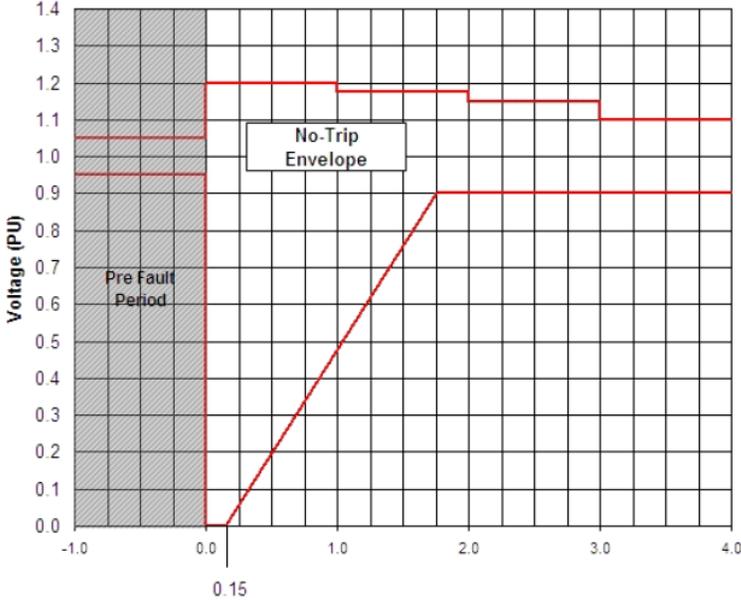
Fuente: (GWEC, 2014)

6.6.2 Descripción de los requisitos técnicos

Norma: 661-A de 2005 (FERC, 2005), White paper on FRT (WECC, 2007), WECC variable generation reference planning book (WECC, 2013)

Variable	Estados Unidos																					
Control Primario de Frecuencia	<p>El WECC exige en los criterios mínimos de operación que cada autoridad de balance pueda garantizar suficiente reserva para cualquiera de las siguientes situaciones (la peor de las dos):</p> <ul style="list-style-type: none"> A. La contingencia individual más severa o B. 5% de la carga atendida con hidroeléctricas más 7% de la carga atendida con generación térmica 																					
Rangos de operación en frecuencia	<p style="text-align: center;">Tabla 9 Rangos de Frecuencia Estados Unidos</p> <p style="text-align: center;">Table 6. WECC generator ONF performance requirement (WECC 2010)</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th data-bbox="913 883 1167 943">Under-frequency Limit</th> <th data-bbox="1167 883 1398 943">Over-frequency Limit</th> <th data-bbox="1398 883 1661 943">WECC Minimum Time</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="913 943 1167 1008">> 59.4 Hz</td> <td data-bbox="1167 943 1398 1008">60 Hz to < 60.6 Hz</td> <td data-bbox="1398 943 1661 1008">N/A (continuous operation)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="913 1008 1167 1049">≤ 59.4 Hz</td> <td data-bbox="1167 1008 1398 1049">≥ 60.6 Hz</td> <td data-bbox="1398 1008 1661 1049">3 minutes</td> </tr> <tr> <td data-bbox="913 1049 1167 1089">≤ 58.4 Hz</td> <td data-bbox="1167 1049 1398 1089">≥ 61.6 Hz</td> <td data-bbox="1398 1049 1661 1089">30 seconds</td> </tr> <tr> <td data-bbox="913 1089 1167 1130">≤ 57.8 Hz</td> <td data-bbox="1167 1089 1398 1130">-</td> <td data-bbox="1398 1089 1661 1130">7.5 seconds</td> </tr> <tr> <td data-bbox="913 1130 1167 1170">≤ 57.3 Hz</td> <td data-bbox="1167 1130 1398 1170">-</td> <td data-bbox="1398 1130 1661 1170">45 cycles</td> </tr> <tr> <td data-bbox="913 1170 1167 1211">≤ 57 Hz</td> <td data-bbox="1167 1170 1398 1211">> 61.7 Hz</td> <td data-bbox="1398 1170 1661 1211">Instantaneous trip</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">Fuente: (WECC, 2013)</p>	Under-frequency Limit	Over-frequency Limit	WECC Minimum Time	> 59.4 Hz	60 Hz to < 60.6 Hz	N/A (continuous operation)	≤ 59.4 Hz	≥ 60.6 Hz	3 minutes	≤ 58.4 Hz	≥ 61.6 Hz	30 seconds	≤ 57.8 Hz	-	7.5 seconds	≤ 57.3 Hz	-	45 cycles	≤ 57 Hz	> 61.7 Hz	Instantaneous trip
Under-frequency Limit	Over-frequency Limit	WECC Minimum Time																				
> 59.4 Hz	60 Hz to < 60.6 Hz	N/A (continuous operation)																				
≤ 59.4 Hz	≥ 60.6 Hz	3 minutes																				
≤ 58.4 Hz	≥ 61.6 Hz	30 seconds																				
≤ 57.8 Hz	-	7.5 seconds																				
≤ 57.3 Hz	-	45 cycles																				
≤ 57 Hz	> 61.7 Hz	Instantaneous trip																				
Control de potencia reactiva	0.95 inductivo y capacitivo (FERC)																					

Variable	Estados Unidos
Control de tensión	
Control de potencia activa	
Tensión de operación en falla	<p data-bbox="976 431 1602 459">Figura 37. Curvas de tensión ante falla Estados Unidos</p>  <p data-bbox="667 1081 1913 1154">Fuente: Elaboración propia con información (WECC, 2007), Fuente especificada no válida., (FERC, 2005)</p>

Variable	Estados Unidos
	
Calidad de Onda	
Información técnica	<p>El WECC define tres tipos de generadores eólicos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Jaula de ardilla • Doble alimentación generador de inducción • Generador síncrono directo
Protecciones	
Despacho	

6.7 México

6.7.1 Descripción de la canasta de generación

México tenía una capacidad instalada de 65451 MW a diciembre de 2014, de los cuales el 35.61% son plantas de ciclo combinado, seguido por las térmicas convencionales con el 19.8% y las hidroeléctricas con el 18.99%, la capacidad instalada de plantas eólica es de 3.11%, en la Tabla 10 y Figura 38. Composición del parque de generación se muestra el detalle del parque generador por tecnología de México.

Tabla 10. Composición del parque generador y generación por tecnología de México

Tecnología	Capacidad (MW)	% Participación Capacidad	Generación (GWh)	% Participación Generación
Convencional	48.530		239.936	
Ciclo combinado	23.309	35,61%	149.668	49,65%
Termoeléctrica convencional	12.959	19,80%	37.501	12,44%
Carboeléctrica	5.378	8,22%	33.613	11,15%
Turbogas	3.419	5,22%	6.985	2,32%
Combustión interna	1.312	2,00%	2.269	0,75%
Lecho fluidizado	580	0,89%	4.347	1,44%
Múltiple	1.573	2,40%	5.534	1,84%
Limpia	16.921		61.526	
Hidroeléctrica	12.429	18,99%	38.822	12,88%
Eólica	2.036	3,11%	6.426	2,13%
Geotérmica	813	1,24%	6.000	1,99%
Solar	56	0,09%	85	0,03%
Nucleoeléctrica	1.400	2,14%	9.677	3,21%

Tecnología	Capacidad (MW)	% Participación Capacidad	Generación (GWh)	% Participación Generación
Bioenergía	180	0,28%	516	0,17%
Frenos regenerativos	7	0,01%	0	0,00%
Total	65.451		301.462	

Composición del Parque de Generación - 2014

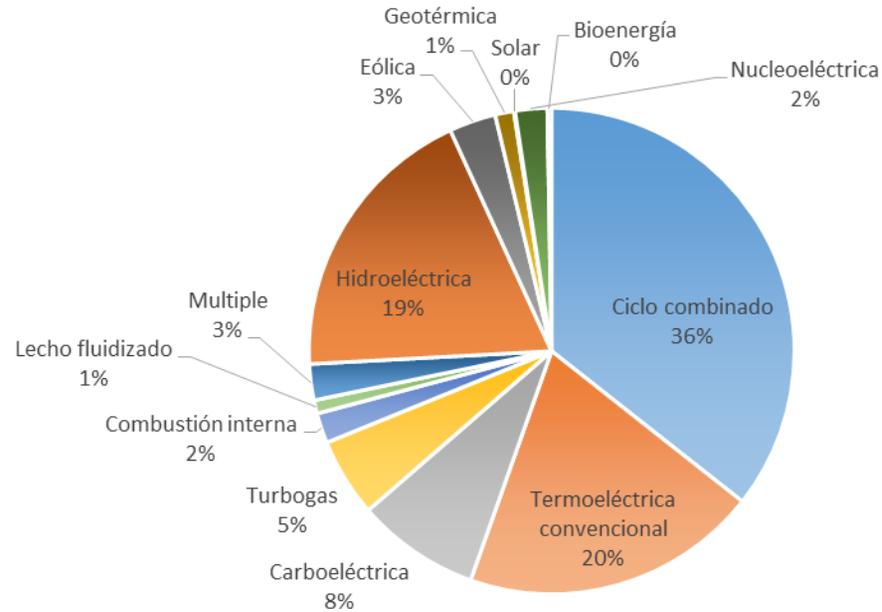


Figura 38. Composición del parque de generación 2014 – México (Fuente: Programa de desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015 – 2029 PRODESEN)

En relación con la generación de energía, los mayores aportes se tuvieron de las plantas de ciclo combinado con el 49.65%, las plantas hidroeléctricas aportaron el 12.88% de la energía generada en el año 2014, las plantas eólicas generaron 6426 GWh lo que equivale al 2.13%, en la Figura 39 se muestra la participación de cada tecnología en la generación del año 2014.

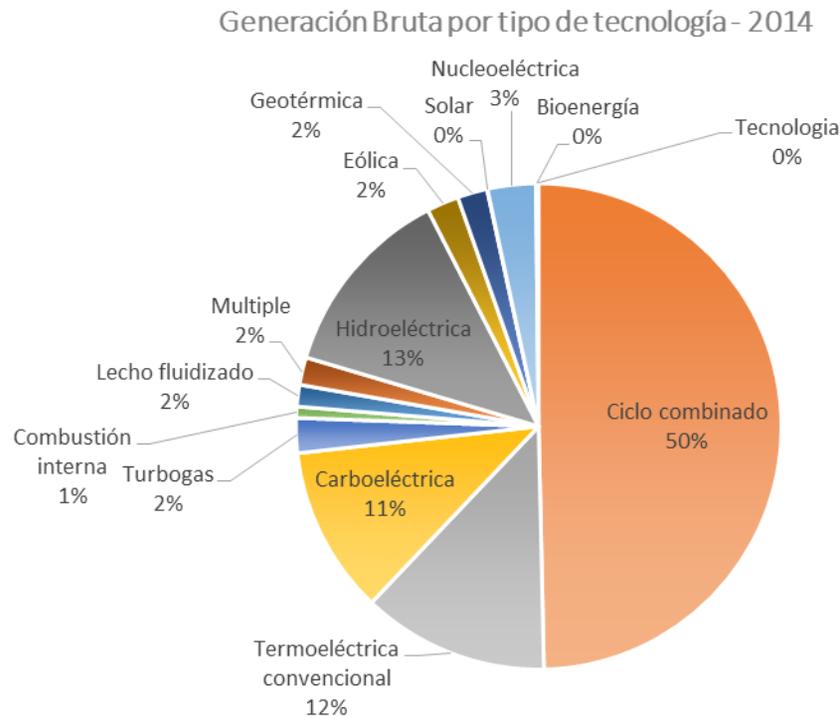


Figura 39. Generación bruta por tipo de tecnología 2014 – México (Fuente: Programa de desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015 – 2029 PRODESEN)

6.7.2 Descripción de los requisitos técnicos

Norma: RESOLUCION Núm. RES/119/2012: Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente.

La resolución detalla los requerimientos para las conexiones en baja tensión, media tensión y alta tensión.

Variable	México (Alta Tensión 69 – 400 kV)								
Control Primario de Frecuencia									
Rangos de operación en frecuencia	<p>Las Fuentes de Energía deben ser capaces de operar, ante cambios de frecuencia, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 11</p> <p style="text-align: center;">Tabla 11. Rangos de operación de frecuencia de México</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>Frecuencias de Corte Rango de Frecuencia (Hz)</th> <th>Tiempo de Ajuste de la Protección</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Frecuencia > 62</td> <td>Instantáneo</td> </tr> <tr> <td>57.5 = frecuencia = 62.0</td> <td>Operación continua</td> </tr> <tr> <td>Frecuencia < 57.5 Hz</td> <td>Instantáneo</td> </tr> </tbody> </table>	Frecuencias de Corte Rango de Frecuencia (Hz)	Tiempo de Ajuste de la Protección	Frecuencia > 62	Instantáneo	57.5 = frecuencia = 62.0	Operación continua	Frecuencia < 57.5 Hz	Instantáneo
Frecuencias de Corte Rango de Frecuencia (Hz)	Tiempo de Ajuste de la Protección								
Frecuencia > 62	Instantáneo								
57.5 = frecuencia = 62.0	Operación continua								
Frecuencia < 57.5 Hz	Instantáneo								
Control de potencia reactiva	<p>La Fuente de Energía debe tener la capacidad de producción y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa, y ajustar sus reactivos a solicitud del Suministrador.</p> <p>Las Fuentes de Energía interconectadas en media y alta tensión deberán contar con capacidad de control del factor de potencia en el rango de 0,95 en atraso o adelanto. Para el caso de las Fuentes de Energía de capacidad mayor a 10 MW deben participar en el control de tensión.</p>								

Variable	México (Alta Tensión 69 – 400 kV)																						
Control de tensión	<p>El rango será de $\pm 5\%$ de la tensión nominal y hasta un $\pm 10\%$ en condiciones de emergencia.</p> <p><u>Desbalance y cambios rápidos de tensión</u></p> <p>Para Fuentes de Energía eólicas se deben limitar los cambios rápidos de tensión a valores por debajo de $\pm 5\%$ de la tensión nominal con no más de 4 eventos por día.</p>																						
Control de potencia activa																							
Tensión de operación en falla	<p>La Fuente de Energía deberá tener la capacidad de permanecer conectada al Sistema sin perder estabilidad, ante fallas transitorias externas a la, Fuente de Energía durante el tiempo máximo de liberación de la falla; soportando el abatimiento de la tensión ocasionado por la misma (hueco de tensión). Durante este periodo la Fuente de Energía deberá aportar la potencia reactiva necesaria. Posterior a la liberación de la falla transitoria la planta deberá aportar la potencia activa y mantener el flujo de reactivos que se tenía previo a la falla.</p> <p>Los tipos de falla y tiempos de duración de falla en el punto de interconexión se describen en la Tabla 12.</p> <p style="text-align: center;">Tabla 12. Tipos de falla y tiempos de duración de falla en México</p> <table border="1" data-bbox="932 1049 1650 1222"> <thead> <tr> <th rowspan="3">Fallas Transitorias Tipo de Falla</th> <th colspan="3">Tiempo máximo de duración de Falla (milisegundos)</th> </tr> <tr> <th colspan="3">Nivel de Tensión kV</th> </tr> <tr> <th>69 -161 kV</th> <th>230 kV</th> <th>400 kV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Falla Trifásica a tierra</td> <td>150</td> <td>100</td> <td>80</td> </tr> <tr> <td>Bifásica con o sin conexión a tierra</td> <td>150</td> <td>100</td> <td>80</td> </tr> <tr> <td>Monofásica a tierra</td> <td>150</td> <td>100</td> <td>80</td> </tr> </tbody> </table> <p>Una vez liberada la falla, el sistema eléctrico se recuperará al 80% de la tensión en un tiempo de 1 segundo del inicio de la falla, con la participación de todos los elementos</p>	Fallas Transitorias Tipo de Falla	Tiempo máximo de duración de Falla (milisegundos)			Nivel de Tensión kV			69 -161 kV	230 kV	400 kV	Falla Trifásica a tierra	150	100	80	Bifásica con o sin conexión a tierra	150	100	80	Monofásica a tierra	150	100	80
Fallas Transitorias Tipo de Falla	Tiempo máximo de duración de Falla (milisegundos)																						
	Nivel de Tensión kV																						
	69 -161 kV	230 kV	400 kV																				
Falla Trifásica a tierra	150	100	80																				
Bifásica con o sin conexión a tierra	150	100	80																				
Monofásica a tierra	150	100	80																				

Variable	México (Alta Tensión 69 – 400 kV)
	<p>conectados al Sistema, ante esta perturbación la planta de generación no deberá dispararse.</p> <div data-bbox="982 410 1596 800" data-label="Figure"> <p>El gráfico muestra la evolución del voltaje en pu durante una perturbación. El eje vertical representa el voltaje en pu, con marcas en 0.0, 0.15, 0.8 y 1.0. El eje horizontal representa el tiempo en segundos, con marcas en 0.0, 0.15, 0.3, 1.0, 3.0 y 4.0. La curva comienza en 1.0 pu. A los 0.15 s, ocurre el 'Inicio de Falla', donde el voltaje cae bruscamente a 0.15 pu. A los 0.3 s, se indica la 'Liberación de la Falla', y el voltaje comienza a recuperarse. A los 1.0 s, el voltaje alcanza un nivel de 0.8 pu. A los 3.0 s, el voltaje sigue en 0.8 pu. A los 4.0 s, el voltaje se recupera hasta un nivel de 0.90 pu. El área sombreada entre la línea de 1.0 pu y la curva real se denomina 'Hueco de Tensión'.</p> </div> <p>Si la falla se origina en el interior de la planta, ésta debe desconectarse inmediatamente del Sistema. En el caso de Fuentes de Energía eólicas o fotovoltaicas, no se requiere el soporte ante falla cuando operan en menos de 5% de su capacidad nominal o durante condiciones de altas velocidades de viento para Fuentes de Energía eólicas cuando más del 50% de las turbinas están fuera de operación.</p> <p>Las Fuentes de Energía deberán permanecer conectadas al Sistema cuando ocurran dos fallas consecutivas (monofásicas, bifásicas, trifásicas o alguna combinación de ellas) en un lapso de dos minutos.</p> <p>En condiciones de falla en el Sistema y mientras se mantenga sin liberarse, los consumos de potencia activa por los aerogeneradores o plantas fotovoltaicas, deberán ser mínimos, de acuerdo a la tecnología utilizada. Los valores máximos permitidos se definirán en cada caso.</p>

Variable	México (Alta Tensión 69 – 400 kV)																																																																																																		
Calidad de Onda	<p>Equipo de medida: Medición capaz de grabar en memoria masiva los parámetros de calidad de la energía, tales como: decrementos repentinos de la tensión (Sags), incremento repentino de tensión (Swells), interrupciones, parpadeo, forma de onda con límites programables y captura de forma de onda con muestreo de al menos 128 valores por segundo.</p> <p>Niveles de armónicos: Los límites de distorsión armónica de la tensión en la interconexión aplican conforme a Tabla 13.</p> <p style="text-align: center;">Tabla 13. Límites de distorsión armónica de la tensión en México</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>Orden de la armónica</th> <th>Nivel de armónica (% de la tensión fundamental)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2</td><td>1.40</td></tr> <tr><td>4</td><td>0.80</td></tr> <tr><td>6</td><td>0.40</td></tr> <tr><td>8</td><td>0.40</td></tr> <tr><td>10</td><td>0.35</td></tr> <tr><td>12</td><td>0.32</td></tr> <tr><td>14</td><td>0.30</td></tr> <tr><td>16</td><td>0.28</td></tr> <tr><td>18</td><td>0.27</td></tr> <tr><td>20</td><td>0.26</td></tr> <tr><td>22</td><td>0.25</td></tr> <tr><td>24</td><td>0.24</td></tr> <tr><td>26</td><td>0.23</td></tr> <tr><td>28</td><td>0.23</td></tr> <tr><td>30</td><td>0.22</td></tr> <tr><td>32</td><td>0.22</td></tr> <tr><td>34</td><td>0.22</td></tr> <tr><td>36</td><td>0.21</td></tr> <tr><td>38</td><td>0.21</td></tr> <tr><td>40</td><td>0.21</td></tr> <tr><td>42</td><td>0.21</td></tr> <tr><td>44</td><td>0.20</td></tr> <tr><td>46</td><td>0.20</td></tr> <tr><td>48</td><td>0.20</td></tr> <tr><td>50</td><td>0.20</td></tr> </tbody> </table> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>Orden de la armónica</th> <th>Nivel de armónica (% de la tensión fundamental)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>3</td><td>2.00</td></tr> <tr><td>5</td><td>2.00</td></tr> <tr><td>7</td><td>2.00</td></tr> <tr><td>9</td><td>1.00</td></tr> <tr><td>11</td><td>1.50</td></tr> <tr><td>13</td><td>1.50</td></tr> <tr><td>15</td><td>0.30</td></tr> <tr><td>17</td><td>1.20</td></tr> <tr><td>19</td><td>1.07</td></tr> <tr><td>23</td><td>0.89</td></tr> <tr><td>25</td><td>0.82</td></tr> <tr><td>29</td><td>0.70</td></tr> <tr><td>31</td><td>0.66</td></tr> <tr><td>33</td><td>0.20</td></tr> <tr><td>35</td><td>0.58</td></tr> <tr><td>37</td><td>0.55</td></tr> <tr><td>39</td><td>0.20</td></tr> <tr><td>41</td><td>0.50</td></tr> <tr><td>43</td><td>0.47</td></tr> <tr><td>45</td><td>0.20</td></tr> <tr><td>47</td><td>0.43</td></tr> <tr><td>49</td><td>0.42</td></tr> </tbody> </table>	Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la tensión fundamental)	2	1.40	4	0.80	6	0.40	8	0.40	10	0.35	12	0.32	14	0.30	16	0.28	18	0.27	20	0.26	22	0.25	24	0.24	26	0.23	28	0.23	30	0.22	32	0.22	34	0.22	36	0.21	38	0.21	40	0.21	42	0.21	44	0.20	46	0.20	48	0.20	50	0.20	Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la tensión fundamental)	3	2.00	5	2.00	7	2.00	9	1.00	11	1.50	13	1.50	15	0.30	17	1.20	19	1.07	23	0.89	25	0.82	29	0.70	31	0.66	33	0.20	35	0.58	37	0.55	39	0.20	41	0.50	43	0.47	45	0.20	47	0.43	49	0.42
	Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la tensión fundamental)																																																																																																	
	2	1.40																																																																																																	
	4	0.80																																																																																																	
	6	0.40																																																																																																	
	8	0.40																																																																																																	
	10	0.35																																																																																																	
	12	0.32																																																																																																	
	14	0.30																																																																																																	
	16	0.28																																																																																																	
18	0.27																																																																																																		
20	0.26																																																																																																		
22	0.25																																																																																																		
24	0.24																																																																																																		
26	0.23																																																																																																		
28	0.23																																																																																																		
30	0.22																																																																																																		
32	0.22																																																																																																		
34	0.22																																																																																																		
36	0.21																																																																																																		
38	0.21																																																																																																		
40	0.21																																																																																																		
42	0.21																																																																																																		
44	0.20																																																																																																		
46	0.20																																																																																																		
48	0.20																																																																																																		
50	0.20																																																																																																		
Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la tensión fundamental)																																																																																																		
3	2.00																																																																																																		
5	2.00																																																																																																		
7	2.00																																																																																																		
9	1.00																																																																																																		
11	1.50																																																																																																		
13	1.50																																																																																																		
15	0.30																																																																																																		
17	1.20																																																																																																		
19	1.07																																																																																																		
23	0.89																																																																																																		
25	0.82																																																																																																		
29	0.70																																																																																																		
31	0.66																																																																																																		
33	0.20																																																																																																		
35	0.58																																																																																																		
37	0.55																																																																																																		
39	0.20																																																																																																		
41	0.50																																																																																																		
43	0.47																																																																																																		
45	0.20																																																																																																		
47	0.43																																																																																																		
49	0.42																																																																																																		

Variable	México (Alta Tensión 69 – 400 kV)						
	<p>El nivel de distorsión armónica total permitido es THDAT = 3.0 % La distorsión armónica total será medida en forma continua y las armónicas individuales sólo cuando se exceda la distorsión total.</p> <p><u>Variaciones periódicas de amplitud de la tensión:</u> Indicador de variación de tensión a corto plazo (Pst) Indicador de variaciones de tensión a largo plazo (Plt)</p> <table border="1" data-bbox="1026 634 1556 727"> <thead> <tr> <th>Indicador</th> <th>Límite</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>E_{Pstj}</td> <td>0.35</td> </tr> <tr> <td>E_{Pltj}</td> <td>0.25</td> </tr> </tbody> </table>	Indicador	Límite	E_{Pstj}	0.35	E_{Pltj}	0.25
Indicador	Límite						
E_{Pstj}	0.35						
E_{Pltj}	0.25						
<p>Información técnica</p>	<p>VARIABLES Meteorológicas: Dirección y velocidad del viento, temperatura, humedad y presión atmosférica.</p> <p><u>Pruebas a los aerogeneradores:</u> Para las Fuentes de Energía con aerogeneradores, el Solicitante debe entregar, por modelo de unidad de generación, un certificado mediante el cual se confirme la aplicación de los criterios, requerimientos y estándares en el diseño y fabricación de la turbina y el equipo asociado. La certificación debe ser expedida por una entidad de certificación acreditada y debe cumplir con lo establecido en el estándar IEC 61400-22. Las pruebas son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Calidad de la energía • Huecos de tensión (IEC 61400-22) • Ruido acústico (IEC 61400-11) 						

Variable	México (Alta Tensión 69 – 400 kV)
	<p>Pruebas en sitio para aerogeneradores:</p> <p>Las pruebas consideradas en el estándar IEC 61400 en sus partes 12, 21 y 22 establecidas en las certificaciones del proyecto son:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Compatibilidad en la conexión de acuerdo a este documento. b) Verificación de la potencia generada en el sitio del proyecto. c) Verificación del ruido acústico en el sitio del proyecto. <p>Información técnica requerida para la realización de estudios solicitada por CENACE:</p> <p>Anexar un Archivo que muestre las características técnicas detalladas de los Aerogeneradores utilizados en la Central Eléctrica, incluyendo la siguiente información:</p> <p>Número Total de Aerogeneradores (En caso de contar con Aerogeneradores de diferentes características, especificar el Número de cada tipo).</p> <p>Para cada Aerogenerador con diferentes características incluir la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fabricante(s) de los Aerogeneradores • Modelo(s) de los Aerogeneradores • Capacidad del Aerogenerador en (KW y KVA) • Especificar el(los) Tipo(s) de Aerogenerador que integran la Central. • Datos de Diseño de los Aerogeneradores <ul style="list-style-type: none"> ○ Especificaciones de la Góndola ○ Especificaciones del Rotor y Aspas <p>Incluir al menos: Diámetro (Metros), Velocidad mínima y máxima (RPM), Número y longitud de las Aspas (Metros), Ángulo de ataque de las aspas (Grados), material de las Aspas, Dirección rotacional, Tipo de Freno Aerodinámico, Tipo de Pitch Control, Rango de Pitch control mínimo y máximo (Grados), tipo de Gearbox, Gearbox ratio, Potencia mecánica manejable por el Gearbox</p>

Variable	México (Alta Tensión 69 – 400 kV)
	<ul style="list-style-type: none"> ○ Especificaciones de la Torre <ul style="list-style-type: none"> Incluir al menos: Altura (Metros), Tipo de Torre • Potencia Nominal (Watts) • Corriente a Potencia Máxima (Amper) • Voltaje a Potencia Máxima (Volt) • Corriente de Corto Circuito (Amper) • Voltaje de Circuito Abierto (Volt) • Eficiencia del(los) Aerogenerador(es) (%) • Descripción y Ajustes de las Funciones Avanzadas de Control de Potencia Activa. • Descripción y Ajustes de las Funciones Avanzadas de Control de Potencia Reactiva. • Descripción y Ajustes de las Funciones Avanzadas de Fault Ride Through de Frecuencia y Voltaje. • Especificar los Modelos Dinámicos Genéricos y de Usuario que representen las características de los Aerogeneradores para los siguientes programas (Comerciales) utilizados para el Análisis de la repuesta dinámica de la Central. Para el caso de los Modelos de Usuario, incluir los manuales correspondientes (Adjuntar Archivo). • Curva de Viento-Potencia de(los) Aerogenerador(es) • Curva de Capacidad de los Aerogeneradores <p>Datos de Viento en el Sitio.</p> <p>Anexar un Archivo donde se muestre la información relacionada con el comportamiento del Viento del Sitio donde se va a localizar la Central Eléctrica, incluyendo la siguiente información:</p> <p>Perfil de Viento por mes para las diferentes temporadas del año:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Primavera • Verano

Variable	México (Alta Tensión 69 – 400 kV)
	<ul style="list-style-type: none"> • Otoño • Invierno <p>Nota 1: Los Perfiles de Viento se deberán incluir utilizando un Archivo en Excel, indicando la resolución de tiempo de las mediciones (Segundos, Minutos etc...)</p> <p>Datos de Calidad de Energía</p> <p>Anexar un Archivo donde se muestre la información relacionada con los Parámetros de Calidad de la Energía de los Equipos de Electrónica de Potencia (que apliquen) que se van a Instalar en la Central Eléctrica: Aerogeneradores, BESS, SVC, STATCOM, Filtros Sintonizados, incluyendo la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Flicker • Desbalance de Tensión y Corriente • Armónicos e Interarmónicos
Protecciones	<p><u>Protecciones:</u></p> <p>El equipo de desconexión debe ser de operación automática ante fallas.</p> <p>Se debe contar con un sistema de protección para: cada unidad de la Fuente de Energía; Transformador principal y auxiliar; líneas de transmisión de enlace, interruptores y de las barras principales.</p> <p>No se permitirá la conexión en derivación Tap a una línea.</p> <p><u>Protecciones para unidades generadoras.</u></p> <p>Para la protección de las unidades de generación, se deben utilizar relevadores digitales, la alimentación a éstos deberá ser redundante y de distintos bancos de baterías.</p> <p>El Permisionario deberá cumplir con las mejores prácticas de la Industria, para proteger sus unidades ante fallas internas y externas, evitando que sus fallas internas afecten los equipos y las personas ubicados después del Punto de Interconexión.</p>

Variable	México (Alta Tensión 69 – 400 kV)
	<p><u>Registradores de disturbios:</u> El transformador de potencia principal y las líneas de enlace deben contar con registradores de disturbios, los cuales deben tener la capacidad de almacenar en memoria la información relevante de una falla eléctrica con suficiente velocidad de respuesta, debiendo contar con la funcionalidad de medición sincronizada de fasores (PMU).</p>
Despacho	

6.8 Panamá

6.8.1 Descripción de la canasta de generación

La capacidad instalada del sistema eléctrico nacional se ha incrementado gradualmente en los últimos 15 años, gracias a iniciativas públicas y privadas para el desarrollo de nuevas plantas de generación. En la Figura 40 se aprecia cómo ha sido el crecimiento de la capacidad instalada y la penetración de la generación eólica a partir del año 2012.

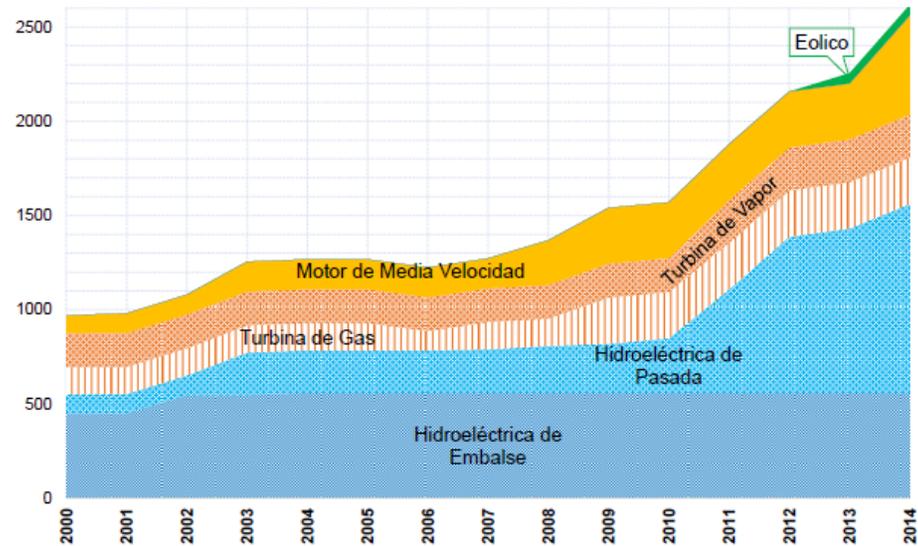


Figura 40. Capacidad Instalada 2000 – 2014 – Panamá (Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015)

La capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional a finales de diciembre de 2014, es de 2617,92 MW de los cuales el 2.10% corresponde a plantas eólicas como se aprecia en la Figura 41 y Tabla 14.

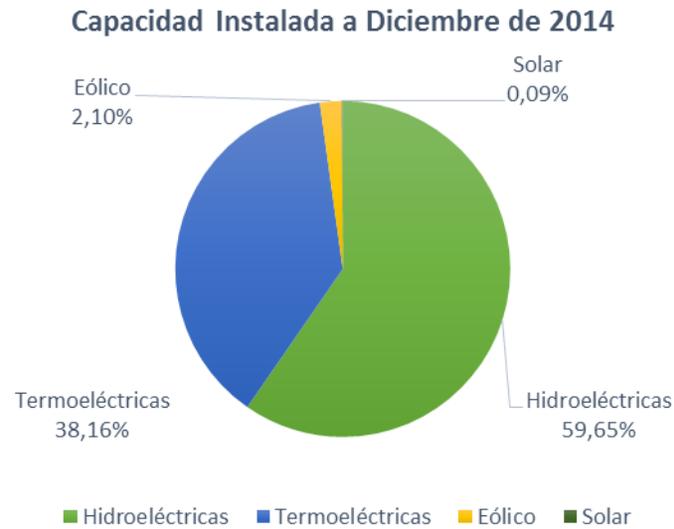


Figura 41. Capacidad instalada a diciembre de 2014 – Panamá (Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015)

Tabla 14. Capacidad instalada a diciembre de 2014 – Panamá (Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015)

Tipo de planta	Capacidad (MW)	Participación (%)
Hidroeléctricas	1561,63	59,65%
Termoeléctricas	998,89	38,16%
Eólico	55	2,10%
Solar	2,4	0,09%

La generación de energía en su mayoría es proveniente de centrales hidroeléctricas con una participación del 61%, el aporte de las centrales eólicas es menor al 5%, como se logra apreciar en la Figura 42.

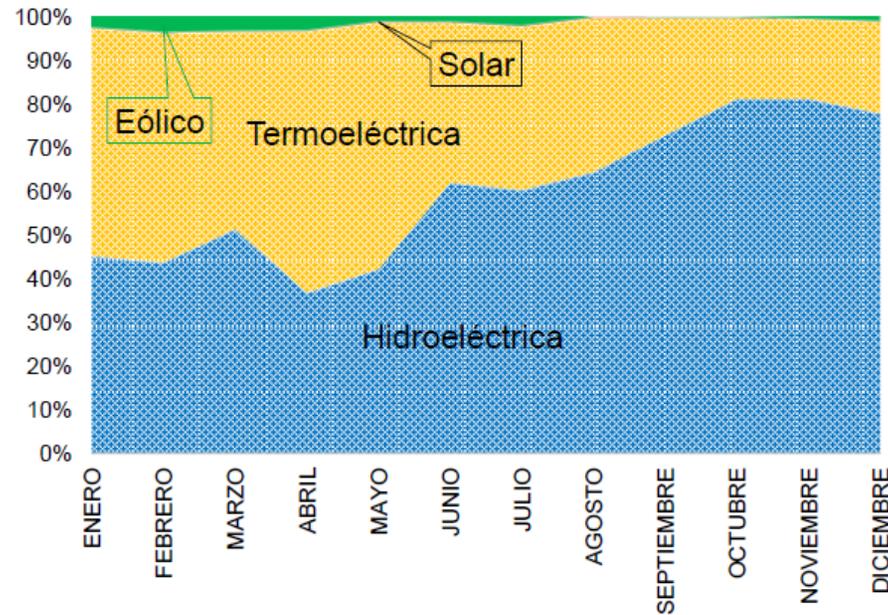


Figura 42. Comportamiento de la generación año 2014 – Panamá (Fuente ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015)

6.8.2 Descripción de los requisitos técnicos

Norma: NORMAS TÉCNICAS, OPERATIVAS Y DE CALIDAD, PARA LA CONEXIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EÓLICA AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN). CÓDIGO DE REDES 2012. Octubre 2012

Sólo se permite la instalación de turbinas eólicas Tipo 3 (Generadores asincrónicos doble alimentados con convertidor en el lado del rotor) y Tipo 4 (Generadores de velocidad variable con interface convertidora a potencia plena).

Variable	Panamá
Control Primario de Frecuencia	<p>De acuerdo con el reglamento de Operación: La Regulación Primaria de la frecuencia del SIN se llevará a cabo a través del regulador de velocidad de cada unidad generadora. Los ajustes de los gobernadores serán determinados según se indica en el Artículo MDP.1.4.</p> <p>La reserva rodante será aportada por todos los generadores sincronizados al SIN en forma proporcional a su capacidad disponible y de acuerdo a lo establecido en el artículo (MOM.1.27) de este Reglamento. Se eximen de esta obligación los generadores eólicos, y los hidráulicos por motivos de vertimientos.</p>
Rangos de operación en frecuencia	<p>Los requerimientos de ajuste para las protecciones para los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento en condiciones de alta y baja frecuencias del sistema y el tiempo para su desconexión son:</p> <p>> 62 Hz – instantáneo $57.5 \leq$ Operación Normal ≤ 62.00 – Operación continua < 57.5 Hz Instantáneo</p>
Control de potencia reactiva	<p>El requerimiento de potencia reactiva para las Centrales Eólicas debe ser capaz de proporcionar continuamente una potencia reactiva entre -0.4 p.u. y +0.4 p.u. en el punto de conexión.</p> <p>Los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento deben tener las opciones de control de voltaje y de control del factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto, o mejor.</p>
Control de tensión	<p>El rango continuo requerido de operación de tensión es: $90\% < v < 110\%$</p> <p>Durante los estados post-falla del sistema, la tensión puede permanecer dentro del rango de + / - 10% por una cantidad de tiempo considerable.</p>
Control de potencia activa	<p>Se permite reducir la producción de potencia activa durante las fallas en la red.</p>

Variable	Panamá
	<p>Las Centrales eólicas deben ser capaces de suministrar el 100% de la máxima potencia activa disponible a la red después del despeje de falla, con una rampa máxima de 1 segundo (de 0 a la potencia nominal).</p> <p>La "máxima potencia activa disponible" se define como la cantidad de potencia activa que la Central eólica puede suministrar a la red con tensión nominal y considerando las condiciones de velocidad del viento.</p>
Tensión de operación en falla	<p>Se deben especificar las características LVRT (Low Voltaje Ride-Through) y HVRT (High Voltaje Ride-Through).</p> <div data-bbox="913 657 1663 1156" data-label="Figure"> <p>El gráfico muestra la relación entre la tensión normalizada U/U_n y el tiempo en segundos. La línea roja (LVRT) indica que durante una falla, la tensión cae a 0 por un tiempo de 150 ms, luego se recupera linealmente hasta alcanzar un nivel de 0.9. La línea azul (HVRT) indica que durante una falla, la tensión cae a 1.2, luego se recupera linealmente hasta alcanzar un nivel de 1.0. El eje de tiempo va de -1 a 7 segundos.</p> </div> <p>No se permite la desconexión de cualquier Generador Eléctrico con Turbina de Viento siempre y cuando la tensión en el punto de conexión de 230 kV se mantenga dentro de las líneas roja y azul.</p> <p>Se ha considerado un tiempo mínimo de 150 ms para especificar la característica LVRT</p>

Variable	Panamá
	<p>(Low Voltaje Ride-Through). Este valor es suficiente para garantizar que la Central eólica no se dispare ante la ocurrencia de fallas en el sistema de Panamá, mientras que al mismo tiempo se encuentra por encima del tiempo de despeje de falla de diseño de 100 ms.</p>
Calidad de Onda	<p>Niveles de Armónicas</p> <p>Para evitar inyección de armónicas al SIN por parte de los equipos asociados al funcionamiento de las Centrales eólicas, cuando se generen, los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento deberán instalar filtros.</p> <p>Los niveles de distorsión debidas a Tensiones Armónicas deben cumplir lo especificado en las normas IEC 61400-21 e IEC 61000-3-6 Niveles de Armónicas en la Tensión.</p> <p>Los límites de niveles de armónicas en la Tensión en porcentaje de la magnitud de la tensión nominal se describen en la tabla:</p>

Variable	Panamá																																																
	<table border="1" data-bbox="1066 285 1522 899"> <thead> <tr> <th data-bbox="1066 285 1270 365">Orden de la armónica</th> <th data-bbox="1270 285 1522 365">Nivel de armónicas en % de la tensión nominal</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2</td><td>1,5</td></tr> <tr><td>3</td><td>2,0</td></tr> <tr><td>4</td><td>1,0</td></tr> <tr><td>5</td><td>2,0</td></tr> <tr><td>6</td><td>0,5</td></tr> <tr><td>7</td><td>2,0</td></tr> <tr><td>8</td><td>0,2</td></tr> <tr><td>9</td><td>1,0</td></tr> <tr><td>10</td><td>0,2</td></tr> <tr><td>11</td><td>1,5</td></tr> <tr><td>13</td><td>1,5</td></tr> <tr><td>15</td><td>0,3</td></tr> <tr><td>17</td><td>1,0</td></tr> <tr><td>19</td><td>1,0</td></tr> <tr><td>23</td><td>0,7</td></tr> <tr><td>25</td><td>0,7</td></tr> <tr><td>29</td><td>0,6</td></tr> <tr><td>31</td><td>0,56</td></tr> <tr><td>35</td><td>0,50</td></tr> <tr><td>37</td><td>0,47</td></tr> <tr><td>47</td><td>0,37</td></tr> <tr><td>49</td><td>0,36</td></tr> <tr><td>THD</td><td>3,0</td></tr> </tbody> </table> <p data-bbox="1119 899 1417 922">THD = Distorción Armónica Total.</p> <p data-bbox="667 982 1495 1019">Calidad de la Tensión y el Efecto de Parpadeo (Flicker)</p> <p data-bbox="667 1029 1915 1101">Las Centrales Eólicas deben mantenerse dentro de la normatividad de factores de severidad establecidos en el estándar IEC 61000-3-7, del cual se define que:</p> <p data-bbox="667 1110 1575 1143">Factor de severidad de corta duración < 0.35 Para diez minutos.</p> <p data-bbox="667 1153 1537 1185">Factor de severidad de larga duración < 0.25 Para dos horas.</p>	Orden de la armónica	Nivel de armónicas en % de la tensión nominal	2	1,5	3	2,0	4	1,0	5	2,0	6	0,5	7	2,0	8	0,2	9	1,0	10	0,2	11	1,5	13	1,5	15	0,3	17	1,0	19	1,0	23	0,7	25	0,7	29	0,6	31	0,56	35	0,50	37	0,47	47	0,37	49	0,36	THD	3,0
Orden de la armónica	Nivel de armónicas en % de la tensión nominal																																																
2	1,5																																																
3	2,0																																																
4	1,0																																																
5	2,0																																																
6	0,5																																																
7	2,0																																																
8	0,2																																																
9	1,0																																																
10	0,2																																																
11	1,5																																																
13	1,5																																																
15	0,3																																																
17	1,0																																																
19	1,0																																																
23	0,7																																																
25	0,7																																																
29	0,6																																																
31	0,56																																																
35	0,50																																																
37	0,47																																																
47	0,37																																																
49	0,36																																																
THD	3,0																																																
Información técnica	<p data-bbox="667 1252 1255 1284">Se deben realizar las siguientes pruebas:</p> <ul data-bbox="716 1295 1562 1328" style="list-style-type: none"> <li data-bbox="716 1295 1562 1328">• Ajuste y operación correcta de protecciones. (en campo) 																																																

Variable	Panamá
	<ul style="list-style-type: none"> • Equipos de comunicación y medición. (en campo) • Prueba en fábrica del hueco de tensión y certificación de fábrica de cumplimiento con este Código. • Medición en campo del contenido de armónicas. <p>Deberán entregar información técnica para realizar el modelo de simulación, la información deberá estar ceñida a los modelos típicos según las normas IEEE.</p> <p>Los modelos matemáticos solicitados son:</p> <p>Modelos matemáticos (diagramas de bloques):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Generador • Controles de tensión del generador. • Control del ángulo de ataque de los alabes de la turbina • Aerodinámica del rotor de la turbina. • Modelo mecánico del eje del aerogenerador. • Modelo del convertidor. • Control de la velocidad del rotor. <p>De acuerdo con el Reglamento de Operación, las centrales eólicas deberán suministrar los registros de mediciones de vientos del emplazamiento que deberá corresponder a la altura de los aerogeneradores y con una periodicidad de 10 minutos o menos.</p>
Protecciones	<p>Para la protección de los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento, se deberán utilizar relevadores digitales de última tecnología.</p> <p>El transformador de potencia principal y las líneas de conexión con el SIN deberán contar con registradores de disturbios, debiendo contar con la funcionalidad de medición sincronizada de fasores (PMU).</p> <p>Los ajustes de las protecciones para los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento en condiciones de alta y baja frecuencias del sistema y el tiempo para su desconexión</p>

Variable	Panamá
	<p>deberán ser ajustadas de acuerdo con lo establecido en los Rangos de operación en frecuencia.</p> <p>Las protecciones de frecuencia se aplican individualmente por cada generador.</p> <p>La coordinación de los esquemas de protección debe incluir la no competencia con los esquemas del Sistema Interconectado Nacional, tales como lo son la desconexión de carga por baja frecuencia y bajo voltaje.</p>
Despacho	<p>En el reglamento de operación se establece que los generadores deben entregar la siguiente información para el despacho:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La disponibilidad de las unidades generadoras. • Las centrales eólicas deben suministrar los pronósticos de vientos y generación • Otras restricciones que afecten el despacho.

6.9 Reino Unido

6.9.1 Descripción de la canasta de generación

La capacidad instalada de generación en el Reino Unido a final de 2014 era de 84.987 MW, mostrando una disminución en los últimos años, como se aprecia en la gráfica siguiente. En el año 2010 la capacidad instalada total era de 90.473 MW. (Department of Energy & Climate Change, 2015) Esta disminución se debe fundamentalmente a la salida de plantas convencionales de vapor.

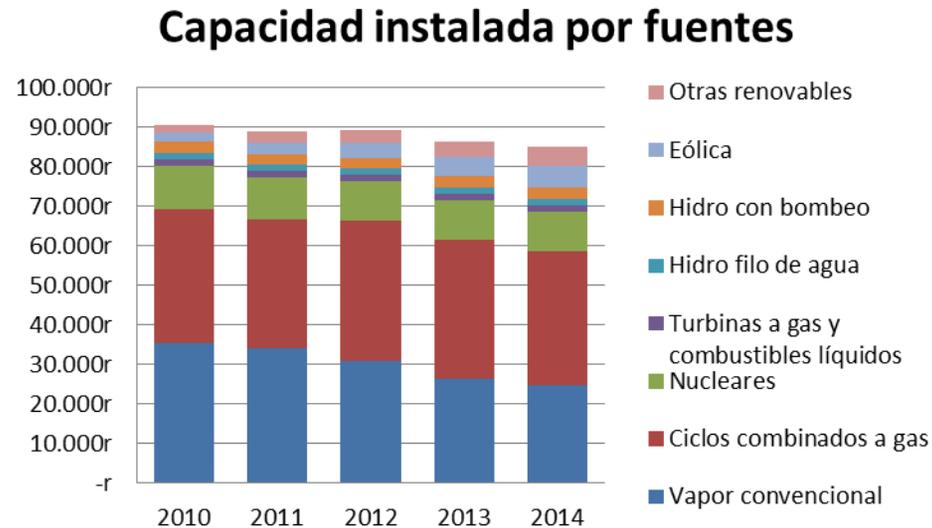


Figura 43. Capacidad Instalada por fuentes en el Reino Unido

Fuente: (Department of Energy & Climate Change, 2015)

La capacidad instalada de plantas eólicas pasó de 2.323 MW en 2010 a 5.585 MW en 2014, lo cual representa en este último año el 6,6% de la capacidad instalada total.

La generación total de energía en el año 2014 fue de 338,93 TW-h, presentando una disminución de 5,6% con respecto a 2013. Del total generado en 2014, el 29,8% se hizo con gas, el 29,7% con carbón, el 18,8% nuclear, el 10,6% con solar y eólica y el 6,6% con bioenergía. El resto fue hidroelectricidad y otros combustibles.

La generación de energía eólica en grandes parques fue de 26,7 TW-h, que representa el 7,9% de la generación total en el Reino Unido en el año 2014.

Las ventas totales de energía eléctrica en el año 2014 fueron de 291,1 TW-h, de las cuales 287,6 TW-h se hicieron a través del sistema público de distribución y el resto fueron consumos industriales propios. La demanda (ventas) disminuyó en el año 2014 en un 5,1% con respecto a 2013.

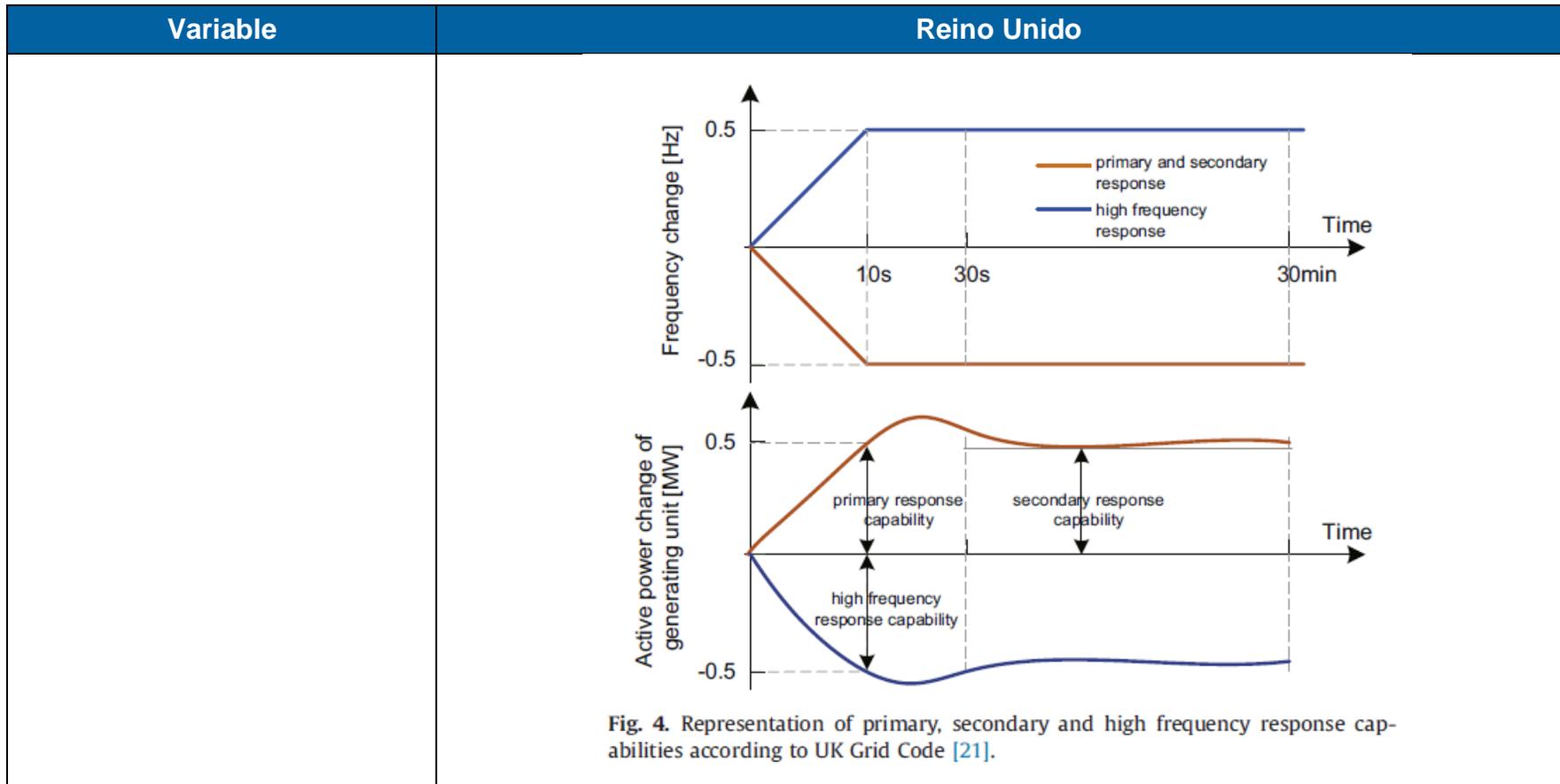
6.9.2 Descripción de los requisitos técnicos

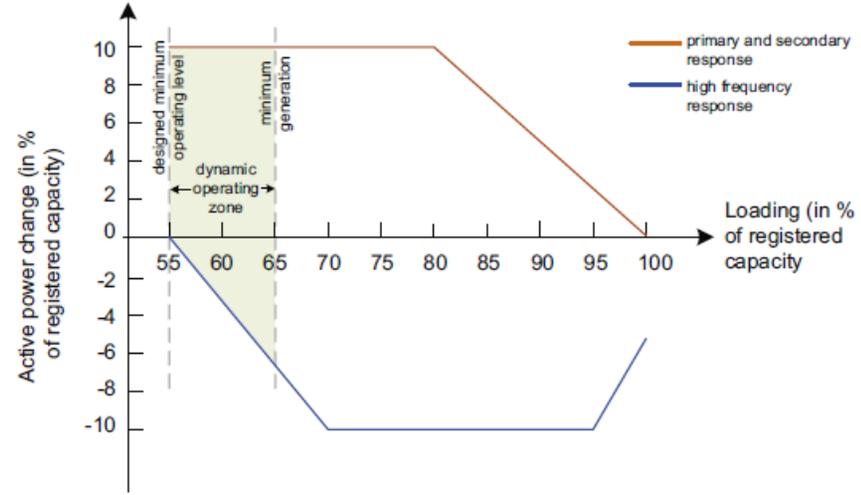
Norma: The Grid Code (National Grid Electricity Transmission, 2015) y Network code applicable to all requirements for grid connection generators requirements in the context of present practices (entso-e, 2012)

Variable	Reino Unido
Control Primario de Frecuencia	<p>Toda planta de generación (onshore y offshore) con una capacidad registrada superior a 50 MW debe ser capaz de participar en el control de frecuencia mediante el ajuste continuo de su generación de potencia activa. Este control de potencia activa puede ser ejecutado mediante dos modos de operación: el llamado frequency sensitive mode y el limited frequency sensitive mode</p> <p>En éste último modo operacional, las unidades de generación deberán ser capaces de mantener un nivel constante de potencia activa para cambios de frecuencia del sistema entre 49,5 Hz y 50,5 Hz. En el caso de plantas eólicas la potencia activa de salida deberá ser independiente de la frecuencia del sistema en este rango. Sin embargo, por debajo de 49,5 Hz hasta 47 Hz, la caída de potencia activa generada debido a caída de la frecuencia no debe superar el 5%. Este modo operacional aplica para plantas eólicas mayores y menores de 50 MW de capacidad.</p> <p>La participación en el control de frecuencia en el frequency sensitive mode es parte de los Servicios Auxiliares, los cuales comprenden dos categorías: servicios auxiliares del sistema y servicios auxiliares comerciales. Los primeros se refieren a servicios obligatorios relacionados con la potencia reactiva y al soporte de control de frecuencia. Los segundos incluyen aspectos relacionados con el arranque rápido, capacidad de</p>

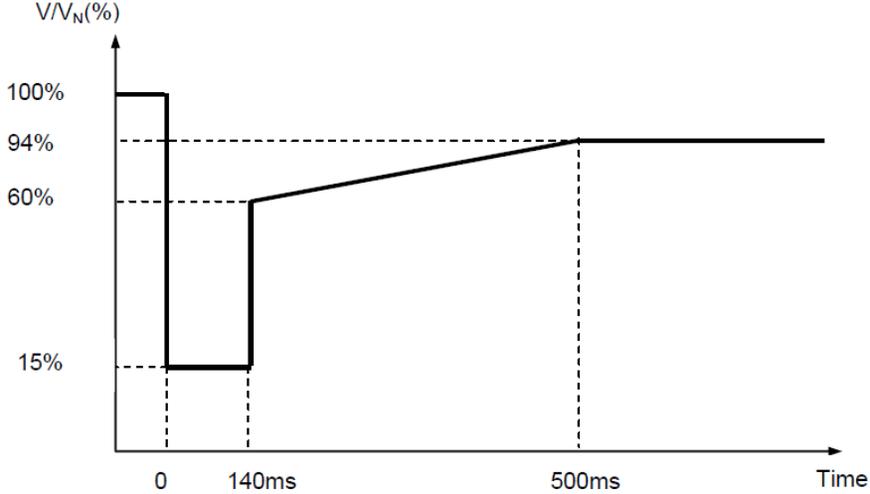
Variable	Reino Unido
	<p>“black start” y el disparo programado de unidades de generación para prevenir subidas anormales de tensión o inestabilidad causada por fallas del sistema.</p> <p>Por lo tanto, las plantas eólicas cuando funcionan en el frequency sensitive mode entregan al sistema servicios auxiliares. Solo las plantas mayores de 50 MW tienen la capacidad de proveer servicios auxiliares y por lo tanto, no pueden seguir siendo operadas en limited frequency sensitive mode sino en frequency sensitive mode de acuerdo con las instrucciones del operador del Sistema.</p> <p>El término frequency sensitive mode es la descripción genérica de un modo de operación que incluye la provisión de respuesta primaria y/o respuesta secundaria y/o respuesta a frecuencia alta. Los dos primeros términos se refieren a desviaciones negativas de la frecuencia, mientras el último se refiere a desviaciones positivas de la frecuencia. Estos términos también pueden ser entendidos como reserva primaria.</p> <p>La capacidad de respuesta primaria de un generador es el incremento mínimo de potencia activa entre 10 y 30 segundos después del arranque de la rampa de frecuencia inducida con desviación negativa. La capacidad de respuesta secundaria es el incremento mínimo de potencia activa entre 30 segundos y 30 minutos después de activada la rampa. Finalmente, la capacidad de respuesta a frecuencia alta es la disminución de potencia activa dentro de los 10 segundos después de inducir una rampa de frecuencia, en este caso con pendiente positiva. Estos conceptos se muestran en la figura 4.</p> <p>Las plantas eólicas operando en frequency sensitive mode, no deben producir la máxima potencia del viento, sino que deben ser derrateadas de tal manera que puedan responder a la rampa de frecuencia hacia arriba o hacia debajo de acuerdo con la frecuencia del sistema. Los cambios mínimos de potencia generada para una planta eólica funcionando en frequency sensitive mode se observan en la figura 5.</p> <p>En la figura 5 se resaltan dos límites operacionales: el nivel mínimo operacional de diseño y el nivel mínimo de generación. Este último define el mínimo nivel de carga en estado estacionario en el cual la planta debe ser capaz de permanecer. Este nivel no</p>

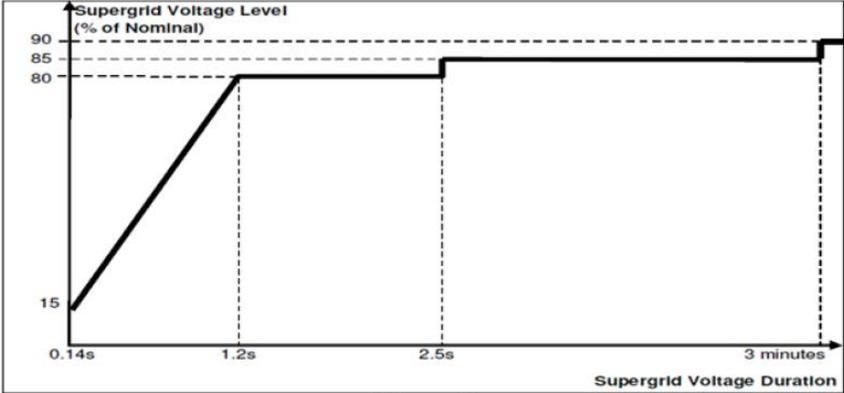
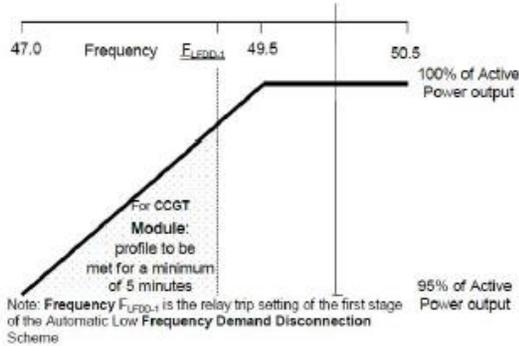
Variable	Reino Unido
	<p>debería exceder el 65% de la potencia registrada de la planta. Por ejemplo una turbina eólica o una turbina térmica, deberían poder trabajar a 65% o 60% de su capacidad nominal en estado estacionario. El primer concepto, es decir el límite operacional de diseño, indica el nivel mínimo de generación al cual la planta debe proveer respuesta a frecuencia alta, es decir que debe activar la reserva primaria negativa a frecuencias superiores a 50 Hz. La unidad de generación debería proveer la respuesta de frecuencia alta bajo el nivel mínimo operacional de diseño, pero solo a frecuencias por encima de 50,5 Hz. Además se debe anotar que la banda muerta de control de frecuencia en frequency sensitive mode debe ser de + 0,015 Hz como máximo.</p>

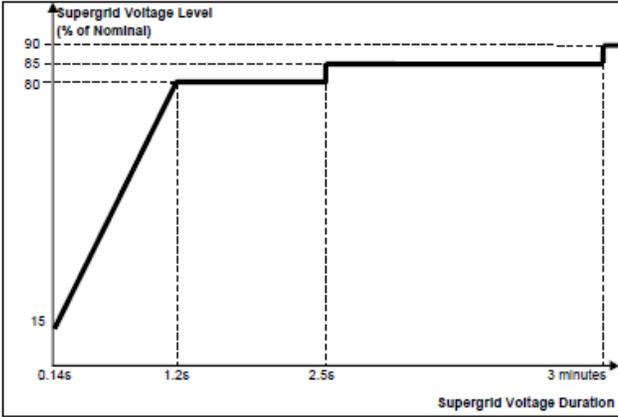


Variable	Reino Unido
	 <p data-bbox="829 812 1732 933">Fig. 5. Minimum active power regulation levels for primary, secondary and high frequency response capabilities (i.e. primary reserves activation) for wind power plants in the event of a system frequency deviation of 0.5 Hz according to UK Grid Code [21].</p>
Rangos de operación en frecuencia	<p data-bbox="1018 998 1564 1218"> $49. \text{ Hz} \leq f \leq 51 \text{ Hz}$ operación continua $51.5 \text{ Hz} \leq f \leq 52 \text{ Hz}$ 15 min $51 \text{ Hz} \leq f \leq 51.5 \text{ Hz}$ 90 min $47.5 \text{ Hz} \leq f \leq 49 \text{ Hz}$ 90 min $47 \text{ Hz} \leq f \leq 47.5 \text{ Hz}$ 20 s </p>
Control de potencia reactiva	<p data-bbox="661 1234 1911 1339">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>

Variable	Reino Unido
	<p>Los generadores asincrónicos, los convertidores DC y los parques de generación (incluidos eólicos) en cualquier nivel de generación de potencia activa en estado estacionario, deben estar en capacidad de mantener una transferencia cero de potencia reactiva en el punto de entrada a la red. Para los generadores asincrónicos y los parques de generación (incluidos eólicos) el margen de tolerancia en estado estacionario sobre la transferencia de potencia reactiva a y desde la red es del 5% de la potencia nominal. Para los convertidores DC el margen de tolerancia deberá definirse en los contratos bilaterales.</p> <p>En condición de falla se aplica lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Para fallas hasta 140 ms de duración: Los generadores (incluyendo módulos de parques de generación) deben permanecer conectados y estables para cualquier falla balanceada o desbalanceada sobre la red de transmisión de más de 200 kV. Durante el período de falla cada unidad de generación deberá inyectar la máxima corriente reactiva sin exceder la tasa transitoria de la unidad de generación. Dentro de los 0,5 segundos de despejada la falla, la potencia activa de salida del generador deberá restaurarse en por lo menos el 90% de la potencia activa previa a la falla. (ver figura)

Variable	Reino Unido
	 <p data-bbox="716 846 1381 878">2) Para fallas de más de 140 ms de duración:</p> <p data-bbox="716 889 1913 1031">Los generadores (incluyendo módulos de parques de generación) deberán permanecer conectados y estables para cualquier caída de voltaje balanceada en la red de más de 200 kV en cualquier nivel por encima de la línea Negra mostrada en la figura.</p> <p data-bbox="716 1042 1913 1258">3) Durante el período de caída de voltaje cada generador deberá proveer potencia activa a la red al menos en proporción a la tasa de caída del voltaje y deberán inyectar la máxima corriente activa sin exceder la tasa transitoria de la unidad de generación. Además cada generador deberá restaurar al menos el 90% de la potencia activa previa a la falla dentro de 1 segundo de restauración del voltaje en el punto de conexión.</p>

Variable	Reino Unido
	 <p style="text-align: center;">Figure 5</p>
Control de tensión	Ver control de Potencia Reactiva
Control de potencia activa	<p>En el Reino Unido se encuentran definidos los requerimientos de potencia activa para variaciones en la frecuencia como se muestra en la Figura 44.</p>  <p style="text-align: center;">Figura 44. Requerimiento de potencia activa Reino Unido</p>

Variable	Reino Unido
Tensión de operación en falla	<p>En el Reino Unido las plantas deberán permanecer conectadas ante fallas trifásicas con caídas de tensión hasta el 15% durante un periodo máximo de 140ms. Durante ese periodo deberán entregar el máximo de corriente reactiva a la red. Después de 0.5s del despeje de la falla el generador debe estar operando al menos al 90% del nivel previo a la falla.</p>  <p>Figura 45. Curvas de tensión ante fallas Reino Unido Fuente: (National Grid Electricity Transmission, 2015)</p> <p>El requerimiento de FRT no aplica cuando la planta está operando a menos del 5% de la potencia nominal o durante condición muy alta de viento cuando más del 50% de los aerogeneradores del parque eólico se han detenido o desconectado. (ver: control de potencia reactiva)</p>
Calidad de Onda	Para todas las plantas conectadas al sistema de transmisión se exige el cumplimiento de los valores establecidos en la “Engineering Recommendation G5/4”.

Variable	Reino Unido
Información técnica	<p>Para la unidades no conectadas a un sistema total o Convertidor DC se debe entregar:</p> <p>MVA nominal MW nominal Tensión nominal Contante de inercia (MWsec/MVA) Adicionalmente para unidades con jaula de ardilla o doble alimentación Reactancia del estator Reactancia magnetizante Resistencia del rotor Reactancia del rotor Rango de velocidad del rotor (máximo y mínimo en RPM para los de doble alimentación únicamente) Convertidor MVA nominal (para los de doble alimentación) Se debe suministrar el modelo del generador el diagrama de bloques y las ecuaciones dinámicas. Parámetros: Densidad del aire promedio, máxima y mínima con referencia a un año Numero de pares de polos Área de barrido de las aspas Radio de la caja de engranaje Tabla de velocidad del generador optima versus velocidad del viento La generación electica para el rango total de operación de velocidad de viento</p>
Protecciones	<p>Sub frecuencia Sobre frecuencia</p>

Variable	Reino Unido
	Sub voltaje Sobre voltaje Protección para altas velocidades de viento Rotor sobre corriente Estator sobre corriente
Despacho	La potencia disponible utilizará las mejores prácticas de la industria para representar la suma instantánea del potencial de potencia activa disponible en cada unidad dentro de un parque utilizando la combinación de información meteorológica (velocidad del viento) datos eléctricos y mecánicos. Debe ser un valor entre 0 MW y la capacidad registrada, una turbina que no genera se considera como indisponible. Además de la potencia disponible por medio de acuerdos bilaterales se podrán exigir otros parámetros como la velocidad y dirección del viento.

6.10 Unión Europea

6.10.1 Descripción de la canasta de generación

La Unión Europea como espacio económico común ha integrado muchos de sus sistemas y comparte exigencias y reglamentaciones comunes, en este sentido y siendo una de las regiones que mayor penetración de energía renovables pasando de 14,32% de participación de energía renovable en la producción de electricidad en los 28 estados en 2004 a 25.37% en 2013. Tiene países que o producen más del 100% de su electricidad (contando las exportaciones) proveniente de renovables como se muestra en la figura

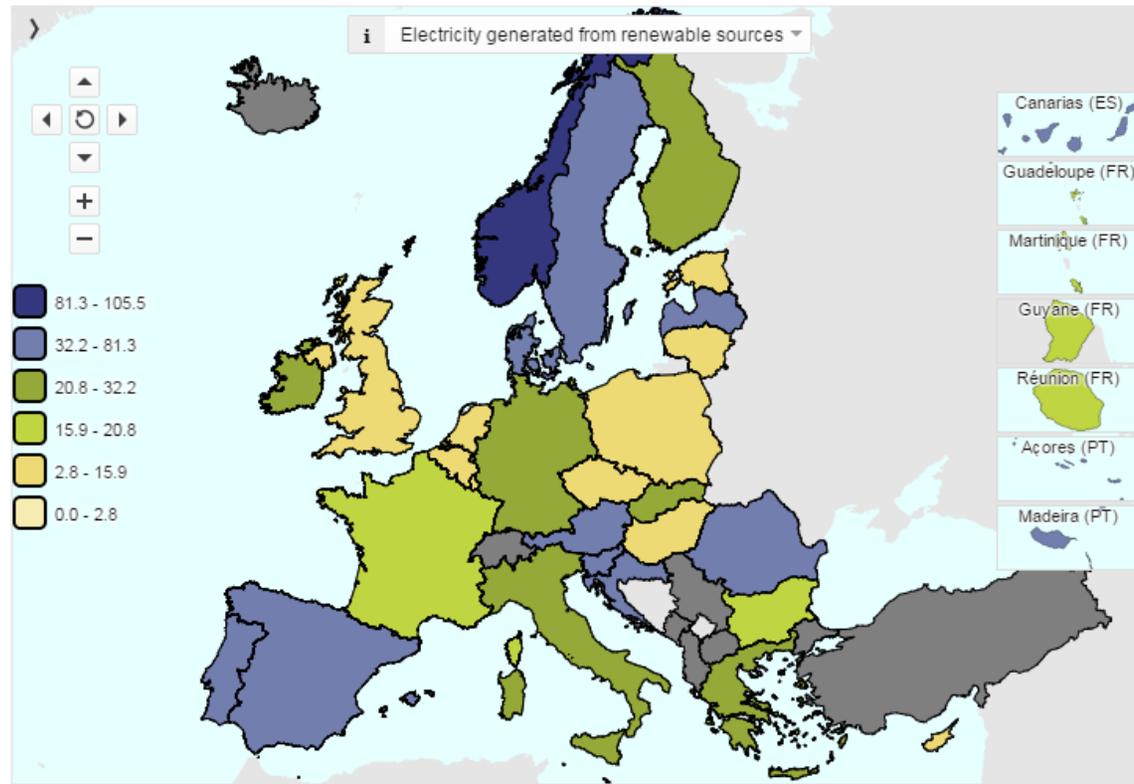


Figura 46. Participación de energía renovable en la generación eléctrica Unión Europea 2013

Fuente: (eurostat, 2015)

En cuanto a la capacidad instalada la Tabla 15 muestra la capacidad acumulada por cada país al finalizar 2013 y 2014 donde se puede ver que en general la mayoría de los países aumentaron su capacidad de un año a otro y en donde toda la comunidad ha alcanzado una capacidad instalada de 128751 MW al finalizar 2014.

Tabla 15. Capacidad Instalad de energía eólica en la Unión Europea

	Installed 2013	End 2013	Installed 2014	End 2014
EU Capacity (MW)				
Austria	308.4	1,683.8	411.2	2,095
Belgium	275.6	1,665.5	293.5	1,959
Bulgaria	7.1	681.1	9.4	690.5
Croatia	81.2	260.8	85.7	346.5
Cyprus	-	146.7	-	146.7
Czech Republic	8	268.1	14	281.5
Denmark*	694.5	4,807	67	4,845
Estonia	10.5	279.9	22.8	302.7
Finland	163.3	449	184	627
France	630	8,243	1,042	9,285
Germany	3,238.4	34,250.2	5,279.2	39,165
Greece	116.2	1,865.9	113.9	1,979.8
Hungary	-	329.2	-	329.2
Ireland	343.6	2,049.3	222.4	2,271.7
Italy	437.7	8,557.9	107.5	8,662.9
Latvia	2.2	61.8	-	61.8
Lithuania	16.2	278.8	0.5	279.3
Luxembourg	-	58.3	-	58.3
Malta	-	-	-	-
Netherlands	295	2,671	141	2,805
Poland	893.5	3,389.5	444.3	3,833.8
Portugal*	200	4,730.4	184	4,914.4
Romania	694.6	2,599.6	354	2,953.6
Slovakia	-	3.1	-	3.1
Slovenia	2.3	2.3	0.9	3.2
Spain	175.1	22,959.1	27.5	22,986.5
Sweden	689	4,381.6	1,050.2	5,424.8
UK	2,075	10,710.9	1,736.4	12,440.3
Total EU-28	11,357.3	117,383.6	11,791.4	128,751.4

Fuente: (EWEA, 2015)

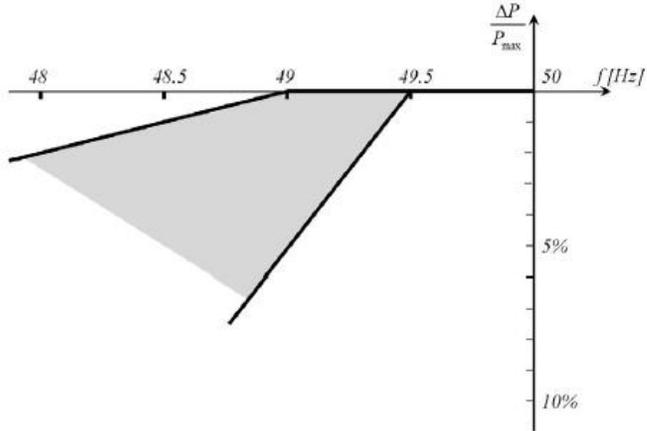
Unión Europea también ha desarrollado una iniciativa de integración de sistemas eléctricos en el que agrupa 41 TSO de todo el continente (entso-e, 2012) con el fin de armonizar la reglamentación teniendo en la actualidad una propuesta de código de red común agrupado en diferentes sistemas: Europa Continental, Nórdico, Gran Bretaña, Irlanda y Báltico y que en cada uno de ella presenta propuestas técnicas unificadas así como algunos parámetros los deja en libertad del TSO correspondiente

6.10.2 Descripción de los requisitos técnicos

Norma: Network code applicable to all requirements for grid connection generators requirements in the context of present practices (entso-e, 2012), documento de trabajo propuesto para armonizar los códigos de conexión en Europa. Para estas armonizaciones se definen diferentes sistemas: Europa Continental, Nórdico, Gran Bretaña, Irlanda y Báltico. A continuación se presentan los requerimientos para el sistema de Europa Continental.

Variable	Unión Europea
Control Primario de Frecuencia	
Rangos de operación en frecuencia	$49. Hz \leq f \leq 51 Hz$ <i>ilimitado</i> $47.5 Hz \leq f \leq 48.5 Hz$ <i>definido por el TSO pero no menos de 30 min</i> $48.5 Hz \leq f \leq 49 Hz$ <i>definido por el TSO pero no menos del tiempo del rango 47.5 – 48.5</i> $51 Hz \leq f \leq 51.5 Hz$ <i>30 minutos</i> Adicionalmente ante cambios de frecuencia los generadores deben estar en capacidad

Variable	Unión Europea																																
	<p>de responder con los siguientes parámetros en Frequency Sensitive Mode FSM</p> <p style="text-align: center;">Tabla 16 Parámetros en FSM Europa</p> <table border="1" data-bbox="905 420 1671 824"> <thead> <tr> <th>Parameter</th> <th colspan="3">Range</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Power Range related to max capacity ($\Delta P/P_{max}$)</td> <td>1,5</td> <td>10</td> <td>%</td> </tr> <tr> <td>Frequency Response Insensitivity</td> <td>10</td> <td>30</td> <td>mHz</td> </tr> <tr> <td>Frequency Response Deadband</td> <td>0</td> <td>500</td> <td>mHz</td> </tr> <tr> <td>Droop</td> <td>2</td> <td>12</td> <td>%</td> </tr> <tr> <td>Max admissible initial delay t_1</td> <td>2</td> <td></td> <td>sec</td> </tr> <tr> <td>Max admissible choice of full activation t_2</td> <td>30</td> <td></td> <td>sec</td> </tr> <tr> <td>Providing period/time</td> <td>15</td> <td>30</td> <td>min</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">Fuente: (entso-e, 2012)</p>	Parameter	Range			Power Range related to max capacity ($\Delta P/P_{max}$)	1,5	10	%	Frequency Response Insensitivity	10	30	mHz	Frequency Response Deadband	0	500	mHz	Droop	2	12	%	Max admissible initial delay t_1	2		sec	Max admissible choice of full activation t_2	30		sec	Providing period/time	15	30	min
Parameter	Range																																
Power Range related to max capacity ($\Delta P/P_{max}$)	1,5	10	%																														
Frequency Response Insensitivity	10	30	mHz																														
Frequency Response Deadband	0	500	mHz																														
Droop	2	12	%																														
Max admissible initial delay t_1	2		sec																														
Max admissible choice of full activation t_2	30		sec																														
Providing period/time	15	30	min																														
Control de potencia reactiva	Existe libertad para que cada país fije sus niveles de potencia activa, en función del Factor de potencia $\cos \varphi$ o Valor de potencia reactiva (Q en MVAR)																																
Control de tensión																																	
Control de potencia activa	Ante situaciones de inestabilidad en la frecuencia cada TSO deberá definir los niveles de reducción de potencia activa, sin embargo estos deberán estar dentro de los límites que se muestran en la Figura 47.																																

Variable	Unión Europea
	 <p data-bbox="953 777 1625 850">Figura 47. Rangos de reducción de potencia activa Europa Fuente: (entso-e, 2012)</p>
Tensión de operación en falla	Se recomiendan exigencias de respuesta ante falla, sin embargo a nivel europeo no se da un valor específico ya que cada país ha avanzado estándares más o menos exigentes dependiendo de sus condiciones propias y por lo tanto se deja la libertad de que cada uno siga exigiendo sus límites LVRT y HVRT.
Calidad de Onda	
Información técnica	Para el código de conexión se definen dos tipos de módulos de generación, los módulos de generación de potencia síncronos y los módulos de parque de potencia
Protecciones	
Despacho	

6.11 Uruguay

6.11.1 Descripción de la canasta de generación

La demanda eléctrica de Uruguay en 2014 alcanzó 11.702 GWh, el 93% de esta demanda se abasteció con fuentes renovables, de los cuales el 6% provino de energía eólica como se ilustra en la Figura 48.

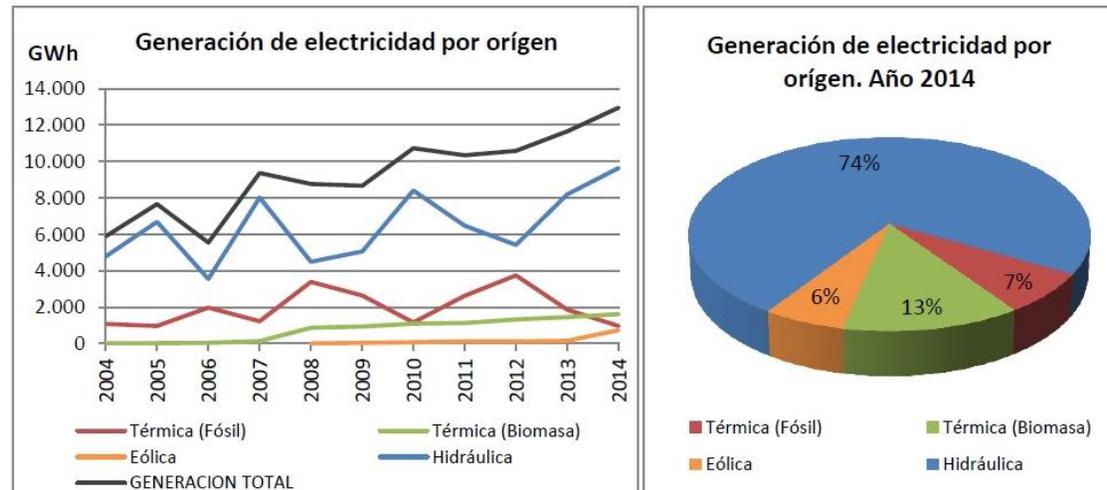


Figura 48. Generación de electricidad por origen – Uruguay (2014) (Balance Energético Preliminar 2014; MIEN-DNE; Dirección Nacional de Energía)

La energía eólica ha presentado un desarrollo significativo durante los últimos años en especial en 2014, año en el que se instalaron más de 400 MW y se registró un crecimiento del 1% al 6% de participación en la generación de energía eléctrica en tan solo un año como se logra apreciar en la Figura 49.

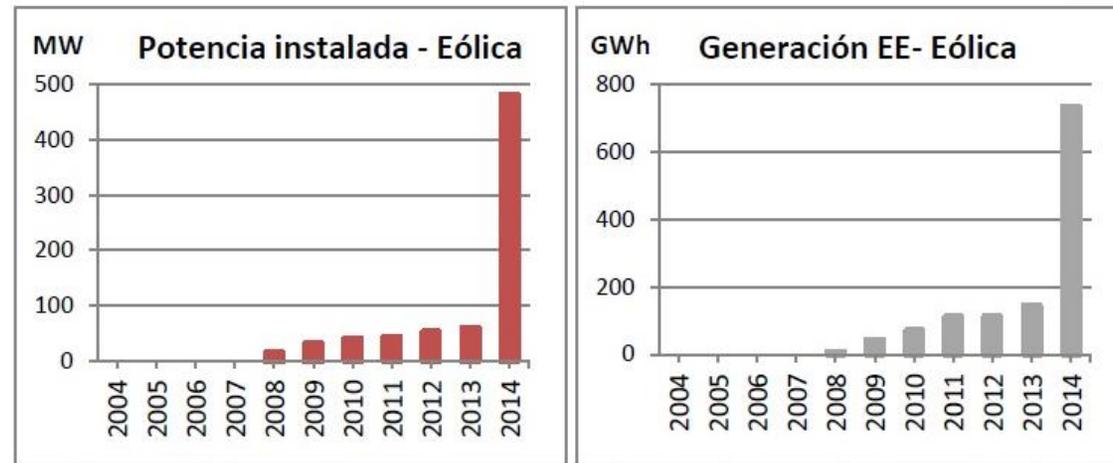


Figura 49. Potencia instalada y Generación EE de eólica – Uruguay

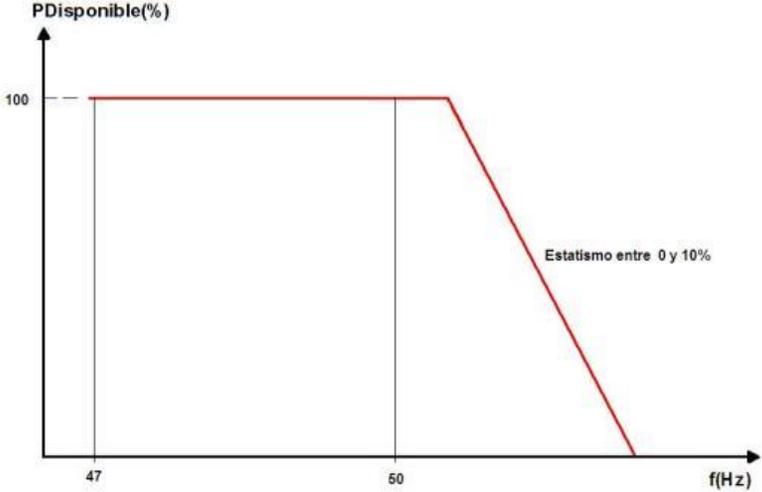
Considerando las características geográficas de Uruguay, con abundantes llanuras y escasos obstáculos se puede decir que el potencial eólico es de varios miles de MW. Se espera entonces que en un horizonte de corto plazo (2018) la energía eólica represente el 30% de la generación de energía eólica con la instalación de cerca de 1000 MW ya adjudicados por la UTE y en un largo plazo (2030) alcance el 50% lo que representaría 2900 MW instalados.

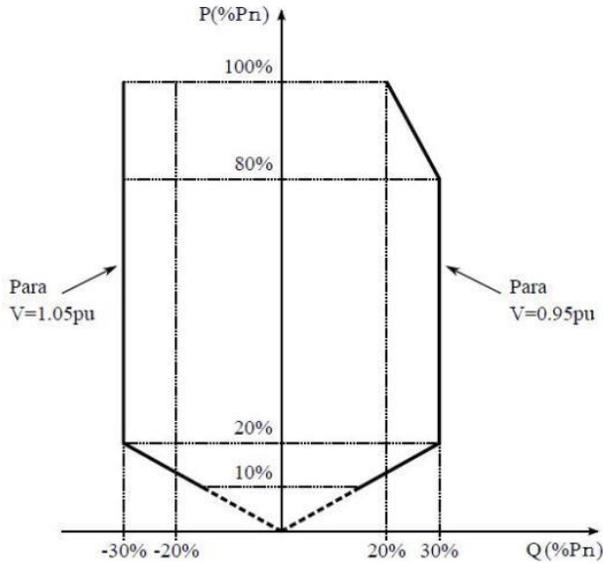
6.11.2 Descripción de los requisitos técnicos

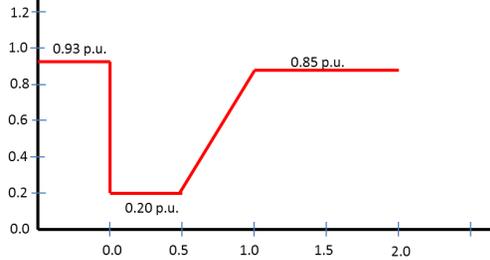
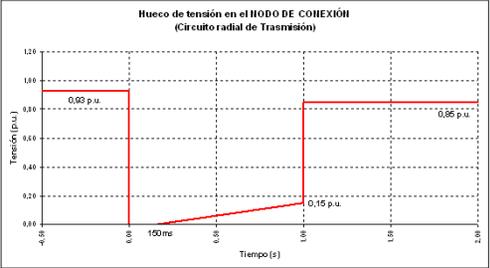
Norma: ACUERDO OPERATIVO PARA GENERADORES CONECTADOS A INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN EN AT (UTE, 2014)

La normatividad de Uruguay no hace diferenciación en los requerimientos técnicos para los diferentes tipos de generadores que se conecten al sistema. Sólo en aquellos apartes, como información técnica de modelos y para el despacho, consideran las particularidades inherentes de las plantas eólicas.

Variable	País
Control Primario de Frecuencia	<p>Los controles de potencia activa de las unidades generadoras deberán cumplir los siguientes requisitos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Estatismos con valores entre 0 y 10 % para frecuencias entre 47 y 52 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. <p>El ajuste del control de potencia activa – frecuencia se aplicará para el rango entre 50 y 52 Hz, tal como se muestra en la Figura 2, y el mismo será definido por el DNC. (Nota: Se aplica para todo tipo de generador sin hacer diferenciaciones de las eólicas).</p>

Variable	País
	 <p>El gráfico muestra la disponibilidad de potencia (PDisponible) en porcentaje en función de la frecuencia (f) en Hz. La disponibilidad es del 100% para frecuencias entre 47 Hz y 50 Hz. A partir de 50 Hz, la disponibilidad disminuye linealmente hasta 0% en un rango de 10 Hz. Se indica 'Estadismo entre 0 y 10%'.</p>
Rangos de operación en frecuencia	<p>Las unidades generadoras deberán estar diseñadas para una frecuencia nominal del sistema de 50 Hz, y permanecer conectada al SIN, ante la ocurrencia de eventos de frecuencia según se indica en la Figura 1, donde se establecen los tiempos mínimos de permanencia.</p> <p>49.0 – 51.0 Hz: Permanente 48.0 – 49.0 Hz: 10 s. 47.0 – 48.0 Hz: 5 s. F < 47.0 Hz: Desconexión 51.0 – 52.0 Hz: 3 s. F > 52.0 Hz: Desconexión</p>
Control de potencia reactiva	Las unidades generadoras deberán como mínimo poder absorber o inyectar potencia

Variable	País
	<p>reactiva en función de la potencia activa generada de acuerdo a la curva P,Q de la siguiente figura 3:</p>  <p>10% - 20% Activa: f.p. 20% - 80% Activa: Hasta $\pm 30\%$ de reactiva 80% - 100% Activa: -30% $+20\%$ de reactiva Cuando la potencia activa generada sea menor al 10 % de la potencia nominal de la unidad generadora, no se exige una capacidad mínima de absorción o inyección de reactiva.</p>
Control de tensión	La CENTRAL GENERADORA deberá contar con sistemas de control que permitan tanto ajustar la generación de reactiva en función de la potencia activa en régimen,

Variable	País
	como controlar la tensión en el NODO DE CONEXIÓN. La generación de reactiva de las unidades generadoras deberá ser continua en el tiempo.
Control de potencia activa	
Tensión de operación en falla	<p>La CENTRAL GENERADORA se deberá mantener conectada a la RED DE UTE sin sufrir desconexión por causa de los huecos de tensión en el NODO DE CONEXIÓN, producidos por cortocircuitos trifásicos, de dos fases a tierra o una fase a tierra, con perfiles de magnitud y duración por encima de la siguiente curva:</p>  <p>Cuando un generador se conecta radial exigen la siguiente curva:</p> 
Calidad de Onda	<p>A los efectos de preservar la Calidad de Onda en el NODO DE CONEXIÓN, el GENERADOR se ajustará a las siguientes premisas:</p> <p>a) Armónicos de corriente: Hasta la fijación por parte de la URSEA de los límites</p>

Variable	País
	<p>aceptables, el componente de armónicos de corriente inyectada a la RED DE UTE no superará los siguientes valores: (Incluyen la tabla de armónicos)</p> <p>b) Las variaciones de tensión por conexión individual de las unidades generadoras de energía eléctrica deberán limitarse a los valores de $\Delta u_{dyn}/UN$ indicados en la tabla siguiente, en porcentaje de la tensión habitual, que surjan de considerar para la frecuencia el número de conexiones por hora para todo el parque (número de generadores del parque multiplicado por el número de conexiones individuales por hora; Incluyen tabla)</p> <p>c) No podrá sobrepasarse los niveles máximos de emisión de flicker (fluctuaciones rápidas de tensión) de corta duración $P_{st}=0.35$ y de larga duración $P_{lt}=0.25$ (IEC 61000-3-7), tanto para operaciones de conexión como por funcionamiento continuo (para la totalidad del parque). Para la realización de las medidas correspondientes se adoptarán las recomendaciones incluidas en la norma IEC 61000-4-30</p>
Protecciones	<p>La protección de la IE tiene como único objetivo proteger las instalaciones de UTE, por lo cual el GENERADOR es responsable por garantizar la correcta protección de todo su equipamiento.</p> <p>Será necesaria una instancia de coordinación entre UTE y el GENERADOR para establecer los ajustes de las protecciones del GENERADOR inmediatas a la IE.</p>
Información técnica	<p>En el capítulo “PROYECTO DE INSTALACIONES INTERIORES” especifican toda la información requerida para máquinas sincrónicas y asincrónicas, generadores eólicos, turbinas convencionales y eólicas.</p> <p>Para generadores y turbinas eólicas se deben entregar adicionalmente la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Descripción y diagramas de los controles de velocidad y potencia (diagramas de bloques en Laplace). ii. Función Coeficiente de Potencia C_p: <ul style="list-style-type: none"> a. Para <i>Pitch Control</i>: tabla con la función $C_p(\lambda, \beta)$

Variable	País
	<p>b. Para <i>Stall Control</i>: tres tablas de C_p en función de la velocidad del viento: una de régimen permanente entre 3 y 25 m/s, una correspondiente a flujo de aire sin turbulencia para cualquier velocidad de viento entre 3 y 25 m/s (“curve attached” o “curve unseparated”) y una para flujo de aire con turbulencia para cualquier velocidad de viento entre 3 y 25 m/s (“curve totally separated” o “curve separated”)</p> <p>c. Para <i>Active Stall Control</i>: tres tablas de C_p en función de la velocidad del viento y del ángulo de pala: una de régimen permanente entre 3 y 25 m/s, una correspondiente a flujo de aire sin turbulencia para cualquier velocidad de viento entre 3 y 25 m/s y una para flujo de aire con turbulencia para cualquier velocidad de viento entre 3 y 25 m/s</p> <p>iii. Curvas P(velocidad)</p> <p>iv. Información a suministrar para generadores eólicos, correspondiente al Estudio de Impacto Sobre la Calidad de Producto, de acuerdo a la norma IEC 61400-21.</p>
Despacho	<p>El GENERADOR estará sujeto al despacho centralizado por parte del DNC en las condiciones que establece el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (Decreto N° 360/002).</p> <p>En particular de acuerdo al Artículo 73 de dicho reglamento el GENERADOR deberá informar al DNC el programa de generación que resulta para cada unidad, así como la entrada o salida de cada unidad.</p> <p>Programación:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Diariamente antes de la hora 10, se informarán las indisponibilidades de los días subsiguientes hasta el próximo día hábil inclusive • Semanalmente se informaran las indisponibilidades para los 3 próximos meses • Semestralmente se informará el plan de mantenimientos semestrales.

Variable	País
	<p>Tiempo Real (Cada 30 segundos):</p> <p>Datos del NODO DE CONEXIÓN del parque a la red:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Potencia Activa y Reactiva. ○ Tensión ○ Estado de la conectividad (*1) <p>Datos por unidad generadora de energía eléctrica:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Potencia Activa ○ Estado de Conectividad (*1) ○ Estado de disponibilidad(*1) <p>(*1) La información puede ser enviada por evento (cuando ocurra un cambio)</p> <p>Datos de la estación de meteorológica</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Temperatura ambiente. ○ Velocidad y dirección del viento.

7 COMPARATIVO DE VARIABLES

En este capítulo se realiza un cuadro comparativo por variable para los diferentes países analizados, las variables seleccionadas para este análisis comparativo son: Rangos de operación en frecuencia, control de potencia reactiva, control de tensión, control de potencia activa y tensión de operación en falla.

7.1 Comparativo de la variable Rangos de operación en frecuencia

Tabla 17. Comparativo por país de la variable: Rangos de operación en frecuencia

País	Rangos de operación en frecuencia
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
Argentina	Operación sin límite de tiempo entre 49 y 51 Hz Operación con la actuación de relés temporizados de 100 seg entre 48,5 y 49,0 Hz, y entre 51, y 51,5 Hz. Operación con la actuación de relés temporizados de 25 seg entre 48 y 48,5 Hz, y entre 51,5 y 52,0 Hz. Operación con la actuación de relés temporizados de 15 seg entre 47,5 y 48 Hz, y entre 52,0 y 52,5 Hz. Operación del grupo sin la actuación de relés instantáneos de desconexión entre 47,5 Hz y 52,5 Hz
Chile	49.0 – 50.0 Hz: Permanente 48.0 – 49.0 Hz: 90 s. 47.5 – 48.0 Hz: 15 s. 47.0 – 47.5 Hz: Desconexión Opcional 50.0 – 51.0 Hz: Permanente 51.0 – 51.5 Hz: 90 s. $F > 51.5 \text{ Hz}$: Desconexión forzada

País	Rangos de operación en frecuencia																					
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																					
España	<p>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.</p> <p>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.</p>																					
Estados Unidos	<p>Table 6. WECC generator ONF performance requirement (WECC 2010)</p> <table border="1" data-bbox="795 841 1545 1159"> <thead> <tr> <th>Under-frequency Limit</th> <th>Over-frequency Limit</th> <th>WECC Minimum Time</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>> 59.4 Hz</td> <td>60 Hz to < 60.6 Hz</td> <td>N/A (continuous operation)</td> </tr> <tr> <td>≤ 59.4 Hz</td> <td>≥60.6 Hz</td> <td>3 minutes</td> </tr> <tr> <td>≤ 58.4 Hz</td> <td>≥61.6 Hz</td> <td>30 seconds</td> </tr> <tr> <td>≤ 57.8 Hz</td> <td>-</td> <td>7.5 seconds</td> </tr> <tr> <td>≤ 57.3 Hz</td> <td>-</td> <td>45 cycles</td> </tr> <tr> <td>≤ 57 Hz</td> <td>>61.7 Hz</td> <td>Instantaneous trip</td> </tr> </tbody> </table>	Under-frequency Limit	Over-frequency Limit	WECC Minimum Time	> 59.4 Hz	60 Hz to < 60.6 Hz	N/A (continuous operation)	≤ 59.4 Hz	≥60.6 Hz	3 minutes	≤ 58.4 Hz	≥61.6 Hz	30 seconds	≤ 57.8 Hz	-	7.5 seconds	≤ 57.3 Hz	-	45 cycles	≤ 57 Hz	>61.7 Hz	Instantaneous trip
Under-frequency Limit	Over-frequency Limit	WECC Minimum Time																				
> 59.4 Hz	60 Hz to < 60.6 Hz	N/A (continuous operation)																				
≤ 59.4 Hz	≥60.6 Hz	3 minutes																				
≤ 58.4 Hz	≥61.6 Hz	30 seconds																				
≤ 57.8 Hz	-	7.5 seconds																				
≤ 57.3 Hz	-	45 cycles																				
≤ 57 Hz	>61.7 Hz	Instantaneous trip																				

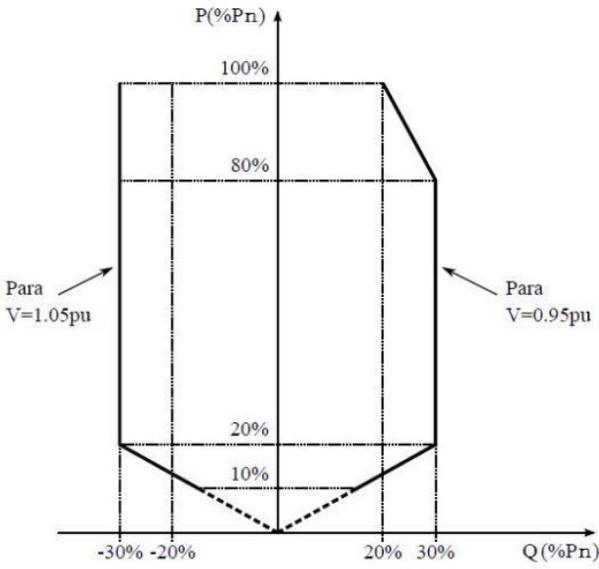
País	Rangos de operación en frecuencia								
México	<table border="1" data-bbox="863 293 1478 501"> <thead> <tr> <th data-bbox="863 293 1215 370">Frecuencias de Corte Rango de Frecuencia (Hz)</th> <th data-bbox="1215 293 1478 370">Tiempo de Ajuste de la Protección</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="863 370 1215 412">Frecuencia > 62</td> <td data-bbox="1215 370 1478 412">Instantáneo</td> </tr> <tr> <td data-bbox="863 412 1215 454">57.5 = frecuencia = 62.0</td> <td data-bbox="1215 412 1478 454">Operación continua</td> </tr> <tr> <td data-bbox="863 454 1215 501">Frecuencia < 57.5 Hz</td> <td data-bbox="1215 454 1478 501">Instantáneo</td> </tr> </tbody> </table>	Frecuencias de Corte Rango de Frecuencia (Hz)	Tiempo de Ajuste de la Protección	Frecuencia > 62	Instantáneo	57.5 = frecuencia = 62.0	Operación continua	Frecuencia < 57.5 Hz	Instantáneo
	Frecuencias de Corte Rango de Frecuencia (Hz)	Tiempo de Ajuste de la Protección							
	Frecuencia > 62	Instantáneo							
	57.5 = frecuencia = 62.0	Operación continua							
Frecuencia < 57.5 Hz	Instantáneo								
Panamá	<p style="text-align: center;"> <i>> 62 Hz - instantáneo</i> <i>57.5 ≤ Operación Normal ≤ 62.00 - Operación continua</i> <i>< 57.5 Hz Instantáneo</i> </p>								
Reino Unido	<p style="text-align: center;"> <i>49. Hz ≤ f ≤ 51 Hz operación continua</i> <i>51.5 Hz ≤ f ≤ 52 Hz 15 min</i> <i>51 Hz ≤ f ≤ 51.5 Hz 90 min</i> <i>47.5Hz ≤ f ≤ 49 Hz 90 min</i> <i>47Hz ≤ f ≤ 47.5 Hz 20 s</i> </p>								
Unión Europea	<p style="text-align: center;"> <i>49. Hz ≤ f ≤ 51 Hz ilimitado</i> <i>47.5 Hz ≤ f ≤ 48.5 Hz definido por el TSO pero no menos de 30 min</i> <i>48.5 Hz ≤ f ≤ 49 Hz definido por el TSO pero no menos del tiempo del rango 47.5 – 48.5</i> <i>51 Hz ≤ f ≤ 51.5 Hz 30 minutos</i> </p>								
Uruguay	<p style="text-align: center;"> <i>49.0 – 51.0 Hz: Permanente</i> <i>48.0 – 49.0 Hz: 10 s.</i> <i>47.0 – 48.0 Hz: 5 s.</i> <i>F < 47.0 Hz: Desconexión</i> <i>51.0 – 52.0 Hz: 3 s.</i> <i>F > 52.0 Hz: Desconexión</i> </p>								

7.2 Comparativo de la variable: Control de potencia reactiva

Tabla 18. Comparativo por país de la variable: Control de potencia reactiva

País	Control de potencia reactiva
Alemania	f.p. de 0.95 inductivo y capacitivo
Argentina	f.p. de 0.95 inductivo y capacitivo
Chile	f.p. de 0.95 inductivo y capacitivo
Dinamarca	Para las plantas tipo C se exige un factor de potencia de 0.975 inductivo y capacitivo Para las plantas tipo D se exige un factor de potencia de 0.95 inductivo y capacitivo
España	
Estados Unidos	f.p. de 0.95 inductivo y capacitivo
México	f.p. de 0,95 en atraso o adelanto

País	Control de potencia reactiva
Panamá	<p>Las Centrales Eólicas debe ser capaz de proporcionar continuamente una potencia reactiva entre -0.4 p.u. y +0.4 p.u. en el punto de conexión.</p> <p>Los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento control de factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto, o mejor.</p>
Reino Unido	<p>Los generadores asincrónicos, los convertidores DC y los parques de generación (incluidos eólicos) en cualquier nivel de generación de potencia activa en estado estacionario, deben estar en capacidad de mantener una transferencia cero de potencia reactiva en el punto de entrada a la red. Para los generadores asincrónicos y los parques de generación (incluidos eólicos) el margen de tolerancia en estado estacionario sobre la transferencia de potencia reactiva a y desde la red es del 5% de la potencia nominal.</p>
Unión Europea	<p>Existe libertad para que cada país fije sus niveles de potencia activa, en función del Factor de potencia $\cos \varphi$ o Valor de potencia reactiva (Q en MVAR)</p>

País	Control de potencia reactiva
Uruguay	 <p>10% - 20% Activa: f.p. 20% - 80% Activa: Hasta $\pm 30\%$ de reactiva 80% - 100% Activa: -30% +20% de reactiva</p>

7.3 Comparativo de la variable: Control de tensión

País	Control de potencia reactiva
Alemania	No se especifica en la normatividad

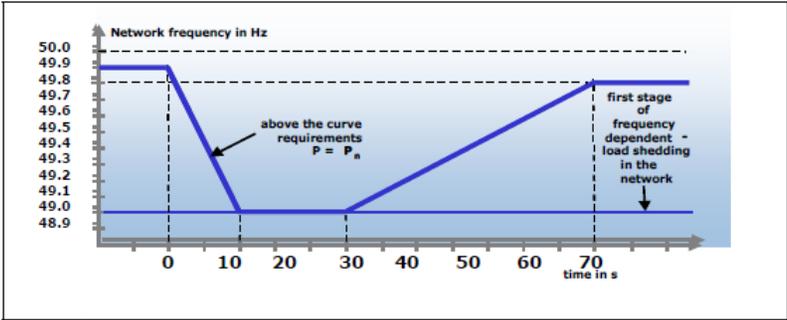
País	Control de potencia reactiva																																																
Argentina	<p>Granja tipo A: Granjas que tienen mayor valor de la relación entre su potencia instalada y la potencia de cortocircuito del punto de conexión a la red. Cuando la granja esté operando con el menor despacho de generación probable, la “mayor variación rápida de generación” y la “mayor variación de generación frecuente” deben ser tales que no provoquen variaciones de tensión mayores a: 1% en las redes de tensión mayor a 132 kV y menor o igual a 500 kV. 2% en las redes de tensión menor o igual a 132 kV y mayor a 35 kV. 3% en las redes de tensión menores o iguales a 35 kV. La granja deberá operar controlando la tensión en el punto de conexión o un punto interno de la granja.</p>																																																
Chile	<p>Adicional a los equipos convencionales (Generadores síncronos, transformadores y equipos de compensación de potencia reactiva), los parques eólicos o fotovoltaicos equipados para proveer potencia reactiva se consideran disponibles para el control de tensión.</p>																																																
Dinamarca	<table border="1" data-bbox="905 894 1509 1295"> <thead> <tr> <th>Voltage level descriptions</th> <th>Nominal voltage U_n [kV]</th> <th>Minimum voltage U_{min} [kV]</th> <th>Maximum voltage U_{max} [kV]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">Extra high voltage (EH)</td> <td>400</td> <td>320</td> <td>420</td> </tr> <tr> <td>220</td> <td>-</td> <td>245</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">High voltage (HV)</td> <td>150</td> <td>135</td> <td>170</td> </tr> <tr> <td>132</td> <td>119</td> <td>145</td> </tr> <tr> <td>60</td> <td>54.0</td> <td>72.5</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">Medium voltage (MV)</td> <td>50</td> <td>45.0</td> <td>60.0</td> </tr> <tr> <td>33</td> <td>30.0</td> <td>36.0</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>27.0</td> <td>36.0</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>18.0</td> <td>24.0</td> </tr> <tr> <td>15</td> <td>13.5</td> <td>13.5</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">Low voltage (LV)</td> <td>10</td> <td>9.00</td> <td>12.0</td> </tr> <tr> <td>0.69</td> <td>0.62</td> <td>0.76</td> </tr> <tr> <td></td> <td>0.40</td> <td>0.36</td> <td>0.44</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Table 1 Definition of voltage levels applied in this regulation.</i></p>	Voltage level descriptions	Nominal voltage U_n [kV]	Minimum voltage U_{min} [kV]	Maximum voltage U_{max} [kV]	Extra high voltage (EH)	400	320	420	220	-	245	High voltage (HV)	150	135	170	132	119	145	60	54.0	72.5	Medium voltage (MV)	50	45.0	60.0	33	30.0	36.0	30	27.0	36.0	20	18.0	24.0	15	13.5	13.5	Low voltage (LV)	10	9.00	12.0	0.69	0.62	0.76		0.40	0.36	0.44
Voltage level descriptions	Nominal voltage U_n [kV]	Minimum voltage U_{min} [kV]	Maximum voltage U_{max} [kV]																																														
Extra high voltage (EH)	400	320	420																																														
	220	-	245																																														
High voltage (HV)	150	135	170																																														
	132	119	145																																														
	60	54.0	72.5																																														
Medium voltage (MV)	50	45.0	60.0																																														
	33	30.0	36.0																																														
	30	27.0	36.0																																														
	20	18.0	24.0																																														
	15	13.5	13.5																																														
Low voltage (LV)	10	9.00	12.0																																														
	0.69	0.62	0.76																																														
	0.40	0.36	0.44																																														

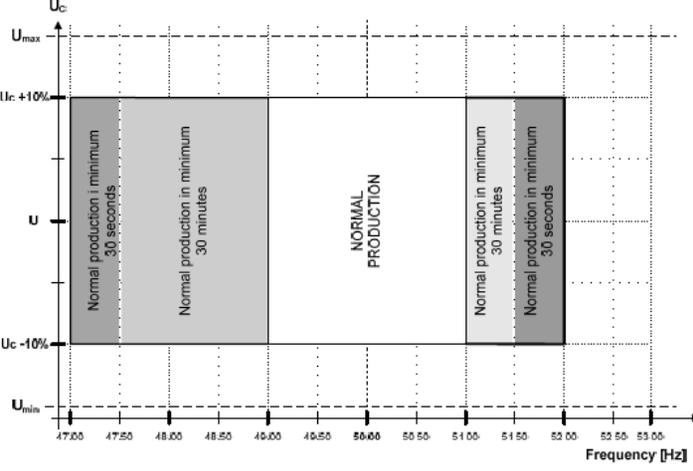
País	Control de potencia reactiva
España	<p>Los Generadores deberán disponer de un margen mínimo obligatorio de potencia reactiva tanto en generación como en absorción para la prestación del servicio, y deberán modificar su producción y absorción de potencia reactiva dentro de dichos límites, de forma que colaboren en el mantenimiento de la tensión en barras de central.</p> <p>Para los generadores se establece como margen de potencia reactiva mínimo obligatorio requerido en barras de central a tensión nominal de la red de transporte los siguientes valores de Coseno ϕ:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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).
Estados Unidos	No se especifica en la normatividad
México	<p>El rango será de $\pm 5\%$ de la tensión nominal y hasta un $\pm 10\%$ en condiciones de emergencia.</p> <p><u>Desbalance y cambios rápidos de tensión</u></p> <p>Para Fuentes de Energía eólicas se deben limitar los cambios rápidos de tensión a valores por debajo de $\pm 5\%$ de la tensión nominal con no más de 4 eventos por día.</p>
Panamá	<p>El rango continuo requerido de operación de tensión es: $90\% < v < 110\%$</p> <p>Durante los estados post-falla del sistema, la tensión puede permanecer dentro del rango de $+ / - 10\%$ por una cantidad de tiempo considerable.</p>
Reino Unido	Ver control de Potencia Reactiva
Unión Europea	No se especifica en la normatividad
Uruguay	<p>La CENTRAL GENERADORA deberá contar con sistemas de control que permitan tanto ajustar la generación de reactiva en función de la potencia activa en régimen, como controlar la tensión en el NODO DE CONEXIÓN. La generación de reactiva de las unidades generadoras deberá ser</p>

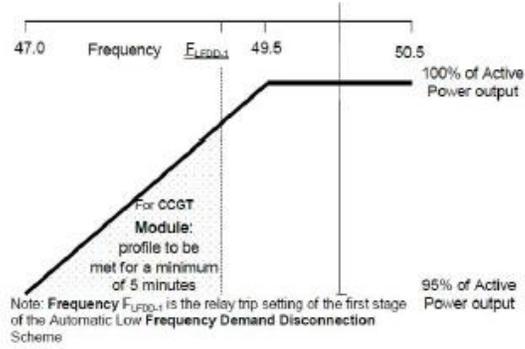
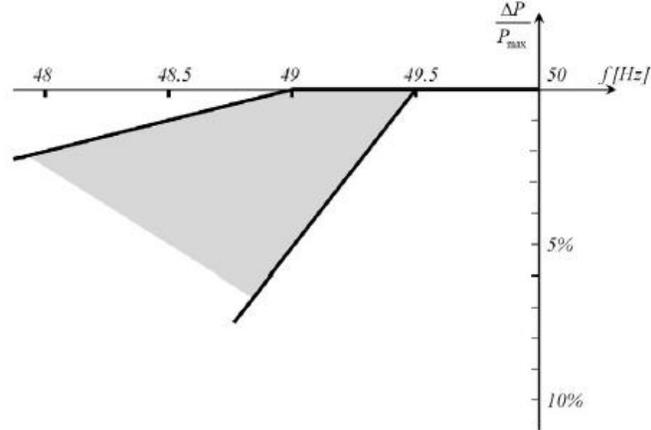
País	Control de potencia reactiva
	continua en el tiempo.

7.4 Comparativo de la variable: Control de potencia activa

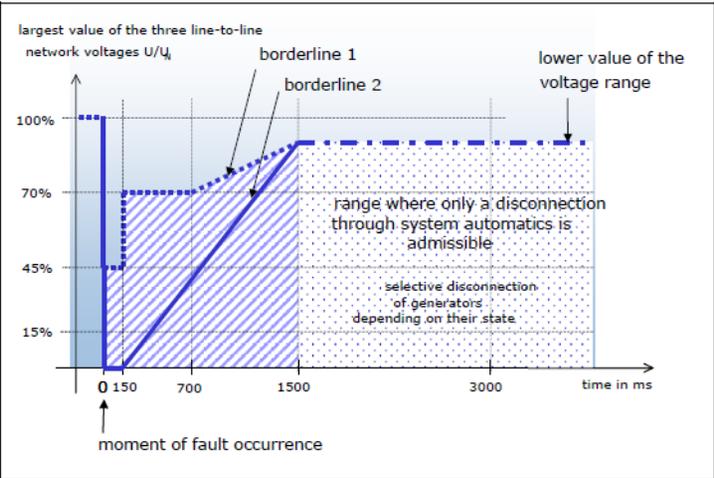
Tabla 19. Comparativo por país de la variable: Control de potencia activa

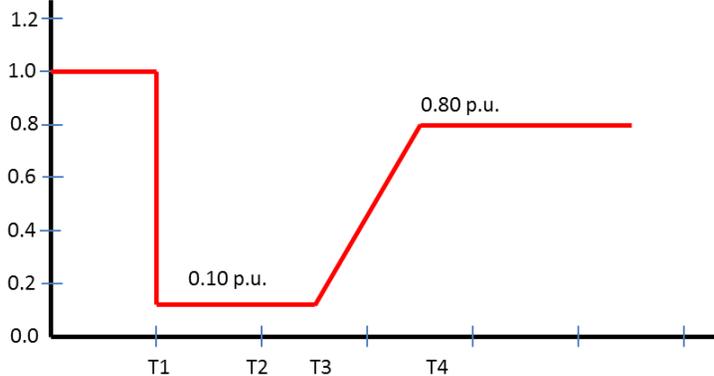
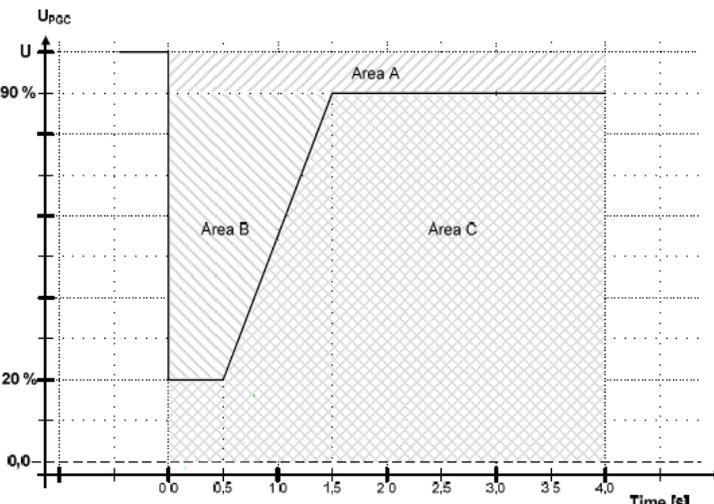
País	Control de potencia activa
Alemania	 <p>Fig. 3.2: Requirements upon the output from <i>generating units</i> fed into the network within the dynamic short-time range</p>
	<p>Figura 50. Requerimientos de salida de las unidades de generación en un rango dinámico de corta duración</p>
Argentina	<p>Granja tipo A: El Generador deberá proponer alguna contramedida o estrategia operativa de tal manera de evitar la desconexión en forma cuasi-simultánea de todos los aerogeneradores de la granja debido a vientos extremos. Las rampas o gradientes, tanto de descenso de potencia frente a vientos extremos, como de re arranque, deberán permitir una eficaz acción correctiva por parte de las reservas de potencia de rápida disponibilidad en el MEM y minimizar las perturbaciones en la frecuencia.</p>
Chile	No se especifica en la normatividad

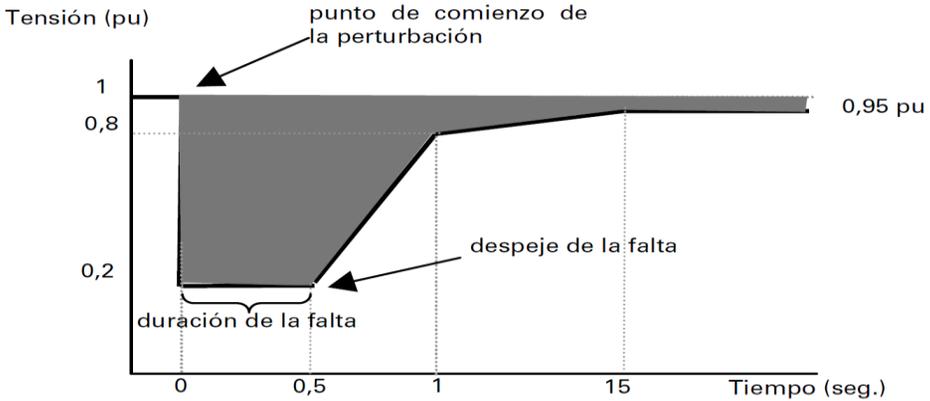
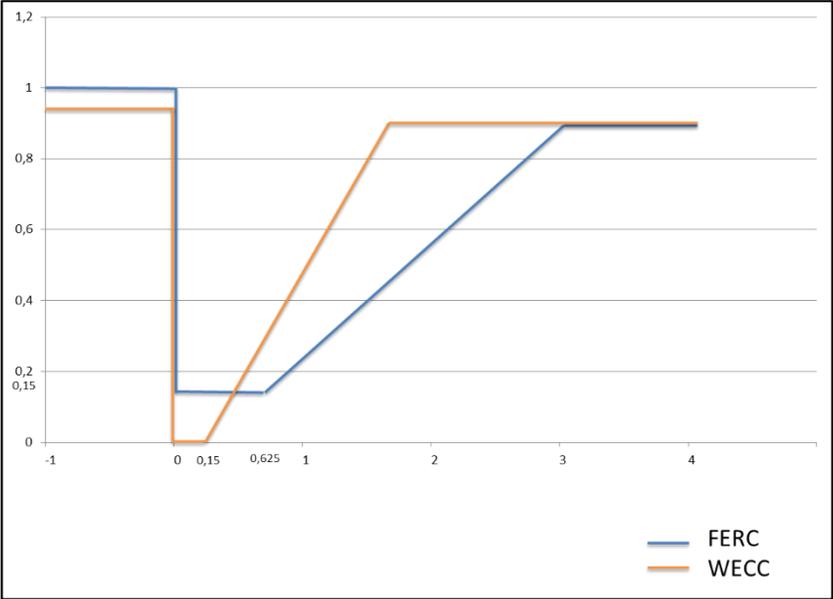
País	Control de potencia activa
Dinamarca	 <p data-bbox="850 803 1575 860"><i>Figure 5 Active power requirements in the event of frequency and voltage fluctuations for category B, C and D wind power plants.</i></p> <p data-bbox="892 893 1543 925">Figura 51. Requerimientos de potencia activa Dinamarca</p>
España	No se especifica en la normatividad
Estados Unidos	No se especifica en la normatividad
México	No se especifica en la normatividad
Panamá	<p>Se permite reducir la producción de potencia activa durante las fallas en la red.</p> <p>Las Centrales eólicas deben ser capaces de suministrar el 100% de la máxima potencia activa disponible a la red después del despeje de falla, con una rampa máxima de 1 segundo (de 0 a la potencia nominal).</p>

País	Control de potencia activa
Reino Unido	
Unión Europea	
Uruguay	No se especifica en la normatividad

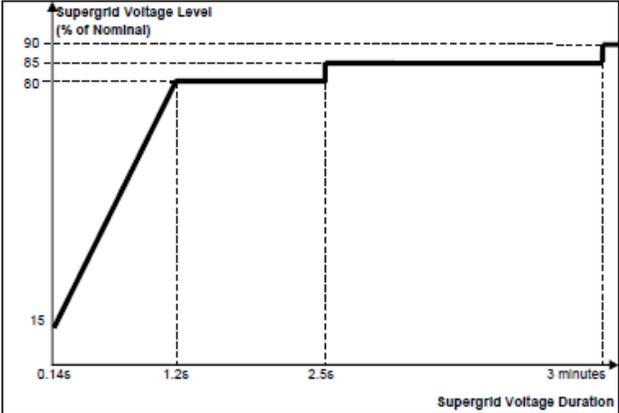
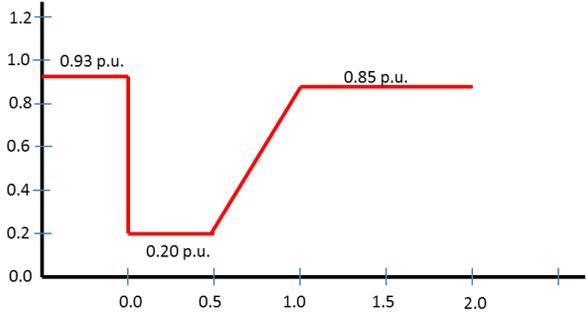
7.5 Comparativo de la variable Tensión de Operación en Falla

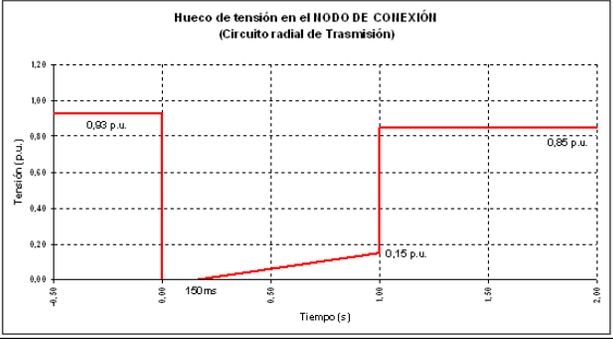
País	Control de potencia reactiva
Alemania	 <p data-bbox="856 829 1570 868">Fig. 3.5: Limiting curves of voltage at the grid connection point for a generating facility using renewable energy sources of type 2 in the event of a network fault</p>
Argentina	<p data-bbox="520 894 730 927">Granja tipo A:</p> <p data-bbox="520 938 1915 1079">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.</p> <p data-bbox="520 1091 1915 1198"><i>“El gradiente de aumento de tensión ante fallas severas deberá ser tal que la excitación alcance el techo antes de 10 mseg para una depresión de la tensión terminal del 50%, con el generador a plena carga y factor de potencia nominal.”</i></p>

País	Control de potencia reactiva
Chile	
Dinamarca	 <p data-bbox="835 1274 1575 1323"><i>Figure 6 Voltage dip tolerance requirements for category C and D wind power plants.</i></p>

País	Control de potencia reactiva
España	 <p>El gráfico muestra la evolución de la tensión en pu a lo largo del tiempo en segundos. La tensión comienza en 1 pu. A los 0 segundos, se produce una perturbación que reduce la tensión a 0,2 pu. Esta caída se prolonga hasta los 0,5 segundos, momento en el que comienza el despeje de la falta. La tensión se recupera hasta 0,8 pu a los 1 segundo y continúa subiendo hasta estabilizarse en 0,95 pu a los 15 segundos.</p>
Estados Unidos	 <p>Este gráfico compara los requisitos de tensión para FERC (línea azul) y WECC (línea naranja) durante una perturbación. El eje horizontal representa el tiempo en segundos, y el eje vertical la tensión en pu. Ambos estándares comienzan en 1 pu. Durante la perturbación (entre 0 y 0,15 segundos), la tensión cae a 0,15 pu para FERC y a 0 pu para WECC. Tras el despeje de la falta, FERC requiere una recuperación gradual hasta 0,9 pu a los 3 segundos, mientras que WECC exige una recuperación más rápida hasta 0,9 pu a los 1,5 segundos.</p>

País	Control de potencia reactiva
México	
Panamá	

País	Control de potencia reactiva
Reino Unido	 <p>The graph for the UK shows the Supergrid Voltage Level (% of Nominal) on the y-axis (ranging from 15 to 90) against Supergrid Voltage Duration on the x-axis (ranging from 0.14s to 3 minutes). The curve starts at 15% at 0.14s, rises linearly to 80% at 1.2s, then to 85% at 2.5s, and finally to 90% at 3 minutes.</p>
Unión Europea	<p>Se recomiendan exigencias de respuesta ante falla, sin embargo a nivel europeo no se da un valor específico ya que cada país ha avanzado estándares más o menos exigentes dependiendo de sus condiciones propias y por lo tanto se deja la libertad de que cada uno siga exigiendo sus límites LVRT y HVRT.</p>
Uruguay	 <p>The graph for Uruguay shows reactive power requirements on the y-axis (ranging from 0.0 to 1.2 p.u.) against time on the x-axis (ranging from 0.0 to 2.0 s). The curve starts at 0.93 p.u., drops to 0.20 p.u. at 0.0s, then rises to 0.85 p.u. at 1.0s.</p> <p>Cuando un generador se conecta radial exigen la siguiente curva:</p>

País	Control de potencia reactiva
	 <p>Hueco de tensión en el MOMENTO DE CONEXIÓN (Circuito radial de Transmisión)</p> <p>Tensión (p.u.)</p> <p>Tiempo (s)</p> <p>0,93 p.u.</p> <p>150 ms</p> <p>0,15 p.u.</p> <p>0,85 p.u.</p>

8 DIFERENCIAS TÉCNICAS ENTRE LOS CÓDIGOS DE RED

Al realizar la revisión de los códigos de redes de más de 10 países se pueden identificar ciertas diferencias que pueden estar relacionadas con diferentes aspectos como el tiempo de desarrollo de la energía eólica en el país, el nivel de penetración, las políticas hacia el fomento de la energía eólica, la tendencia regulatoria de ser o no neutros frente a las diferentes tecnologías, las condiciones propias del sistema eléctrico y el desarrollo tecnológico de los aerogeneradores.

- Tiempo de desarrollo, los países que tienen mayor tiempo de desarrollo de energía eólica, como Dinamarca y Alemania ha ido cambiando sus códigos en la medida en que la tecnología ha mejorado, la capacidad instalada eólica ha aumentado y como respuesta ante eventos ocurridos en el sistema eléctrico y que resultaron en modificación del código. Dinamarca tiende a un mayor detalle en la regulación de las fuentes renovables.
- Nivel de penetración, en la medida en que mayores cantidades de parques eólicos se han desarrollado y un mayor nivel de penetración existe en el sistema eléctrico esto también conduce a cambio en los códigos de redes, por ejemplo en Europa con países que tienen en 10 o 20% de capacidad instalada hay mayor nivel de detalle en las exigencias de código de redes, al igual que con algunos estados en Estados Unidos donde hay mayor participación de este recurso. Esta alta penetración también ha impulsado el desarrollo de nuevos esquemas en el mercado con el fin de integrar estas fuentes intermitentes a los mercados existentes, como es el caso de mercados intra-diarios.
- En algunos casos existen políticas definidas de fomento a la participación de energía renovables, obligando a lo TSO a su conexión, o a los operadores del mercado a su despacho, estas condiciones también han promovido cambios y modificaciones en algunos códigos de redes
- Las condiciones propias del sistema eléctrico, se vio en diversos códigos de redes que aunque hay recomendaciones y valores indicativos en muchos casos sigue siendo potestad del operador del sistema definir los valores

exactos en cuanto a las exigencias de algunos de los parámetros, esto como resultado de las características propias del sistema y del punto de conexión de parque eólico.

- El desarrollo en electrónica de potencia y en los aerogeneradores también ha permitido introducir mayores exigencias técnicas sin que esto sea una barrera para el desarrollo de esta tecnología a gran escala, generalmente estas modificaciones y ajustes en los códigos son consultadas y discutidas con los fabricantes de las turbinas con el fin de acordar valores razonables y técnicamente factibles.
- Los criterios técnicos de operación y planeamiento se han venido desarrollando de forma independiente en cada país los cuales han evolucionado de acuerdo al nivel de desarrollo de la red eléctrica, tecnologías involucradas y experiencia. Así por ejemplo los países europeos comenzaron a formalizar sus propios estándares en los años 1980; Estos desarrollos de códigos fueron también hechos en Latinoamérica desde finales de los años 1980 y durante la década de los años 1990, la mayoría de ellos con la participación de consultorías europeas, las cuales no necesariamente son coincidentes en todos los aspectos técnicos. Con la llegada de las fuentes intermitentes de forma masiva fue necesario ir adaptando estos códigos donde cada país parte de lo que se tenía con las fuentes y redes convencionales.
- Las estrategias de penetración de energías renovables son continuamente revisadas en todos los países y en particular en Latinoamérica, los códigos de redes han estado siguiendo de una forma ecléctica los de los países desarrollados y adaptándolos a las condiciones particulares de cada país tal como se observa en Chile, Argentina, Uruguay y Panamá.
- Se ha hecho mucho énfasis en la soportabilidad de las plantas eólicas ante huecos de tensión, lo cual ha dependido de los requerimientos técnicos que se han considerado antes de considerar estas plantas. Este requerimiento fue haciéndose obligatorio des pues de los apagones que se presentaron en

Europa a principios de este siglo. La soportabilidad depende del tipo de falla que se considere debe soportar el sistema trifásica, bifásica o monofásica. Así por ejemplo en la Norma de Calidad de la red eléctrica de Chile el criterio de estabilidad en la red troncal ($V > 200$ kV) está dado por el soporte N-1 ante una falla bifásica; como ésta no lleva el sistema a 0 kV, en consecuencia el criterio de soportabilidad es un poco superior (0.10 p.u), mientras que en otros países que han tenido como criterio de estabilidad la falla trifásica el criterio de soportabilidad para estas plantas es igualmente de 0 kV en el punto de conexión para un tiempo determinado.

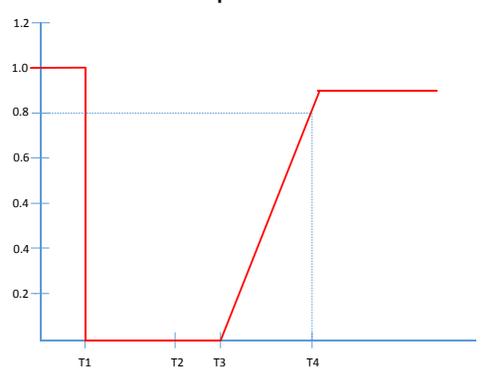
- Igualmente las normas internacionales, IEC, CIGRE, IEEE han estado evolucionando con la participación de los países miembros y aunque estas no son mandatorias, sí ofrecen puntos en común de los colaboradores que aportan la experiencia de cada uno de sus países.
- Sí bien la diferencia en la capacidad del suministro de reactivos debería estar estrechamente ligado con la robustez del sistema de potencia y especialmente del área donde están conectados los parques eólicos, todos los países referenciados excepto España exigen un factor de potencia de ± 0.95 y en España $\pm 0,9$.

9 PROPUESTA DE REQUISITOS PARA COLOMBIA

En este capítulo se presenta una propuesta preliminar que servirá de base para la propuesta final, después de hacer las simulaciones respectivas y recibir los comentarios de los interesados-.

Norma: Códigos de Operación y Planeamiento

Variable	País
Control Primario de Frecuencia (CPF)	<p>Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán participar en el CPF por lo que deberán contar con el sistema de control necesario para tal efecto. Los controles de potencia activa de las unidades generadoras deberán cumplir los siguientes requisitos:</p> <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.
Rangos de operación en frecuencia	<p>Toda unidad generadora o parque eólico o fotovoltaico deberá continuar operando en forma estable conectada al SIN y entregando potencia activa bajo la acción de su controlador de Carga/Velocidad o de Frecuencia/Potencia para variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación al menos durante los tiempos que se indican en la siguiente tabla</p> <p>59.0 – 61 Hz: Permanente 58.0 - 59.0 Hz: 60 s. 57.5 – 58.0 Hz: 15 s. F < 57.5 Hz: Desconexión Opcional 50.0 – 51.0 Hz: Permanente 61.0 – 61.5 Hz: 60 s. F > 61.5 Hz: Desconexión forzada</p>

Variable	País
Control de potencia reactiva	<p>El diseño de las instalaciones de los parques eólicos o fotovoltaicos deberá asegurar que pueden operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en el punto de conexión siempre y cuando esté disponible su recurso primario:</p> <p>10% - 20% Activa: f.p. de 0.95</p> <p>20% - 80% Activa: Hasta $\pm 30\%$ de reactiva</p> <p>80% - 100% Activa: -30% $+25\%$ de reactiva</p> <p>Cuando la potencia activa generada sea menor al 10 % de la potencia nominal de la unidad generadora, no se exige una capacidad mínima de absorción o inyección de reactiva.</p>
Control de tensión	<p>Adicional a los equipos convencionales (Generadores síncronos, transformadores y equipos de compensación de potencia reactiva), 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>Las unidades de un parque eólico deberán ser diseñadas de modo de asegurar que el parque se mantenga conectado al SIN cuando la tensión fase tierra de cualquiera de las fases falladas en el punto de conexión varíe, a consecuencia de una falla en el sistema de transmisión, dentro de la zona por encima de la línea roja.</p> 

Variable	País
	<p>T1: Tiempo de inicio de la falla T2: Tiempo máximo de despeje de la falla T3 = T2 + 20 ms T4: 500 ms 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>
Calidad de Onda	<p>Los parques eólicos o fotovoltaicos deberán limitar la contribución a la contaminación de la red, medidas en el punto de conexión al SIN:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Armónicos de corriente: Establecer valores por armónico así como del TDD (Ver Norma IEC 61000-4-7 Electromagnetic compatibility. General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation). b) Fluctuaciones de tensión: Se clasifican como de corta duración (10 ms hasta 1 minuto) y de larga duración (Superiores a 1 minuto). c) Severidad del parpadeo: Las instalaciones deberán ser operadas de modo de cumplir con los límites de severidad de parpadeo de las normas internacionales IEC (Ver Norma IEC 61000-3-7 Electromagnetic compatibility. Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems). d) Armónicos de tensión: Las instalaciones de transmisión deberán limitar la contribución a la contaminación de la red operando sus sistemas de modo que la distorsión armónica de la tensión esté en los rangos que se establecen en la Norma IEEE-519 de 1992.
Protecciones	<p>En general para unidades generadoras se deberán realizar estudios de transitorios electromecánicos para determinar los efectos de su desconexión intempestiva. Desde el punto de vista sistémico los generadores deberán ajustar sus protecciones de sobre y subfrecuencia, sobre y baja tensión de acuerdo con los límites mínimos establecidos en los parámetros respectivos. Para el caso de tensión se establece que</p>

Variable	País
	<p>el rango de operación normal es de $\pm 10\%$ de la tensión nominal. Será necesaria una instancia de coordinación entre el CND y el GENERADOR para establecer los ajustes de las protecciones del GENERADOR inmediatas al punto de conexión.</p>
Información técnica	<p>Adicional a lo aplicable para generadores sincrónicos y a lo establecido en la norma IEC 61400-27-1 y 61400-27-2, “Electrical Simulation Models – Wind Turbines”, los generadores eólicos deberán entregar:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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.
Despacho	<p>El generador de un parque eólico deberá elaborar y poner a disposición del CND la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Pronóstico de producción de energía: I. Corto Plazo, 24 horas con probabilidades de ocurrencia, con actualización horaria y resolución cada 15 minutos; II. Día siguiente, 48 horas igualmente con probabilidades de ocurrencia

Variable	País
	<p>con actualización cada 6 horas; III. Semanal, 168 horas con probabilidad de ocurrencia del 50% con actualización cada 24 horas; IV. Rampas de producción en el corto plazo con probabilidad de ocurrencia, con actualización horaria.</p> <p>b) Predicción meteorológica en el sitio de implementación del parque; I. Velocidad y dirección del viento, 48 horas con actualización cada 6 horas; II. Temperatura y presión atmosférica con la periodicidad igual que en I.</p>

10 BIBLIOGRAFÍA

- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos - ASEP. (2012). *Normas técnicas, operativas y de calidad, para la conexión de la generación eléctrica eólica al Sistema Interconectado Nacional (SIN), Código de Redes*. Panamá.
- 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.
- Comisión Nacional de Energía. (Junio de 2015). *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*. Santiago de Chile.
- 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>
- Department of Energy & Climate Change. (2015). *Department of Energy & Climate Change*. . Recuperado el 10 de Septiembre de 2015, de <https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change>
- 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/leDIndex3.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/>
- entso-e. (2012). *Network code requirements for grid connection applicable to all generators*. Bruselas.

- eurostat. (2015). *Eurostat*. Recuperado el 10 de Septiembre de 2015, de <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/statistics-illustrated>
- EWEA. (2015). *Wind in POver, 2014 european statistics*. Bruselas.
- FERC. (2005). *Order 661-A Interconnection for Wind Energy*. Regulación, Washington DC.
- Fraunhofer. (10 de Julio de 2015). *Energy Charts*. Recuperado el 10 de Septiembre de 2015, de <https://www.energy-charts.de/index.htm>
- 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. (2014). *Global Wind Report*.
- Holttinen, H. (2012). Overview of Integration Studies – Methodologies and Results. En T. Ackermann, *WIND POWER IN POWER SYSTEMS - SECOND EDITION* (págs. 363-384). Alemania: Wiley.
- 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.
- National Grid Electricity Transmission. (2015). *The Grid Code*. Londres.
- Santjer, F. (2012). Measurement of Electrical Characteristics. En T. Ackermann, *WIND POWER IN POWER SYSTEMS - SECOND EDITION* (págs. 175-193). Alemania: Wiley.
- 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 I*, 2389 – 2392.
- 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.
- UTE. (2014). *Acuerdo Operativo para Generadores Conectados a Instalaciones de Transmisión en AT, Anexo 4.2*. Uruguay.

Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW. (2007). *TransmissionCode 2007 Network and System Rules of the German Transmission System Operators*. Berlin.

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%2012314.pdf&action=default&DefaultItemOpen=1