



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

SIMULACIÓN DINÁMICA PARA DISTINTOS ESCENARIOS DE ALTA PENETRACIÓN EÓLICA EN EL SIC

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA

KEITH WATT ARNAUD

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO ERNESTO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
OSCAR EDUARDO ORLANDO MOYA ARAVENA
LUIS SANTIAGO VARGAS DIAZ
JAIME COTOS NOLASCO

SANTIAGO DE CHILE
ABRIL 2008

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: KEITH WATT ARNAUD.
FECHA: 21/04/2008
PROF. GUÍA: Sr. RODRIGO PALMA B.

SIMULACIONES DINÁMICAS PARA DISTINTOS ESCENARIOS DE ALTA PENETRACIÓN EÓLICA EN EL SIC

Actualmente el Sistema Interconectado Central (SIC), ha presenciado complejos escenarios energéticos debido al racionamiento del gas natural argentino, los altos precios del petróleo y la existencia de hidrologías secas que resultan en bajos niveles de energía hidráulica almacenada por los grandes embalses. Este escenario ha demostrado la alta dependencia de fuentes energéticas extranjeras y la poca diversificación de la matriz energética del SIC, razones por la cual recientemente se ha visto un aumento significativo en el número de proyectos eólicos en el SIC con el propósito de contribuir a la seguridad energética.

El objetivo principal del presente trabajo de título es contribuir con herramientas metodológicas y resultados prácticos que permitan determinar el máximo nivel de penetración eólica en el SIC. Se consideran aerogeneradores de velocidad fija con y sin capacidad de operación durante fallas, para distintos escenarios de demanda y de generación.

La metodología desarrollada contempla tres etapas. En la primera etapa se determina la ubicación de los parques según criterios de nivel del régimen eólico, cercanía al sistema eléctrico y la distancia al mayor puerto marítimo. En la segunda etapa, se determinan los máximos niveles de generación eólica para cada zona definida en la etapa anterior, verificando la estabilidad del sistema frente a la contingencia más severa para cada zona y respetando con holgura los criterios de calidad y servicio en aplicación en el país. Se hace uso de un modelo dinámico del SIC con 1000 barras y una modelación con equivalentes dinámicos de los parques eólicos considerados. En la última etapa, se determina el máximo nivel de penetración de energía eólica en todo el sistema, considerando la estabilidad de este frente a distintas contingencias.

Los cuatro parques eólicos seleccionados se ubican en las regiones IV, V y VIII, con módulos de 100 [MW] y un máximo de 500 [MW] por parque. Los resultados obtenidos indican que la infraestructura de transmisión y generación contemplada para el SIC permiten incorporar niveles de penetración de energía eólica equivalentes a 1200 [MW] de potencia instalada sin capacidad de operación durante falla, y a unos 1700 [MW] instalados con dicha capacidad en el 2010, lo cual equivale a un 25 % de la demanda máxima de ese periodo. En concordancia con el resultado, se determina que la generación eléctrica proveniente de las centrales eólicas con capacidad de operación durante falla logra alimentar el 9 % del consumo total del año 2010, mientras que para centrales que no poseen dicha capacidad sólo se logra abastecer el 6% del consumo total.

Estudios futuros en esta materia debieran incorporar la modelación de otras tecnologías de generación eólica, un mayor número de escenarios futuros y la evaluación de los requerimientos de reserva primaria y secundaria.

Agradecimientos

Primero que nada quiero agradecer a toda mi familia. A mi papa por todo el apoyo, paciencia, y cariño que me ha dado, junto con enseñarme lo importante que es aprender a salir adelante en los momentos difíciles y jamás rendirse, pero sin dejar de lado la diversión y disfrutar los buenos tiempos. A mi mama, por siempre quererme y enseñarme las lecciones típicas de la vida. A mis hermanos, por siempre ofrecerme toda su ayuda desde enseñarme el abecedario hasta como integrar, pero por sobre todo el buen humor con el cual me han hecho reír miles y miles de veces. A mis abuelos por mostrarme lo importante que es el esfuerzo y que las cosas no son gratis, y hay que luchar por ellas.

También quiero agradecer especialmente a ElectroNet Consultores Ltda., por todo el apoyo que le han ofrecido a este proyecto, permitiendo el uso de su licencia de DigSilent PowerFactory, y por transmitirme parte de su gran experiencia y conocimientos de los sistemas eléctricos nacionales, los cuales fueron extremadamente útiles para el desarrollo de este trabajo.

Al mismo tiempo quiero agradecer personalmente a Jaime Cotos por instruirme en el uso del Software Powerfactory, y por todo su apoyo durante el transcurso de este proyecto. También deseo agradecer a los demás miembros de la comisión, que con su ayuda y experiencia me ayudaron a resolver varias dudas durante el transcurso de esta memoria. Y al profesor guía Rodrigo Palma, quien a pesar de su ajetreada agenda siempre estuvo disponible para resolver varias de las distintas dudas que aparecieron durante este trabajo.

También quiero agradecer el apoyo financiero proveniente del Proyecto Domeyko, con el cual se logró adquirir una licencia del software DigSilent, para poder realizar proyectos de investigación.

Además, quiero agradecer a todos mis amigos y compañeros de la Universidad de Chile que hicieron que esta travesía de seis años de aprendizaje y desarrollo profesional no solo fuera compuesta de matrices y ecuaciones diferenciales, sino que fuera muy grata por todas esas inolvidables historias, chistes y celebraciones con las cuales la pasé estupendamente bien.

También quiero agradecer a todos mis amigos del colegio, por seguir juntándonos y jamás dejar que las actividades curriculares nos separan.

Finalmente quiero agradecer, al comité editorial de esta memoria compuesto por mi bella y hermosa polola, que con mucha paciencia me ayudó con la redacción y corrección ortográfica de esta memoria de título.

Contenidos

Agradecimientos	3
Contenidos	4
Índice de Figuras	6
Índice de Tablas.....	8
1. Introducción.....	9
1.1 Motivación.....	9
1.2 Alcance	10
1.3 Objetivos Generales.....	10
1.4 Objetivos Específicos	11
1.5 Organización del Trabajo	11
2. Energía Eólica.....	12
2.1 La Naturaleza del Viento.....	12
2.2 Potencia Extraíble del Viento	13
2.2.1 El Viento y su Potencia	13
2.2.2 Extracción de la Energía del Viento	14
2.3 Distintas Tecnologías de Generación Eólica	16
2.3.1 Generador de Inducción de Velocidad Fija	16
2.3.2 Generador de Inducción de Velocidad Fija con Capacidad FRT	17
2.3.3 Generador de Inducción Dblemente Alimentado	17
2.3.4 Generador Sincrónico de Velocidad Variable	18
2.4 Estadísticas de Viento y su Estimación	18
2.4.1 Histogramas de Viento y Estimación de Energía	18
2.4.2 Weibull y los Histogramas Ideales	20
2.5 Zonas Geográficas de Alto Potencial Eólico	24
2.5.1 Mapa Eólico de Chile	25
3. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.....	26
3.1 Clasificación de la Estabilidad en Sistemas Eléctricos.	27
3.1.1 Estabilidad Angular	27
3.1.2 Estabilidad de Frecuencia.....	27
3.1.3 Estabilidad de Tensión	28
3.2 Estabilidad de Tensión con Generación Eólica	29
3.3 Estabilidad de Frecuencia con Generación Eólica	30
3.4 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio Chilena	32
3.4.1 Rangos de Estabilidad según NTSyCS.....	32
3.5 Normas Técnicas Internacionales de SEP con Generación Eólica.....	35
3.5.1 Operación en Régimen Permanente	35
3.5.2 Operación Durante Falla.....	38
4. Modelación Dinámica de Sistemas Eléctricos de Potencia.....	41
4.1 Consideraciones Necesarias para Estudios Dinámicos de Energía Eólica	41
4.1.1 Parques Eólicos	42
4.1.2 Modelación	43
4.1.3 Efectos sobre la Red	43
4.2 Modelación de Elementos de Sistemas Eléctricos de Potencia.....	44
4.2.1 Centrales de Generación Convencional.....	44
4.2.2 Centrales de Generación no Convencionales	45

4.2.3 Sistema de Transmisión.....	46
4.2.4 Centros de Consumos	47
5. Metodología.....	48
5.1 Determinación de la Ubicación de los Parques Eólicos	48
5.2 Determinación de Límites Máximos de Generación Eólica por Zona	49
5.3 Límites de Estabilidad del SIC con Grandes Niveles de Energía Eólica	51
6. Modelación Dinámica del SIC mediante Software Power Factory 13.2	54
6.1 Modelos de Planta	54
6.2 Modelo de Consumos	55
6.3 Controladores y su Funcionamiento	56
6.4 Modelos de Parques Eólicos.....	56
6.4.1 Modelo Dinámico de Parques Eólicos.....	57
7. Escenarios Futuros.....	61
7.1 Demanda.....	61
7.2 Plan de Obras de Generación y Transmisión.....	62
7.3 Casos Base.....	63
7.3.1 2010 AS HS	64
7.3.2 2010 AS HH	64
7.3.3 2010 Min HS	65
7.4 Parques Eólicos	65
7.4.1 Parque Eólico Lengua de Vaca.....	65
7.4.2 Parque Eólico Los Vilos	68
7.4.3 Parque Eólico Punta Curaumilla.....	70
7.4.4 Parque Eólico Altos de Hualpen.....	71
8. Simulación.....	74
8.1 Comportamiento Parques Eólicos	74
8.1.1 Estabilidad para Distintos Niveles de Generación Eólica.	74
8.1.2 Estabilidad para Distintas Capacidades Instaladas del Parque.....	84
8.2 Comportamiento del SIC con Parques Eólicos	94
8.2.1 2010 Min HS CC3FT en extremo receptor línea Pan de Azúcar – Los Vilos 220 kV	95
8.2.2 2010 AS HS CC3FT en extremo receptor línea Pan de Azúcar – Los Vilos 220 [kV]	98
8.2.3 2010 AS HH CC3FT Extremo Alto Jahuel 500 [kV].....	101
8.2.4 2010 AS HH CC3FT Extremo Charrúa 500 [kV]	103
8.2.5 2010 AS HH Salida Intempestiva Central Ralco.....	106
8.2.6 2010 AS HS CC3FT en extremo Alto Jahuel 500 [kV]	107
9. Análisis de Estabilidad del Sistema.....	110
9.1 Efecto de la Capacidad de FRT en la Estabilidad.	110
9.2 Efecto del Nivel de Cortocircuito en la Estabilidad	111
9.3 La estabilidad del SIC con Energía Eólica	113
9.3.1 Capacidades Instaladas Máximas de Generación Eólica.....	113
9.3.2 Niveles de Generación Eólica en el SIC.....	113
10. Conclusiones.....	116
11. Referencias	119
Anexos.....	121

Índice de Figuras

Ilustración 1. Aerogeneradores de Gran Tamaño.....	14
Ilustración 2. Las distintas velocidades del viento durante la operación de una turbina.....	14
Ilustración 3. Flujo de Aire a través de una Turbina Eólica.....	15
Ilustración 4. Diagrama Tecnología de Generación de Velocidad Fija.....	16
Ilustración 5. Diagrama Aerogenerador Dblemente Alimentado.....	17
Ilustración 6. Aerogenerador Sincrónico con Etapa Inversora.....	18
Ilustración 7. Metodología de Estimación de la energía entregada.....	19
Ilustración 8. Velocidad Media de Distintas Estaciones de la Zona Centro del País.....	25
Ilustración 9. Clasificación de La Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia [17].....	26
Ilustración 10. Alta Variabilidad del Viento para una Turbina [19].	30
Ilustración 11. Efecto en la Variabilidad por el Aumento de Generación Eólica [19].....	31
Ilustración 12. Estándar de Recuperación Dinámica de la Tensión según Norma Chilena determinada del artículo 5-39.....	33
Ilustración 13. Rangos Factor de Potencia Norma Alemana EON.....	35
Ilustración 14. Rangos Factor de Potencia Norma Danesa.	35
Ilustración 15. Rango Factor de Potencia Norma Irlandesa.	36
Ilustración 16. Rango Factor de Potencia Norma Escocesa.	36
Ilustración 17. Requerimientos Durante Falla Norma Alemana EON.	38
Ilustración 18. Requerimientos Durante Falla Norma Escocesa.	38
Ilustración 19. Requerimiento Durante Falla Norma Irlandesa.....	39
Ilustración 20. Requerimiento del Aporte de Reactivos Durante Regímen Transitorio.....	40
Ilustración 21. Diagrama de Bloques Simple del Comportamiento Dinámico de la Generación Convencional.....	44
Ilustración 22. Diagrama de Bloques Simple del Comportamiento Dinámico de la Generación No Convencional.....	45
Ilustración 23. Parte del Sistema Interconectado Central (SIC).....	46
Ilustración 24. Diagrama de la Metodología Principal.....	48
Ilustración 25. Algoritmo de Iteración para la Determinación del Límite de Máxima Generación por Zona.....	49
Ilustración 26. Algoritmo Iterativo para la Determinación de la Máxima Capacidad de Generación Eólica Total en el SIC.	52
Ilustración 27. Modelo Dinámico No Lineal de un Consumo [21].....	55
Ilustración 28. Diagrama unilineal de los Parques Eólicos Conectados al SIC.	56
Ilustración 29. Diagrama de Bloques Parques Eólicos.....	57
Ilustración 30. Diagrama de Bloque Control Aerodinámico.....	57
Ilustración 31. Bloque Turbina.....	58
Ilustración 32. Distribución y rosa de Viento Estación Punta Lengua de Vaca fuente [16].....	66
Ilustración 33. Ubicación y Punto de Conexión Parque Lengua de Vaca.....	66
Ilustración 34. Diagrama Unilineal del SIC en el Punto de Conexión del Parque Eólico Lengua de Vaca.	67
Ilustración 35. Distribución de velocidad y Rosa de Viento Zona La Cebada Costa [16].....	68
Ilustración 36. Ubicación y punto de conexión Parque Eólico Los Vilos.....	68
Ilustración 37. Diagrama Unilineal del SIC en el Punto de Conexión del Parque Eólico Los Vilos.	69
Ilustración 38. Velocidad Media Horaria e Histograma de Frecuencia [14].....	70
Ilustración 39. Ubicación y Punto de Conexión Parque Eólico Punta Curaumilla.	70

Ilustración 40. Diagrama Unilineal del SIC en el Punto de Conexión del Parque Eólico Punta Curaumilla.....	71
Ilustración 41. Velocidad Media Horaria e Histograma de Frecuencia [14].....	72
Ilustración 42. Ubicación y Punto de Conexión Parque Eólico a Altos de Hualpen.....	72
Ilustración 43. Diagrama Unilineal del SIC en el Punto de Conexión del Parque Eólico Altos de Hualpen.....	73
Ilustración 44. Diagrama Unilineal Zona Los Vilos Polpaico.....	79
Ilustración 45. Curva de Potencia del Aerogenerador [25].	114

Índice de Tablas

Tabla 1. Variabilidad de Generación Eólica en porcentajes de la capacidad nominal según tiempo y área. Fuente IEA Wind Agreement Task 25.....	31
Tabla 2. Estándares de Transmisión para los niveles de tensión en barras.	32
Tabla 3. Estándares para el control de Tensión en Instalaciones de Generación.	33
Tabla 4. Rangos de Estabilidad de frecuencia para régimen permanente.	33
Tabla 5. Exigencias mínimas de recuperación dinámica de frecuencia.	33
Tabla 6. Rangos de Operación de Centrales Termoeléctricas, durante contingencias.	34
Tabla 7. Rangos de Operación de Centrales Hidroeléctricas, durante contingencias.	34
Tabla 8. Márgenes de Estabilidad de Tensión y Angular.....	34
Tabla 9. Límites Factor de Potencia Norma Inglesa.	36
Tabla 10. Estándares para el Nivel de Tensión, Norma Danesa y Alemana EON.	37
Tabla 11. Estándares para el Nivel de Tensión, Normas Escocesa, Inglesa e Irlandesa.	37
Tabla 12. Estándares de Frecuencia según Norma.	37
Tabla 13. Modelos de Planta Implementados en el SIC.....	54
Tabla 14. Descripción Bloques de Modelo de Plantas.	54
Tabla 15. Parámetros Control Aerodinámico.	58
Tabla 16. Parámetros Turbina.	59
Tabla 17. Matriz Característica para la Determinación del Coeficiente de Poder.	59
Tabla 18. Parámetros Bloque Eje Mecánico.	60
Tabla 19. Niveles de Demanda en el SIC según tipo de Cliente en [GWh].....	61
Tabla 20. Tasas de Crecimiento en el SIC según tipo de Cliente.....	61
Tabla 21. Planes de Obras Generación utilizado.....	62
Tabla 22. Plan de Obras Transmisión Utilizado.....	62
Tabla 23. Modificaciones Plan de Obras debido a Generación Eólica según [16].	63
Tabla 24. Descripción Casos Bases a Estudiar.....	63
Tabla 25. Niveles de Demanda por Casos Bases.....	63
Tabla 26. Despacho del SIC según Tipo de Generación.	64
Tabla 27. Despacho del SIC según Tipo de Generación.	64
Tabla 28. Despacho del SIC según Tipo de Generación.	65
Tabla 29. Contingencias más Severas por Parque Eólico.	74
Tabla 30. Límites máximos de estabilidad de los Parques Eólicos según nivel de generación. ...	84
Tabla 31. Límites Máximos de Capacidad Instaladas de Los Parques según Escenario.....	94
Tabla 32. Niveles de Cortocircuito de las barras de conexión de los parques sin generación eólica.	112
Tabla 33. Resumen Resultados Finales de Máxima Capacidad Instalada en el SIC por Escenario.	113
Tabla 34. Generación Eólica en el SIC.	114

1. Introducción

1.1 Motivación

La actual crisis energética en Chile y la de los últimos años producto del déficit de gas natural importado desde Argentina, junto con las sequías de 1997 y 1999, han dejado en evidencia la fuerte dependencia que la matriz energética nacional tiene, tanto de fuentes energéticas extranjeras, como es el caso del petróleo y gas natural, y de los recursos hídricos, que en la actualidad es deficiente por la escasez de lluvia.

Los sucesos nombrados anteriormente, han dejado en claro la necesidad de fortalecer la matriz energética nacional, por ejemplo, mediante la integración de nuevas fuentes de energía, para aumentar la seguridad energética del sistema eléctrico. Dicha iniciativa ha recibido el apoyo del Gobierno mediante diversas acciones, como la Ley 20.257, cuyo objetivo es promover la instalación de centrales basadas en Energías Renovables No Convencionales.

Además, Chile posee un gran potencial de energías renovables, como son los casos de la energía eólica, micro-hidráulica, geotérmica, solar y mareomotriz. Sin embargo, varias de estas tecnologías como la energía solar y mareomotriz están recién en desarrollo, mientras que las restantes ya mencionadas, están actualmente en condiciones de operar en un sistema eléctrico.

La energía eólica es una de las tecnologías que mayor desarrollo ha tenido mundialmente, siendo además una de las fuentes energéticas renovables de gran potencial en Chile [14]. Además, desde 1980 se ha visto un incremento prácticamente exponencial de la potencia instalada mundialmente llegando a niveles de los 33.000 MW en 2002 [1], datos que permiten considerar a la energía eólica como una fuente energética seria para integrar la matriz energética nacional.

A pesar de los grandes recursos eólicos que Chile posee, la energía eólica cuenta con serias desventajas que han impedido su ingreso masivo al mercado eléctrico nacional. Algunas de estas desventajas son, la alta variabilidad del recurso eólico y los altos costos de transmisión producto de las grandes distancias entre las zonas de buen régimen eólico y los principales centros de consumo de energía [5, 6, 7, 10, 11, 15 y 16]. Pese a lo anterior, el Sistema Interconectado Central (SIC) posee diversas características que permiten visionar escenarios futuros con niveles altos de penetración de la energía eólica. Estas características del SIC, que podrían facilitar la integración y operación de grandes niveles de inyección de energía eólica en el sistema son; la gran cantidad de energía hidráulica almacenada por centrales de embalse del SIC, la rapidez de respuesta de las turbinas hidráulicas frente a fluctuaciones de la potencia y el bajo costo comparativo de usar centrales hidráulicas para regular frecuencia frente a centrales térmicas.

De lo anterior, nace la principal motivación de este trabajo de título, el cual consiste en obtener resultados prácticos y herramientas metodológicas que permitan determinar el máximo

nivel de penetración de energía eólica que puede tolerar el SIC, de tal manera de contribuir elementos de juicio objetivo tendientes a lograr una diversificación de la matriz energética nacional, en pos de una mayor seguridad y robustez del sistema eléctrico.

1.2 Alcance

Este trabajo de título forma parte del Programa de Investigación Domeyko y el Proyecto “Factibilidad de Altos Niveles de Penetración de Energías Renovables en la Matriz Energética Nacional”, y que consiste en conocer el estado del arte de la generación eólica y su tecnología, junto con desarrollar modelos dinámicos y estáticos para el estudio de sistemas eléctricos de potencia con grandes niveles de generación eólica.

Este proyecto se dividió en dos partes, el primero en desarrollar modelos dinámicos de parques eólicos conectados a la red eléctrica y su validación, mientras que la segunda correspondiente a este trabajo de título, consiste en estudiar la estabilidad del sistema con grandes niveles de penetración eólica mediante la implementación de los modelos desarrollados en la primera parte del proyecto. Con este propósito se definieron los siguientes alcances del trabajo.

Se considero el SIC completo desde Taltal en la tercera región hasta la isla de Chiloé ubicada en la decima región, modelando el sistema de transmisión desde los 500 [kV] hasta las subestaciones de distribución de 66 y 12 [kV], además se consideraron los planes de obras propuestos en los informes de Precio de Nudos de octubre del 2007 [22] desarrollado por la CNE y del trabajo de título “Evaluación de la Infraestructura Asociada a Zonas de Desarrollo Eólico en el Sector Norte del SIC” [16].

Conjuntamente, bajo el criterio del peor escenario posible, los parques eólicos modelados en el trabajo corresponden a aerogeneradores que implementan máquinas de inducción convencionales del tipo Jaula de Ardilla, correspondiente a la tecnología más primitiva y de peor comportamiento para la red eléctrica [5-7, 9-11, 15 y 18].

Finalmente, solo se realizaron simulaciones dinámicas de corto plazo para verificar y analizar la estabilidad global del sistema frente a perturbaciones de gran tamaño.

1.3 Objetivos Generales

El objetivo general del presente proyecto es comprender el comportamiento dinámico de sistemas longitudinales de potencia, como el SIC, en escenarios de alta penetración de generación eólica, mediante la incorporación de modelos de Parques Eólicos que permitan determinar el impacto en el control y la estabilidad del sistema.

1.4 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos de este trabajo son:

- Conocer el estado del arte en el desarrollo de tecnologías de generación eólica.
- Determinar zonas de alto potencial eólico para la instalación de los parques desde un punto de vista técnico-operacional.
- Disponer de modelos dinámicos de parques eólicos.
- Disponer de modelos estacionarios y dinámicos del sistema para distintos escenarios futuros de crecimiento de la demanda y del parque de generación.
- Desarrollar una metodología para la determinación del límite de estabilidad del SIC con generación eólica.
- Evaluar distintos escenarios de penetración eólica.

1.5 Organización del Trabajo

El presente trabajo consta de 10 capítulos y está organizado de tal forma de presentar, en la primera parte, los antecedentes teóricos involucrados en la incorporación de parques eólicos a los sistemas eléctricos de potencia. Para ello, en el capítulo 2 se describen las características de la energía eólica y sus distintas tecnologías de generación disponibles en la actualidad. Conceptos de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia, y los efectos derivados de la incorporación de energía eólica son tratados en el capítulo 3. En el capítulo 4 se describen los aspectos necesarios a considerar para realizar simulaciones dinámicas sobre sistemas eléctricos de potencia. Finalmente, en el capítulo 5 se describe la metodología utilizada para definir la ubicación de parques eólicos, sus máximos niveles de generación y el límite de estabilidad soportado por el sistema.

En la segunda parte del trabajo se presenta el desarrollo propiamente tal, detallando en el capítulo 6 la modelación del sistema y sus componentes. El capítulo 7 define los escenarios de simulación que se utilizan, para lo cual se indica el plan de obras, niveles de demanda y ubicación de los parques. En el capítulo 8 se muestran los resultados obtenidos en las simulaciones los cuales son discutidos y analizados en el capítulo 9. Finalmente, en el capítulo 10 se indican las conclusiones obtenidas del trabajo y futuros trabajos por realizar.

2. Energía Eólica

La energía eólica depende de la velocidad del viento. Este, al ser altamente variable, hace que el conocimiento de sus características, junto con la identificación de los factores que influyen en él, sea indispensable para mejorar y optimizar la planificación y operación de parques eólicos y poder conocer sus efectos sobre la red eléctrica.

2.1 La Naturaleza del Viento

La atmósfera de la tierra se puede modelar como una gran máquina térmica donde las masas de aire se desplazan producto de sus diferencias de temperatura [1], básicamente bloques calientes de aire se desplazan a zonas frías y viceversa. Este desplazamiento corresponde a la transformación de energía térmica proveniente de la radiación solar en energía cinética, dando así origen al viento.

El viento es altamente variable, tanto temporalmente como geográficamente. Este recurso presenta variaciones temporales de largo plazo, del orden de décadas u años, las cuales son difíciles de predecir y disminuyen la precisión de los estudios de factibilidad económica de proyectos eólicos. En escalas de tiempo más cortas, del orden de semanas o días, el comportamiento del viento es en cierta medida predecible, gracias a la meteorología junto con la ayuda de fotos satelitales, las que permiten divisar y conocer frentes meteorológicos que afecten el parque. En escalas temporales diarias, es posible predecir el comportamiento del viento de tal manera de coordinar el despacho del parque generador eléctrico [2]. Para escalas menores del orden de minutos y segundos existen variaciones debido a la turbulencia, las cuales afectan el suministro de energía, y el comportamiento de las turbinas.

El viento, al ser un fenómeno global producto de la transformación de energía térmica solar en energía cinética, se ve afectado por diversos factores como la rotación de la tierra y las fuerzas de Coriolis, pero al mismo tiempo se ve afectado por fenómenos locales, como la topología de la zona, la cercanía al océano y la altura sobre el nivel del mar [2]. Todos los anteriores son factores importantes al momento de la evaluación de un terreno para su posible uso en la instalación de turbinas eólicas.

Debido a lo anteriormente expuesto, se puede caracterizar al viento con una naturaleza de carácter aleatoria y compleja de predecir debido a los múltiples factores que influyen en su comportamiento. Sin embargo, con el conocimiento de estos factores junto con herramientas estadísticas, es posible llegar a niveles aceptables de estimación del régimen eólico que afectará a un parque generador en particular.

2.2 Potencia Extraíble del Viento

El viento al trasladarse con una velocidad posee energía que se puede extraer con el propósito de generar electricidad. A continuación se explica brevemente la teoría detrás del viento y su potencia [1 y 2].

2.2.1 El Viento y su Potencia

El viento es una masa de aire que se traslada de una zona a otra, producto de gradientes térmicos. Toda masa de aire m que se mueve a velocidad v, tendrá una energía cinética, dada por:

$$E = \frac{1}{2}mv^2$$

La potencia que se extrae de este bloque de aire, depende de la masa de este y de la velocidad con que se desplaza en ese instante. Es decir, la potencia del viento es la derivada de la energía, la cual depende de la variación de la masa de un instante a otro:

$$P_{viento} = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2} \left(\frac{dm}{dt} \right) v^2$$

La diferencia de masa $\frac{dm}{dt}$ del bloque de aire en un instante está determinada por su densidad ρ , su área A, y su velocidad instantánea $\frac{dx}{dt}$, lo cual se muestra a continuación:

$$\frac{dm}{dt} = \rho A \frac{dx}{dt} = \rho A v$$

De lo anterior, se concluye que la potencia del viento es función de la densidad del aire, el área del bloque de aire, y la velocidad del viento al cubo:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

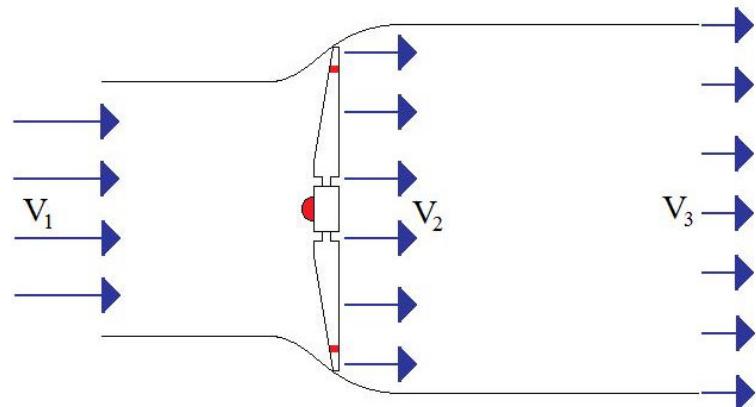
Por lo tanto, entre mayor sea el área de la masa interceptada por la turbina, mayor será la potencia extraíble por esta. Razón que explica las grandes dimensiones de los aerogeneradores.



Ilustración 1. Aerogeneradores de Gran Tamaño.

2.2.2 Extracción de la Energía del Viento

La conversión de la energía cinética del viento a energía mecánica rotatoria del eje, consiste en reducir la velocidad de la masa de aire interceptada por la turbina. Esto se ejemplifica a continuación:



$$E_{extraible} = \frac{1}{2} m(v_1^2 - v_3^2)$$

Ilustración 2. Las distintas velocidades del viento durante la operación de una turbina.

Con lo cual se obtiene que la Potencia extraíble es la siguiente:

$$P_{extraible} = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_3^2) \quad \text{con} \quad \dot{m} = \frac{dm}{dt}$$

Sin embargo, aun en el caso ideal, no es posible extraer el 100 % de la potencia del viento. Esto se debe a que en el caso extremo en que $v_3 = 0$ se provocaría una congestión en el flujo de aire, teniendo como consecuencia que $\dot{m} = 0$, lo cual se traduciría en una detención total del bloque de aire, y consecuentemente en cero potencia extraída.

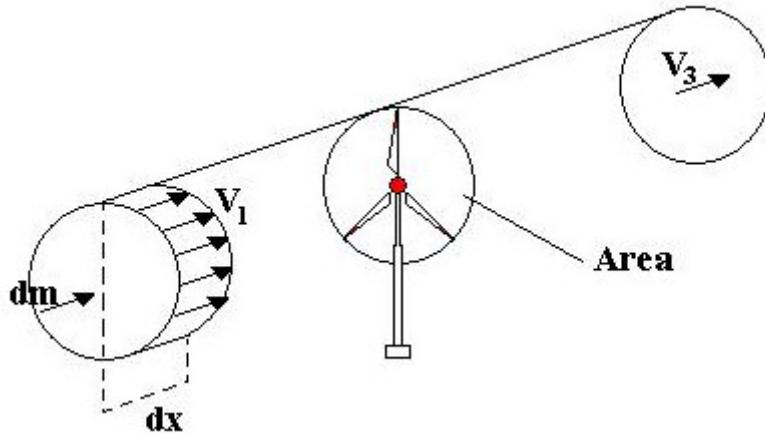


Ilustración 3. Flujo de Aire a través de una Turbina Eólica.

Por lo tanto la potencia extraída se podrá conocer si se conoce la diferencia de masa del aire incidente en el rotor de la turbina, el cual depende de la velocidad del viento en ese punto, v_2 .

$$\begin{aligned} \frac{dm}{dt} &= \rho A v_2 \\ P_{extraible} &= \frac{1}{2} \rho A v_2 (v_1^2 - v_3^2) \end{aligned}$$

Lo anterior, permite divisar que debe existir una velocidad v_2 óptima en el eje tal que se pueda maximizar la extracción de potencia del viento incidente. Según Betz (1926) y Schmitz (1956) la velocidad v_2 se puede expresar en función de la velocidad incidente v_1 y la velocidad posterior a la extracción v_3 [1].

Según la teoría de Betz, esta velocidad v_2 corresponde al promedio entre v_1 y v_3 . De tal manera que la potencia extraída se puede expresar como.

$$\begin{aligned} P_{extraible} &= \frac{1}{2} \rho A \cdot \left(\frac{v_1 + v_3}{2} \right) \cdot (v_1^2 - v_3^2) = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \cdot C_{p,Betz}(v_1, v_3) \\ C_{p,Betz}(v_1, v_3) &= \frac{1}{2} \left[\left(1 + \frac{v_3}{v_1} \right) \cdot \left(1 - \frac{v_3^2}{v_1^2} \right) \right] \end{aligned}$$

De la expresión anterior se puede determinar que la máxima potencia extraída se obtiene para una razón $v_3/v_1 = 1/3$. Con ello se obtiene un valor del coeficiente de poder $C_{p,Betz}$ igual a 59 %, lo que significa que solo se puede extraer el 59 % de la potencia del viento por una turbina ideal sin pérdidas.

El coeficiente de poder depende del diseño aerodinámico de las aspas de la turbina, el cual afecta las fuerzas de empuje o arrastre que propician la rotación del eje mecánico del aerogenerador. En la actualidad se pueden encontrar turbinas modernas que han presentado factores de poder $C_{p,Betz}$ cercanos a 0,5. De esta manera, la eficiencia de las turbinas incrementa y se reducen los costos de construcción.

2.3 Distintas Tecnologías de Generación Eólica

Los aerogeneradores utilizados actualmente para la transformación de energía eólica en eléctrica no incorporan una tecnología uniforme ya que existen varios prototipos, los cuales implementan distintos mecanismos y tecnologías de generación. Por ejemplo, existen aerogeneradores que utilizan desde máquinas sincrónicas de imán permanente con inversores, hasta máquinas de inducción con etapa de control dinámico de deslizamiento. Cada tecnología de generación presenta sus ventajas y desventajas en distintos aspectos tales como su costo, mecanismos de control, calidad, etc.

A continuación se discutirán brevemente las tecnologías, que a juicio del autor son las más factibles de ser implementadas en parques eólicos en el SIC. Esta corresponde a los aerogeneradores denominados de Inducción de Velocidad Fija, de Inducción Dblemente Alimentado, y Sincrónico de Velocidad Variable.

2.3.1 Generador de Inducción de Velocidad Fija

Esta tecnología de generación es la más simple y común, ya que introduce un generador de inducción de rotor de jaula de ardilla, el cual se acopla directamente a la red.

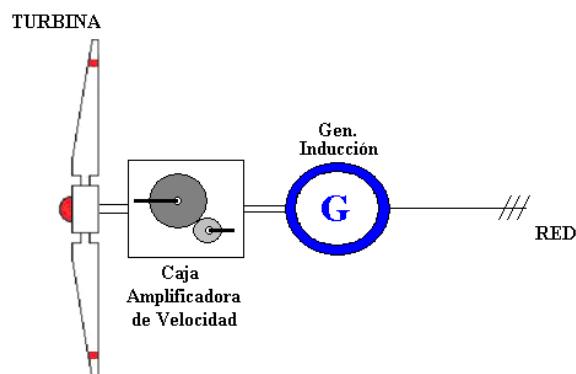


Ilustración 4. Diagrama Tecnología de Generación de Velocidad Fija.

Este mecanismo de generación se denomina entre los fabricantes como el “concepto danés” (Danish concept), debido a que fue generado por la empresa danesa Vestas. Sus mayores ventajas consisten en el menor tamaño y bajo costo de inversión, operación y mantenimiento de las máquinas de inducción. Además, permite implementar métodos simples de control reduciendo de esta forma aun más los costos. Sin embargo, esta tecnología presenta desventajas en lo referente a la calidad del suministro ya que necesita de compensación reactiva de potencia, y además el sistema de control que utiliza no ejerce control sobre velocidad ni el deslizamiento lo cual provoca que las inyecciones de energía a la red se vean fuertemente afectadas por variaciones en la velocidad del viento.

2.3.2 Generador de Inducción de Velocidad Fija con Capacidad FRT

Esta tecnología de generación es igual a la anterior a excepción que presenta además equipos que permiten un control dinámico del consumo de reactivos mediante diversos equipos como son los SVCs, STATCOMs y bancos de condensadores electrónicamente controlados.

2.3.3 Generador de Inducción Dblemente Alimentado

Esta tecnología utiliza una máquina de inducción con acceso al rotor mediante una etapa de inversión, lo cual permite inyectar o extraer energía del rotor controlando el nivel de reactivos y, por consiguiente, la velocidad de giro del rotor de la máquina. Se denomina doblemente alimentado debido a que los reactivos necesarios para la excitación de la máquina son suministrados tanto por el estator como por el inversor.

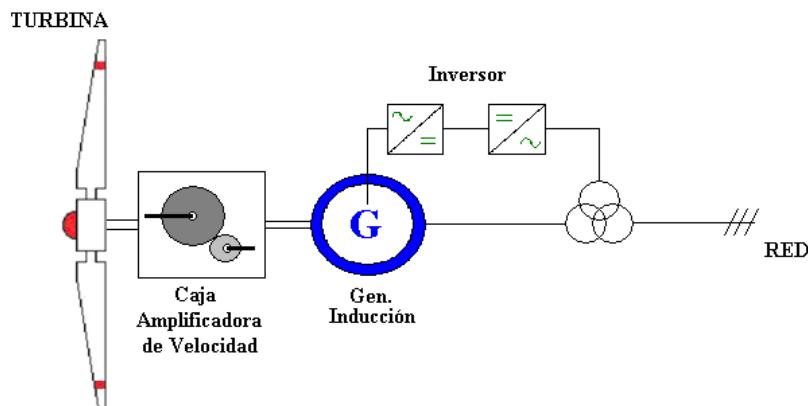


Ilustración 5. Diagrama Aerogenerador Dblemente Alimentado.

Las ventajas que presenta el generador doblemente alimentado, consisten en un control variable de los reactivos consumidos por el rotor, lo cual permite un control de la velocidad frente a variaciones del viento y perturbaciones del sistema eléctrico, de esta manera ofreciendo una mejor calidad del servicio. No obstante, estas ventajas se obtienen a un costo mayor debido a la necesidad de un inversor. Además, el acceso al rotor introduce mayores costos de mantenimiento de los generadores.

2.3.4 Generador Síncrono de Velocidad Variable

La utilización de generadores síncronos en sistemas eléctricos requiere que el generador gire siempre a una velocidad constante y en sincronismo con las restantes máquinas síncronas conectadas a la red, lo cual en el caso de la energía eólica es complicado debido a la velocidad variable del viento. Sin embargo, gracias a la electrónica de potencia, es posible conectar estos generadores síncronos de velocidad variable a la red eléctrica mediante una etapa de rectificación e inversión. Esta interfaz permite rectificar la señal de corriente alterna desacoplándola de la red eléctrica, para luego ser convertida, mediante una etapa inversora, en una señal de corriente alterna a la misma frecuencia de la red eléctrica.

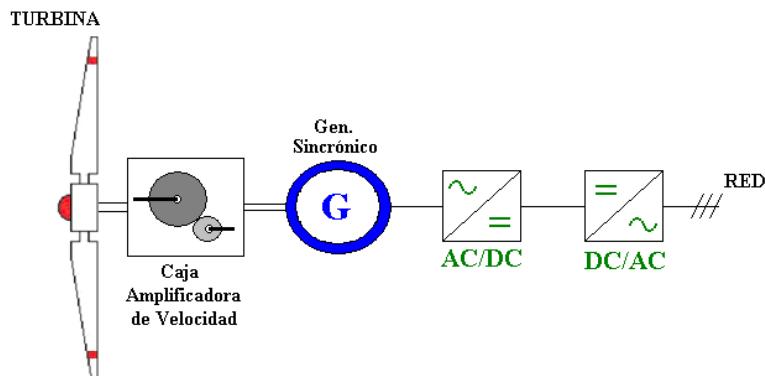


Ilustración 6. Aerogenerador Síncrono con Etapa Inversora.

Las principales ventajas de este tipo de generación recaen en la mayor capacidad de control en la inyección de potencia activa y reactiva a la red, mejorando sustancialmente la calidad del servicio. No obstante, el uso de rectificadores e inversores de potencia igual a la del parque, elevan los costos de inversión en gran medida. Además, el uso de estas etapas de rectificación e inversión conllevan a un aumento de la contaminación armónica de la red, los cuales en el caso de una integración masiva de esta tecnología puede dañar la integridad del sistema interconectado.

2.4 Estadísticas de Viento y su Estimación

En la planificación de parques eólicos de gran envergadura, con el fin de estimar la energía eléctrica que este generaría, es necesario conocer las estadísticas de la velocidad del viento de donde se ubicarán los aerogeneradores, por lo cual es necesario realizar mediciones locales en la ubicación del futuro parque.

2.4.1 Histogramas de Viento y Estimación de Energía

Para estimar la energía generada por un parque eólico, no basta con conocer la velocidad media del viento \bar{v} y su desviación estándar σ . Además, se hace necesario poder clasificar los regímenes de viento en categorías, de manera de crear histogramas de viento, con los cuales se obtiene una estimación precisa de la energía generada durante el intervalo de análisis.

A continuación se presenta una metodología para la estimación de la energía entregada por un parque eólico, según [1].

El primer paso consiste en medir la velocidad media por hora del viento durante un periodo de tiempo T (días, semanas, meses, etc.). Luego el segundo paso es crear el histograma de las velocidades. El histograma del viento h , se construye mediante la agrupación de los datos en categorías de viento, por ejemplo de 4, 5 o 6 [m/s]. Con estos resultados se logra determinar el porcentaje h_i del tiempo total de medición T, en que el viento presentó tal régimen de velocidad.

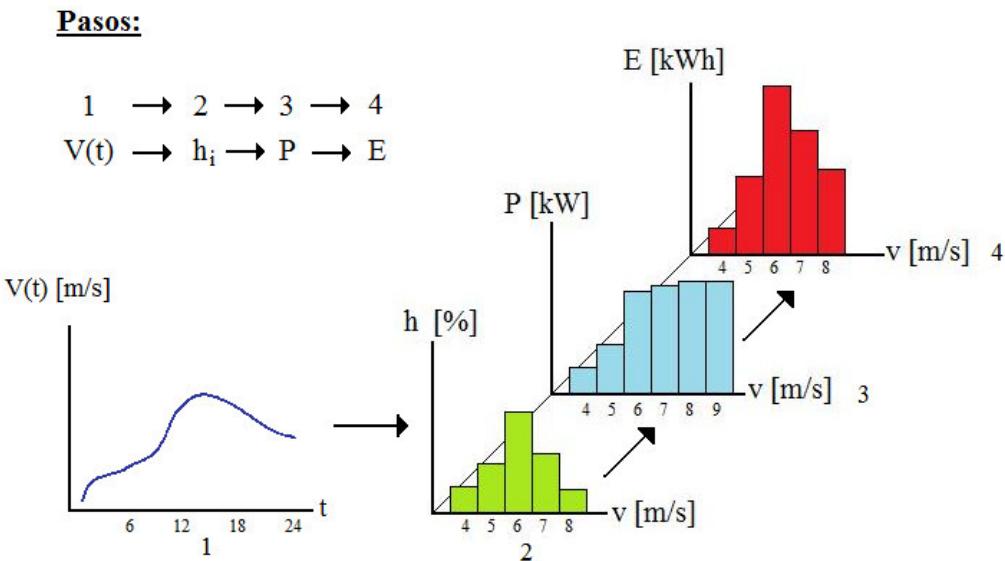


Ilustración 7. Metodología de Estimación de la energía entregada

Por ejemplo, digamos que se tiene la siguiente serie de viento con los siguientes datos de medición.

$$\vec{v}_{media}(t) = [2 \ 1 \ 3 \ 3 \ 4 \ 5 \ 5 \ 5 \ 7 \ 7 \ 8 \ 8 \ 8 \ 6 \ 6 \ 6 \ 7 \ 5 \ 6 \ 6 \ 6 \ 5 \ 5 \ 4 \ 4 \ 3 \ 1]$$

$$T_{medición} = 24[\text{horas}]$$

$$\Delta T_{medición} = 1[\text{hora}]$$

Con la serie anterior es posible determinar el número de veces t_i , en que ocurre cada registro de velocidad v_i .

$$t_i = \text{nº de veces } v_i = i [\text{m/s}]$$

$$\vec{t} = [2 \ 1 \ 3 \ 3 \ 6 \ 4 \ 3 \ 2]$$

Con el vector \vec{t} , es posible determinar el histograma h , donde se tiene el porcentaje del tiempo en que el viento presento una velocidad v_i .

$$h_i = \frac{t_i}{T} \Rightarrow \bar{h} [\%] = [8,33 \quad 4,17 \quad 12,5 \quad 12,5 \quad 25 \quad 16,67 \quad 12,5 \quad 8,33]$$

Tras obtener el histograma, se puede proceder a determinar la energía generada mediante la curva de potencia de la turbina. En esta curva, P_i corresponde a la potencia generada por el aerogenerador al ser sometida a una velocidad v_i del viento. Con esto, se obtiene la siguiente curva de potencia del aerogenerador.

$$\bar{P} = [0 \quad 0 \quad 400 \quad 700 \quad 1000 \quad 1200 \quad 1300 \quad 1400] [kW]$$

Se puede obtener la energía generada total según la siguiente fórmula:

$$E_{total} = \sum E_i$$

$$E_i = h_i \cdot P_i \cdot T [kWh]$$

Con la cual se obtiene el siguiente resultado.

$$\bar{E} = [0 \quad 0 \quad 1200 \quad 2100 \quad 6000 \quad 4800 \quad 3900 \quad 2800] [kWh]$$

$$E_{total} = \sum E_i = 20800 [kWh] = 20,8 [MWh]$$

2.4.2 Weibull y los Histogramas Ideales

En la práctica es posible aproximar los histogramas de viento mediante distribuciones de probabilidad, en particular, con la distribución de Weibull [1, 2, y 14].

$$h_{Weibull} = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A} \right)^{k-1} \cdot \exp \left(- \left(\frac{v}{A} \right)^k \right)$$

Esta distribución permite estimar de manera aproximada el histograma de viento de una zona en general, y sólo requiere de la especificación de los parámetros k y A , los cuales son el factor de forma y el parámetro de escalamiento respectivamente. Al determinar los parámetros k y A de la zona en que el parque se ubicará, se puede predecir la energía generada por el parque y estimar el comportamiento del viento en la zona.

Existen diversos métodos para determinar los factores k y A [14], los cuales se explican brevemente a continuación:

a) Método de la Varianza

Este método determina los factores en base a la velocidad media \bar{v} y al grado de variabilidad de las mediciones.

$$k = C \cdot \sqrt{\bar{v}} \quad \text{con} \quad C = \begin{cases} 1,05 & \text{si la Varianza es baja} \\ 0,94 & \text{si la Varianza es media} \\ 0,73 & \text{si la Varianza es alta} \end{cases} \quad \text{y} \quad A = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

Donde Γ es la función Gamma la cual se representa mediante la siguiente expresión.

$$\Gamma(n) = \frac{1}{n} \prod_{m=1}^{\infty} \frac{\left(1 + \frac{1}{m}\right)^n}{\left(1 + \frac{n}{m}\right)} \quad \text{con} \quad n > 0$$

Este es el método menos preciso de los expuestos, debido a que solo utiliza el valor medio y una regla heurística según la magnitud de la desviación estándar.

b) Método de los Cuartiles

Este método se implementa cuando se conoce el histograma del viento pero no la serie de datos que la generó. De esta forma se procede a calcular las velocidades de los cuartiles según la función de probabilidad acumulada de Weibull.

$$p(v < v_p) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{v_p}{A}\right)^k\right) \rightarrow v_p = A[-\ln(1-p)]^{\frac{1}{k}}$$

Con la cual se puede obtener una relación entre las velocidades correspondientes a los cuartiles de 25 y 75 % de probabilidad.

$$\frac{v_{0,75}}{v_{0,25}} = \left[\frac{\ln(1-0,75)}{\ln(1-0,25)} \right]^{\frac{1}{k}}$$

De la expresión anterior es posible obtener una fórmula para el factor de forma k , en función de las velocidades correspondientes a los cuartiles de probabilidad.

$$k = \frac{1,573}{\ln(v_{0,75}) - \ln(v_{0,25})}$$

Para obtener el factor de escala A se procede de la misma manera, se estima el valor de la mediana de la velocidad v_{me} del histograma, y a partir de la expresión de la probabilidad para un cuartil del 50% se puede despejar una expresión para A .

$$A = \frac{v_{me}}{\ln(2)^{\frac{1}{k}}}$$

c) Método de Máxima Verosimilitud

Al poseer los valores de la serie de mediciones, se pueden determinar los valores de los factores k y A, maximizando la probabilidad conjunta de los valores contenidos en la serie. Se procede definiendo la función de Verosimilitud L, como el logaritmo del producto de las probabilidades de los valores medidos, lo cual se puede expresar como la suma de los logaritmos de las funciones de densidad de probabilidad para cada dato v_i de la serie.

$$L = \sum_{i=1}^N \ln(h_w(v_i))$$

Donde N corresponde al número total de mediciones.

Por lo tanto, para poder encontrar los valores de k y A, que maximizan la función de verosimilitud L, basta con derivar con respecto a ellas e igualar a cero.

$$\frac{dL}{dA} = 0 \rightarrow A = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(\frac{v_i}{A} \right)^{k-1} \cdot v_i$$

$$\frac{dL}{dk} = 0 \rightarrow k = \frac{N}{\sum_{i=1}^N \left(\frac{v_i}{A} \right)^k \cdot \ln\left(\frac{v_i}{A}\right) - \sum_{i=1}^N \ln\left(\frac{v_i}{A}\right)}$$

Los factores A y k se despejan de las expresiones anteriores mediante métodos numéricos iterativos. La precisión se obtiene definiendo el intervalo de convergencia, de tal manera que se puede llegar a un nivel de precisión bastante alto aunque a un costo computacional mayor.

d) Método de los Mínimos Cuadrados

Este método consiste en aplicar el método de los mínimos cuadrados a una relación lineal del tipo $y = a \cdot x + b$ que se obtiene a partir de la función de probabilidad acumulada de Weibull.

$$p(v < v_i) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{v_i}{A}\right)^k\right) \rightarrow 1 - p(v_i) = \exp\left(-\left(\frac{v_i}{A}\right)^k\right)$$

Aplicando el logaritmo natural dos veces se llega a siguiente relación.

$$\ln\left[\ln\left(\frac{1}{1-p(v_i)}\right)\right] = k \cdot \ln(v_i) - k \cdot \ln(A)$$

La expresión anterior se asemeja a la relación lineal buscada donde se tiene que:

$$y = \ln \left[\ln \left(\frac{1}{1 - p(v_i)} \right) \right] \quad a = k \quad x = \ln(v_i) \quad b = -k \cdot \ln(A)$$

Luego, aplicando el método de los mínimos cuadrados se pueden encontrar los valores de a y b, y consecuentemente los valores de los factores k y A. Este método es bastante preciso debido a que utiliza todos los datos de la serie de mediciones, sin embargo al aproximar linealmente se incurre en un error.

e) Método Basado en Resúmenes Climatológicos

Este método se utiliza cuando se posee la información proveniente de estaciones de meteorología, de las cuales se puede obtener el porcentaje de calmas, la velocidad media, y la excedencia de velocidades superiores a un valor típico de 20 o 30 nudos.

El porcentaje de calmas corresponde al número de medidas del viento inferiores al umbral mínimo de detección del instrumento, generalmente de 0,5 [m/s], y se determina igual que la excedencia a través de la función de probabilidad acumulada de Weibull.

$$\begin{aligned} Calmas &= 1 - \exp \left(- \left(\frac{v_{calma}}{A} \right)^k \right) \\ Excedencia &= 1 - \exp \left(- \left(\frac{v_{excedencia}}{A} \right)^k \right) \end{aligned}$$

La expresión para la velocidad media es la correspondiente a la distribución de Weibull, y es la siguiente.

$$\bar{v} = A \cdot \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)$$

Utilizando 2 de las 3 expresiones anteriores se pueden obtener los factores, aunque siempre es recomendable utilizar la expresión de la velocidad media para mejorar la precisión.

2.5 Zonas Geográficas de Alto Potencial Eólico

Realizar mediciones en todas las zonas de un país o hasta de una región más pequeña resulta extremadamente costoso, particularmente debido a los equipos necesarios para realizar dichas mediciones, el acceso a las distintas zonas y también la larga duración que requieren los estudios de régimen de viento.

Por esta razón es que se han desarrollado mapas eólicos en donde se indican los regímenes de viento determinados mediante estudios meteorológicos, mediciones realizadas por privados, y otros mediante la extrapolación espacial del régimen mediante modelos matemáticos.

Estos modelos matemáticos consideran la topografía, los efectos de la superficie y la meteorología característica de la zona de análisis para desarrollar modelos tridimensionales del viento, los cuales se detallan en [14]. Estos modelos son usados para estimar el régimen de viento de una zona y así poder realizar estudios de pre-factibilidad y factibilidad de proyectos eólicos. En caso de que estos estudios sean aprobados, es necesario realizar mediciones en la localidad para obtener mediciones reales de la zona y mejorar la evaluación de los proyectos.

2.5.1 Mapa Eólico de Chile

A continuación se presenta el mapa eólico del país [14], en el cual se muestra la velocidad media de la zona centro, en el cual se ubica el SIC.

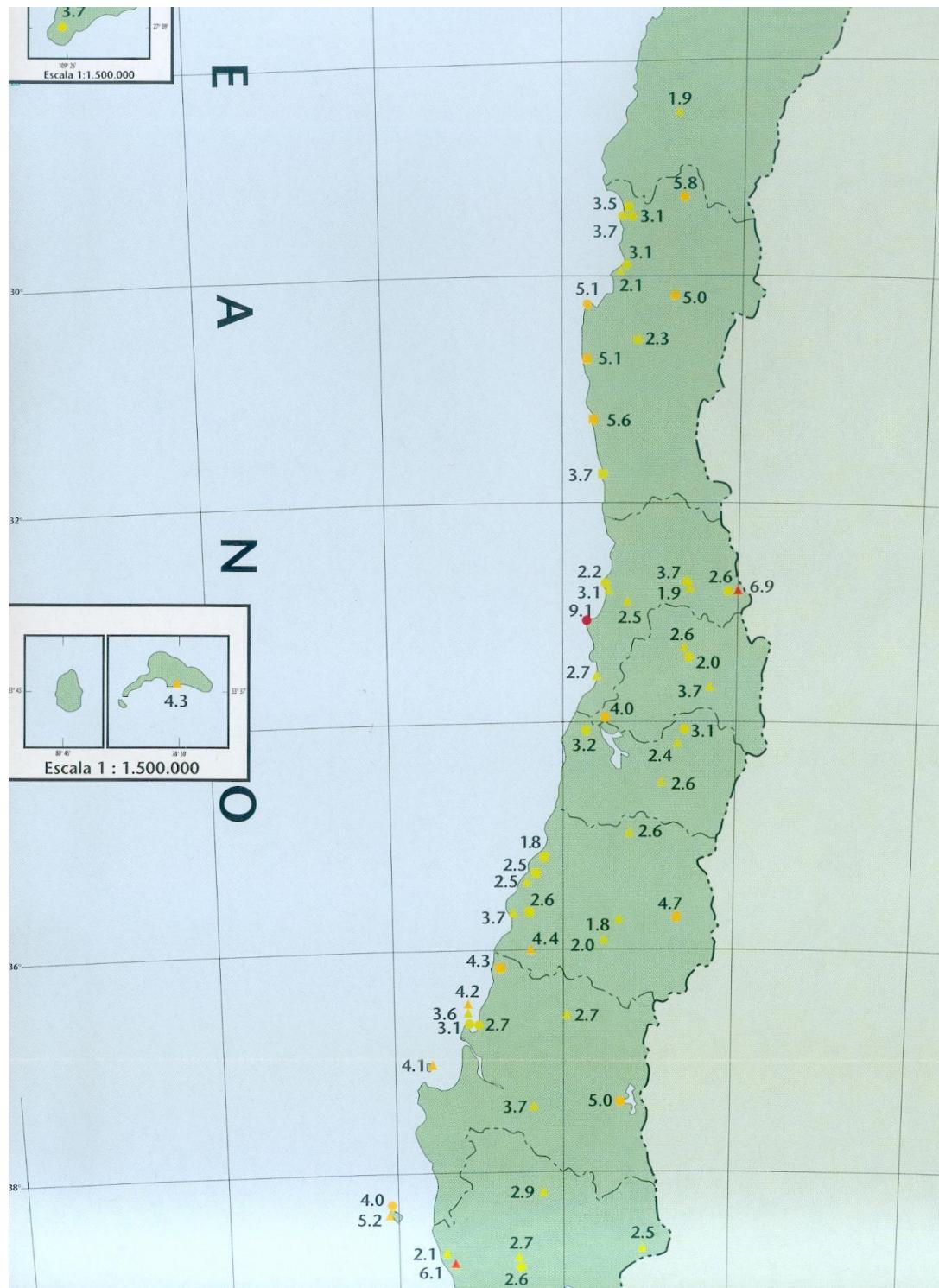


Ilustración 8. Velocidad Media de Distintas Estaciones de la Zona Centro del País.

3. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.

La estabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia consiste en la capacidad de éste para, dado un punto de operación inicial, seguir en operación luego de ser sujeto a una perturbación, manteniendo todas las variables del sistema dentro de un rango aceptable de operación [3]. La estabilidad del sistema se clasifica según las tres variables de interés que la determinan, y a la vez están subdivididas en sub-categorías, según la magnitud de la perturbación y sus constantes de tiempo.

Las variables de interés para el estudio de estabilidad del sistema eléctrico son; las excusiónes angulares de los rotores de los generadores sincrónicos conectados al sistema (Estabilidad angular), la tensión en las barras y la frecuencia. A continuación, se muestra un diagrama que clasifica los distintos aspectos de la Estabilidad de los sistemas eléctricos [17].

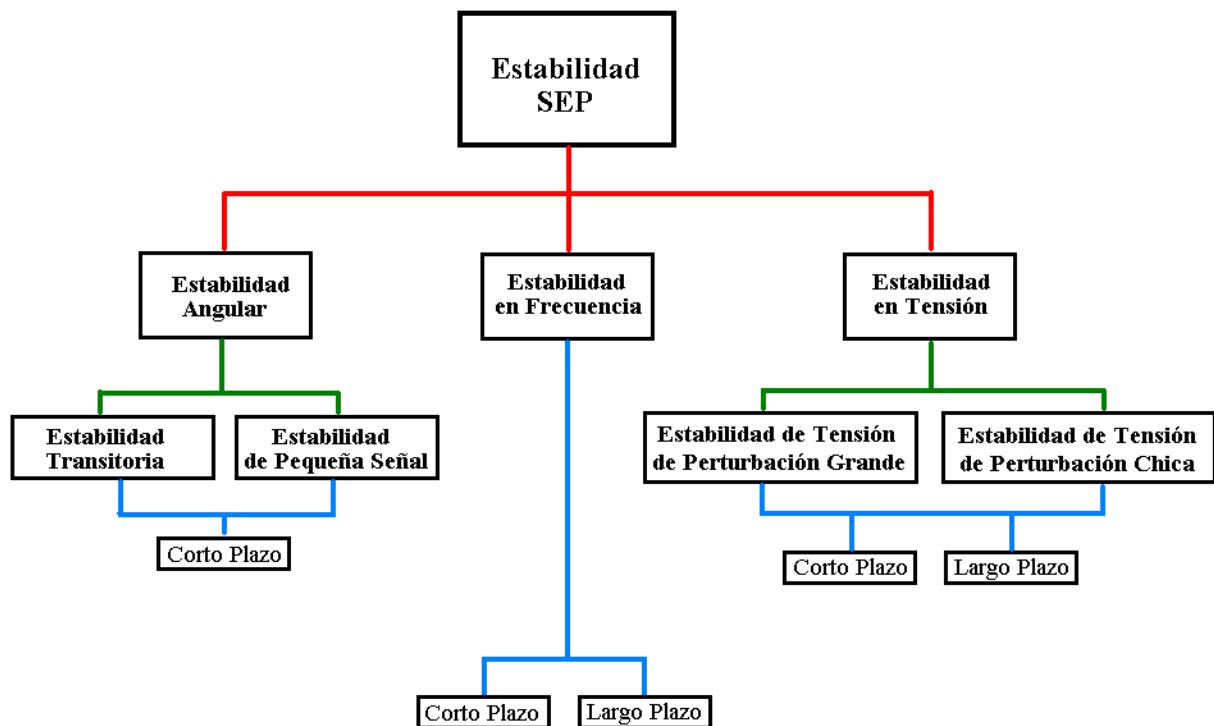


Ilustración 9. Clasificación de La Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia [17].

3.1 Clasificación de la Estabilidad en Sistemas Eléctricos.

A Continuación se explica brevemente los distintos fenómenos y sus principales características de los distintos tipos de estabilidad mostrados en la Ilustración 9.

3.1.1 Estabilidad Angular

La estabilidad angular corresponde a la capacidad de las máquinas sincrónicas interconectadas al sistema de mantener el sincronismo entre todas ellas, luego de una perturbación. Esto corresponde a mantener el balance entre el torque electromagnético y el torque mecánico de la máquina sincrónica. La inestabilidad angular se debe entonces a un desequilibrio entre las fuerzas electromagnéticas y las mecánicas aplicadas a la máquina.

La estabilidad angular se subdivide en dos fenómenos, estabilidad de pequeña señal, y estabilidad transitoria.

a) Estabilidad de Pequeña Señal:

Corresponde a la estabilidad del sistema para mantener el sincronismo frente a pequeñas perturbaciones. La inestabilidad de pequeña señal se puede deber a un incremento periódico del ángulo de rotor de la máquina lo cual se debe a la ausencia de torques sincrónicos que desaceleren a la máquina, o a oscilaciones no amortiguadas de los rotores debido a la ausencia de amortiguación por parte del sistema.

b) Estabilidad Transitoria:

Es la capacidad del sistema de mantener el equilibrio luego de una perturbación grande, fallas en el sistema de transmisión o cortocircuitos. Este depende de punto de operación inicial y la severidad de la falla.

3.1.2 Estabilidad de Frecuencia

La estabilidad de frecuencia corresponde a la capacidad del sistema de mantener el balance entre la generación y la demanda, de esta manera manteniendo la frecuencia dentro de un rango cercano a la frecuencia nominal de 50 [Hz] en el caso del Sistema Interconectado Central.

La inestabilidad se puede producir debido a oscilaciones no amortiguadas de la frecuencia lo cual puede terminar en las desconexiones de centrales o cargas del sistema. En sistemas pequeños denominados “islas” la estabilidad de frecuencia es muy importante, mientras que en sistemas más grandes la estabilidad de frecuencia toma importancia en caso de contingencias muy severas que llevan al sistema a operar en varios subsistemas o “islas”.

La estabilidad de frecuencia en el corto plazo esta asociada a salidas intempestivas de centrales generadoras o cambios bruscos en la demanda, como la entrada de operación de hornos

de arcos eléctricos, lo cual puede causar desequilibrios inestables para el sistema provocando la desconexión de más elementos. En cambio la estabilidad de frecuencia en el largo plazo se debe a descoordinaciones de control y protecciones, o falta de reservas de potencia activa en el sistema para realizar la regulación secundaria de frecuencia y así restablecer el equilibrio.

3.1.3 Estabilidad de Tensión

La estabilidad de tensión es la capacidad del sistema de mantener la tensión dentro de un rango preestablecido en todas las barras del sistema, luego de sucedida una falla. La inestabilidad de tensión sucede cuando existe una constante reducción o aumento descontrolado de la tensión en las barras de un área. El principal factor causante de la inestabilidad de tensión es el desequilibrio de reactivos en el sistema.

a) Estabilidad de Tensión de Pequeña Perturbación:

Las pequeñas perturbaciones que producen inestabilidad de tensión son incrementos en la demanda, desconexiones de líneas, o fallas lejanas a la zona provocando el consumo de reactivos o aumentos de las perdidas.

b) Estabilidad de Tensión de Gran Perturbación:

La estabilidad de tensión de gran perturbación corresponde a contingencias fuertes como cortocircuitos cercanos a la barra, o la desconexión de máquinas o equipos controladores de tensión.

La estabilidad de tensión también se diferencia de acuerdo al periodo de estudio, pueden existir inestabilidades en el corto y largo plazo. La inestabilidad de corto plazo involucra el comportamiento dinámico de equipos rápidos, como máquinas de inducción y cargas controladas electrónicamente. En cambio la inestabilidad de largo plazo se debe al límite de topes en los transformadores con cambiadores de Tap derivación bajo carga, limitadores de corriente de excitación de los generadores, o la ausencia de reserva dinámica de reactivos en el sistema.

3.2 Estabilidad de Tensión con Generación Eólica

La introducción masiva de generación eólica a un sistema eléctrico interconectado puede provocar inestabilidades de tensión, relacionándose el nivel y seriedad de estas inestabilidades con la tecnología de generación implementada. A continuación, se expone con más detalle las inestabilidades producidas con la tecnología de generadores de inducción de velocidad fija, por ser ésta la tecnología que se utilizará en este trabajo para realizar los análisis posteriores.

La máquina de inducción de velocidad fija requiere de potencia reactiva que induzca en el rotor el campo magnético necesario para inyectar potencia activa a la red. Esto implica que estas máquinas no pueden aportar reactivos en operación normal, razón por la cual necesitan de equipos que le suministren estos reactivos, como máquinas sincrónicas, banco de condensadores, o equipos FACT como Statcoms o SVCs (Compensadores Estáticos de Reactivos).

La máquina de inducción presenta un comportamiento dinámico que se explica a continuación.

El torque electromagnético T_e desarrollado dentro de una máquina de inducción a cualquier velocidad n , es función del deslizamiento s , y proporcional al cuadrado de la tensión en bornes V .

$$T_e = f(s) \cdot V^2 \quad \text{con} \quad s = \frac{n_s - n_{mec}}{n_s} \quad \text{y} \quad n = \text{vel. en [rpm]}$$

El comportamiento dinámico del rotor de la máquina de inducción se rige según la siguiente ecuación.

$$J \cdot \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e$$

Donde J es el momento de inercia del rotor, ω es la velocidad angular del rotor y T_m es el torque mecánico aplicado al rotor.

Durante un cortocircuito cerca de los terminales de un generador de inducción, la corriente de cortocircuito aumenta debido a la contribución de la máquina de inducción y la tensión disminuye en bornes del generador. La disminución de la tensión provoca una disminución de la potencia activa y del torque electromagnético, de tal manera que se crea un desequilibrio con el torque mecánico de la máquina, así produciéndose una aceleración de esta última.

Una vez despejada la falla, la tensión en bornes del generador aumentará, pero por efecto de la falla, el rotor de la máquina de inducción se ha desmagnetizado. Al estar desmagnetizado el rotor, ya no existe el campo electromagnético entre éste y el estator que posibilite la transferencia de energía a la red. Luego, antes de que el generador pueda volver a generar potencia activa, se

requiere que el rotor se magnetice nuevamente, lo cual implica la necesidad de una corriente reactiva alta que re-magnetice el campo electromagnético fenómeno denominado Excitación Magnética (Magnetic Inrush). Este incremento de la corriente lleva consigo una disminución de la tensión en bornes del generador.

Una vez que el campo electromagnético a sido restituido, la máquina sigue girando a una velocidad superior a la nominal, lo que significa que la máquina necesitará de mayor potencia reactiva para disminuir su velocidad, lo cual se denomina como excitación mecánica (Mechanical Inrush), fenómeno que permite desacelerar la máquina pero disminuyendo la tensión en bornes producto de la absorción de reactivos.

Por lo anterior, la tensión en bornes de generación no se recupera completamente, lo que implica que el torque eléctrico tampoco lo hará, traduciéndose en que la máquina continuará acelerándose a menos que el torque electromagnético supere al mecánico.

3.3 Estabilidad de Frecuencia con Generación Eólica

La estabilidad de frecuencia de un sistema está íntegramente relacionada con la generación de potencia activa, y por lo discutido en la sección 3.1.2 la inestabilidad de frecuencia se presenta al existir oscilaciones muy severas de la generación o de la demanda.

La energía eólica se genera a partir de la velocidad del viento, la cual es incontrolable y posee un gran nivel de variabilidad por lo cual se puede presentar un escenario en que existen velocidades de viento altas y minutos después velocidades de viento bajas. Esta incertidumbre se muestra en la siguiente ilustración.

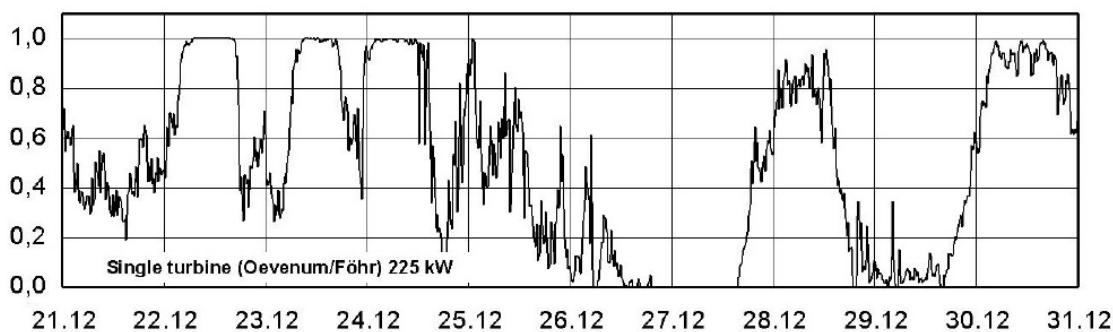


Ilustración 10. Alta Variabilidad del Viento para una Turbina [19].

Lo presentado en la ilustración 10, ejemplifica la gran variabilidad de la generación eólica, lo cual a primera instancia provocaría cierta reticencia a su introducción masiva al sistema, por temas de estabilidad de frecuencia de corto y largo plazo.

Sin embargo, existen estudios donde se ha comprobado que la variabilidad de los parques decrece entre mayor sea el número de unidades y mayor sea el área geográfica en que se ubiquen [19]. Lo siguiente se presenta en la ilustración 11 y la tabla 1.

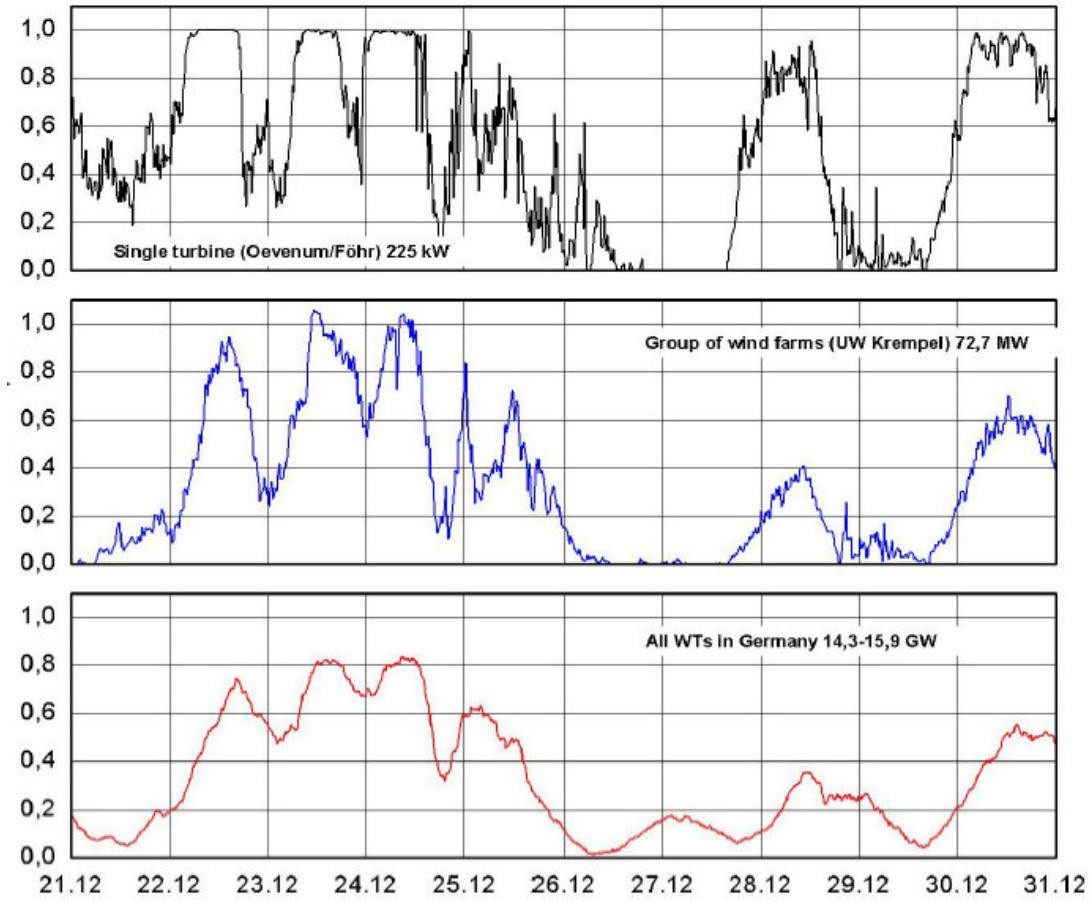


Ilustración 11. Efecto en la Variabilidad por el Aumento de Generación Eólica [19].

Variabilidad del Viento			10-15 [min]		1 Hora		4 Horas		12 Horas	
Región	Tamaño Región [km ²]	Número de Parques	Mín. Dism.	Máx. Aum.	Mín. Dism.	Máx. Aum.	Mín. Dism.	Máx. Aum.	Mín. Dism.	Máx. Aum.
Dinamarca	300x300	>100			-23%	20%	-62%	53%	-74%	79%
Din. Oeste	200x200	>100			-26%	20%	-70%	57%	-74%	84%
Din. Este	200x200	>100			-25%	36%	-65%	72%	-74%	72%
Irlanda	280x480	11	-12%	12%	-30%	30%	-50%	50%	-70%	70%
Portugal	300x800				-16%	13%	-34%	23%	-52%	43%
Alemania	400x400	>100	-6%	6%	-17%	12%	-40%	27%		
Finlandia	400x900	30			-15%	16%	-41%	40%	-66%	59%
Suecia	400x900	56			-17%	19%	-40%	40%		
EE.UU. Centro	200x200	3	-34 %	30%	-39%	35%	-58%	60%	-78%	81%
EE.UU. Texas	490x490	3	-39 %	39%	-38%	36%	-59%	55%	-74%	76%

Tabla 1. Variabilidad de Generación Eólica en porcentajes de la capacidad nominal según tiempo y área.

Fuente IEA Wind Agreement Task 25.

La tabla anterior indica las máximas variabilidades de generación eólica para distintas escalas de tiempo, y distintas regiones según área y número de parques. Esta tabla permite determinar que la variabilidad aumenta entre mayor sea la escala de tiempo, de variaciones menores al 10 % para los minutos, hasta variaciones del 80 % para 12 horas. Además se puede observar que entre más parques estén instalados en la zona, menores son las variaciones, esto se verifica comparando las variaciones de las zonas de Irlanda y Alemania que son menores a las de EE.UU. debido al mayor número de parques dentro de las zonas de estudio.

Por último lo expresado anteriormente permite dilucidar que el viento tendrá menor variabilidad entre menor sea la escala de tiempo, por ende para escala de tiempos de segundos esta será prácticamente nula, lo cual implica que durante las simulaciones dinámicas se podrá suponer que la velocidad del viento se mantendrá constante [5-7, 9-11, y 17].

3.4 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio Chilena

Los rangos de estabilidad de las variables de interés del sistema varían según sistema interconectado, dependen de sus características, las más importantes son el tamaño del sistema, la matriz energética, y si es un sistema radial o enmallado. La norma técnica de seguridad y calidad de servicio chilena (NTSyCS) establece los criterios y rangos en la cual un sistema interconectado debe operar en estado normal y después de una perturbación. En la siguiente sección se indican estos criterios.

3.4.1 Rangos de Estabilidad según NTSyCS

La NTSyCS indica los estándares que deben cumplir las instalaciones de generación y transmisión, los rangos de recuperación dinámica y los márgenes de estabilidad, a continuación estos se detallan.

a) Estándares de Transmisión y Generación

Los estándares de transmisión indican los niveles de tensión y frecuencia del sistema permitidos en las barras para los tres estados de operación, normal, alerta y emergencia. Mientras que los estándares de generación detallan los niveles máximos de generación reactiva de la máquina sincrónica como porcentajes de la máxima capacidad de generación reactiva según el diagrama PQ de la máquina, y los niveles de tensión admisibles en bornes de esta. En las tablas 2, 3 e 4 se resumen estos valores.

Estándares Transmisión	Estado Normal		Estado Alerta		Estado Emergencia	
	Nivel de Tensión	Límite Inferior	Límite Superior	Límite Inferior	Límite Superior	Límite Inferior
V >= 500 kV	0,97	1,03	0,96	1,04	0,95	1,05
200=< V < 500 kV	0,95	1,05	0,93	1,07	0,90	1,10
V =< 200 kV	0,93	1,07	0,91	1,09	0,90	1,10

Tabla 2. Estándares de Transmisión para los niveles de tensión en barras.

Estándares Generación	Estado Normal		Estado Alerta		Estado Emergencia	
Variable	Límite Inferior	Límite Superior	Límite Inferior	Límite Superior	Límite Inferior	Límite Superior
Nivel de Tensión	0,95	1,05	0,95	1,05	0,95	1,05
Potencia Reactiva	90% cap.	90% ind.	100% cap.	100% ind.	100% cap.	100% ind.

Tabla 3. Estándares para el control de Tensión en Instalaciones de Generación.

Estándares Frecuencia	Límite Inferior	Límite Superior
Estado Normal	49,8 [Hz]	50,2 [Hz]
Estado Alerta	49,8 [Hz]	50,2 [Hz]
Estado Emergencia	49,5 [Hz]	50,5 [Hz]

Tabla 4. Rangos de Estabilidad de frecuencia para régimen permanente.

b) Estándares de Recuperación Dinámica

Estos estándares definen el valor mínimo de la tensión y el tiempo máximo de duración en que se puede mantener dicha tensión, junto con la banda de tolerancia luego de despejada la falla. Lo anterior se ejemplifica en la ilustración 12.

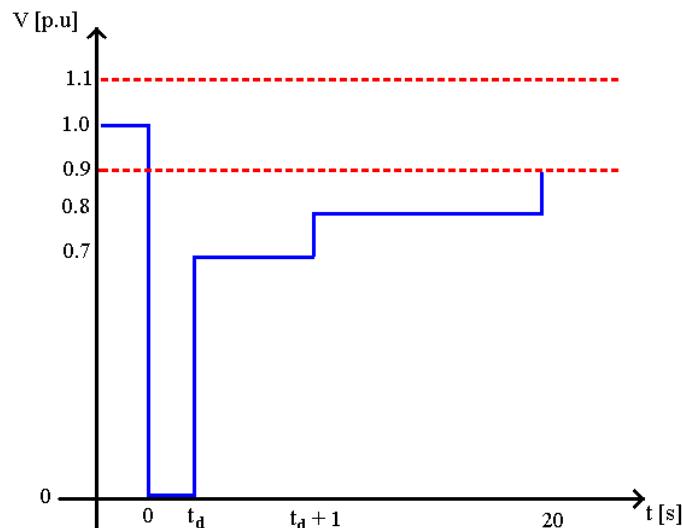


Ilustración 12. Estándar de Recuperación Dinámica de la Tensión según Norma Chilena determinada del artículo 5-39.

Además existen estándares de recuperación dinámica para la frecuencia los cuales se detallan a continuación para instalaciones de transmisión y de generación.

Recuperación Dinámica	Frecuencia Mínima	Máxima Duración
Sistema Troncal	48, 3 [Hz]	0 [s]
Sist. Subtransmisión	48, 3 [Hz]	200 [ms]

Tabla 5. Exigencias mínimas de recuperación dinámica de frecuencia.

Unidades Termoeléctricas		
Límite Inferior	Límite Superior	Tiempo Mínimo de Operación
49 [Hz]	50 [Hz]	Permanente
48 [Hz]	49 [Hz]	90 [s]
47,5 [Hz]	48 [Hz]	15 [s]
<hr/>		
50 [Hz]	51 [Hz]	Permanente
51 [Hz]	51,5 [Hz]	90 [s]
51,5 [Hz]	52 [Hz]	5 [s]

Tabla 6. Rangos de Operación de Centrales Termoeléctricas, durante contingencias.

Unidades Hidroeléctricas		
Límite Inferior	Límite Superior	Tiempo Mínimo de Operación
49 [Hz]	50 [Hz]	Permanente
48 [Hz]	49 [Hz]	90 [s]
47,5 [Hz]	48 [Hz]	15 [s]
47 [Hz]	47,5 [Hz]	5 [s]
<hr/>		
50 [Hz]	51 [Hz]	Permanente
51 [Hz]	52 [Hz]	90 [s]
52 [Hz]	52,5 [Hz]	15 [s]
52,5 [Hz]	53 [Hz]	5 [s]

Tabla 7. Rangos de Operación de Centrales Hidroeléctricas, durante contingencias.

c) Márgenes de Estabilidad y Seguridad

Los márgenes de estabilidad y seguridad corresponden a la mínima diferencia que debe existir entre el límite inferior de la variable de interés en cuestión y el valor que propicie un colapso del sistema. A continuación se detallan estos valores para el nivel de tensión y la excusión angular.

Márgenes de Estabilidad	Estado Normal	Estado Alerta	Estado Emergencia
Tensión	20%	20%	10%
Angular	30°	30°	30°

Tabla 8. Márgenes de Estabilidad de Tensión y Angular.

El margen de estabilidad para la frecuencia se determina como la máxima desconexión de generación tal de cumplir los criterios de recuperación dinámica expuestos en las tablas 6 y 7.

3.5 Normas Técnicas Internacionales de SEP con Generación Eólica

Debido al gran auge de generación eólica que se ha visto alrededor del mundo, y sus propiedades con respecto a la estabilidad de tensión y frecuencia, varios sistemas interconectados en el mundo han desarrollado normas técnicas en los cuales se detallan los márgenes y estándares que deben cumplir estos medios de generación para poder interconectarse a sus respectivos sistemas. A continuación se detallan rangos de operación en régimen permanente y márgenes de recuperación dinámica de los siguientes países; Alemania, Dinamarca, Escocia, Inglaterra e Irlanda [20].

3.5.1 Operación en Régimen Permanente

Las normas técnicas para la generación eólica dictaminan estándares de operación para el factor de potencia de los parques en su punto de conexión, nivel de tensión y la frecuencia.

a) Factor de Potencia

El factor de potencia es una variable de interés muy importante porque limita el consumo de potencia reactiva por parte del parque de tal forma de mantener niveles de reserva de reactivos adecuado en el sistema en caso de una eventual perturbación o falla. En las siguientes ilustraciones se muestran los rangos de las normas.

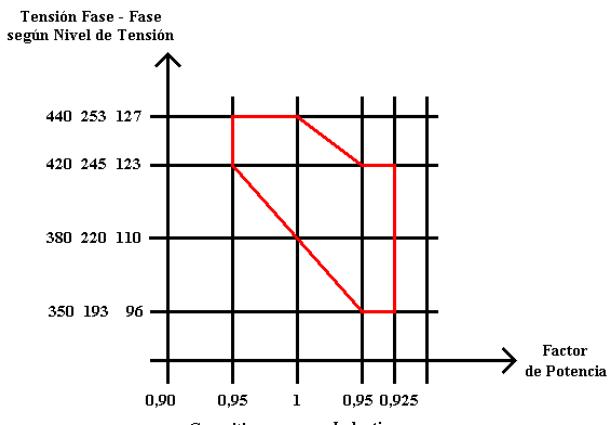


Ilustración 13. Rangos Factor de Potencia Norma Alemana EON.

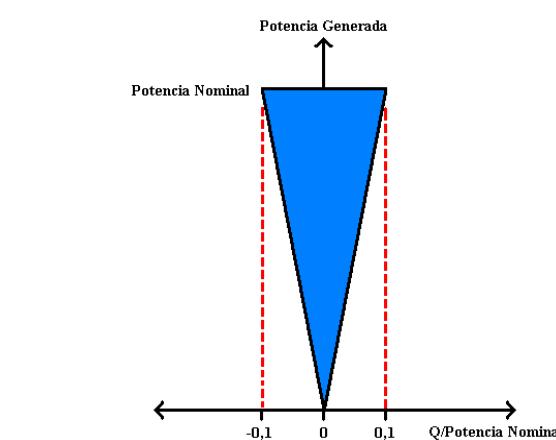


Ilustración 14. Rangos Factor de Potencia Norma Danesa.

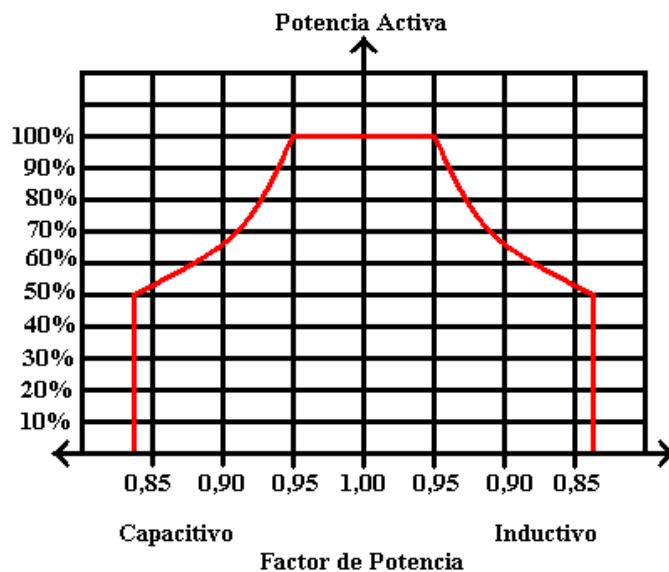


Ilustración 15. Rango Factor de Potencia Norma Irlandesa.

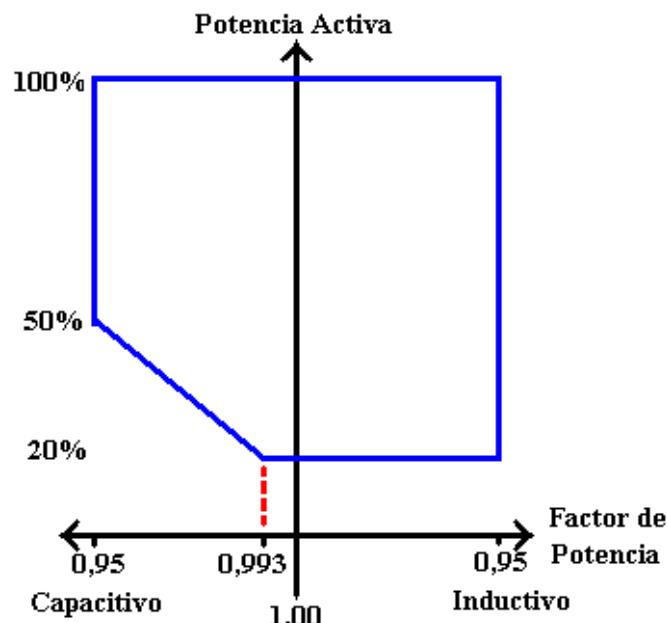


Ilustración 16. Rango Factor de Potencia Norma Escocesa.

La norma inglesa simplemente indica límites de factor de potencia capacitivo e inductivo.

Factor de Potencia	Límite Capacitivo	Límite Inductivo
Inglatera	0,95	0,95

Tabla 9. Límites Factor de Potencia Norma Ingresa.

b) Niveles de Tensión:

Los Parques Eólicos conectados al sistema deben operar entre ciertos rangos, los cuales se detallan a continuación.

País	Alemania		Dinamarca		
	Niveles de Tensión	Límite Inferior	Límite Superior	Límite Inferior	Límite Superior
400 kV	0,92	1,10	0,90	1,05	
275 kV					
220 kV	0,87	1,12	0,97	1,13	
150 kV			0,95	1,10	
132 kV					
110 kV	0,87	1,12			

Tabla 10. Estándares para el Nivel de Tensión, Norma Danesa y Alemana EON.

País	Escocia		Inglaterra		Irlanda		
	Niveles de Tensión	Límite Inferior	Límite Superior	Límite Inferior	Límite Superior	Límite Inferior	Límite Superior
400 kV	0,95	1,05	0,90	1,05	0,87	1,05	
275 kV	0,90	1,10	0,90	1,10	0,91	1,12	
220 kV							
150 kV							
132 kV	0,90	0,90			0,90	1,12	
110 kV							

Tabla 11. Estándares para el Nivel de Tensión, Normas Escocesa, Inglesa e Irlandesa.

Las tablas 10 y 11 detallan los límites inferiores y superiores en por unidad de la tensión, en que deben operar los parques eólicos conectados al sistema.

c) Estándares de Frecuencia

Los parques eólicos también deben seguir en operación para ciertos valores de la frecuencia del sistema, las normas detallan el tiempo mínimo en que estas unidades deben mantenerse conectadas al sistema, antes de ser aisladas de la red.

Tiempo Mínimo de Operación					
Frecuencia [Hz]	Alemania	Dinamarca	Escocia	Inglaterra	Irlanda
52,0 a 53,0 [Hz]	Desconexión	3 [min]	Desconexión	Desconexión	Desconexión
51,5 a 52,0 [Hz]	Desconexión	30 [min]	Permanente	Permanente	60 [min]
51,0 a 51,5 [Hz]	Permanente	30 [min]	Permanente	Permanente	60 [min]
50,5 a 51,0 [Hz]	Permanente	30 [min]	Permanente	Permanente	60 [min]
49,5 a 50,5 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
47,5 a 49,5 [Hz]	Permanente	30 [min]	Permanente	Permanente	60 [min]
47,0 a 47,5 [Hz]	Desconexión	3 [min]	Permanente	Permanente	20 [s]
< 47,0 [Hz]	Desconexión	Desconexión	20 [s]	20 [s]	20 [s]

Tabla 12. Estándares de Frecuencia según Norma.

3.5.2 Operación Durante Falla

Las normas internacionales para la conexión de parques eólicos a un sistema interconectado detallan los márgenes de recuperación dinámica de la tensión que estos parques deben obedecer durante cualquier perturbación o falla, lo cual en inglés se denomina Fault Ride Through (FRT). A continuación, se muestran estos criterios para tres normas, la Alemana, Escocesa e Irlandesa.

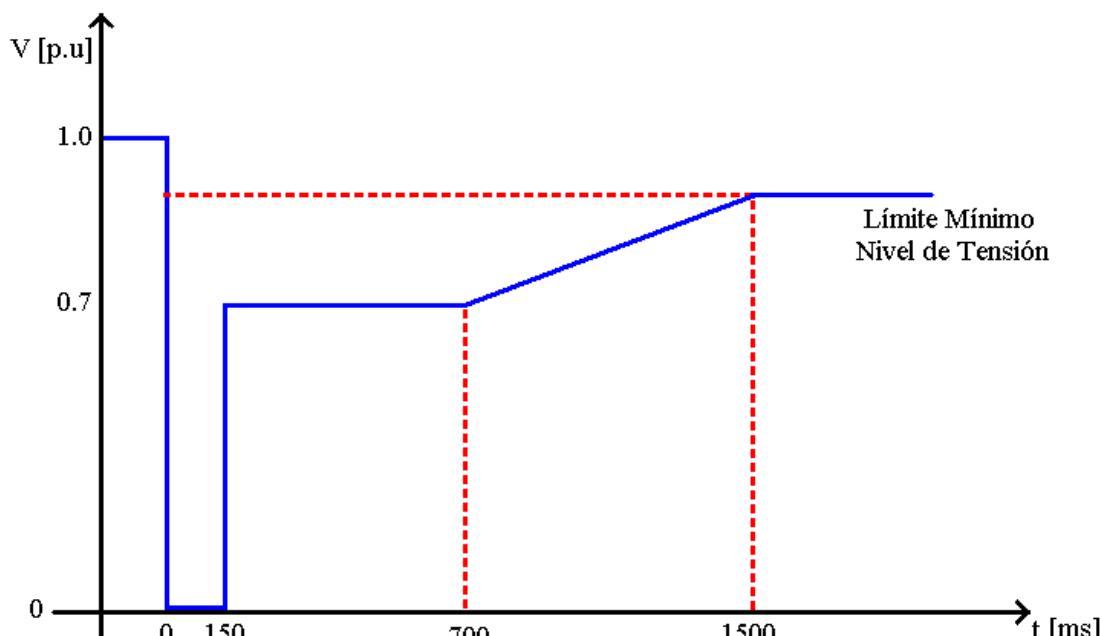


Ilustración 17. Requerimientos Durante Falla Norma Alemana EON.

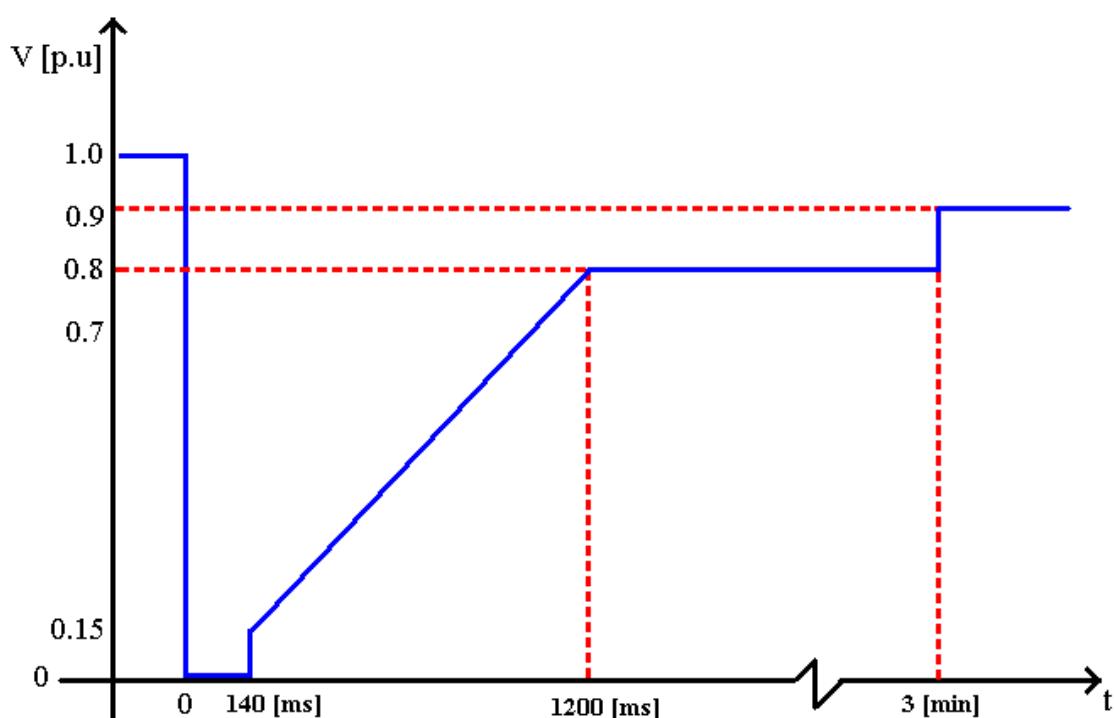


Ilustración 18. Requerimientos Durante Falla Norma Escocesa.

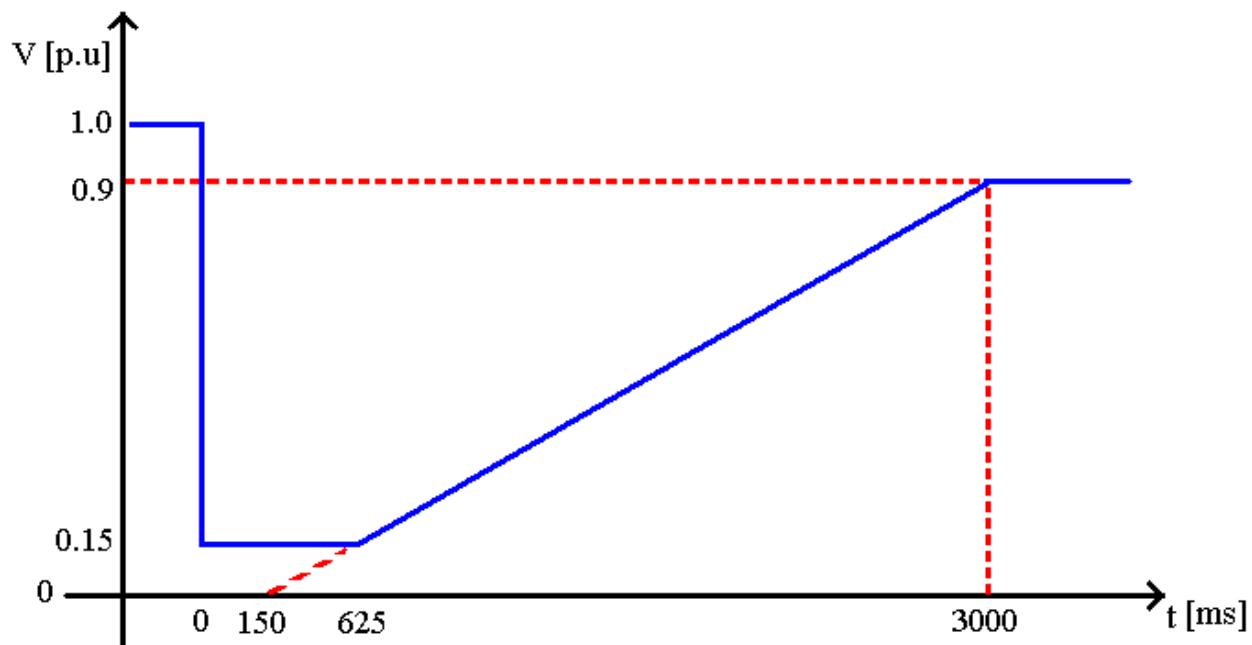


Ilustración 19. Requerimiento Durante Falla Norma Irlandesa.

De las ilustraciones anteriores se puede dilucidar que existen diversos requerimientos para la operación durante falla de parques eólicos, y estos dependen de las características del sistema. La ilustración 17 muestra un requerimiento bastante exigente para el parque en el cual se deben mantener niveles de tensión superiores a los 0,7 en [pu] luego de ser despejada la falla, en cambio la norma Irlandesa es menos exigente en este aspecto ya que se le permite una mayor área de operación antes de la desconexión del sistema. Esta diferencia entre las normas nace del enfoque principal de estabilidad del sistema. En un sistema grande y muy enmallado como el alemán, la estabilidad de frecuencia no es mayor problema, razón por la cual la desconexión de los parques eólicos se puede realizar, para así evitar inestabilidades de tensión producto del consumo de reactivos por parte de los parques durante la falla. En cambio en un sistema pequeño o isla como es el irlandés, la estabilidad de frecuencia se vuelve una prioridad ante la posible desconexión masiva de varias turbinas eólicas, razón por la cual se le exige a los parques un mayor tiempo de conexión durante falla.

3.5.3 Aporte de Reactivos

Además de los requerimientos sobre la conexión y desconexión de los parques eólicos durante la falla, las normas internacionales le exigen a estos aportar reactivos al sistema en situaciones donde ocurra una disminución significativa de la tensión, lo anteriormente señalado se muestra en la siguiente ilustración.

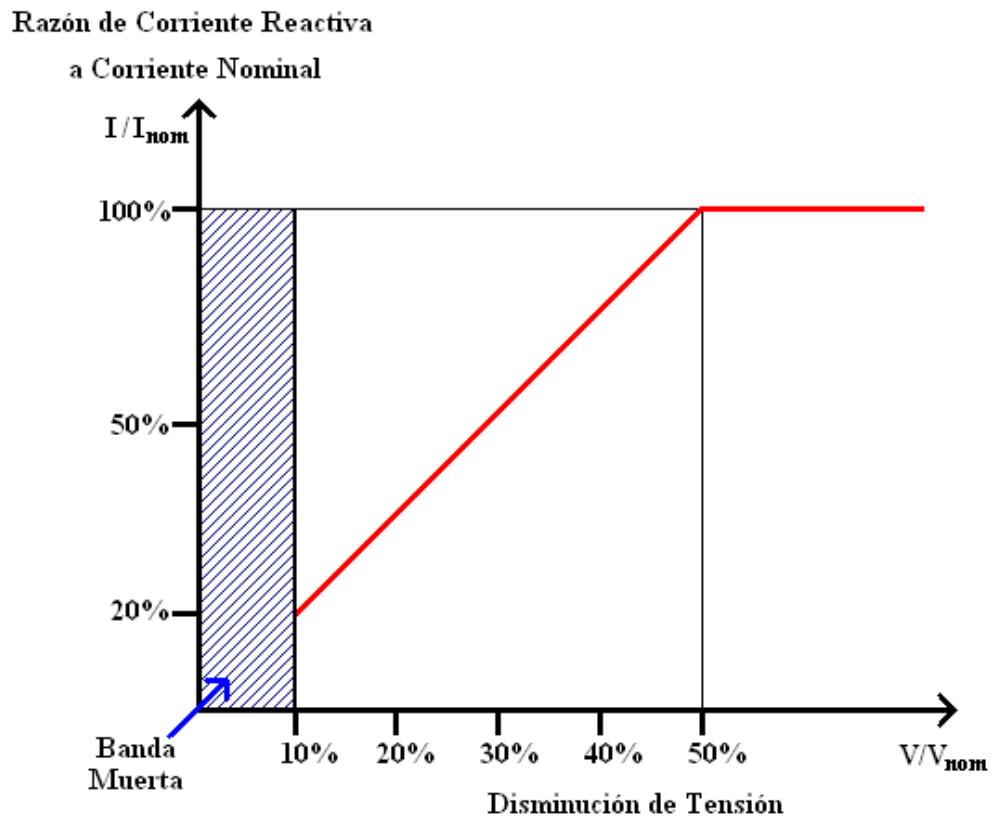


Ilustración 20. Requerimiento del Aporte de Reactivos Durante Régimen Transitorio.

La ilustración anterior, muestra la mínima exigencia del aporte de reactivos al sistema por parte de los parques eólicos durante el régimen transitorio frente a fuertes disminuciones de la tensión en el punto de conexión del parque. La ilustración describe los mínimos niveles de corriente reactiva que debe aportar el parque eólico frente a distintos niveles disminución de la tensión. En resumen, para disminuciones menores al 10 % de la tensión nominal, existe una banda muerta en la cual al parque no se le exige ningún requerimiento de aporte de reactivos, sin embargo al existir perturbaciones que reduzcan la tensión en magnitudes superiores al 10 %, se le exige al parque por lo menos aportar con un 20 % de la corriente nominal de generación en corriente reactiva, por cada 10 % de reducción en la tensión, de tal manera de llegar a la corriente nominal frente a una reducción igual o superior al 50 % de la tensión en bornes.

La exigencia anterior nace por la necesidad de evitar colapsos de tensión en el sistema, producto del uso de tecnologías de generación que consuman reactivos durante el régimen transitorio. Con lo cual se obliga la instalación de equipos o tecnología que permita al parque inyectar corriente reactiva al sistema durante el régimen transitorio.

4. Modelación Dinámica de Sistemas Eléctricos de Potencia

En cualquier estudio de estabilidad de un sistema eléctrico, el primer paso es crear un modelo matemático del sistema que sea capaz de representar su comportamiento electromecánico durante el régimen transitorio [3, y 4]. La complejidad de dicho modelo es función del evento transitorio, y de la topología del sistema que se desea estudiar. En particular, es necesario modelar todos los componentes del sistema eléctrico de potencia (SEP) que afectan a los torques eléctricos y mecánicos de las máquinas que lo componen.

Según [4] los principales elementos a modelar son.

- La red, antes y después del evento transitorio.
- Consumos y sus comportamientos transitorios.
- Parámetros de las máquinas sincrónicas.
- Sistemas de excitación de las máquinas sincrónicas.
- Turbinas y sus reguladores de velocidad.
- Estabilizadores de potencia del sistema (Power System Stabilizer).
- Otros componentes que afecten el torque mecánico de las máquinas.

La modelación matemática de estos elementos, junto con las condiciones iniciales del sistema previos al evento transitorio, son los elementos básicos que permiten el estudio dinámico del comportamiento del SEP.

La modelación matemática de estos componentes se realiza generalmente, mediante relaciones algebraicas y ecuaciones diferenciales, y son la naturaleza de estas últimas las que mayor efecto tienen en los estudios dinámicos de sistemas eléctricos de potencia.

4.1 Consideraciones Necesarias para Estudios Dinámicos de Energía Eólica

Para estudios dinámicos con grandes niveles de inyección de energía eólica, no solo es importante modelar el comportamiento dinámico de los distintos componentes del sistema y sus controladores, sino que también es necesario considerar otros aspectos como la tecnología de los aerogeneradores, ubicación, nivel de generación distribuida, etc. y los efectos de estos en el sistema [6].

A continuación se describen brevemente las consideraciones necesarias para los estudios dinámicos con alta penetración de energía eólica según varios estudios. Estos se dividen en tres áreas; Parques Eólicos, Modelación y Efectos sobre la Red.

4.1.1 Parques Eólicos

a) Tecnología de Generación:

El comportamiento dinámico de los parques eólicos depende del tipo de generador utilizado. Un generador sincrónico permite un mayor rango de flexibilidad en la operación al ser capaz de inyectar reactivos a la red. En cambio, un generador de inducción con rotor de jaula de ardilla no permite acceso al rotor lo cual impide un control eléctrico sobre el consumo de reactivos introduciendo complicaciones en temas de estabilidad de voltaje [6, 7, 10, y 17]. Por su parte, un generador de inducción doblemente alimentado permite un control eléctrico sobre el consumo de los reactivos, lo cual permite un mejor comportamiento por parte de estas máquinas en lo referente al control de tensión. Además, estas máquinas al poseer un control mecánico y eléctrico, permiten disminuir el consumo de reactivos reduciendo la potencia mecánica [11], de esta manera entregándole al parque la capacidad de operar bajo falla (denominado Low Voltage Ride-Through en Inglés), y así mejorando la estabilidad de tensión.

b) Sistema de Control de Turbinas:

Existen tres métodos para controlar la potencia mecánica que entrega una turbina eólica a la máquina eléctrica. Estas son: Control del ángulo de las aspas (denominado Pitch Angle Control en inglés), Stall control, y Active Stall Control. Cada una tiene distintos efectos en el control de potencia activa del parque, y consecuentemente, en la estabilidad de éste.

Control del Ángulo de las Aspas: Este control modifica el ángulo de las aspas del rotor de manera de maximizar la potencia mecánica generada de manera continua.

Stall control: Se diseñan las aspas con un ángulo fijo el cual induce turbulencias a velocidades peligrosas tal de reducir el esfuerzo mecánico en la turbina, para así evitar ocasionar daños sobre la estructura.

Active Stall Control: Este control permite modificar el ángulo de las aspas de manera tal que bajo la presencia de vientos peligrosos, este gira el ángulo en sentido negativo de manera de crear turbulencias que reducen la carga mecánica. La ventaja de este método es que ejerce un control más preciso sobre la potencia, pero involucra un complejo sistema mecánico de control.

4.1.2 Modelación

a) Punto de conexión

El punto de conexión a la red es importante de modelar con exactitud debido a que es importante conocer el consumo real de reactivos por parte del parque de modo de poder aplicar medidas correctas para asegurar la estabilidad de tensión [5]. Además, el nivel de tensión en que se conecta el parque, transmisión, sub-transmisión o distribución, afecta a la estabilidad debido a las mayores pérdidas reactivas que se incurren en las últimas dos.

b) Uso y Validación de Modelos Agregados

Las turbinas eólicas son de potencias nominales pequeñas, llegando las más grandes a niveles del orden de los 2 [MW]. De esta manera, parques eólicos de gran capacidad pueden llegar a tener decenas o centenas de turbinas. Modelar cada una de estas máquinas se vuelve muy costoso en términos de recursos computacionales, razón por la cual es necesario desarrollar modelos agregados de los parques donde estos puedan representarse mediante un menor número de unidades pero de mayor potencia [5, 6, 7, 9, 10, y 11]. Al realizar esta aproximación es vital validar los modelos de tal manera de incurrir en un error insignificante mediante la aproximación.

c) Modelación de Generación Distribuida

En caso de existir grandes niveles de generación eólica distribuida, como es el caso de Dinamarca, es necesario representarla y modelarla. En algunos estudios [6 y 11] la generación distribuida es representada como un generador asincrónico conectado a la red mediante una línea de sub-transmisión y su propio transformador.

4.1.3 Efectos sobre la Red

a) Transmisión de Potencia

La conexión de parques eólicos tiende a modificar radicalmente el flujo de potencia entre zonas a través de las líneas de transmisión, lo que se puede traducir en un aumento de la diferencia entre los ángulos de rotor en las distintas zonas, reduciendo de esta manera la estabilidad del sistema [5].

b) Control de Frecuencia Realizado por Parques Eólicos

Un problema grave de la operación de sistemas eléctricos de potencia con niveles altos de generación eólica es el manejo y asignación de las reservas de potencia activa para el sistema. Un aerogenerador puede participar en el control primario de frecuencia como cualquier generador convencional operando en un punto no óptimo, en el cual se reduce la generación de forma tal que exista reserva en giro [7]. Sin embargo, esto implica desaprovechar los niveles de viento. Otra forma que posibilita a los parques eólicos a contribuir a la frecuencia primaria se describe en [9], en donde se estipula que los parques eólicos pueden contribuir según el nivel de viento de distinta manera. A vientos altos utiliza el exceso de energía en el viento para controlar la

potencia, mientras que durante vientos de velocidad baja el generador provee un incremento del torque eléctrico mediante la extracción de energía rotacional de la turbina, lo cual permite influenciar la respuesta dinámica del sistema, pero sin contribuir energéticamente.

4.2 Modelación de Elementos de Sistemas Eléctricos de Potencia

La modelación dinámica de un SEP consiste en modelar todos los elementos que lo componen, siendo estos: Centrales de Generación Convencionales y no Convencionales, el Sistema de Transmisión, y Centros de Consumo.

4.2.1 Centrales de Generación Convencional.

Las centrales hidráulicas de embalse y las centrales térmicas son consideradas como tecnologías convencionales de generación. Todas estas centrales tienen en común Sistemas Proveedores de Energía, Turbinas, Máquinas Sincrónicas, Sistemas de Excitación, Reguladores de Velocidad, y Estabilizadores de Potencia (PSS) [3, 4, y 13].

A continuación se presenta un diagrama de bloques simple que representa el comportamiento dinámico de una central convencional.

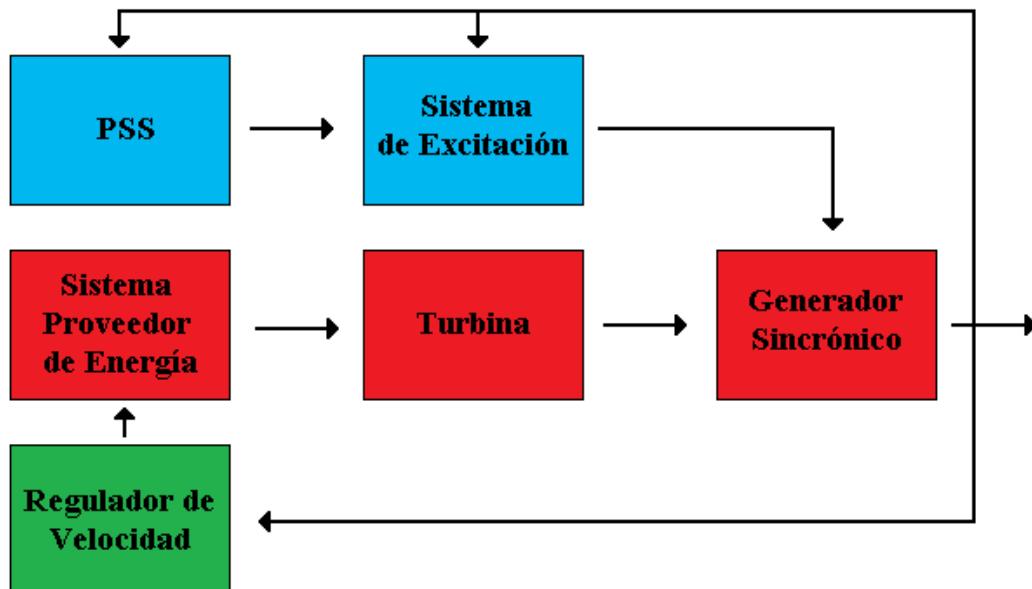


Ilustración 21. Diagrama de Bloques Simple del Comportamiento Dinámico de la Generación Convencional.

Cada componente se describe brevemente a continuación.

Sistema Proveedor de Energía: Sistema que provee la energía primaria a la turbina. Caldera y recalentador en el caso de Centrales térmicas, tubería y cámara de equilibrio en centrales hidráulicas.

Turbina: Equipo convertidor de la energía primaria en energía mecánica de rotación. Energía cinética del caudal de agua en el caso de centrales hidráulicas, y energía térmica proveniente de combustibles fósiles en el caso de centrales térmicas.

Máquina Sincrónica: Máquina eléctrica capaz de convertir energía mecánica de rotación en energía eléctrica.

Sistema de Excitación: Bloque de control, cuya función principal es suministrar la corriente de campo a la bobina de excitación de la máquina sincrónica. Ejerce a la vez funciones de regulación de voltaje y reactivos de la red, mediante un control del voltaje de campo.

Regulador de Velocidad: Bloque de control que permite la regulación del nivel de energía primaria que se admite al sistema proveedor de energía, de esta manera ejerciendo un control de la velocidad de la turbina, y consecuentemente en la frecuencia y potencia del sistema.

Estabilizadores de Potencia: Equipos capaces de modificar la corriente de campo en regímenes sub-transitorios, con el objetivo de amortiguar el efecto de las perturbaciones a la máquina, y a la vez acelerar la convergencia de esta a puntos de operación estables.

4.2.2 Centrales de Generación no Convencionales

Los parques eólicos, pertenecen al grupo denominado de energías renovables no convencionales (ERNC), debido a que la tecnología de generación junto con los sistemas de control que implementan no utilizan la metodología convencional. En particular las centrales eólicas emplean tecnologías no convencionales como las descritas en la sección 2.3. A continuación se presenta un diagrama de bloques, que representa el comportamiento dinámico de los parques eólicos.

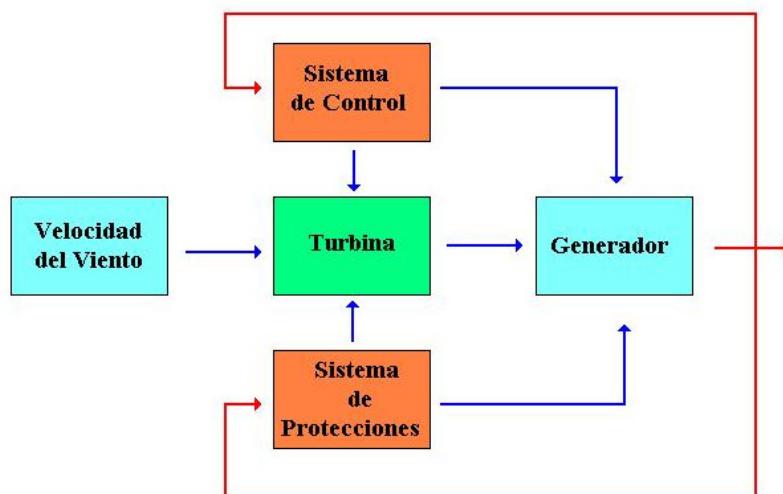


Ilustración 22. Diagrama de Bloques Simple del Comportamiento Dinámico de la Generación No Convencional.

Velocidad del Viento: Bloque en el cual se modela el comportamiento estocástico de la velocidad, según el histograma del régimen de viento.

Turbina: Bloque en que se describe la curva de potencia de generación según la velocidad del viento.

Generador: Bloque que describe el comportamiento de la máquina eléctrica empleada en la generación de energía eléctrica. Esta puede ser sincrónica o de inducción.

Sistema de Control: Bloque lógico encargado del control del suministro de potencia generada según las variables de entrada, como la velocidad del viento y punto de operación de la máquina.

Sistema de Protecciones: Circuito lógico encargado de desconectar el aerogenerador en situaciones en que la operación puede perjudicar la vida útil de la máquina, o la seguridad del sistema.

4.2.3 Sistema de Transmisión

Debido a que las centrales de generación se pueden encontrar lejos de los principales centros de consumo del sistema interconectado, lo cual es común en el caso del sistema radial que presenta el SIC, es necesario un sistema de transmisión de la energía eléctrica, encargada de transmitir la energía desde los productores hacia los consumidores de esta. Los sistemas eléctricos presentan muchas interconexiones entre distintos nudos de generación y consumo, lo cual le brinda mayor seguridad al sistema debido a que se diversifica el flujo de energía en varios caminos.

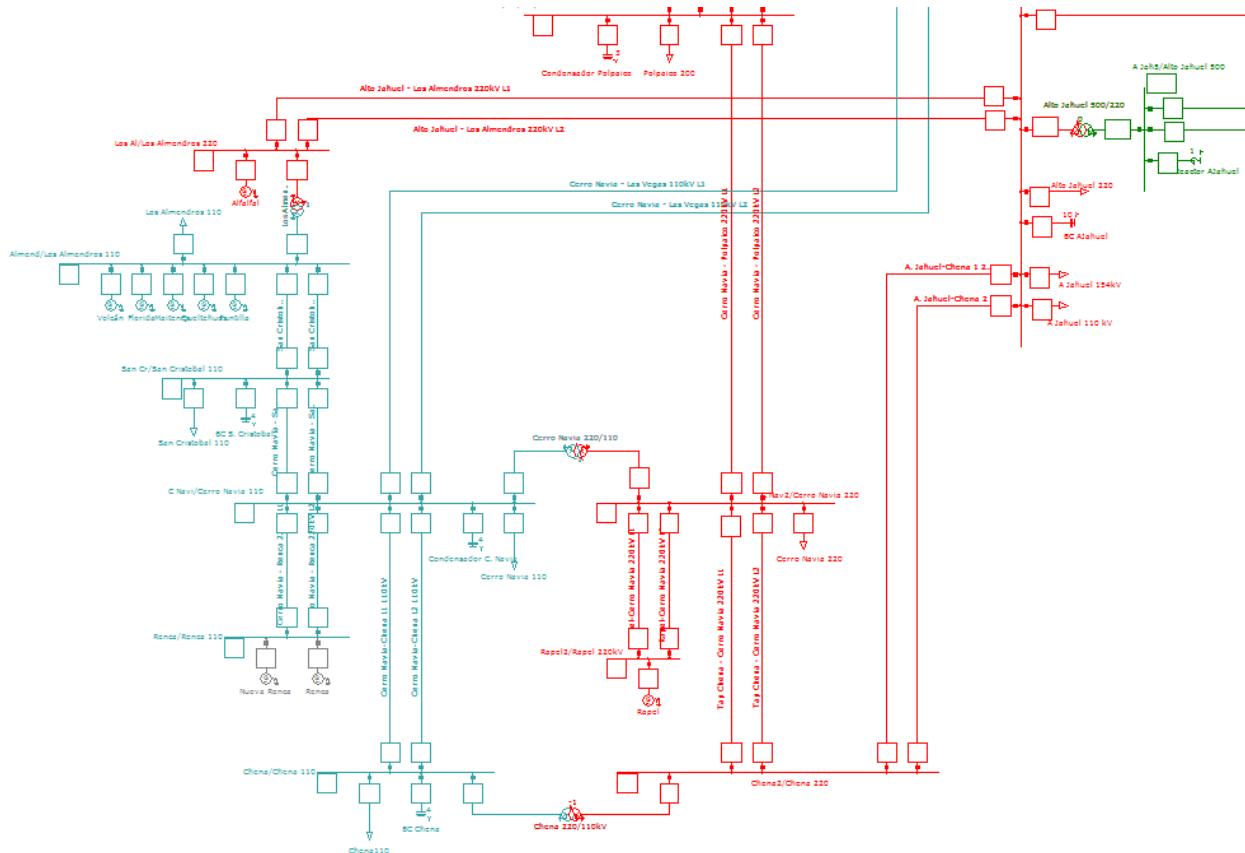


Ilustración 23. Parte del Sistema Interconectado Central (SIC).

Estas interconexiones entre nodos o barras, afectan el despacho de las unidades, y consecuentemente el flujo de potencia del sistema. Por esta razón es importante modelar el comportamiento dinámico del sistema [11], en particular el sistema de protecciones de impedancia, y las máximas capacidades de transmisión de las líneas. Lo anterior modifica la topología del sistema interconectado y, por lo tanto, el estado final del sistema luego de una perturbación.

4.2.4 Centros de Consumos

Todos los centros de consumo dependen de la tensión y de la frecuencia de la red. Por esta razón es necesario modelar dinámicamente el comportamiento del consumo frente a variaciones y perturbaciones del sistema debido a que estas afectan las variables de operación de los equipos.

Un modelo de consumo ideal, sería aquel que incluyera todas las cargas, desde los motores de la industria, hasta la iluminación residencial. Sin embargo, este modelo es difícil, por lo complejo de obtener todas las cargas y sus respectivos comportamientos. Además, dado el tamaño de este modelo se requeriría de un poder computacional inmenso para su simulación, debido al gran número de cargas que se requeriría modelar.

Es por esta razón que se han desarrollado diversos modelos de consumo para poder lograr una aproximación de la forma más precisa, desarrollándose en este contexto desde modelos lineales a no lineales.

En este trabajo se usará el modelo dinámico no lineal general de DigSilent, el cual se explicará en más detalle en el capítulo 6 de este trabajo.

5. Metodología

La Metodología implementada en esta investigación está dividida en tres etapas, las cuales corresponden a la determinación de la ubicación de los parques eólicos, la determinación de los máximos niveles de generación por zona, y finalmente el límite de estabilidad del SIC con grandes niveles de energía eólica. A continuación se presenta el diagrama de la metodología desarrollada en esta investigación.



Ilustración 24. Diagrama de la Metodología Principal.

5.1 Determinación de la Ubicación de los Parques Eólicos

Esta primera etapa consiste en determinar las zonas en que se ubicaran los parques según diversos factores además de los regímenes de viento, como son la distancia a los puertos, las características del SIC en la zona de conexión, y la longitud de la línea de transmisión de conexión.

5.2 Determinación de Límites Máximos de Generación Eólica por Zona

En la segunda etapa se procede a determinar la máxima capacidad de generación eólica del SIC en las zonas en que se conecten los parques eólicos determinados en la etapa anterior.

Esta etapa se caracteriza por ser de carácter iterativo, en la cual se van simulando los comportamientos en régimen permanente y el transitorio, para distintos niveles de viento y consecuentemente de generación eólica. Los niveles de generación simulados corresponden al 20, 40, 60, 80, y 100 [%] de la capacidad instalada inicial del parque eólico de la zona estudiada. A continuación se muestra y se describe esta etapa en más detalle.

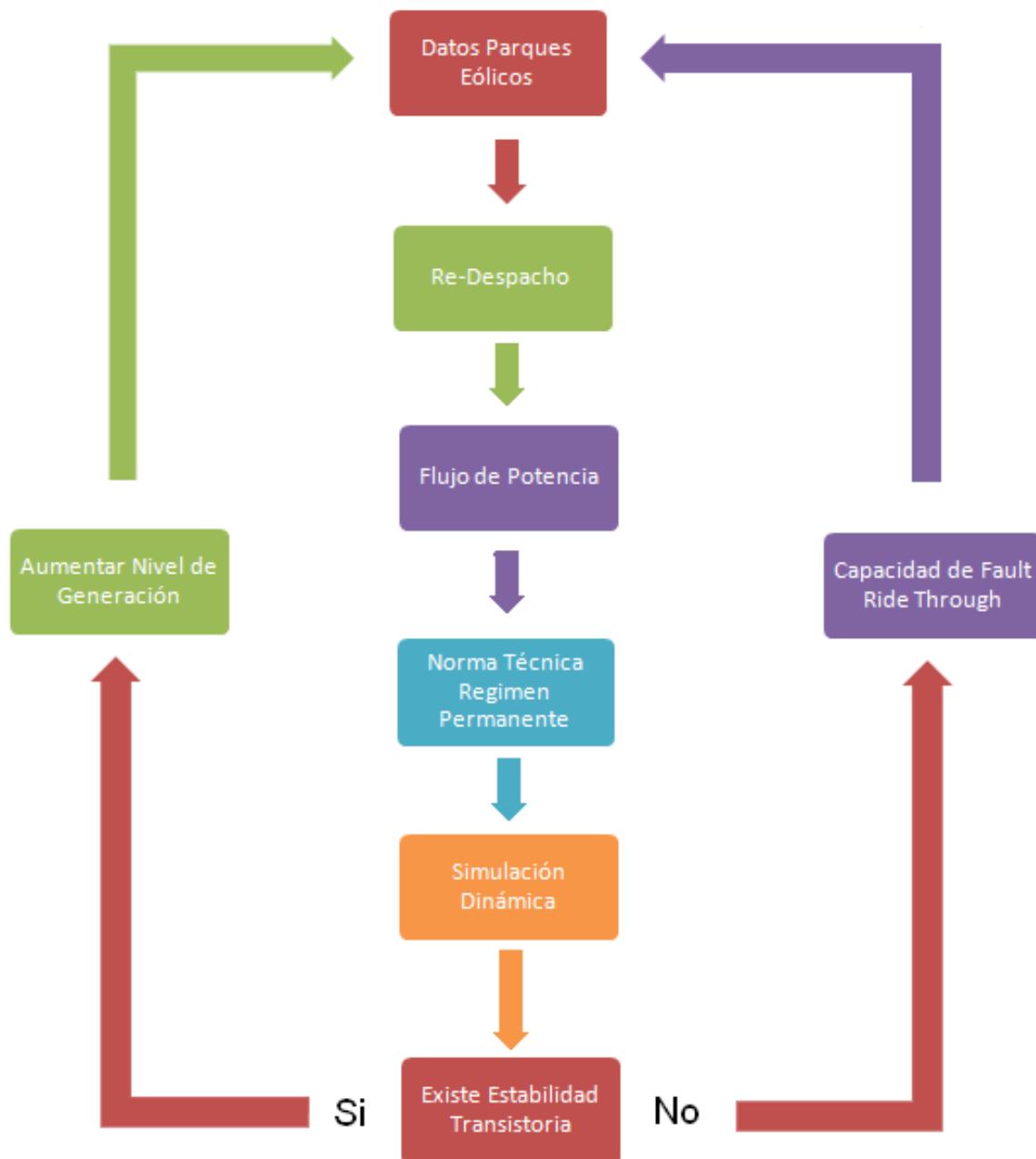


Ilustración 25. Algoritmo de Iteración para la Determinación del Límite de Máxima Generación por Zona.

A continuación se describen los distintos pasos del algoritmo iterativo descrito en la ilustración anterior.

Datos Parques Eólicos:

Esta etapa consiste en modificar el nivel de generación del parque si la señal de aumento de nivel de generación es verdadera, o la necesidad de instalar mecanismos de operación durante falla o Fault Ride Through (FRT) si la señal de aumento de generación es Falsa y la de FRT es verdadera.

Re-Despacho:

En esta etapa se modifica el despacho de las centrales en operación, poniendo fuera de servicio o despachando a mínimo técnico las centrales con los costos de operación más altos del sistema, correspondientes a las centrales térmicas.

Flujo de Potencia:

En esta etapa se desarrolla un flujo de potencia según las condiciones de operación indicadas según la etapa de Re-Despacho. Si el flujo no converge, este le enviará una señal a la etapa de Re-Despacho para que realice las modificaciones necesarias tal que el flujo converja. Si el flujo de potencia converge estos resultados se enviaran a la siguiente etapa.

Norma Técnica Régimen Permanente:

Los resultados del flujo de potencia se comparan con los estándares dictaminados por la NTSyCS, si estos criterios no se cumplen este bloque envía una señal al bloque de Re-Despacho tal que modifique las condiciones de operación tal que el flujo de potencia cumpla lo estipulado por la norma técnica. En cambio si el flujo de potencia cumple los estándares de seguridad y calidad, se continúa hacia la siguiente etapa.

Simulación Dinámica:

Tras obtener un flujo de carga que cumpla los requisitos de la norma, se procede a realizar la simulación dinámica de un cortocircuito trifásico a tierra con despeje tripolar del circuito, en la línea de transmisión más cercana al punto de conexión del parque. Con lo cual se obtiene el comportamiento dinámico del sistema y del parque con el propósito de verificar que el sistema se mantenga estable.

Estabilidad Transitoria:

En esta etapa, se verifica que los resultados de la simulación dinámica convergen a un punto de operación estable o no. Si la primera situación ocurre, este bloque le enviara una señal de “SI” a la etapa de aumento de generación eólica. En cambio si en la etapa de simulación

dinámica el sistema no converge, este bloque le enviara una señal “NO” al bloque de Capacidad de FRT.

Aumento de Nivel de Generación:

Esta etapa consiste en un simple comparador, el cual compara la señal enviada por la etapa de estabilidad transitoria con un “SI”, si la equivalencia existe, esta señal será transmitida hacia la etapa inicial de Datos de Parques Eólicos, con la cual se modificará el nivel de generación de este en un nuevo 20 %. Si la equivalencia no existe, el nivel de generación no se alterará.

Capacidad de Fault Ride Through:

Esta etapa, recibe la señal enviada por la etapa de estabilidad transitoria, y la compara con un “NO”, mientras las señales no sean equivalentes, no se le instalara capacidad de FRT al parque. En cambio en cuanto la señal enviada por el parque sea igual a un “NO”, en ese momento se le enviará la señal de instalación de esta capacidad a la etapa inicial correspondiente a Datos Parques Eólicos.

Con el algoritmo anteriormente descrito, se logra obtener los niveles máximos de generación eólica del parque con y sin capacidad de FRT, por zona estudiada. De esta manera se obtienen los límites máximos de generación eólica para las zonas analizadas.

5.3 Límites de Estabilidad del SIC con Grandes Niveles de Energía Eólica

La última etapa de la investigación utiliza los resultados de las dos etapas anteriormente descritas para poder configurar los escenarios de alta penetración eólica en el sistema interconectado central. El bloque de Determinación de la Ubicación de los Parques Eólicos permite obtener el punto de conexión al sistema. Mientras que la segunda etapa Determinación de los Límites Máximos de Generación por Zona, permite obtener las dimensiones y capacidades máximas de los parques eólicos con y sin capacidad de FRT.

Con la ubicación y capacidad de los parques se puede proceder a simular el comportamiento dinámico del SIC para distintos niveles de generación eólica global en el sistema, frente a un set de contingencias severas al cual se puede ver enfrentado el sistema.

Las contingencias severas simuladas son las siguientes:

- Cortocircuito Trifásico a Tierra en ambos extremos de la Línea Charrúa- Ancoa- Alto Jahuel de 500 [kV].

- Cortocircuito Trifásico a Tierra en mitad del circuito Pan de Azúcar – Los Vilos 220 [kV].
- Cortocircuito trifásico a tierra en mitad de circuito Maitencillo – Pan de Azúcar.
- Salida Intempestiva Central Ciclo Combinado.
- Salida Intempestiva Central de Embalse.

En esta etapa se realiza nuevamente otro proceso iterativo en el cual se procede a realizar simulaciones dinámicas para todas las contingencias indicadas anteriormente, para distintos niveles de generación eólica global, en la cual se consideran los límites de capacidad nominal de los parques determinados en la etapa 2. A continuación se detalla el proceso desarrollado en la etapa final de la investigación.

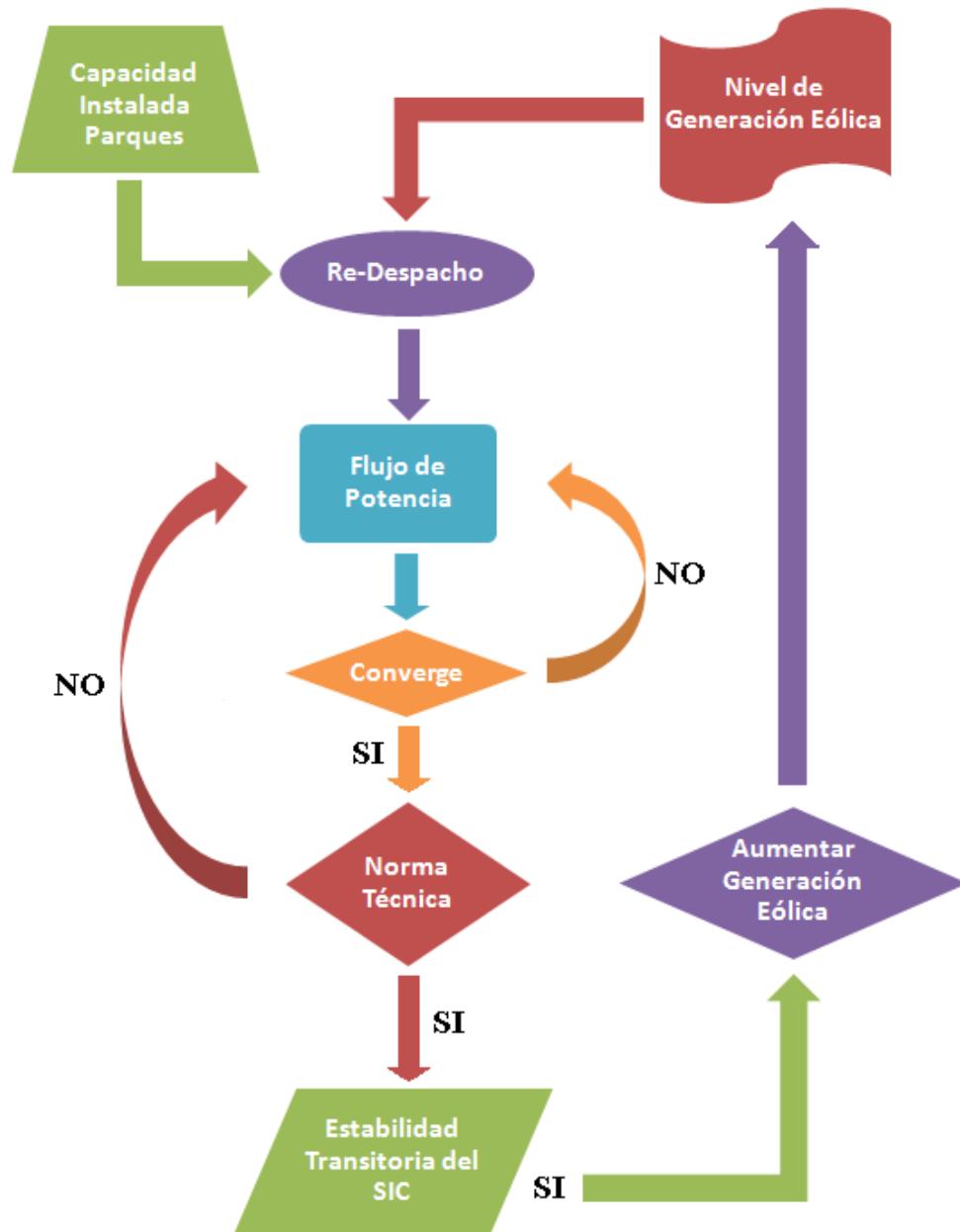


Ilustración 26. Algoritmo Iterativo para la Determinación de la Máxima Capacidad de Generación Eólica Total en el SIC.

El algoritmo presentado en la figura 25, es similar al descrito en la etapa dos de la metodología, a excepción en que en esta etapa no se implementa un lazo de determinación de capacidad de Fault Ride Through (FRT), sino que se realiza este procedimiento para parques con y sin esta capacidad instalada por separado, con el propósito de comparar los distintos niveles máximos de penetración posible entre las distintas tecnologías.

6. Modelación Dinámica del SIC mediante Software Power Factory 13.2

En esta investigación se utilizó el modelo del sistema interconectado central del CDEC-SIC desarrollado en el software Power Factory de DigSilent. Este modelo presenta un esquema unilineal del sistema completo, con modelos dinámicos de generadores junto a sus controladores de excitación y reguladores de velocidad. Esta base de datos es confidencial y por esta razón el autor no puede publicar sus contenidos. A continuación se presenta un resumen de la modelación de los componentes del sistema. Los controladores asociados a cada modelo y una explicación del funcionamiento básico de algunos de los modelos implementados se pueden encontrar en el Anexo A.

6.1 Modelos de Planta

Los modelos de planta corresponden a los diagramas de bloque entre los distintos controladores y la máquina sincrónica. A continuación se detallan los modelos de planta y los bloques que ocupan.

Modelos de Planta SIC								
Modelos de Planta SIC	VCO	PCU	PSS	DRP	UEL	OEL	PCO	PMU
Gnrl Model frame	✓		✓				✓	✓
IEEE-frame	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
IEEE-frame no droop	✓	✓	✓					
IEEE-frame-cc1	✓	✓	✓	✓	✓	✓		

Tabla 13. Modelos de Planta Implementados en el SIC.

Los bloques corresponden a los controladores de la máquina sincrónica, y son éstos los que rigen el comportamiento dinámico de la máquina frente a perturbaciones o cambios en la operación del sistema. En la siguiente tabla se detalla a qué controlador corresponde cada bloque.

Bloque	Descripción
VCO	Controlador de Voltaje
PCU	Controlador Primario
PSS	Estabilizador de Potencia
DRP	Compensación de Carga
UEL	Limitador de Subexcitación
OEL	Limitador de Sobrexcitación
PCO	Regulador de Velocidad
PMU	Sistema Proveedor de Energía (Prime mover)

Tabla 14. Descripción Bloques de Modelo de Plantas.

6.2 Modelo de Consumos

El comportamiento dinámico de los consumos se modela considerando la dependencia de la potencia activa y reactiva en función de la tensión y frecuencia del sistema. En el siguiente cuadro se muestra el diagrama de bloques de los consumos.

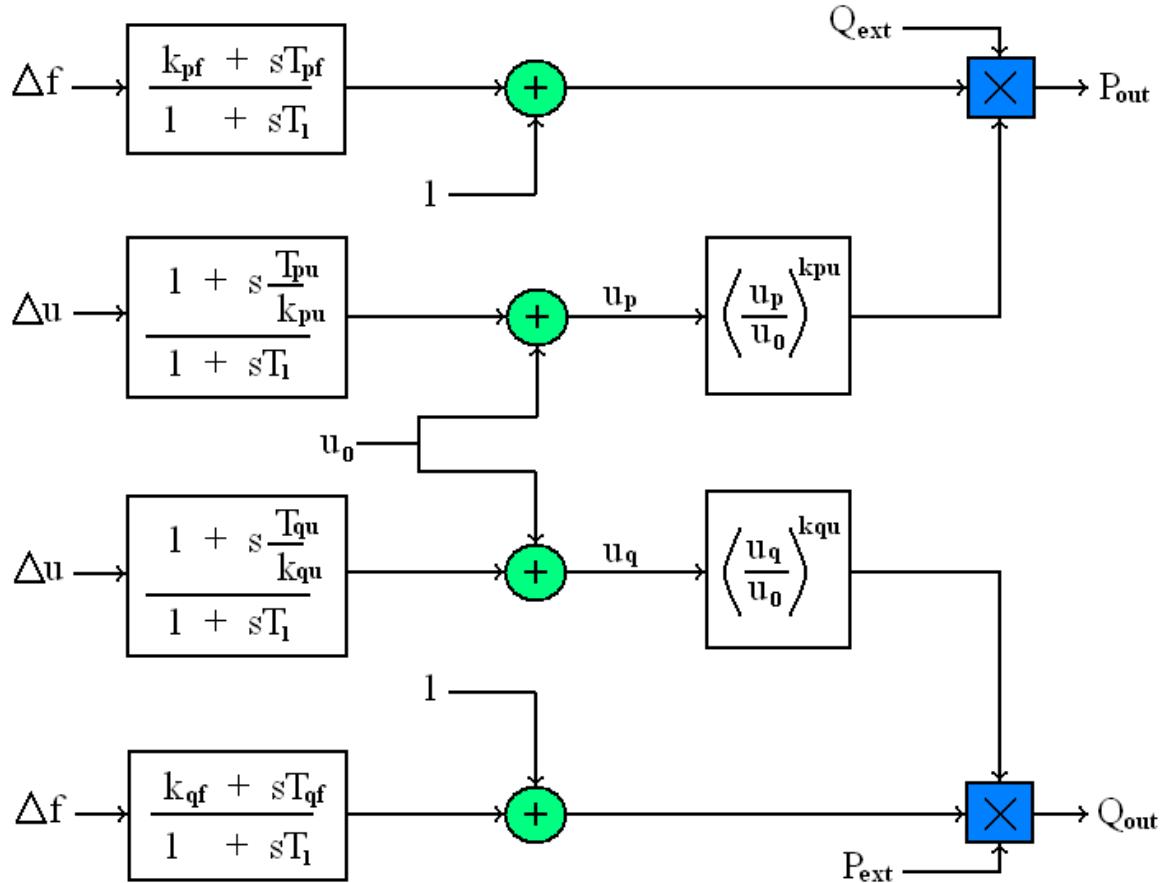


Ilustración 27. Modelo Dinámico No Lineal de un Consumo [21].

La ilustración 26 corresponde al modelo no lineal de un consumo, en la cual se puede apreciar que tanto la potencia activa como la reactiva son función de las variaciones de la tensión y la frecuencia del sistema. El funcionamiento de este modelo se describe brevemente a continuación.

Primero, las variaciones Δu y Δf , se modifican según sus respectivas funciones de transferencia, las cuales determinan sus comportamientos según los valores de sus parámetros respectivos. Estos parámetros son: T_1 , que corresponde a la constante de tiempo de la carga; T_{qf} y T_{qu} , que corresponden a las constantes de tiempo dinámicas de potencia reactiva frente a modificaciones en la frecuencia y tensión respectivamente; k_{qf} , que corresponde a la dependencia dinámica de la potencia según la frecuencia, y finalmente k_{qu} que determina el nivel de dependencia estática de la potencia según la tensión. Los parámetros que rigen el comportamiento de la potencia activa se describen con el subíndice p y los de potencia reactiva con el subíndice q .

6.3 Controladores y su Funcionamiento

Los bloques comentados en la sección 6.1 corresponden a los controladores de las máquinas sincrónicas conectadas a la red, los cuales permiten controlar el comportamiento dinámico de las máquinas durante fallas o perturbaciones en el sistema, de tal forma de mantener la estabilidad de éste. En el anexo N° 1 se resumen los controladores implementados en la modelación del SIC, detallando su funcionamiento.

6.4 Modelos de Parques Eólicos

Los parques eólicos simulados en esta investigación implementan generadores de inducción de jaula de ardilla con y sin capacidad de operación durante falla, denominada Fault Ride Through o FRT en inglés. Estos generadores solo presentan un control primario sobre la potencia de la turbina, mediante la regulación del ángulo de incidencia del viento en las aspas, con lo cual se logra maximizar la generación eléctrica.

El parque eólico modelado está compuesto por aerogeneradores de 2,4 [MVA], sus transformadores de subida de 0,96 a 10 [kV], cables de poder hasta la subestación de subida de 165 [MVA] de capacidad, y finalmente su línea adicional de transmisión hasta la subestación o punto de interconexión del parque al sistema. Lo anterior se resume en la siguiente ilustración.

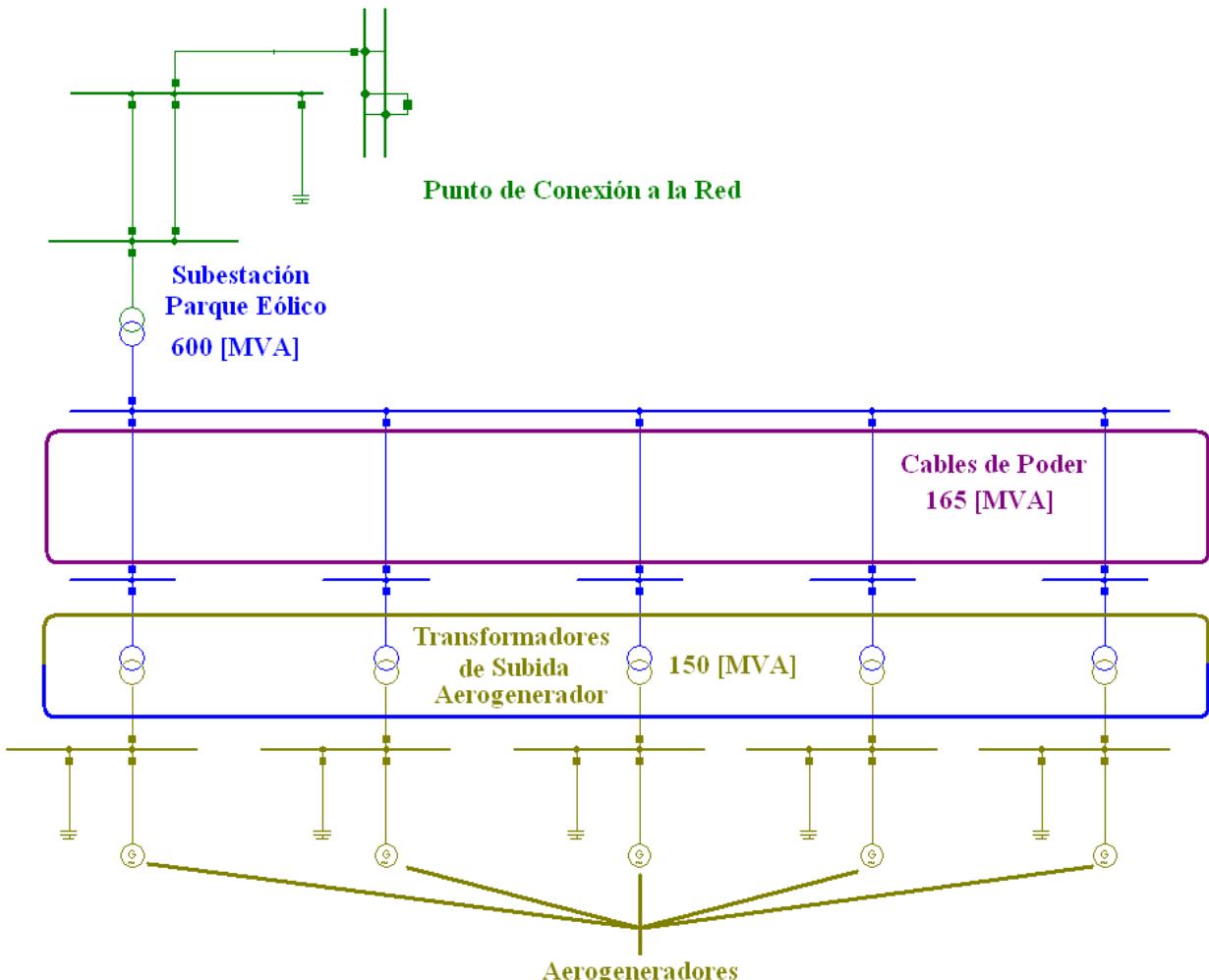


Ilustración 28. Diagrama unilineal de los Parques Eólicos Conectados al SIC.

6.4.1 Modelo Dinámico de Parques Eólicos.

El diagrama de bloques representativo del parque eólico de tecnología de rotor jaula de ardilla (Tecnología Brushless) implementado en las simulaciones es el presentado a continuación.

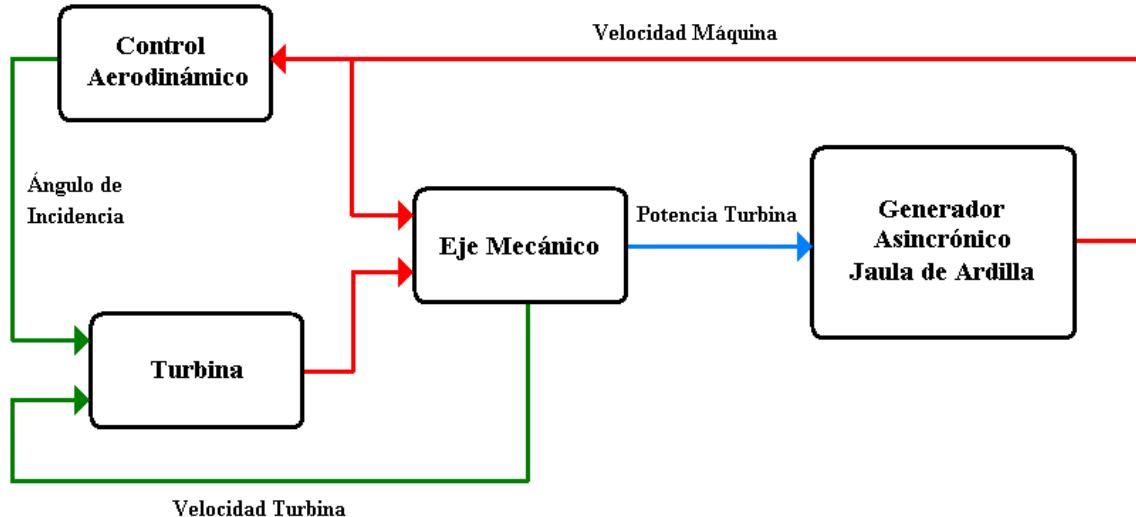


Ilustración 29. Diagrama de Bloques Parques Eólicos

A continuación se describe brevemente los bloques que componen el modelo de planta y sus parámetros, los cuales se describen en más detalle en [6, 15, y 24].

Control Aerodinámico:

Este bloque está compuesto por el controlador del ángulo incidente del aspa, el cual determina el coeficiente aerodinámico que tiene la turbina, con la cual posteriormente se obtiene la potencia de la turbina, y el motor servo que gira el aspa hasta obtener el ángulo de referencia beta. A continuación se muestran los componentes del control aerodinámico.

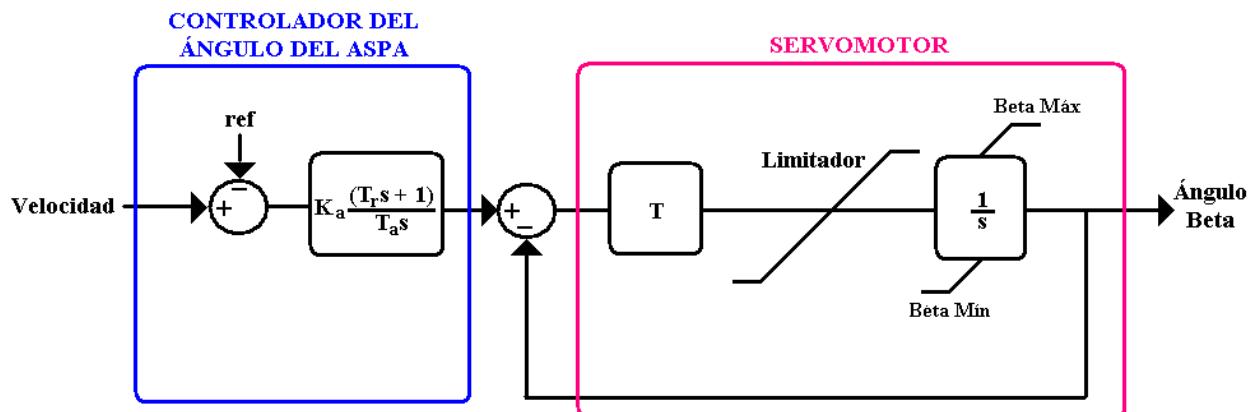


Ilustración 30. Diagrama de Bloque Control Aerodinámico.

Controlador del Ángulo del Aspa: Determina el valor de referencia del ángulo de incidencia del viento β , en función de la velocidad.

ServoMotor: Motor servo motriz con control Integral encargado de llevar la variable β a la referencia.

Parámetro	Descripción	Valor
Ka	Ganancia controlador [deg/p.u.]	100
Tr	Cte. Tiempo adelanto [s]	5
Ta	Cte. Tiempo controlador [s]	1
ref_speed	Referencia Velocidad	1.25
T	Cte. Tiempo Servo	0.5
Vrmin	Límite inferior	0
rate_cl	Razón de cierre de límite de cambio [deg/s]	-15
beta_min	Ángulo Min.	0
Vrmax	Límite superior	70
rate_op	Razón de cierre de límite de cambio [deg/s]	15
beta_max	Ángulo Máx.	70

Tabla 15. Parámetros Control Aerodinámico.

Turbina:

La Turbina está representada por el siguiente bloque compuesto por una operación matemática descrita por las formulas expresadas a continuación y una matriz representativa de la aerodinámica de la turbina en función del punto de operación de esta.

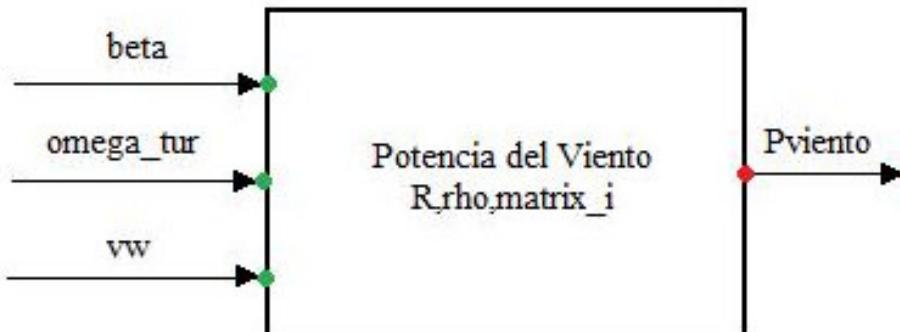


Ilustración 31. Bloque Turbina.

$$P_{Viento} = \frac{\rho \pi R^2 v_m^3}{2} C_p(\lambda, \beta)$$

$$\lambda = \frac{\omega_{turbina} \cdot R}{v_m}$$

Parámetro	Descripción	Valor
R	Radio Aspa Rotor [m]	35
rho	Densidad Aire [kg/m3]	1.225

Tabla 16. Parámetros Turbina.

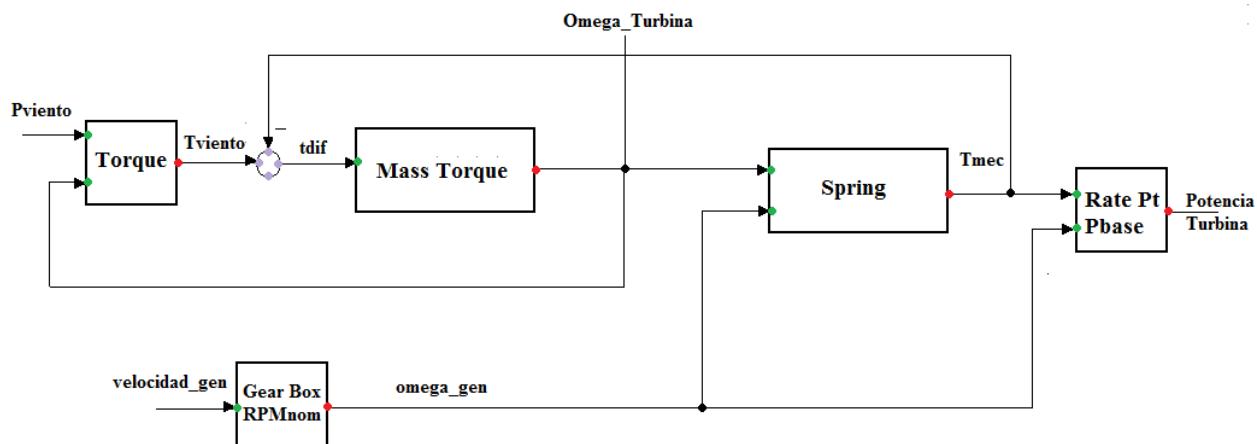
Beta [°] \ Lambda	0	2	4	6	8	10	12
-10	-0,204	-0,135	0,250	0,350	0,242	0,331	0,354
-5	-0,010	0,062	0,300	0,400	0,320	0,354	0,342
0	0,120	0,215	0,320	0,419	0,350	0,327	0,280
5	0,165	0,231	0,280	0,354	0,320	0,280	0,181
10	0,180	0,165	0,200	0,280	0,220	0,131	0,000
15	0,160	0,100	0,080	0,192	0,100	-0,050	-0,200
25	0,010	-0,069	-0,146	-0,050	-0,200	-0,500	-0,700

Tabla 17. Matriz Característica para la Determinación del Coeficiente de Poder.

La turbina entrega la potencia extraída del viento como lo indican las ecuaciones anteriores, el valor del coeficiente de poder C_p , se determina mediante una interpolación de Spline entre los valores discretos mostrados en la tabla 17.

Eje Mecánico:

Este bloque representa la dinámica existente entre el eje mecánico de la turbina de baja velocidad y el del generador de inducción de alta velocidad, los cuales están interconectados mediante la caja de velocidad.



La existencia de esta caja de velocidad, produce un desacople entre la turbina y el generador, lo cual se traduce en una diferencia entre las velocidades del rotor de la máquina y la turbina, las cuales pueden provocar oscilaciones de poca frecuencia debido a la energía acumulada en la caja de velocidad [18]. A continuación se describe brevemente el funcionamiento de estos.

Bloque Mass Torque: determina la velocidad de la turbina según la diferencia entre el torque mecánico y el proveniente del viento.

$$\frac{\omega_{turbina}(s)}{T(s)} = \frac{D_{turb}}{\frac{J}{D_{turb}}s + 1}$$

Spring: Determina el torque mecánico en función de la diferencia entre las velocidades angulares del generador y la turbina.

$$T_{mec} = \left(\frac{K_{12}}{s} - D_{12} \right) (\omega_{turbina} - \omega_{gen})$$

Parámetro	Descripción	Valor
Pbase	Potencia nominal Gen [MW]	2
D_turb	Damping turbina [Nms/rad]	0
J_turb	Inercia Rotor [kgmm*10^6]	4
K_Shaft	Rigidez Vara (Shaft) [Nm/rad]	100000000
D_Shaft	Damping Torsional [Nms/rad]	0
RPMnom	Velocidad nominal turbina [rpm]	18.75

Tabla 18. Parámetros Bloque Eje Mecánico.

7. Escenarios Futuros

El sistema interconectado central SIC, se caracteriza por ser un sistema hidrotérmico, en el cual existen grandes centrales de embalse, como son las centrales Colbún, Pehuenche, Ralco, Pangue, Antuco y entre varias más, con las cuales la operación y planificación del sistema se vuelve bastante compleja. Esta complejidad nace de la amplia gama de hidrologías posibles que pueden existir en el futuro y por lo tanto afectarán la optimización de los niveles de agua almacenada por los embalses. Debido a lo anterior, la configuración de los escenarios futuros a simular debe considerar el crecimiento de la demanda, los planes de obras de generación y transmisión, y los despachos de las centrales considerando escenarios hidrológicos posibles.

7.1 Demanda

La demanda de energía eléctrica en el SIC aumenta constantemente, lo cual se debe a dos factores: el crecimiento vegetativo y el crecimiento económico que tiene el país. El primer factor, afecta principalmente a los consumos residenciales, mientras que el auge económico afecta principalmente a los consumos industriales debido al mayor nivel de inversión y producción que estos realizaran producto del mayor crecimiento económico que enfrenta el país. A continuación, se muestra la previsión de la demanda desarrollada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) [22].

Previsión de Demanda SIC [GWh]			
Año	Libres	Regulados	Total
2006	16.758	21.473	38.231
2007	17.939	22.590	40.528
2008	19.299	23.900	43.199
2009	20.884	25.342	46.225
2010	22.480	26.890	49.371

Tabla 19. Niveles de Demanda en el SIC según tipo de Cliente en [GWh].

Tasas de Crecimiento de la Demanda			
Año	Libres	Regulados	Total
2006	-	-	-
2007	7.05%	5.20%	6.01%
2008	7.58%	5.80%	6.59%
2009	8.21%	6.03%	7.01%
2010	7.65%	6.11%	6.80%

Tabla 20. Tasas de Crecimiento en el SIC según tipo de Cliente.

Con los datos anteriores se puede determinar la demanda máxima y mínima utilizada para los casos bases.

7.2 Plan de Obras de Generación y Transmisión

El plan de obras de generación y transmisión indica las centrales que se incluirán al parque generador y las modificaciones a las instalaciones de transmisión, hasta la época de estudio, esto se indica a continuación según la información proporcionada en [16 y 22].

Fecha Entrada		Plan de Obras Generación	Potencia [MW]
Mes	Año		
Octubre	2007	Central Hidroleléctrica Hornitos	55
Octubre	2007	Central hidroeléctrica Palmucho	32
Enero	2008	Central Diesel Olivos	96
Febrero	2008	Ciclo Combinado GNL San Isidro 2 (Diesel)	350
Abril	2008	Turbina Diesel Campanario 2	55
Mayo	2008	Central Hidroeléctrica Ojos de Agua	9
Octubre	2008	Turbina Diesel Cardones 01	141
Octubre	2008	Central Hidroeléctrica La Higuera	155
Marzo	2009	Tal Tal 3	120
Abril	2009	Ciclo Combinado GNL San Isidro 2 (con Fuego Adic.)	377
Sept	2009	Central Guacolda III	150
Enero	2010	Central Nueva Ventanas	242
Abril	2010	Central Ciclo Combinado Quinteros	379

Tabla 21. Planes de Obras Generación utilizado.

Fecha Entrada		Plan de Obras Transmisión	Potencia [MVA]
Mes	Año		
Octubre	2007	Ampliación Itahue - San Fernando	198
Abril	2008	Ampliación Subestación Charrúa	-
Junio	2008	Aumento de capacidad A. Jahuel - Polpaico 220 kV a 500 kV	390
Junio	2008	Línea Ancoa-Rodeo-Polpaico 500 kV	1400
Julio	2008	Nueva Línea Charrúa Cautín 220 kV	2x500
Noviembre	2008	Nueva Línea el Rodeo - Chena 220 kV	260
Abril	2009	Nueva Línea Cardones - Maitencillo 220 kV	200
Julio	2009	Seccionamiento Alto Jahuel 500 KV	-
Julio	2009	Ampliación 2do Circuito Rodeo-Chena 220 kV	260
Octubre	2009	Ampliación Tinguirraca-Punta Cortes 154 kV	198
Octubre	2009	Subestación Nogales 220 kV	-
Abril	2010	Nueva Línea Nogales-Polpaico 220 kV	1100

Tabla 22. Plan de Obras Transmisión Utilizado.

Fecha Entrada		Obras y Modificaciones debido a Generación Eólica	Potencia [MVA]
Mes	Año		
Enero	2009	Adelantar Nuevo Circuito Pan de Azucar - los Vilos 220 kV	220
Marzo	2010	Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azucar 220 kV	235
Marzo	2010	Nueva Línea Pan de Azucar - Los Vilos 220 kV	220
Marzo	2010	Nueva Línea Agua Santa Miraflores 110 kV	80

Tabla 23. Modificaciones Plan de Obras debido a Generación Eólica según [16].

7.3 Casos Base

En la presente investigación se usaron tres casos base sin generación eólica instalada, los cuales corresponden a condiciones de operación normal del sistema para tres hidrologías distintas. Estos casos se indican a continuación:

Casos Base	
Nomenclatura	Descripción
2010 AS HS	Demanda Máxima Abril - Septiembre Hidrología Seca
2010 AS HH	Demanda Máxima Abril - Septiembre Hidrología Húmeda
2010 Min HS	Demanda Minima Hidrología Seca

Tabla 24. Descripción Casos Bases a Estudiar.

Cada caso está caracterizado por una demanda, la cual se detalla en la tabla 24, y un despacho particular, los cuales se explican brevemente a continuación.

Demanda						
Caso	2010 AS HS		2010 AS HH		2010 Min HS	
Tipo	Pot [MW]	[%]	Pot [MW]	[%]	Pot [MW]	[%]
Clientes Libres	1513.56	22.31%	1513.56	22.31%	1443.806	34.89%
Clientes Regulados	5270.44	77.69%	5270.44	77.69%	2694.417	65.11%
Total	6784	100.00%	6784	100.00%	4138.223	100.00%

Tabla 25. Niveles de Demanda por Casos Bases.

7.3.1 2010 AS HS

Este caso base corresponde a un escenario de demanda máxima e hidrología seca normal de mayor probabilidad en el año 2010, el cual se caracteriza por tener la mayoría de las centrales térmicas despachadas debido al bajo nivel de recursos hídricos en el sistema.

Despacho	
Tipo	Potencia [MW]
Térmica	3419.73
Hidráulica Embalse	2517.13
Hidráulica Pasada	1152.46
Total	7089.32

Tabla 26. Despacho del SIC según Tipo de Generación.

De la tabla 26 se observa que la potencia proveniente de medios de generación térmica corresponde al 48 % de la generación total, seguida por la generación hidráulica de embalse con un 35 %. Este nivel se debe a la utilización del agua almacenada en los principales embalses del sistema, con el propósito de reducir el costo operacional global del sistema. La generación proveniente de centrales hidráulicas de pasada también se ve reducida debido a los menores caudales de los ríos debido a la sequía.

7.3.2 2010 AS HH

El escenario base de hidrología húmeda escogido corresponde al más probable en el año 2010 en caso de que no haya sequía. Este se caracteriza por tener mayores niveles de generación hidráulica de embalse y pasada, debido a los mayores niveles de agua y nieve en las cuencas de los embalses. Esto se traduce en un aumento de la generación hidráulica debido a los mayores caudales de los ríos y mayores reservas hídricas de los embalses, por lo cual no es necesario ahorrar agua y se maximiza su uso. Este aumento de la generación hidráulica provoca una reducción de la energía proveniente de centrales térmicas de mayor costo operacional para el sistema. En la siguiente tabla se resumen los niveles de generación según tipo de central.

Despacho	
Tipo	Potencia [MW]
Térmica	2382.22
Hidráulica Embalse	3257.97
Hidráulica Pasada	1463.78
Total	7103.97

Tabla 27. Despacho del SIC según Tipo de Generación.

7.3.3 2010 Min HS

Este caso corresponde al escenario de menor demanda en el SIC para una hidrología seca en el 2010. Esta se caracteriza por una reducción considerable de la demanda por parte de clientes regulados, la cual se puede observar en la tabla 25, además debido al bajo nivel de recursos hídricos que posee el sistema, el despacho está compuesto en 60 % por parte de centrales de carácter térmico, y en un menor nivel por centrales hidráulicas de embalse en la cual su generación se ve reducida a un 15 %, con el propósito de ahorrar estos recursos para su futuro uso.

Despacho	
Tipo	Potencia [MW]
Térmica	2586.00
Hidráulica Embalse	668.89
Hidráulica Pasada	1023.50
Total	4278.39

Tabla 28. Despacho del SIC según Tipo de Generación.

7.4 Parques Eólicos

La penetración masiva de generación eólica de velocidad fija bajo el criterio que esta es la tecnología más nociva para la estabilidad del sistema según la literatura internacional [5-7, 9-11, 15, y 18] se realizo utilizando modelos agregados de centrales de gran tamaño conectados en cuatro puntos distintos del SIC, estos puntos de interconexión se eligieron según tres factores: los buenos regímenes de viento que estas zonas presentaron en el estudio de determinación del potencial eólico chileno [14], aspectos logísticos como la cercanía de estos a grandes puertos (Coquimbo, San Antonio, Talcahuano), y finalmente, las distancias a las subestaciones más cercanas del sistema. A continuación se describen las ubicaciones de estos parques y sus principales características.

7.4.1 Parque Eólico Lengua de Vaca

Este parque se encuentra ubicado en el litoral de la cuarta región a unos 80 [km] de la subestación Pan de Azúcar 220 [kV]. Este parque se caracteriza por tener un buen régimen de viento, lo cual se muestra en la ilustración 32.

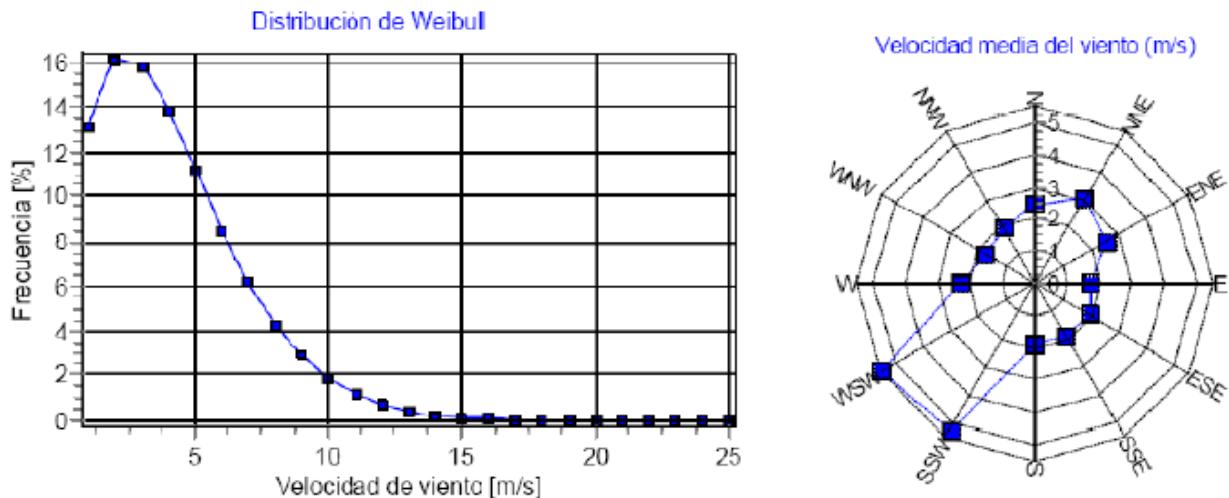


Ilustración 32. Distribución y rosa de Viento Estación Punta Lengua de Vaca fuente [16].

Además de su buen régimen de viento, esta zona se encuentra a 80 kilómetros de la subestación Pan de Azúcar, razón por la cual esta se conectará directamente a esta mediante una línea de transmisión de doble circuito de 84 [km] de longitud y una capacidad de 790 [MVA]. Esto se resume en las siguientes figuras.



Ilustración 33. Ubicación y Punto de Conexión Parque Lengua de Vaca.

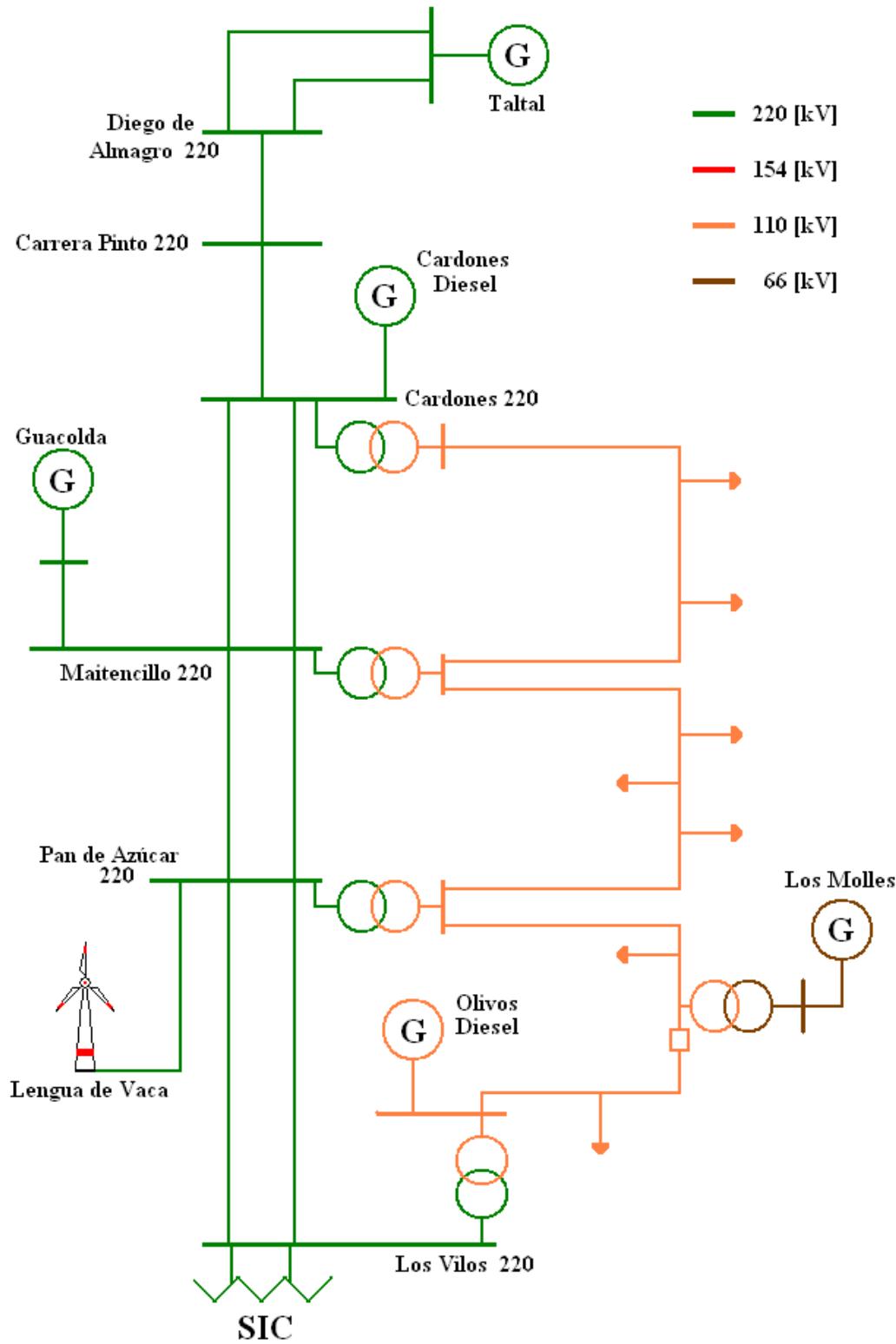


Ilustración 34. Diagrama Unilineal del SIC en el Punto de Conexión del Parque Eólico Lengua de Vaca.

La ilustración 34, muestra el punto de conexión del parque eólico en el sistema de transmisión troncal de la zona norte del SIC, la cual se extiende desde la barra Los Vilos hasta la central Taltal ubicada en la barra Paposo del sistema de 220 [kV].

7.4.2 Parque Eólico Los Vilos

Este parque al igual que Lengua de Vaca se ubica en el litoral de la cuarta región, a unos 70 kilómetros al norte de Los Vilos. Se caracteriza por tener buenos niveles de vientos y está actualmente siendo sometida a varios estudios de niveles de viento y factibilidad debido al gran nivel de centrales eólicas que se desean conectar al sistema en esta zona.

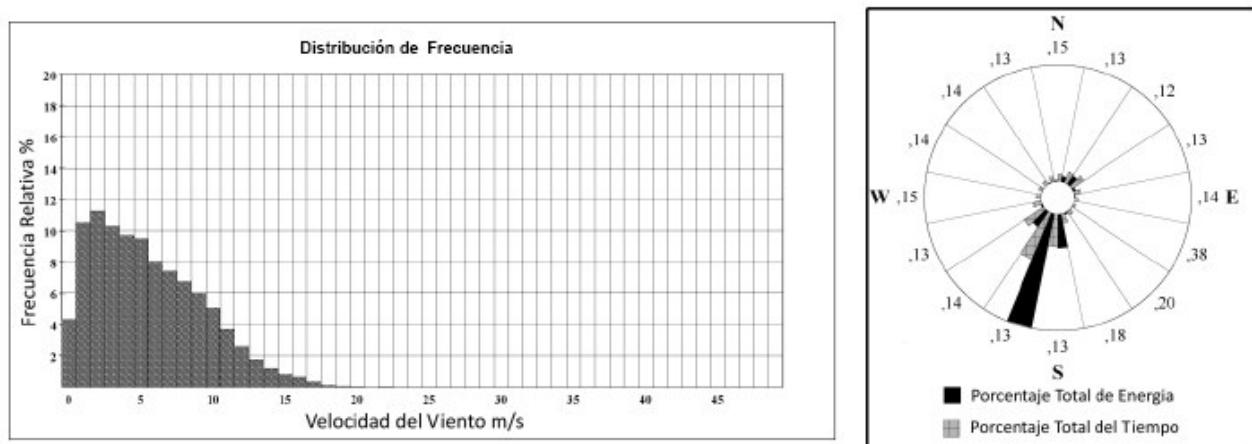


Ilustración 35. Distribución de velocidad y Rosa de Viento Zona La Cebada Costa [16].

Este parque se conecta al SIC en la subestación Los Vilos en 220 [kV], mediante una línea de transmisión de doble circuito de 75 [km] de longitud y una capacidad total de 790 [MVA].

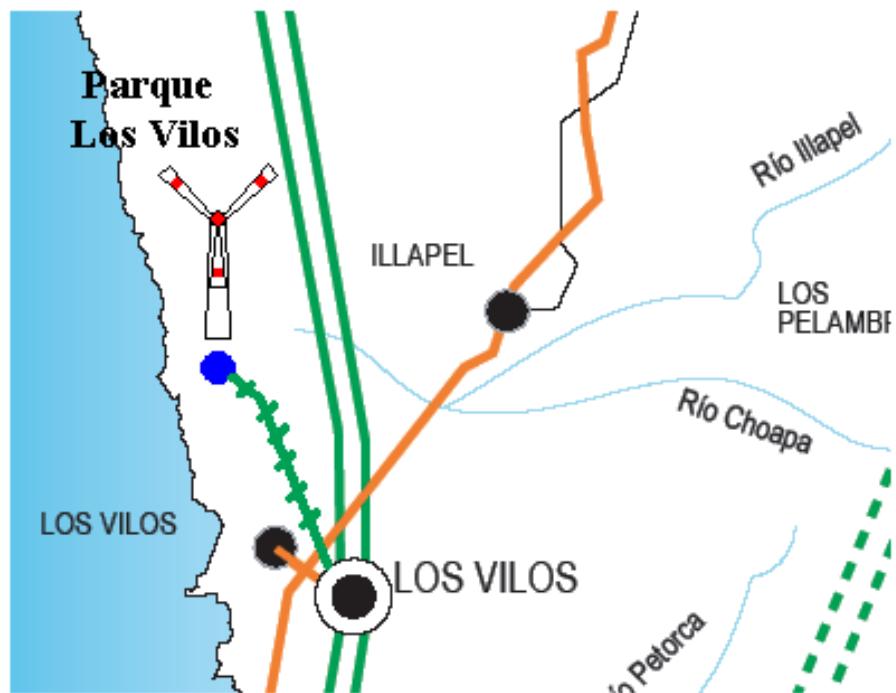


Ilustración 36. Ubicación y punto de conexión Parque Eólico Los Vilos.

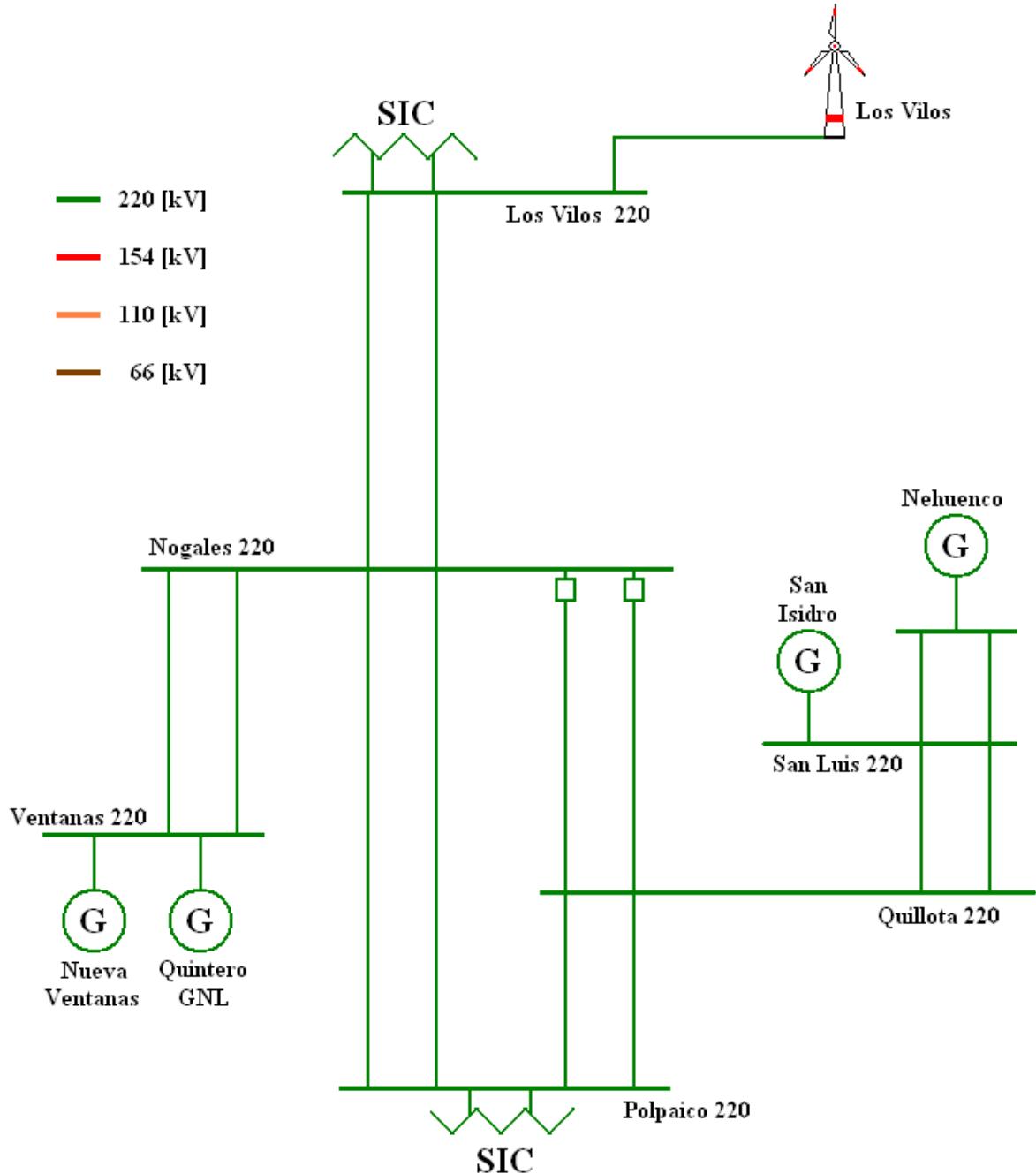
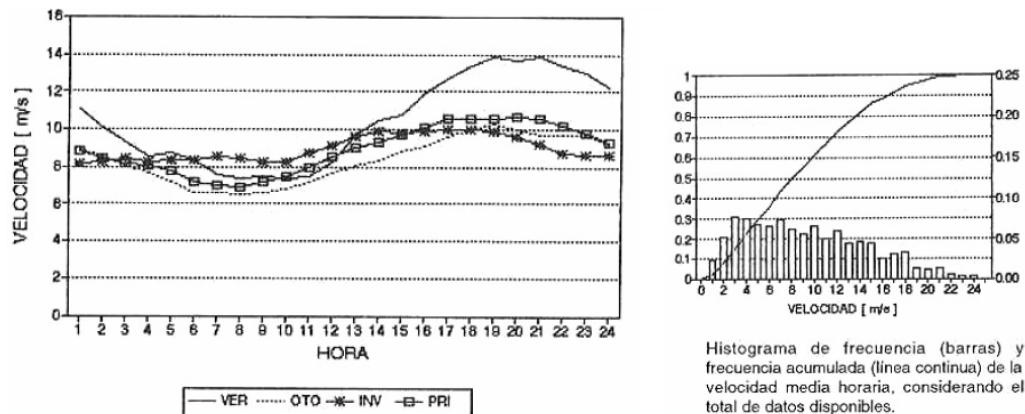


Ilustración 37. Diagrama Unilineal del SIC en el Punto de Conexión del Parque Eólico Los Vilos.

En las ilustraciones 36 y 37, se muestra la ubicación geográfica y el diagrama unilineal del SIC en el punto de conexión al sistema del parque eólico, respectivamente. De estas ilustraciones se puede apreciar el carácter radial del sistema eléctrico en la zona, sin embargo existe un gran número de centrales convencionales de gran envergadura ubicadas alrededor del parque que fortalecen la red de transmisión troncal en la zona.

7.4.3 Parque Eólico Punta Curaumilla

Este parque se encuentra ubicado en el litoral central de la quinta región del país, zona que goza de un régimen de viento excelente y constante durante el transcurso del año, indicado en [16], lo cual se presenta en la ilustración 38 a continuación.



Ciclo diario de la velocidad media horaria (en m/s), para cada estación del año.

Ilustración 38. Velocidad Media Horaria e Histograma de Frecuencia [14].

La ubicación de este parque presenta características muy distintas a las mencionadas sobre los parques eólicos anteriores, Lengua de Vaca y Los Vilos. A diferencia de ellos, la ubicación del parque eólico punta Curaumilla presenta una gran cercanía al centro de carga del sistema, lo cual se debe a la proximidad a las subestaciones Quillota y Agua Santa. Además, este parque presenta la singularidad de estar conectado a un sistema de subtransmisión en 110 [kV], mediante una línea de transmisión de 25 [km] de longitud y de una capacidad de 700 [MVA]. La situación anterior se presenta a continuación en la ilustración 39.



Ilustración 39. Ubicación y Punto de Conexión Parque Eólico Punta Curaumilla.

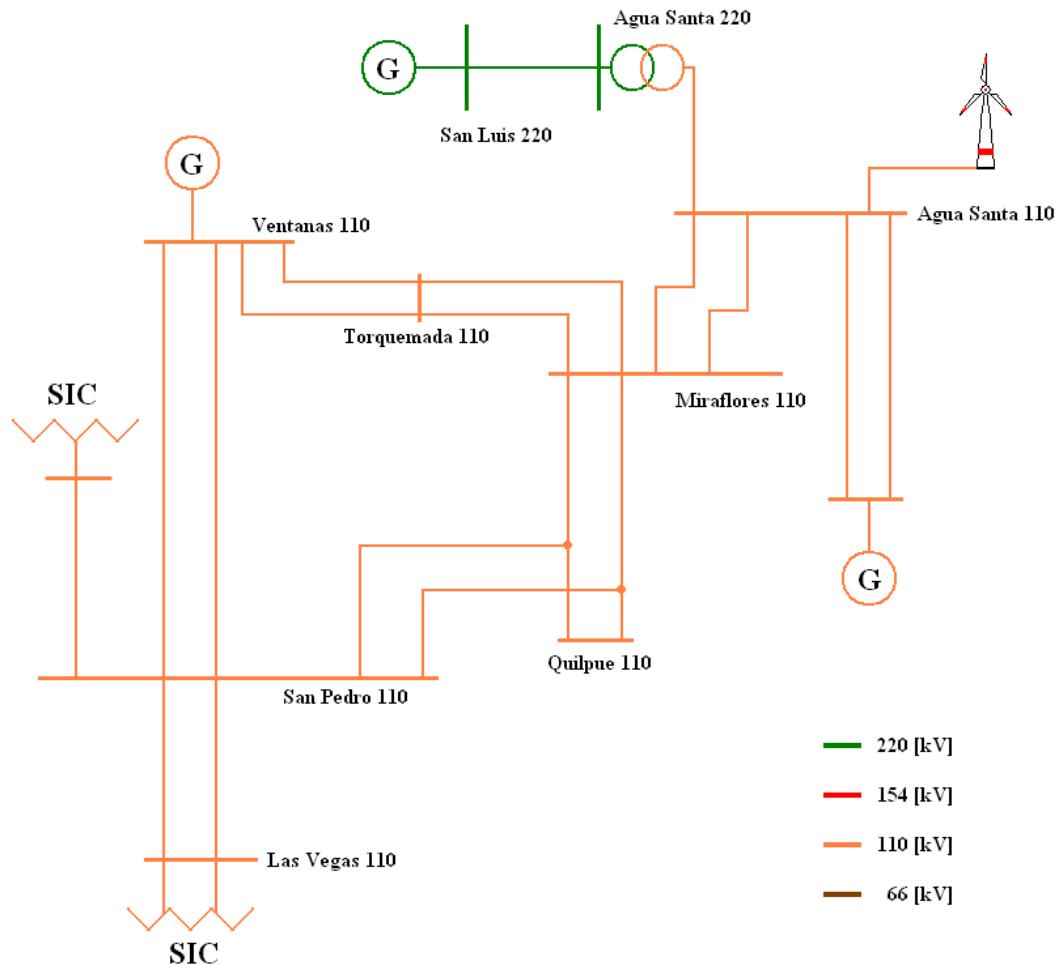


Ilustración 40. Diagrama Unilineal del SIC en el Punto de Conexión del Parque Eólico Punta Curaumilla.

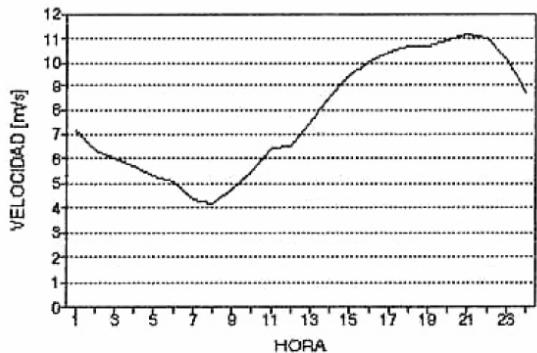
En la ilustración 40 se muestra un diagrama unilineal del sistema de 110 [kV] ubicado entre las barras Las Vegas y Agua Santa pertenecientes al sistema de distribución Chilquinta, en el cual se ubicaría el parque eólico.

7.4.4 Parque Eólico Altos de Hualpen

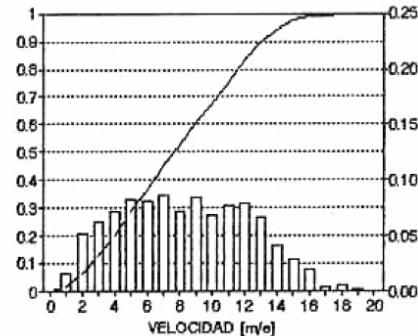
La zona de Concepción se caracteriza por estar ubicada en un área de consumo relativamente significante, pero más aún por su gran cercanía a la subestación de Charrúa, caracterizada por recibir inyecciones desde las principales centrales de embalse del país, como son las centrales Pangue, Ralco, El Toro y Antuco.

Además, la subestación Charrúa al estar conectada a la red de 500 [kV] entre las subestaciones de Charrúa y Alto Jahuel, esta última ubicada en los alrededores de la región metropolitana, presenta una característica importante al estar eléctricamente muy cercana al sistema de transmisión troncal de mayor tensión del país.

Junto con lo anterior la zona de Hualpen se caracteriza por poseer un buen régimen de viento, el cual se detalla a continuación:



Ciclo diario de la velocidad media horaria (en m/s), para Enero de 1991.



Histograma de frecuencia (barras) y frecuencia acumulada (línea continua) de la velocidad media horaria, para Enero de 1991.

Ilustración 41. Velocidad Media Horaria e Histograma de Frecuencia [14].

A continuación, se muestra la ubicación y punto de conexión del parque eólico en más detalle.

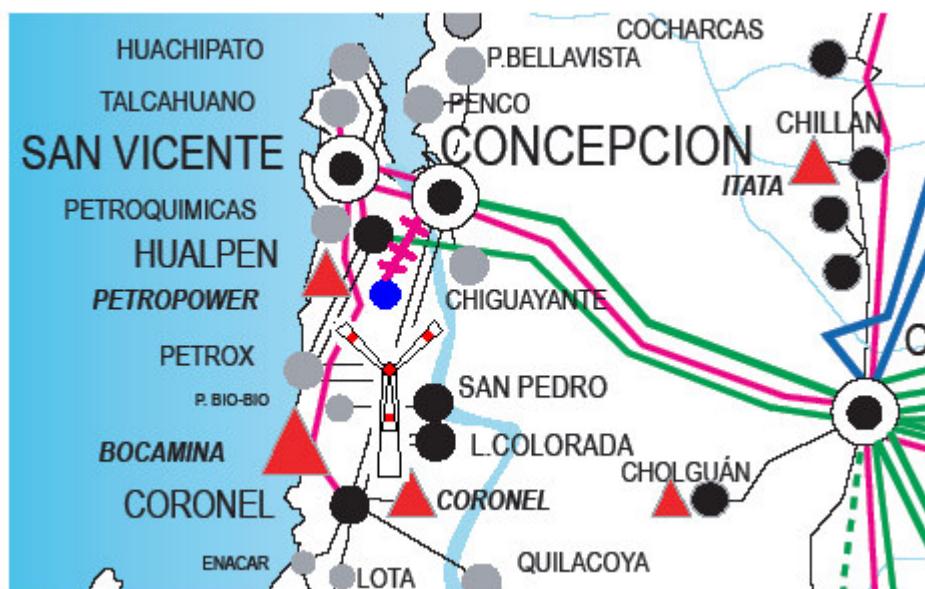


Ilustración 42. Ubicación y Punto de Conexión Parque Eólicoa Altos de Hualpen.

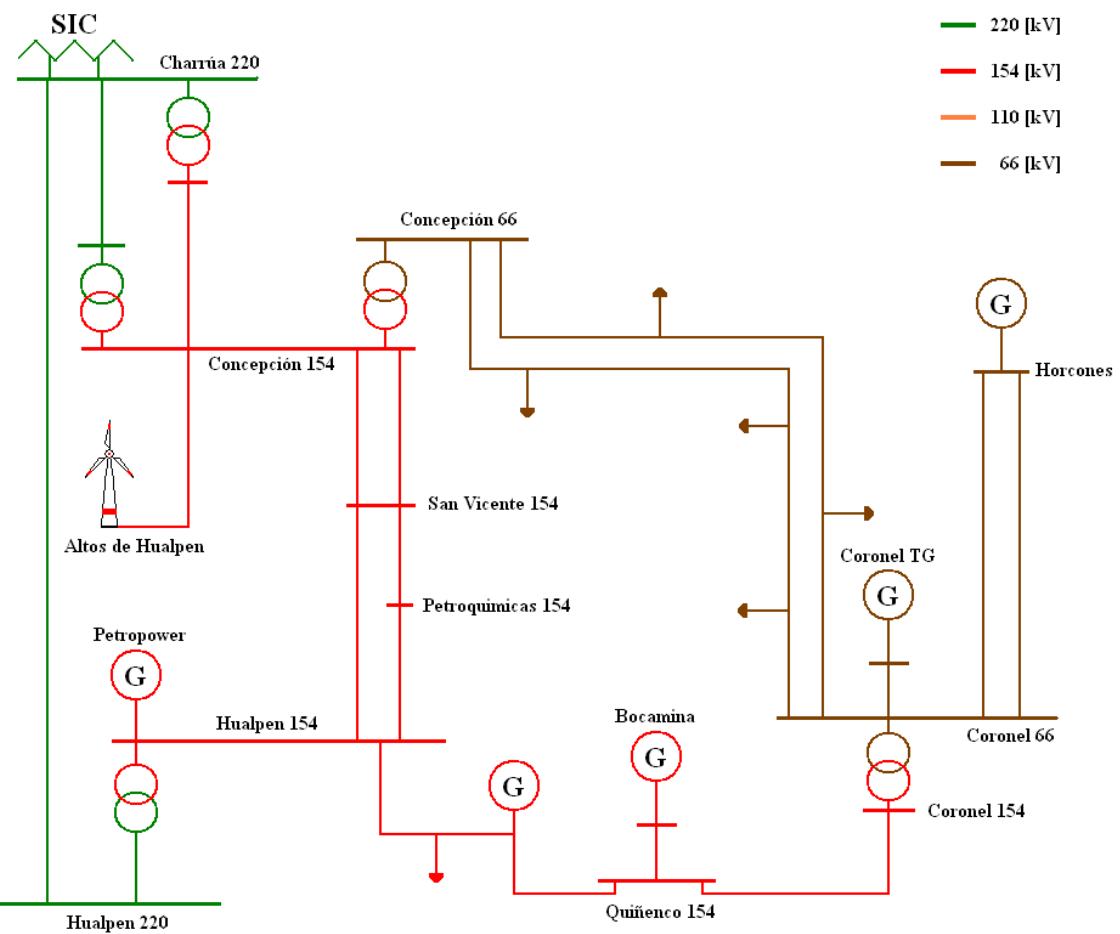


Ilustración 43. Diagrama Unilineal del SIC en el Punto de Conexión del Parque Eólico Altos de Hualpen.

8. Simulación

A continuación, se muestran los resultados obtenidos de las simulaciones dinámicas del sistema y los parques frente a los diversos escenarios de alta penetración de generación eólica según la metodología descrita en el capítulo 5 de esta investigación.

8.1 Comportamiento Parques Eólicos

En esta etapa se muestran los resultados del comportamiento de un solo parque conectado al sistema a la vez, para distintos niveles de capacidad y generación máxima del parque para los distintos escenarios estudiados.

8.1.1 Estabilidad para Distintos Niveles de Generación Eólica.

A continuación se muestra el comportamiento de la tensión en el punto de conexión de cada parque eólico para distintos niveles de generación, los cuales corresponden al 20%, 40% 60%, 80% y 100% de la Capacidad Instalada de un Parque de 500 [MW], para cada escenario. A continuación, se muestran los resultados desglosados por Parque.

Las contingencias simuladas por parque eólico corresponden a las más severas en el punto de conexión de cada parque para los casos bases sin generación eólica. Estas contingencias corresponden a cortocircuitos trifásicos en los extremos de la línea conectada al punto de conexión del parque. En la siguiente tabla se detallan las contingencias simuladas para cada parque eólico.

Parque Eólico	Contingencias	T Falla [ms]
Lengua de Vaca	Cortocircuito Trifásico a Tierra en Extremo Transmisor Línea Pan de Azúcar -> Los Vilos [kV]	150
Los Vilos	Cortocircuito Trifásico a Tierra en Extremo Transmisor Línea Los Vilos -> Nogales 220 [kV]	150
Punta Curaumilla	Cortocircuito Trifásico a Tierra en Extremo Transmisor Línea Agua Santa -> Miraflores 110 [kV]	150
Altos de Hualpen	Cortocircuito Trifásico a Tierra en Extremo Transmisor Línea Concepción -> San Vicente 154 [kV]	150

Tabla 29. Contingencias más Severas por Parque Eólico.

La elección y justificación de estas contingencias se presenta en el Anexo B de este trabajo, en el cual se muestran las distintas contingencias posibles y la elección de la más severa.

a) Parque Eólico Lengua de Vaca

A continuación, se muestran los resultados para la tensión en la barra Pan de Azúcar 220 [kV] para los tres escenarios analizados.

Escenario 2010 Min HS:

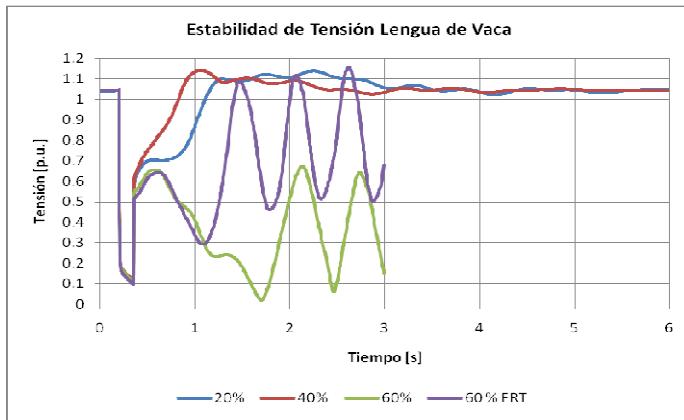


Gráfico 1. Perfil de Tensiones Lengua de Vaca según Nivel de Generación.

Escenario 2010 AS HS:

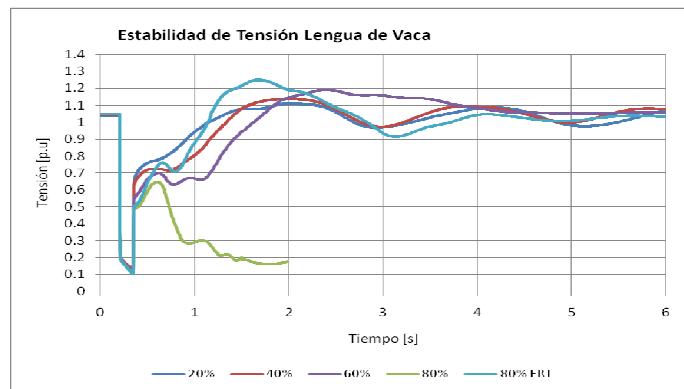


Gráfico 2. Perfil de Tensiones Lengua de Vaca según Nivel de Generación.

Escenario 2010 AS HH:

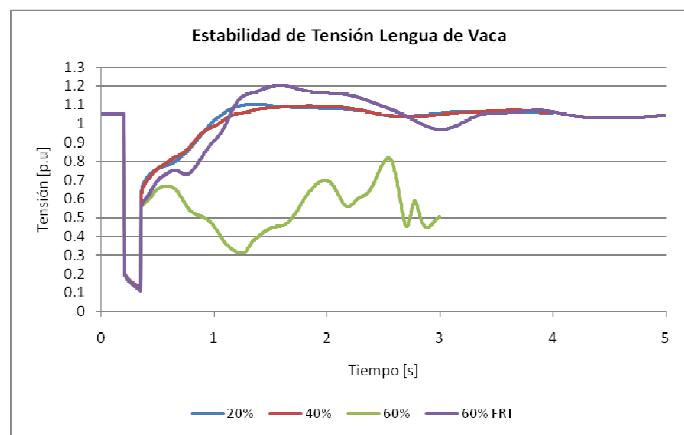


Gráfico 3. Perfil de Tensiones Lengua de Vaca según Nivel de Generación.

De los gráficos 1 a 3, se pude apreciar un claro aumento en la inestabilidad del sistema frente al mayor nivel de generación eólica, y a la vez se puede observar el efecto positivo de la capacidad FRT en la estabilidad de la tensión del parque, con la cual se puede aumentar el nivel de generación desde un 60 a un 80 % para el escenario 2010 AS HS, y de un 40 hasta un 60 % para el escenario 2010 AS HH.

Además, del Gráfico 1 se puede observar que para un nivel de generación del 60 % de la capacidad del parque, existe inestabilidad de tensión en la zona de Pan de Azúcar con y sin FRT, esto se debe a la perdida de sincronismo por parte de las unidades generadoras de la Central Guacolda la cual se muestra en la ilustración 34. Esta pérdida de sincronismo se debe al insuficiente nivel de Torque Sincronizante del sistema, lo cual se debe al menor número de centrales convencionales en operación por ser un escenario de demanda mínima, y producto de la inserción de las centrales eólicas lo cual se tradujo en una mayor reducción del número de centrales convencionales en el sistema.

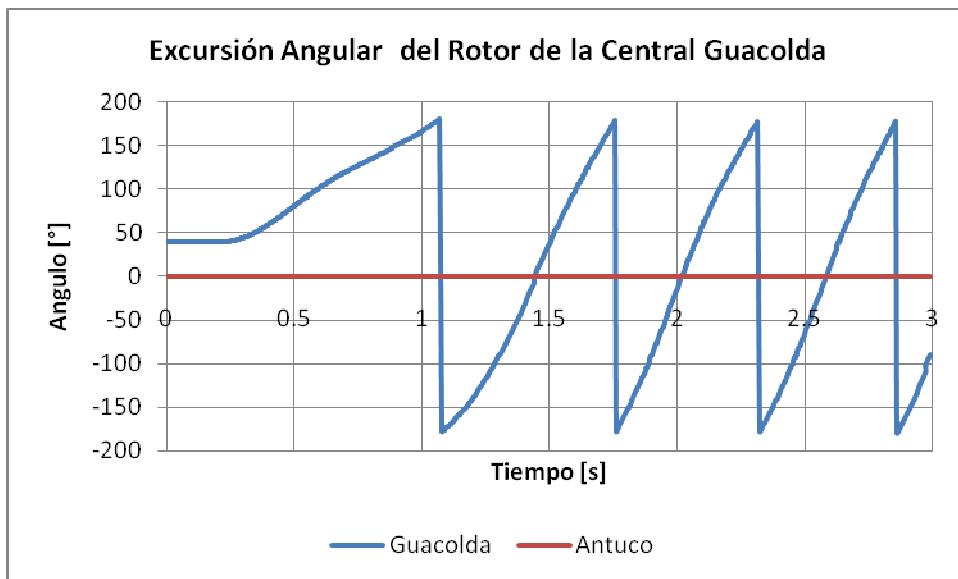


Gráfico 4. Excusión Angular del Rotor de Guacolda con respecto a unidad Antuco.

La disminución de centrales convencionales produce que exista poco torque sincronizante, lo cual produce un incremento no periódico del ángulo del rotor de las unidades de la central Guacolda, lo cual se muestra en el gráfico 4.

b) Parque Eólico Los Vilos

A continuación, se muestra la tensión en la barra Los Vilos 220 [kV] para los tres escenarios.

Escenario 2010 Min HS:

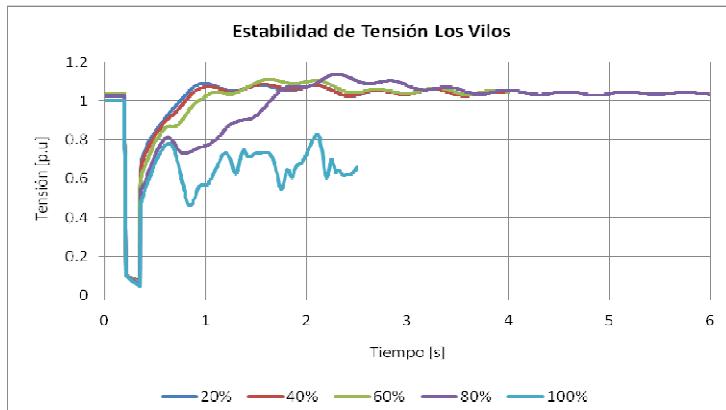


Gráfico 5. Perfil de Tensiones Los Vilos según Nivel de Generación.

Escenario 2010 AS HS:

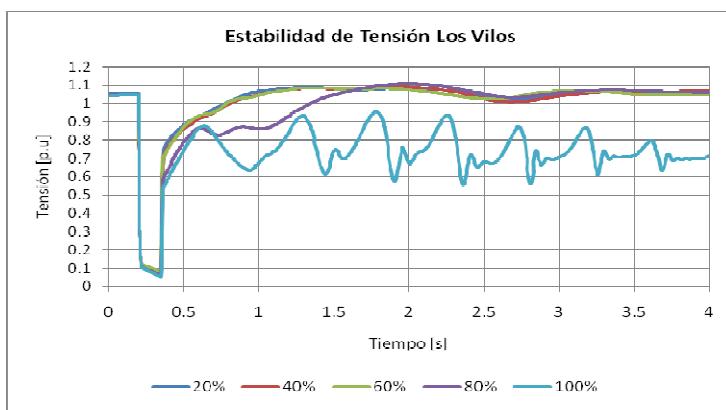


Gráfico 6. Perfil de Tensiones Los Vilos según Nivel de Generación.

Escenario 2010 AS HH:

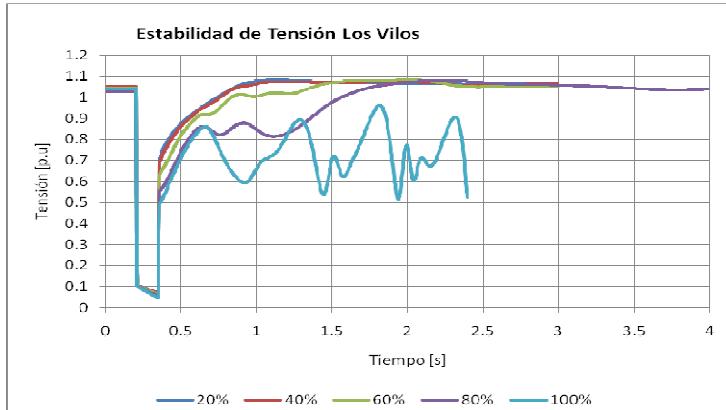


Gráfico 7. Perfil de Tensiones Los Vilos según Nivel de Generación.

Al observar los gráficos 5 a 7, se puede apreciar que nuevamente el aumento de generación eólica disminuye la estabilidad de tensión en la zona hasta el punto en que se vuelve inestable para niveles de 100 % de generación eólica para los tres escenarios. Sin embargo la inestabilidad de tensión que se observa en los tres gráficos no es producto de inestabilidad angular, sino que está estrechamente relacionada con la aceleración de la máquina de inducción del parque, lo cual se traduce en el aumento de consumo de reactivos y consecuentemente en el colapso de tensión en la zona. Lo anterior se presenta a continuación en los siguientes gráficos, correspondientes al escenario 2010 Min HS, de demanda mínima.

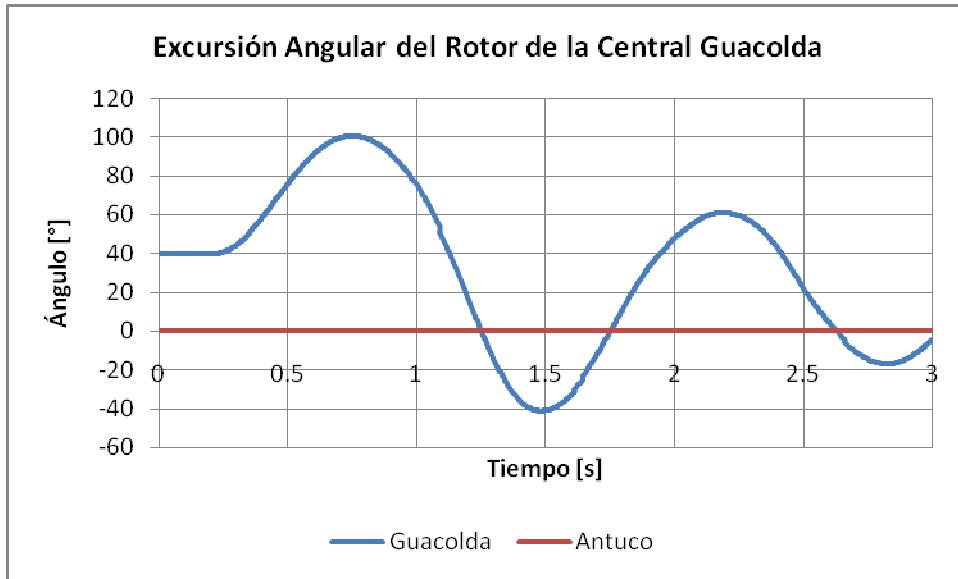


Gráfico 8. Excusión Angular del Rotor de Guacolda con respecto a unidad Antuco.

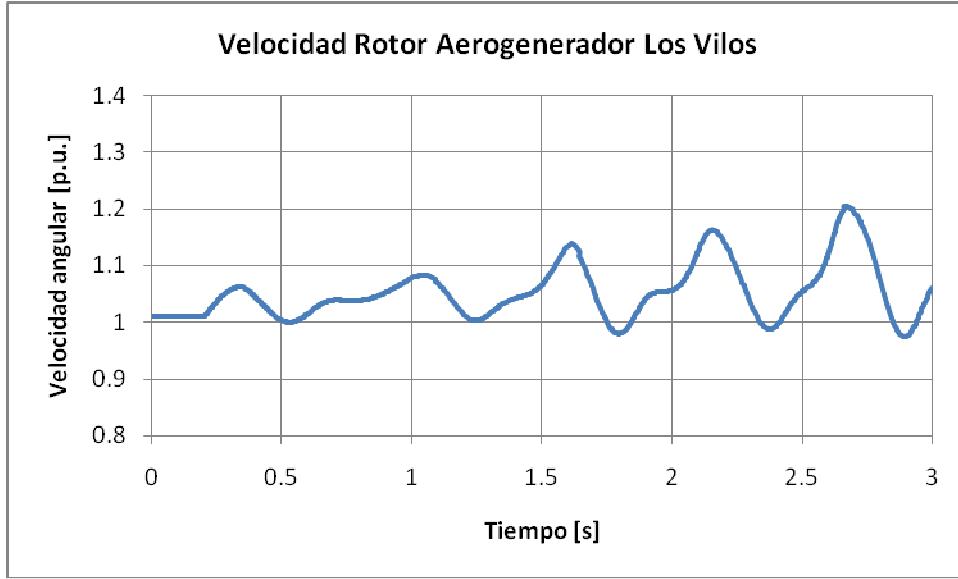


Gráfico 9. Velocidad del Rotor un Aerogenerador del Parque Eólico Los Vilos.

De los gráficos 8 y 9, se puede observar que la inestabilidad de tensión no es producto de ausencia de torque sincronizante, sino más bien se debe a la aceleración de la máquina de inducción producto de la rápida disminución de la potencia activa producto de la falla, lo cual se

traduce en la diferencia entre el torque eléctrico y el mecánico, de esta manera provocando la aceleración constante de la máquina, lo cual se observa claramente en el gráfico 9.

El mayor nivel de generación eólica que logra alcanzar el parque eólico Los Vilos se debe al mayor nivel de cortocircuito que se encuentra en la barra Los Vilos 220 [kV], producto de su cercanía al centro de carga y a las grandes centrales térmicas de la zona centro del país. Además, la estabilidad de la tensión en la barra Los Vilos, se ve influenciada si se conecta la línea Nogales– Quillota 220 [kV], esta mejora se debe a que se está aumentando el nivel de cortocircuito en Los Vilos debido al mayor aporte a la falla por parte de las centrales San Isidro y Nehuenco, conectadas a la barra San Luis. A continuación se muestra este efecto en el gráfico 10 y en la ilustración 44.

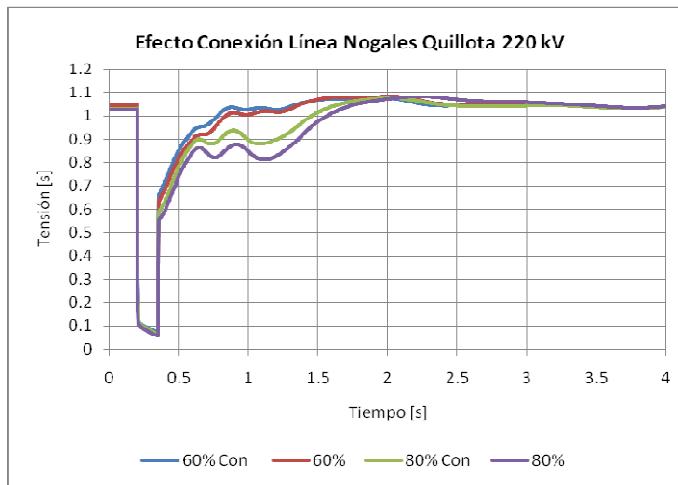


Gráfico 10. Efecto interconexión de líneas en estabilidad de Parques Eólicos.

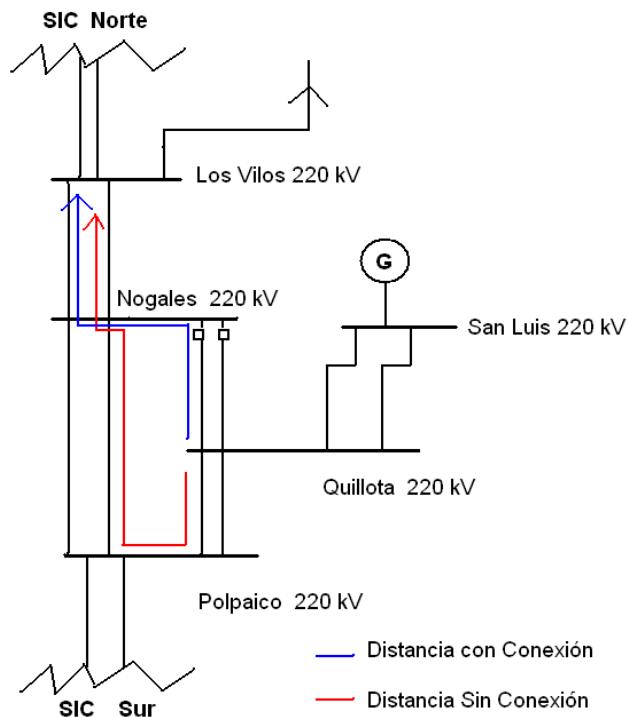


Ilustración 44. Diagrama Unilineal Zona Los Vilos Polpaico.

c) Parque Eólico Punta Curaumilla

Los siguientes resultados corresponden a la tensión en la barra Agua Santa 110 [kV].

Escenario 2010 Min HS:

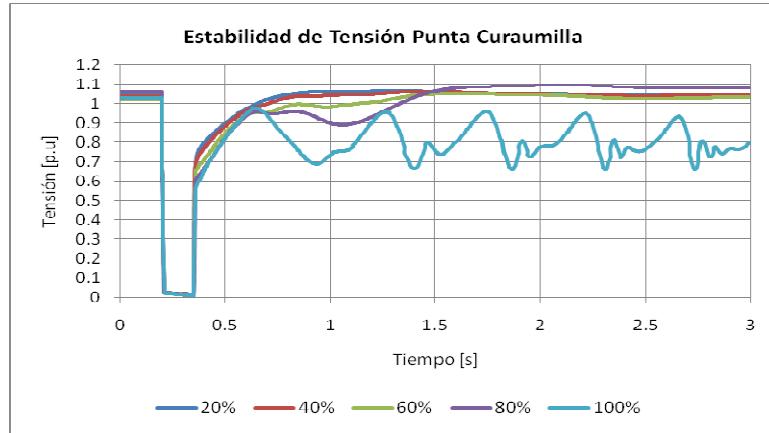


Gráfico 11. Perfil de Tensiones Punta Curaumilla según Nivel de Generación.

Escenario 2010 AS HS:

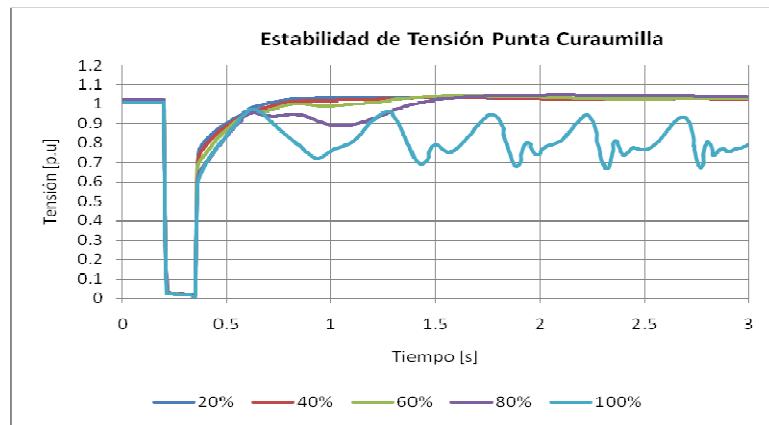


Gráfico 12. Perfil de Tensiones Punta Curaumilla según Nivel de Generación.

Escenario 2010 AS HH:

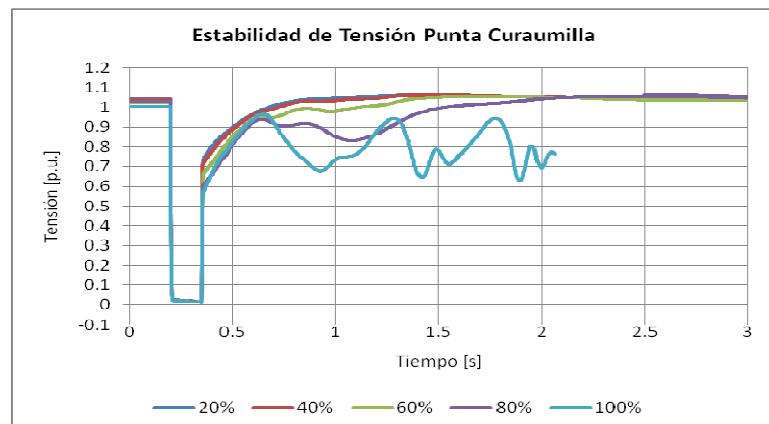


Gráfico 13. Perfil de Tensiones Punta Curaumilla según Nivel de Generación.

En los resultados expuestos en los gráficos 11 a 13, se puede observar el mismo comportamiento sobre la estabilidad de la tensión, debido al aumento de la generación del Parque Eólico Punta Curaumilla, descrita anteriormente para los parques Lengua de Vaca y Los Vilos. Además la inestabilidad del sistema es similar a la del parque Los Vilos, en que se debe a la aceleración del rotor de las máquinas de inducción, producto de la gran diferencia entre el torque mecánico y el eléctrico al momento de ocurrir la falla. Lo cual se muestra a continuación en los gráficos 14 y 15, donde se muestra la velocidad del rotor y la potencia mecánica de la turbina, respectivamente.

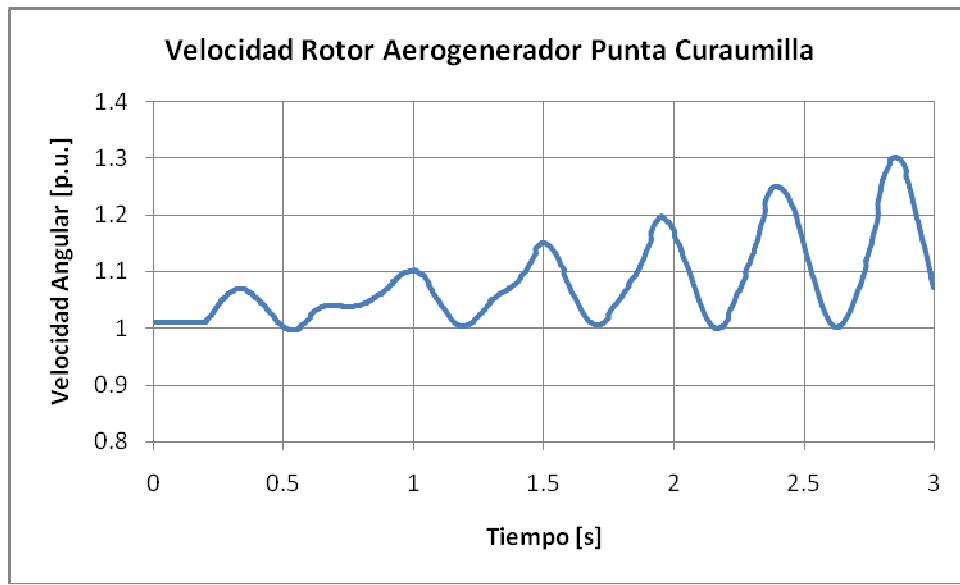


Gráfico 14. Velocidad del Rotor un Aerogenerador del Parque Eólico Los Vilos.

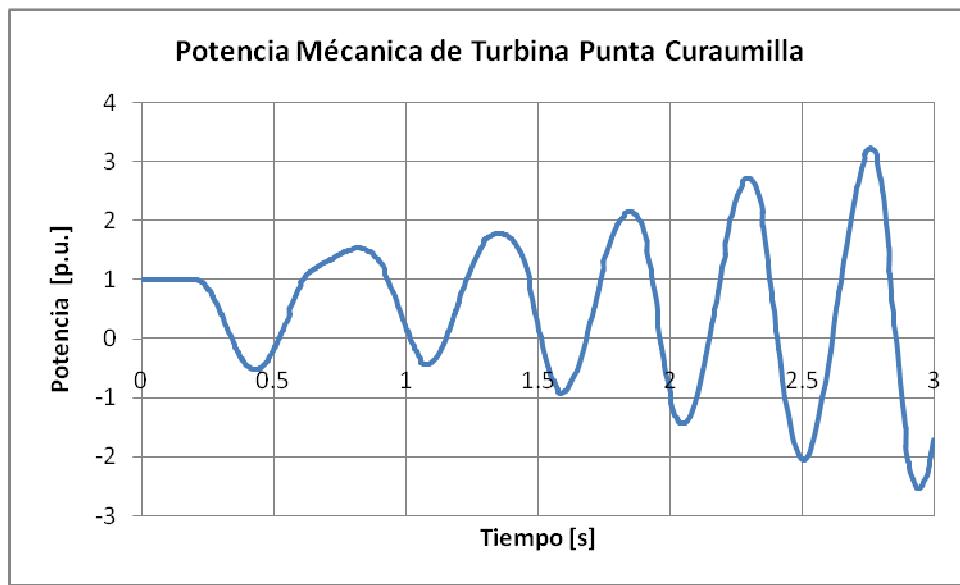


Gráfico 15. Potencia Turbina Aerogenerador Parque Eólico Punta Curaumilla.

d) Parque Eólico Altos de Hualpen

A continuación se muestra la tensión en la Barra Concepción 154 [kV].

Escenario 2010 Min HS:

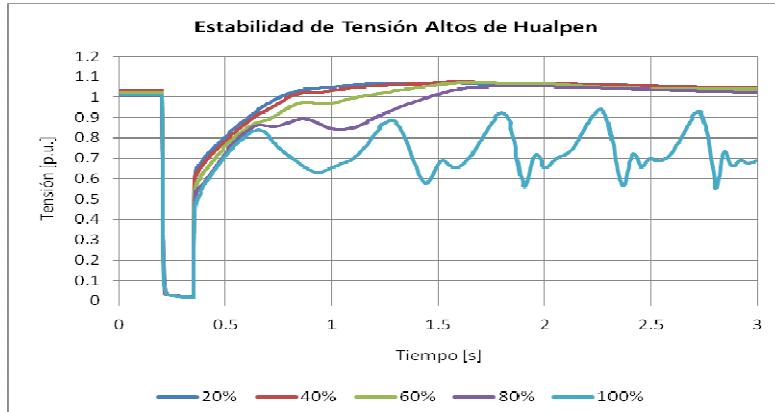


Gráfico 16. Perfil de Tensiones Altos de Hualpen según Nivel de Generación.

Escenario 2010 AS HS:

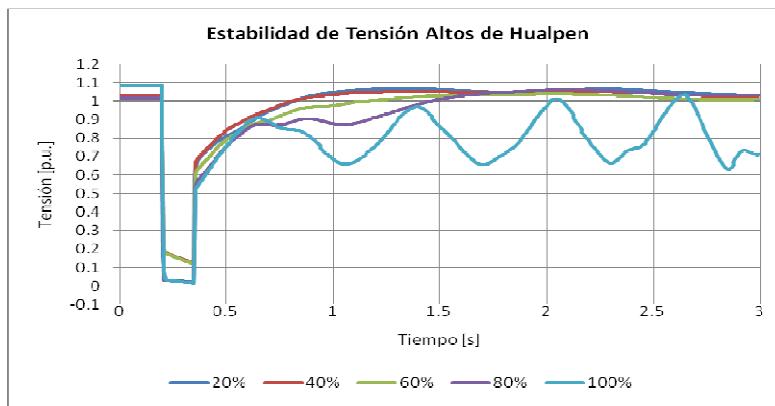


Gráfico 17. Perfil de Tensiones Altos de Hualpen según Nivel de Generación.

Escenario 2010 AS HH:

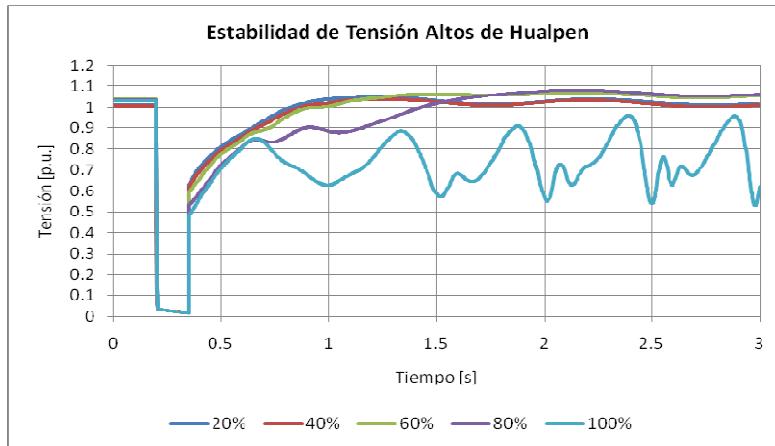


Gráfico 18. Perfil de Tensiones Altos de Hualpen según Nivel de Generación.

De los resultados presentados en los gráficos 16 al 18, se puede observar que el Parque Eólico Altos Hualpen se caracteriza por poseer niveles altos de estabilidad, lo cual se traduce en inestabilidades encontradas recién para niveles de generación del 100%. Este aumento en la estabilidad nuevamente es producto de los altos niveles de cortocircuito encontrados en la zona. Mientras que la inestabilidad encontrada es producto del mismo efecto que se vio para los parques Los Vilos y Punta Curaumilla.

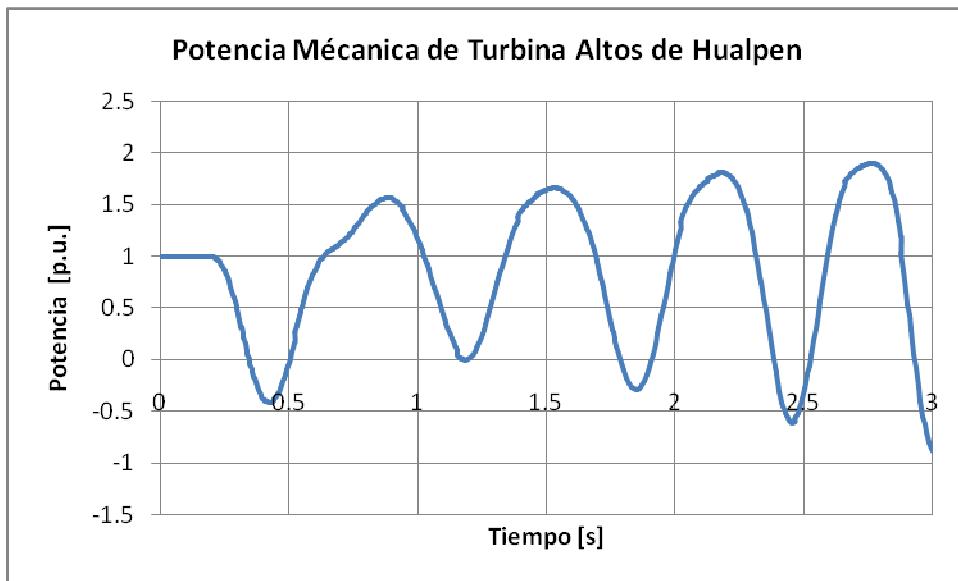


Gráfico 19. Potencia Turbina Aerogenerador Parque Eólico Altos de Hualpen.

e) **Resumen Resultados:**

De los resultados expuestos en las secciones a), b), c) y d) para cada parque, se puede observar que existe una clara disminución de la estabilidad de la tensión con el aumento del nivel de generación eólica en cada zona, este efecto tiene dos razones. La primera se debe a la disminución del torque sincronizante del sistema producto del menor número de centrales sincrónicas debido al ingreso de centrales eólicas, lo cual se observa en el gráfico 1 en la sección a). Mientras que la segunda, se debe al mayor torque mecánico aplicado al eje de las máquinas de inducción al momento de ocurrir la falla, razón por la cual mayor será la aceleración de la máquina, y consecuentemente más difícil será su posterior desaceleración, tal como se indicó en el capítulo 3 de esta investigación.

Además de los resultados anteriores se puede determinar el máximo nivel de generación en que el parque logre recuperar un estado de operación estable frente a una perturbación grande. Esto se resume en la siguiente tabla.

Niveles Máximos de Generación[%]						
Caso	2010 Min HS		2010 AS HS		2010 AS HH	
Tipo	Sin FRT	Con FRT	Sin FRT	Con FRT	Sin FRT	Con FRT
Lengua de Vaca	40%	60%	60%	80%	40%	60%
Los Vilos	80%	80%	80%	100%	80%	100%
Punta Curaumilla	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Altos Hualpen	80%	100%	80%	100%	80%	100%

Tabla 30. Límites máximos de estabilidad de los Parques Eólicos según nivel de generación.

De la tabla anterior, se puede verificar que los parques sin capacidad de FRT, siempre presentan niveles de generación estables menores que al poseer FRT, excepto por el parque eólico Punta Curaumilla, para el cual el límite con y sin FRT es el mismo, sin embargo al tener la capacidad de FRT instalada su recuperación mejora ostensamente. Con los resultados anteriores se pueden divisar los posibles límites máximos de capacidad instalada por zona, los cuales se usarán como puntos de partida para determinar las máximas capacidades de generación instalada por parque.

8.1.2 Estabilidad para Distintas Capacidades Instaladas del Parque.

Con los resultados obtenidos en la parte anterior, se procede a comparar el comportamiento de la tensión frente a las mismas contingencias de la tabla 23, para distintas capacidades instaladas de los parques a generación máxima con y sin FRT. A continuación se muestran los resultados para cada parque y escenario estudiado.

a) Parque Eólico Lengua de Vaca

Escenario 2010 Min HS:

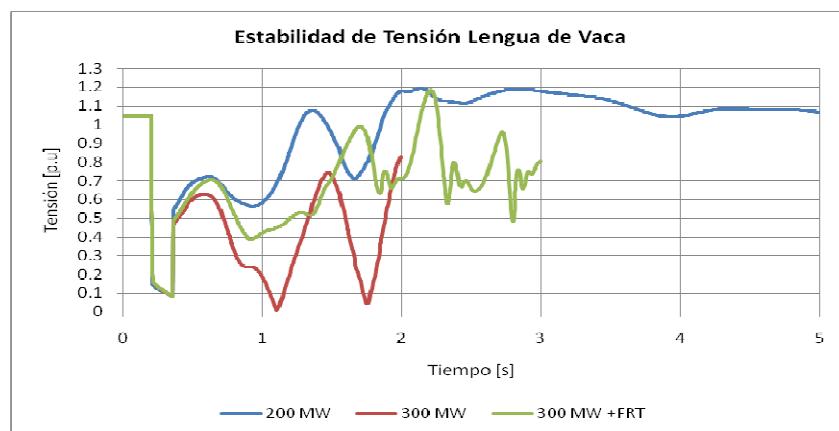


Gráfico 20. Perfil de Tensiones Lengua de Vaca según Capacidad Máxima.

Escenario 2010 AS HS:

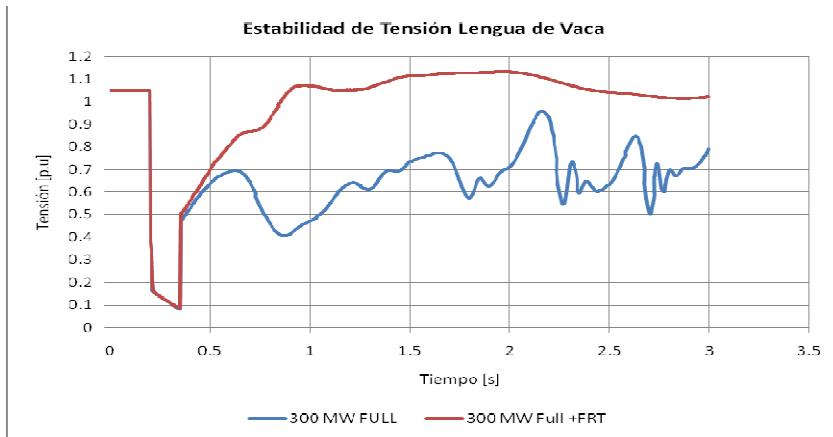


Gráfico 21. Perfil de Tensiones Lengua de Vaca según Capacidad Máxima.

Escenario 2010 AS HH:

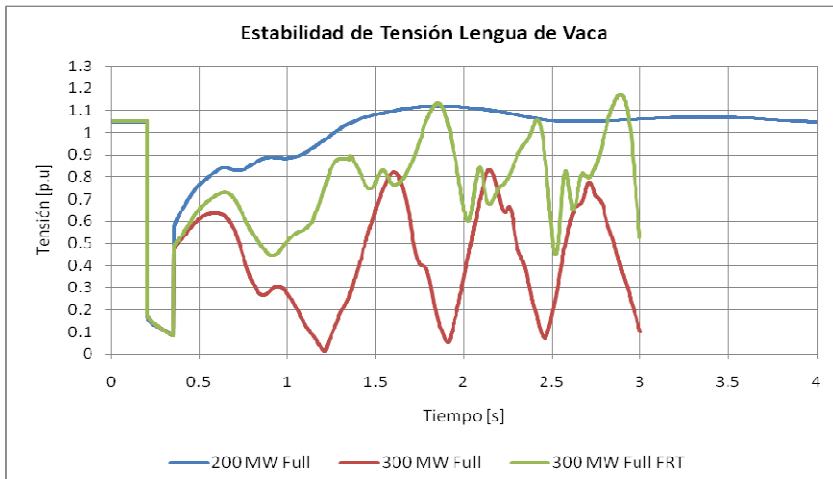


Gráfico 22. Perfil de Tensiones Lengua de Vaca según Capacidad Máxima.

De los resultados expuestos en los gráficos 20 al 22, nuevamente se observa el efecto positivo de la instalación de la capacidad FRT en el parque eólico, con lo cual se logra aumentar el nivel de capacidad del parque eólico de 200 [MW] sin FRT, a 300 [MW] con dicha capacidad aunque solo para el escenario de hidrología seca 2010 AS HS. Para los escenarios 2010 AS HH y 2010 HS Min, la capacidad máxima del parque por escenario corresponde a 200 [MW] con y sin Capacidad FRT, lo cual se debe en ambos casos al déficit de torque sincronizante lo cual provoca la pérdida de sincronismo de las unidades de Guacolda, lo anterior se muestra en los siguientes gráficos.

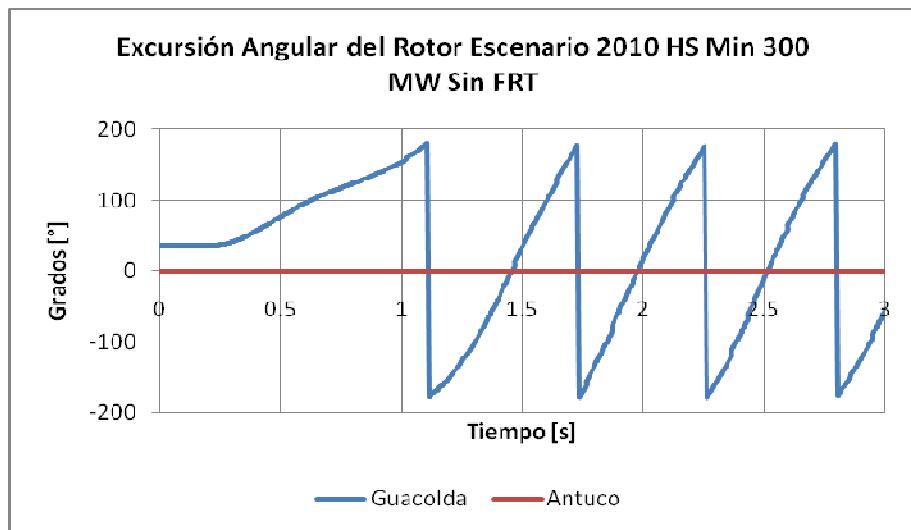


Gráfico 23. Excusión Angular del Rotor de Guacolda con respecto a unidad Antuco.

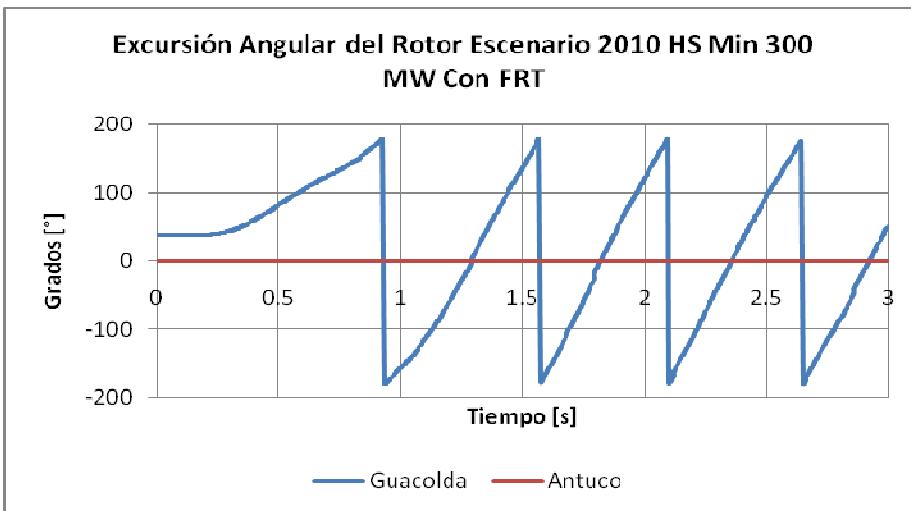


Gráfico 24. Excusión Angular del Rotor de Guacolda con respecto a unidad Antuco.

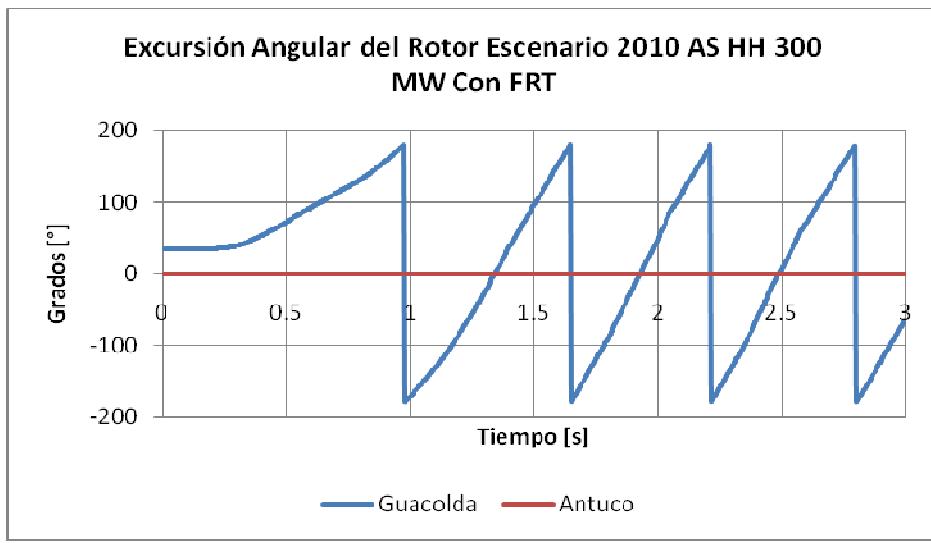


Gráfico 25. Excusión Angular del Rotor de Guacolda con respecto a unidad Antuco.

De los gráficos 23 al 25 se puede observar la excusión angular del rotor de la Central Guacolda con respecto a la Central Antuco, para los escenarios 2010 HS Min y 2010 AS HH. En los cuales se observa la perdida de sincronismo de la Central Guacolda debido a la insuficiencia de torque sincronizante por parte del sistema para mantener la estabilidad angular, lo cual produce el colapso de tensión visto en los gráficos 20 y 22. La perdida de sincronismo de las unidades Guacolda para el escenario 2010 HS Min, se debe a la baja inercia que posee el sistema producto del menor numero de centrales necesarias para abastecer la demanda, y la inclusión de centrales eólicas que conllevó a la sacada de servicio de las centrales más caras del sistema. Mientras que en el escenario 2010 AS HH, la inestabilidad angular se debe a la lejanía de la Central Guacolda del eje inercial, el cual se ubica en la zona sur del sistema, producto de la alta generación hidraulica. Esta gran distancia al eje se traduce en una alta impedancia equivalente vista por las unidades de Guacolda, lo cual reduce el margen de estabilidad, y consecuentemente frente a perturbaciones grandes como la simulada se tendra una situación de inestabilidad angular.

En el gráfico 26, se muestra la excusión angular del rotor de la Central Guacolda para el escenario 2010 AS HH, en el cual no hay perdida de sincronismo pero si existe una inestabilidad de tensión vista en el gráfico 21, producto de la aceleración de las turbinas eólicas del parque, lo cual se muestra en el gráfico 27 y 28.

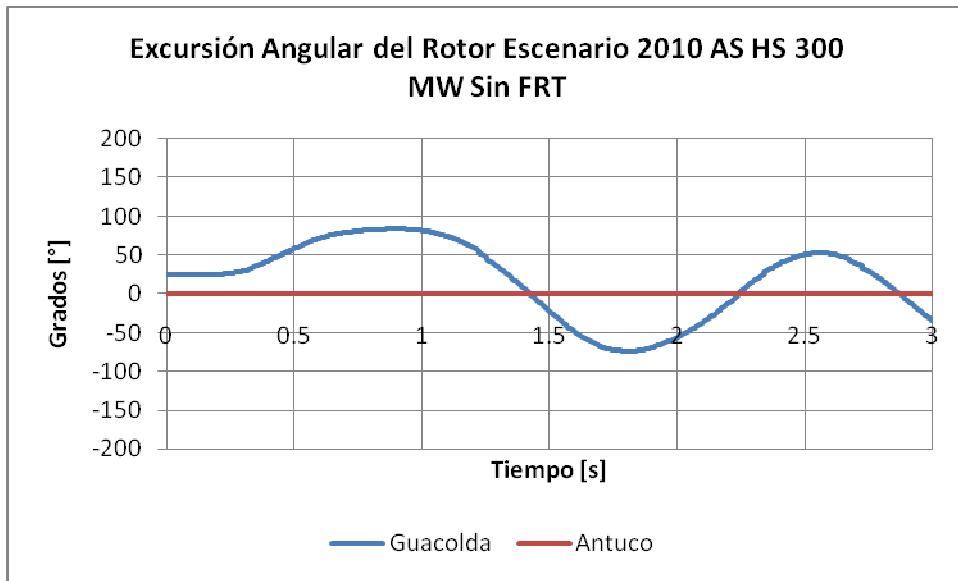


Gráfico 26. Excusión Angular del Rotor de Guacolda con respecto a unidad Antuco.

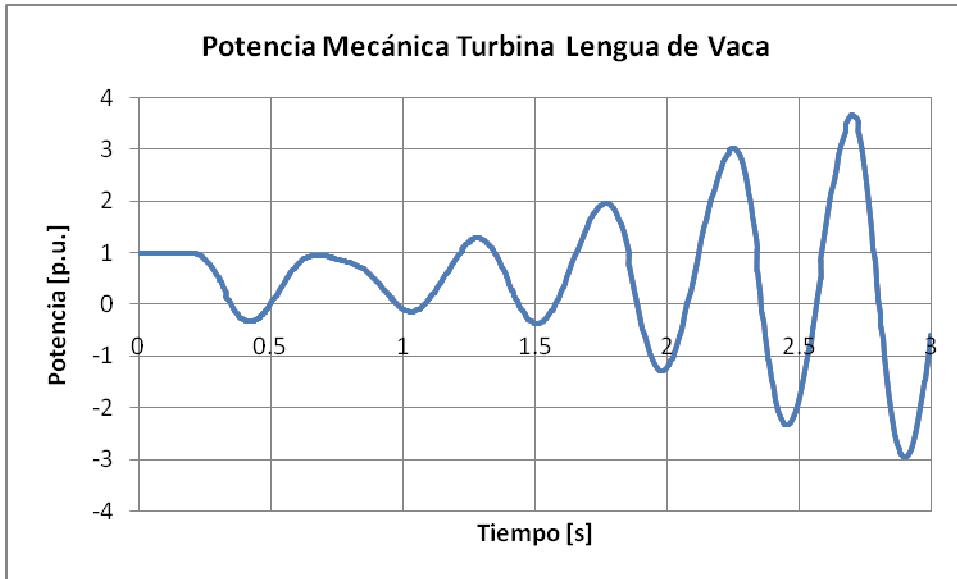


Gráfico 27. Potencia Turbina Aerogenerador Parque Eólico Lengua de Vaca.

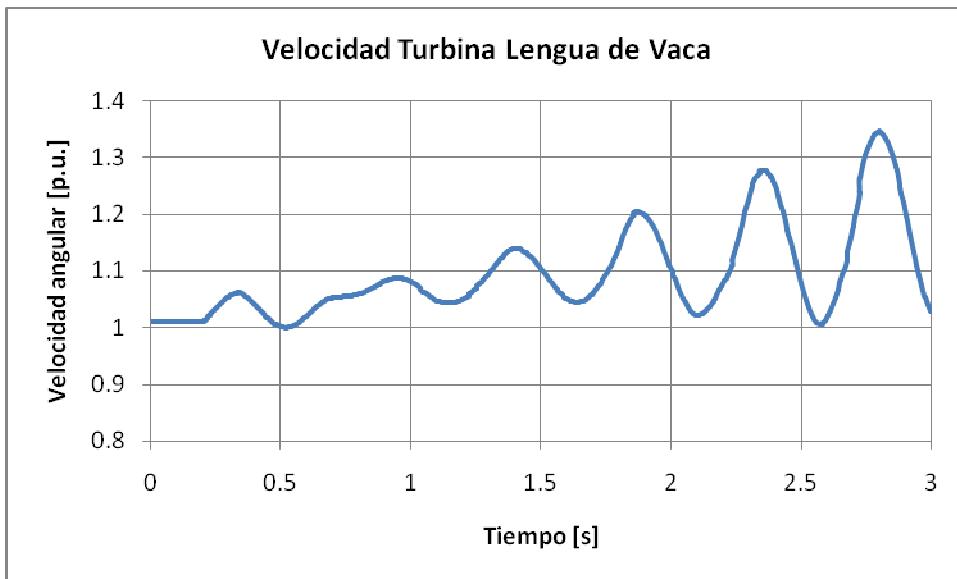


Gráfico 28. Velocidad Angular Aerogenerador Parque Eólico Lengua de Vaca.

b) Parque Eólico Los Vilos

Escenario 2010 Min HS:

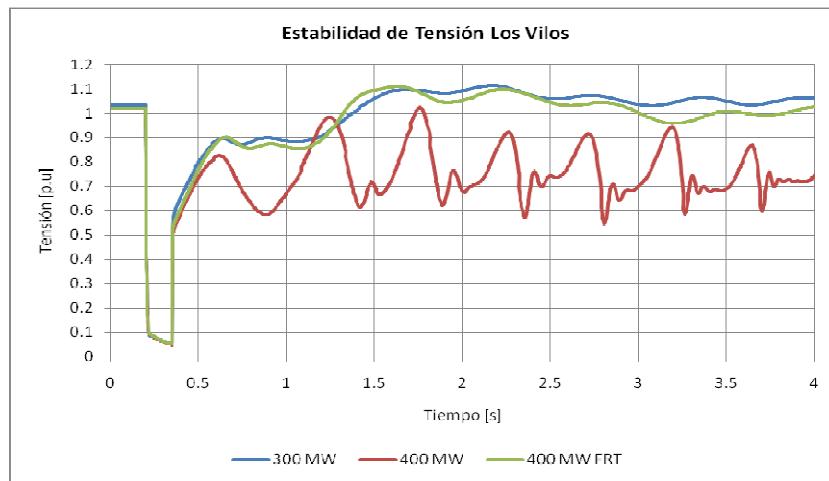


Gráfico 29. Perfil de Tensiones Los Vilos según Capacidad Máxima.

Escenario 2010 AS HS:

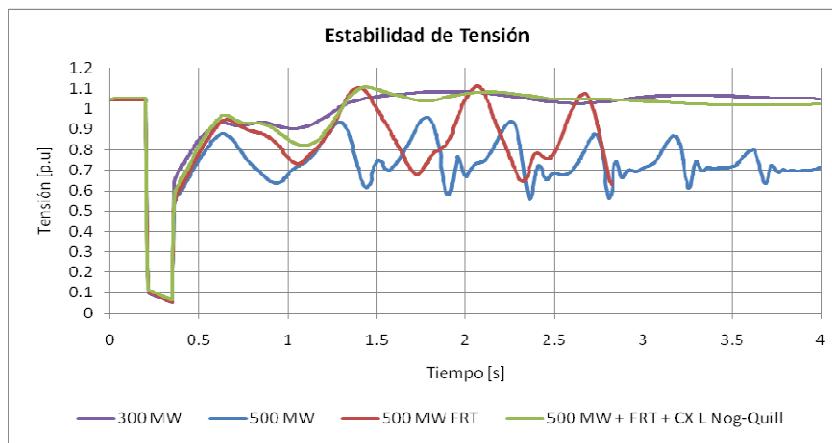


Gráfico 30. Perfil de Tensiones Los Vilos según Capacidad Máxima.

Escenario 2010 AS HH:

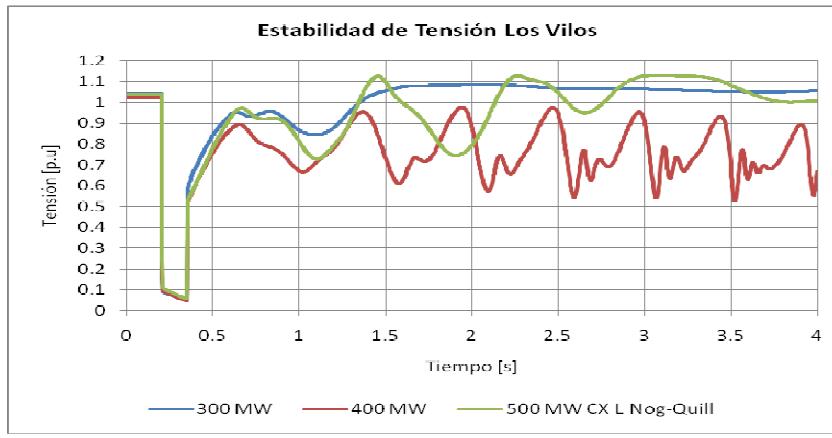


Gráfico 31. Perfil de Tensiones Los Vilos según Capacidad Máxima.

En los gráficos 29 al 31, se muestra el comportamiento del Parque Eólico Los Vilos, para distintas capacidades instaladas, con lo cual se aprecia que los límites de estabilidad obtenidos corresponden a 300 [MW] sin capacidad FRT para los tres escenarios, mientras que para parques con capacidad FRT los límites corresponden a 400 [MW] para el escenario de demanda mínima, y 500 [MW] para los escenarios correspondientes a demanda máxima.

c) **Parque Eólico Punta Curaumilla**

Escenario 2010 Min HS:

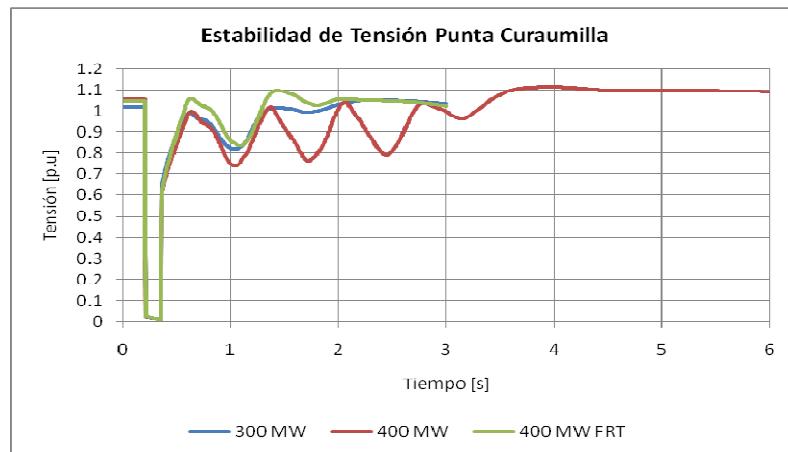


Gráfico 32. Perfil de Tensiones Punta Curaumilla según Capacidad Máxima.

Escenario 2010 AS HS:

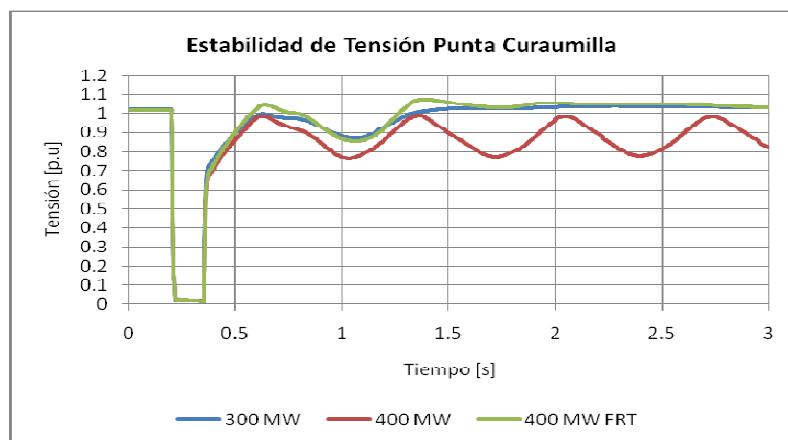


Gráfico 33. Perfil de Tensiones Punta Curaumilla según Capacidad Máxima.

Escenario 2010 AS HH:

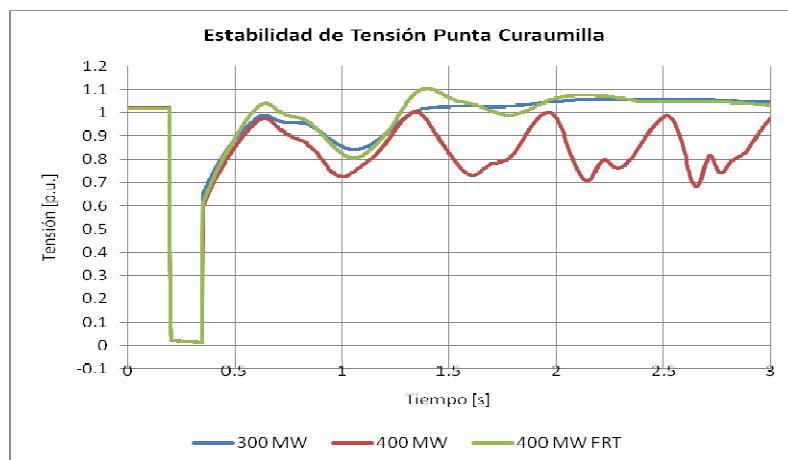


Gráfico 34. Perfil de Tensiones Punta Curaumilla según Capacidad Máxima.

Los límites de estabilidad obtenidos para el Parque Eólico Punta Curaumilla corresponden a 300 [MW] para parques sin capacidad FRT para todos los escenarios, mientras que los parques que cuentan con la capacidad FRT poseen un límite superior, correspondiente a una capacidad instalada de 400 [MW] para los tres escenarios estudiados.

La inestabilidad de tensión de los parques se debe nuevamente al fenómeno de aceleración de la turbina producto de la disminución de la tensión en bornes de los aerogeneradores, el cual fue discutido en la sección 3.2 del presente trabajo, y no a una inestabilidad angular como es el caso del Parque Lengua de Vaca. Lo cual se muestra a continuación en los gráficos 35 y 37.

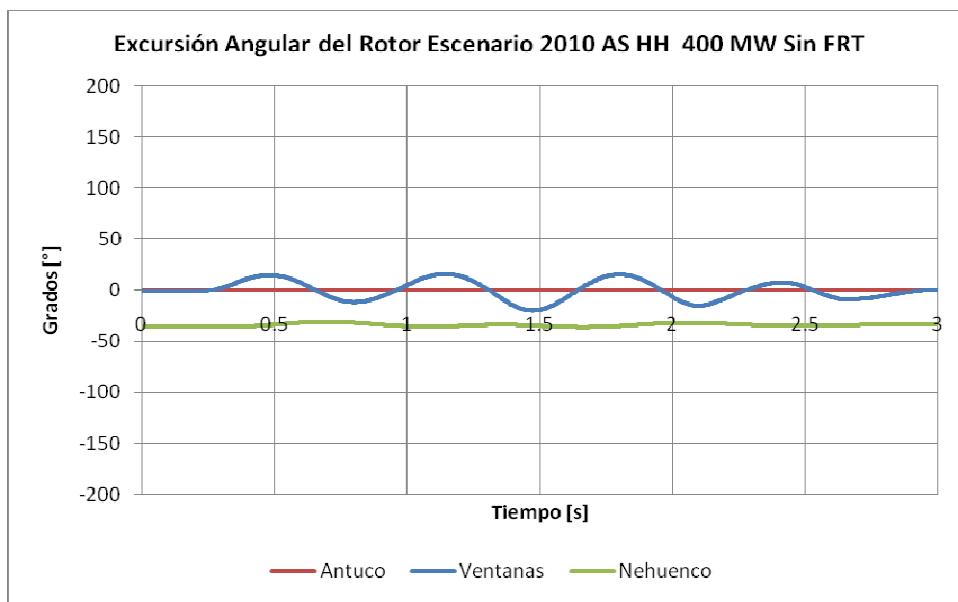


Gráfico 35. Excusión Angular del Rotor de las centrales térmicas de la zona con respecto a la unidad Antuco,

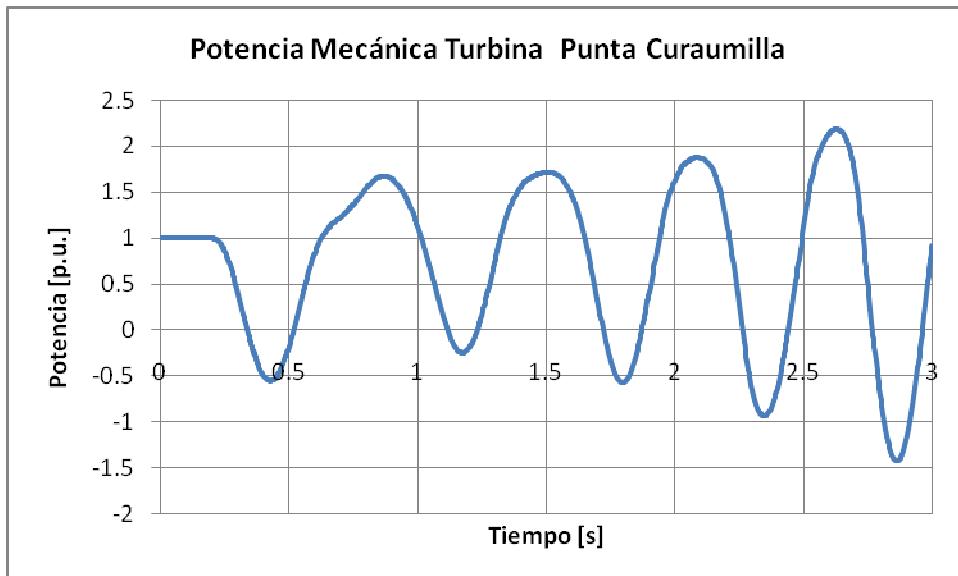


Gráfico 36. Potencia Turbina Aerogenerador Parque Eólico Punta Curaumilla.

d) Parque Eólico Altos de Hualpen

Escenario 2010 Min HS:

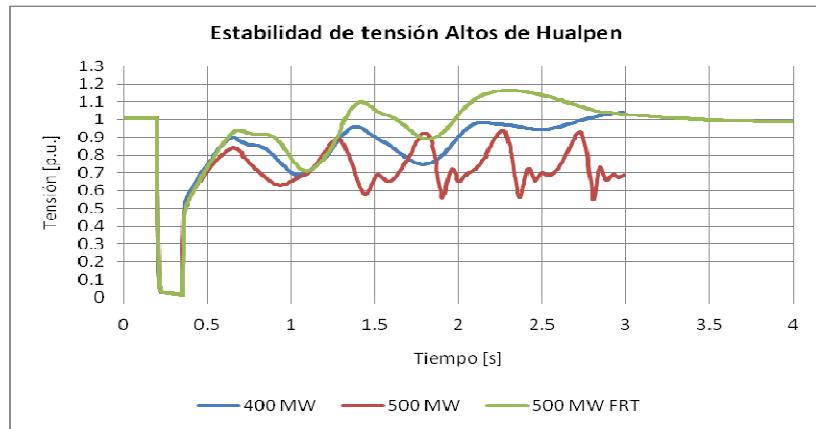


Gráfico 37. Perfil de Tensiones Altos de Hualpen según Capacidad Máxima.

Escenario 2010 AS HS:

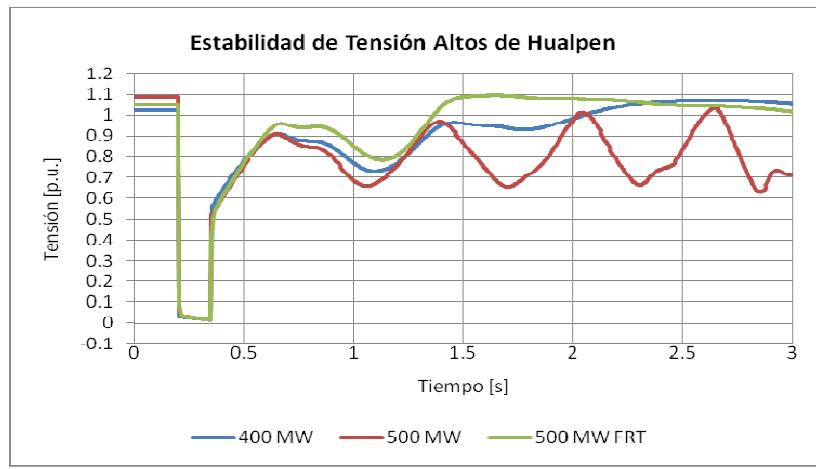


Gráfico 38. Perfil de Tensiones Altos de Hualpen según Capacidad Máxima.

Escenario 2010 AS HH:

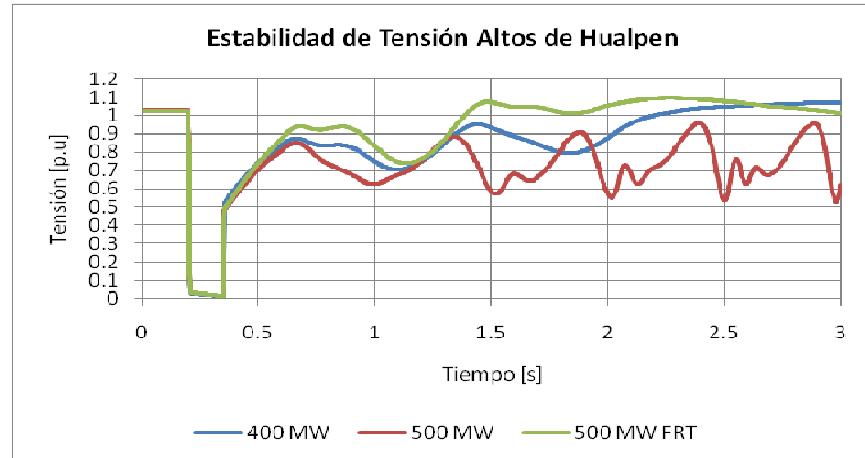


Gráfico 39. Perfil de Tensiones Altos de Hualpen según Capacidad Máxima.

El Parque Eólico Altos de Hualpen, presenta el comportamiento más estable de los cuatro parques, posee un límite de 400 [MW] de capacidad instalada sin capacidad FRT, y la cual sube a 500 [MW] con la incorporación de la capacidad de FRT. Esto se debe a su mayor nivel de cortocircuito producto de su gran cercanía al nudo Charrúa, caracterizado por concentrar un gran porcentaje de las centrales hidráulicas del sistema como Antuco, El Toro, Mampil, Pangue, Ralco y Rucue entre varias otras.

e) Resumen Resultados

Los resultados anteriores permiten determinar las capacidades instaladas máximas de cada zona estudiada, con y sin capacidad de FRT. Los cuales se usaran como datos de entrada para la última etapa de esta investigación (ver Capítulo 5). A continuación se detallan los máximos límites de capacidad instalada por zona que aseguran la estabilidad de tensión del sistema.

Límites Máximos de Estabilidad Parques Eólicos [MW]						
Caso	2010 Min HS		2010 AS HS		2010 AS HH	
Tipo	Sin FRT	Con FRT	Sin FRT	Con FRT	Sin FRT	Con FRT
Lengua de Vaca	200	200	200	300	200	200
Los Vilos	300	400	300	500	300	500
Punta Curaumilla	300	400	300	400	300	400
Altos Hualpen	400	500	400	500	400	500
Total	1200	1500	1200	1700	1200	1600

Tabla 31. Límites Máximos de Capacidad Instaladas de Los Parques según Escenario.

En la tabla 31 se puede observar una clara diferencia entre las capacidades instaladas obtenidas de parques con y sin capacidad FRT. Para los parques eólicos sin dicha capacidad se obtiene un límite máximo de 1200 [MW], mientras que para los parques con capacidad FRT se obtienen niveles de capacidad instalada superiores del orden de los 1500 [MW] para el escenario de demanda mínima, 1600 [MW] para el escenario 2010 AS HH, y un máximo de 1700 [MW] para el escenario 2010 AS HS.

8.2 Comportamiento del SIC con Parques Eólicos

A continuación se muestran los resultados de las simulaciones realizadas para la última etapa de esta investigación según lo detallado en el capítulo 5. Para lo cual se graficarán los resultados para las contingencias más relevantes, los resultados de las demás contingencias se pueden ver en el Anexo C.

8.2.1 2010 Min HS CC3FT en extremo receptor línea Pan de Azúcar – Los Vilos 220 kV

Esta contingencia es relevante debido a la gran concentración de generación eólica que se presenta en este punto debido a la existencia de los parques Lengua de Vaca y Los Vilos, los cuales juntos acumulan el 40% de la capacidad eólica total instalada en estos escenarios.

a) Sin Generación Eólica:

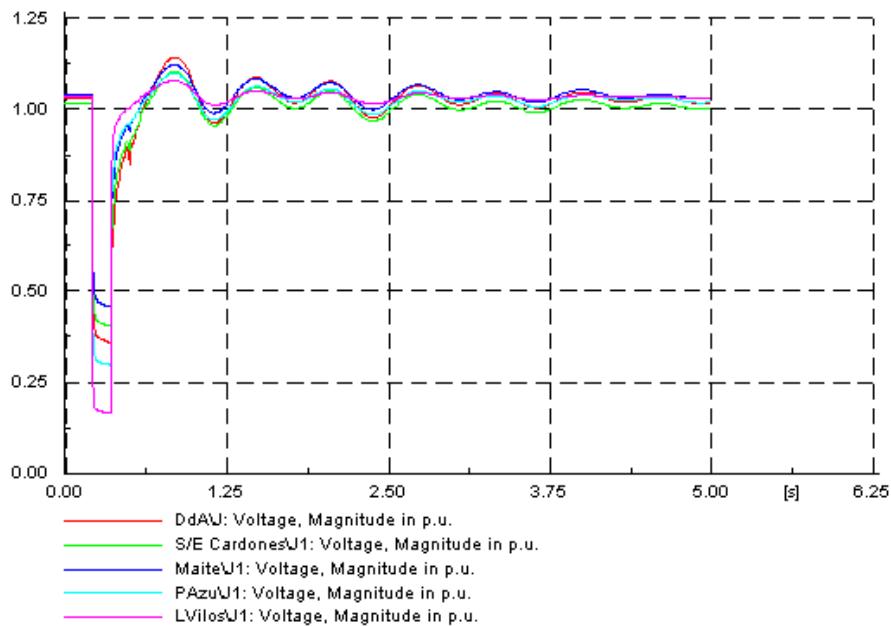


Gráfico 40. Perfil de Tensiones Zona Norte del SIC.

b) Generadores Eólicos Sin FRT:

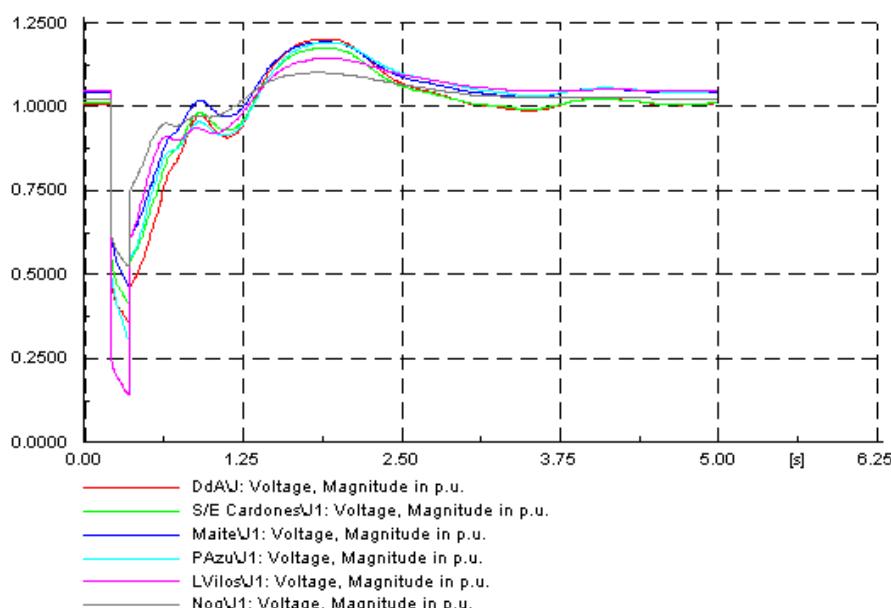


Gráfico 41. Perfil de Tensiones Zona Norte del SIC.

c) **Generadores Eólicos Con FRT**

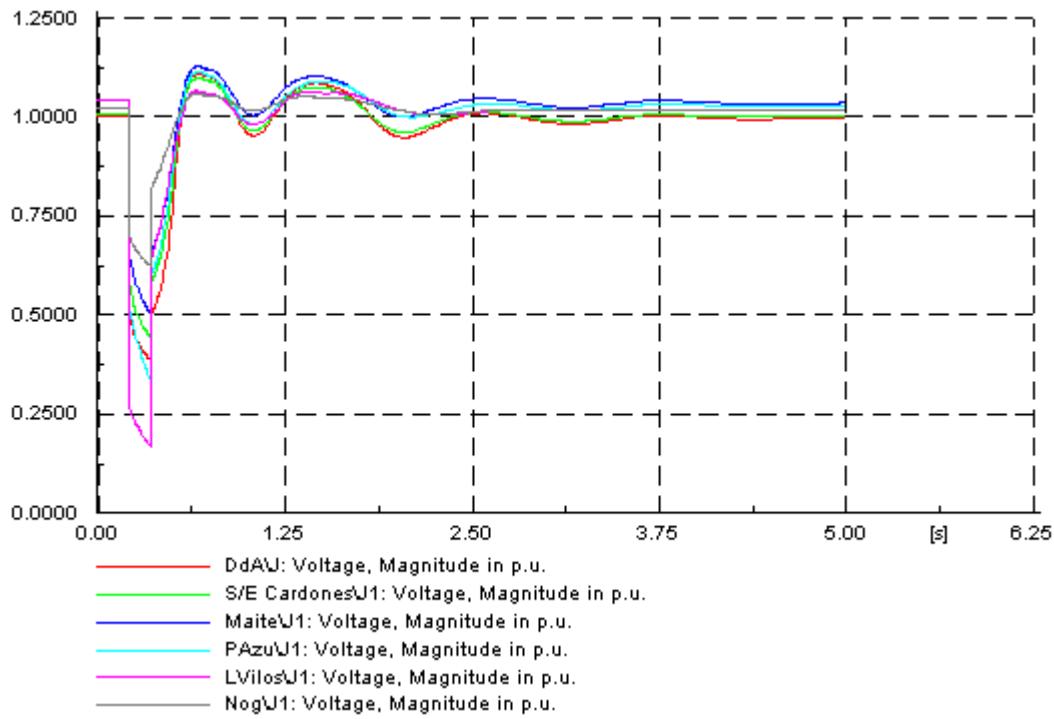


Gráfico 42. Perfil de Tensiones Zona Norte del SIC.

De los gráficos 40-42, se puede observar el claro efecto de la incorporación de generación eólica en la estabilidad de tensión del SIC. En la cual al existir esta tecnología de generación, la tensión se recupera a un valor de 0,5 en [p.u] al momento de despejar la falla, lo cual es un 20 % inferior al valor de recuperación sin generación eólica visto en el gráfico 40.

Además, se puede observar el claro efecto positivo de contar con parques eólicos con capacidad de FRT, con la cual al tener un mayor nivel de generación eólica instalada, el tiempo recuperación y la máxima sobre oscilación son bastante menores que al escenario sin capacidad de FRT, esto se observa en los gráficos 41 y 42.

A continuación, se presentan la tensión en los puntos de conexión de los parques para los tres escenarios analizado frente a la contingencia estudiado.

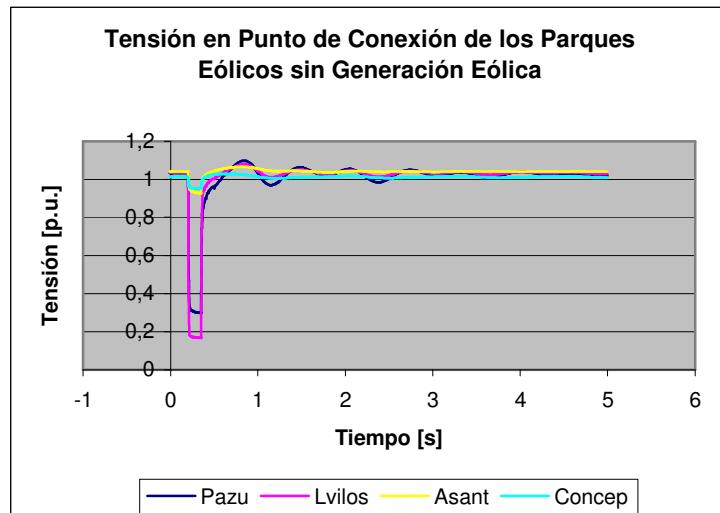


Gráfico 43. Tensiones en Punto de Conexión de los Parques.

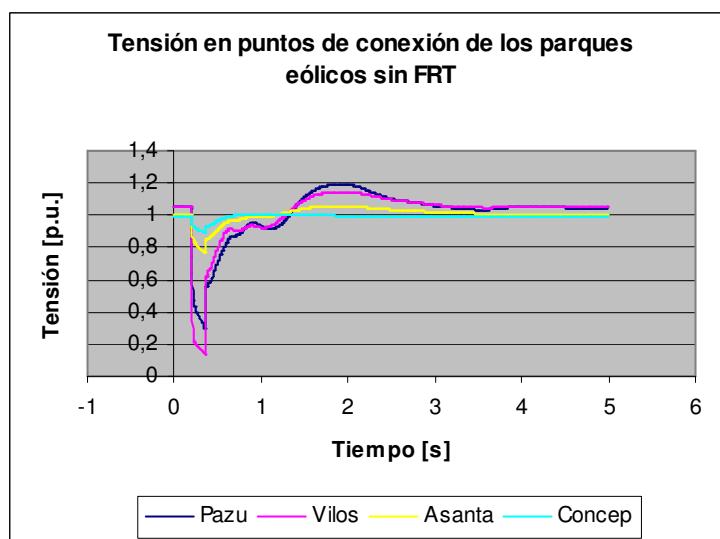


Gráfico 44. Tensiones en Punto de Conexión de los Parques.

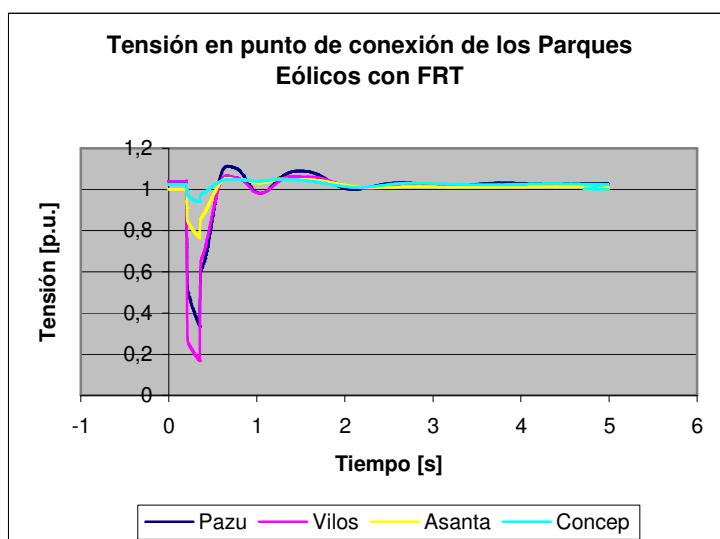


Gráfico 45. Tensiones en Punto de Conexión de los Parques.

Los Gráficos 43-45 permiten discernir el efecto de la generación eólica con y sin FRT en todo el sistema, con lo cual se observa que la conexión de parques sin capacidad de FRT disminuye bastante la recuperación dinámica de la tensión no solo en las barras cercanas a la falla, sino que además en barras lejanas a esta como son Agua Santa 110 [kV] ubicada en la zona centro del país y Concepción 154 kV ubicado en la Zona Sur.

8.2.2 2010 AS HS CC3FT en extremo receptor línea Pan de Azúcar – Los Vilos 220 [kV]

Esta contingencia es de interés con el propósito de estudiar el efecto del aumento de la demanda del sistema con generación eólica y sin.

a) Sin generación eólica

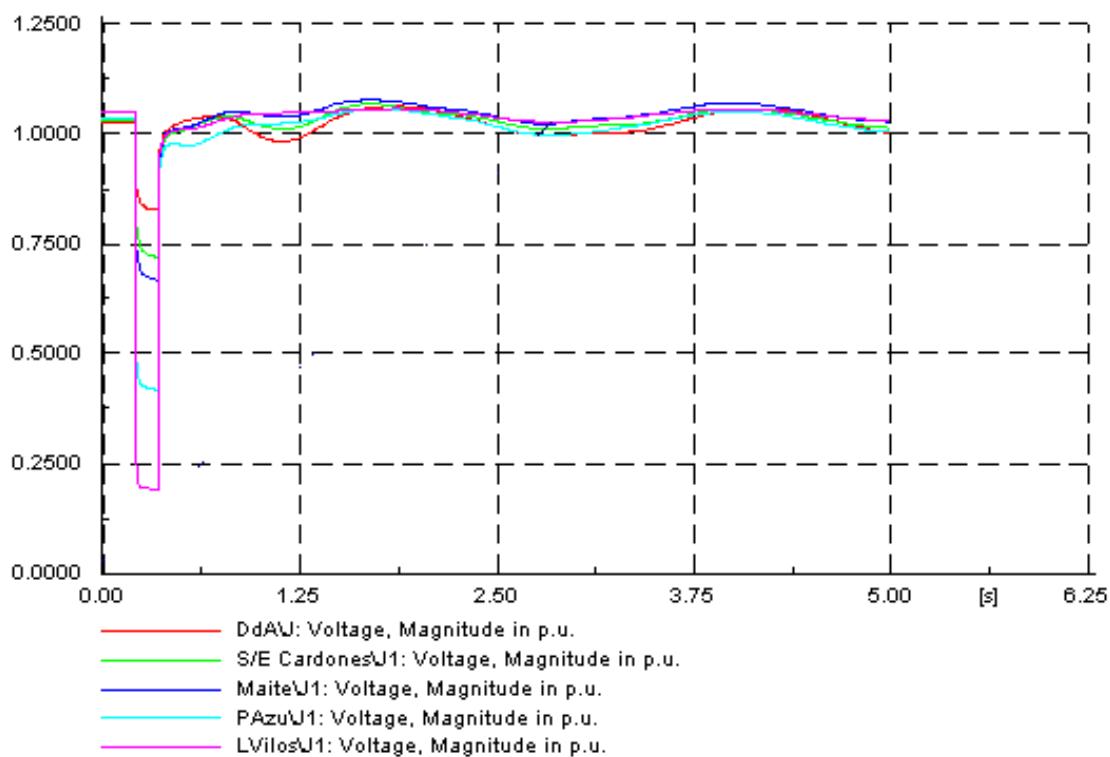


Gráfico 46. Perfil de Tensiones Zona Norte del SIC.

b) Generadores eólicos sin FRT

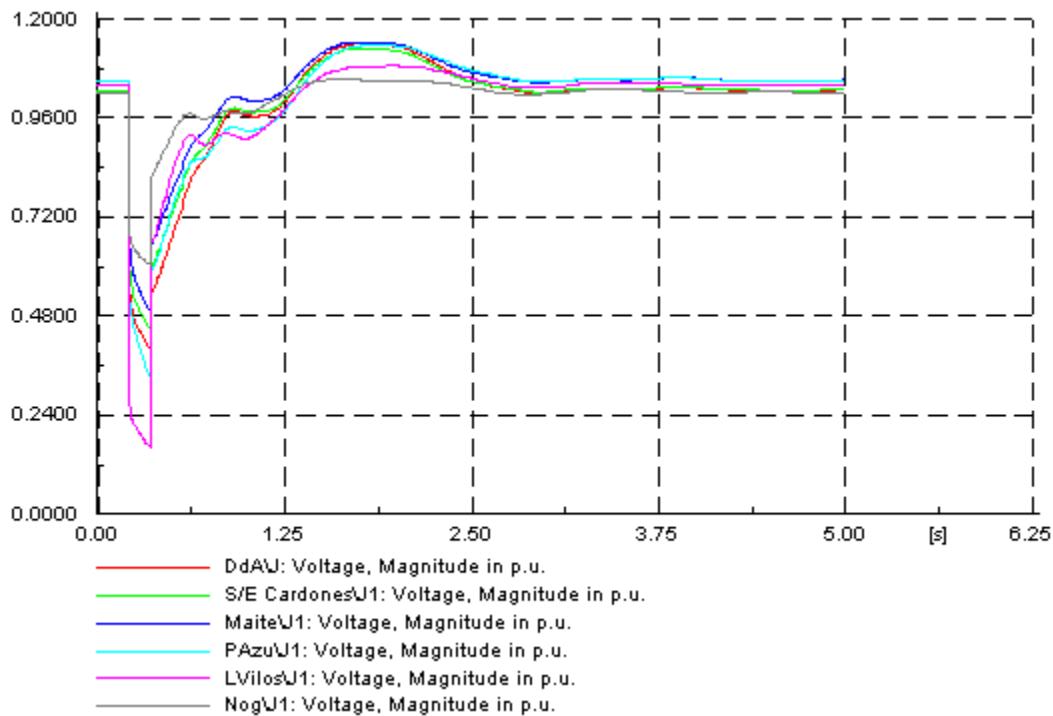


Gráfico 47. Perfil de Tensiones Zona Norte del SIC.

c) Generadores eólicos con FRT

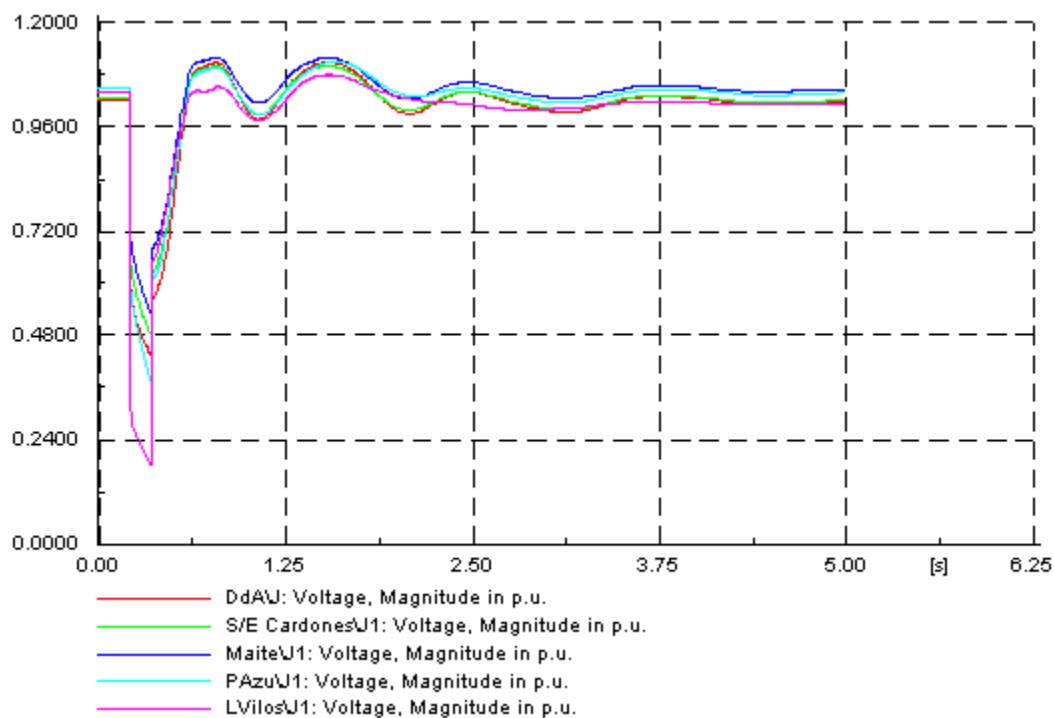


Gráfico 48. Perfil de Tensiones Zona Norte del SIC.

De los resultados anteriores y comparados con los de la sección anterior se puede ver que el escenario de demanda máxima presenta mejores comportamientos de recuperación dinámica que los de demanda mínima, esto se debe al mayor número de centrales en operación lo cual aumenta la inercia del sistema.

A continuación, se resumen las tensiones en las barras correspondientes a los puntos de conexión de cada parque para cada escenario estudiado.

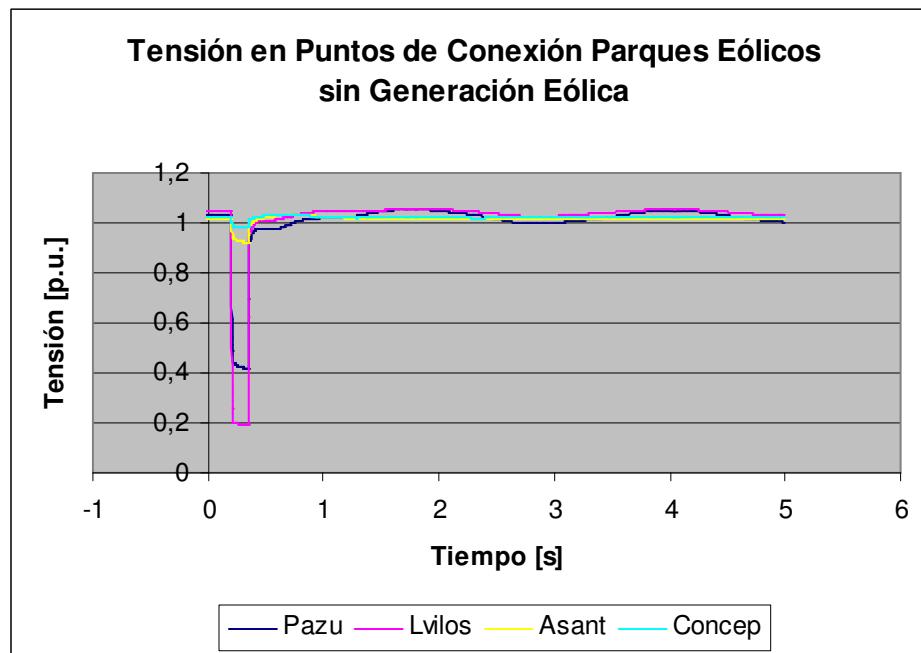


Gráfico 49. Tensiones en Punto de Conexión de los Parques.

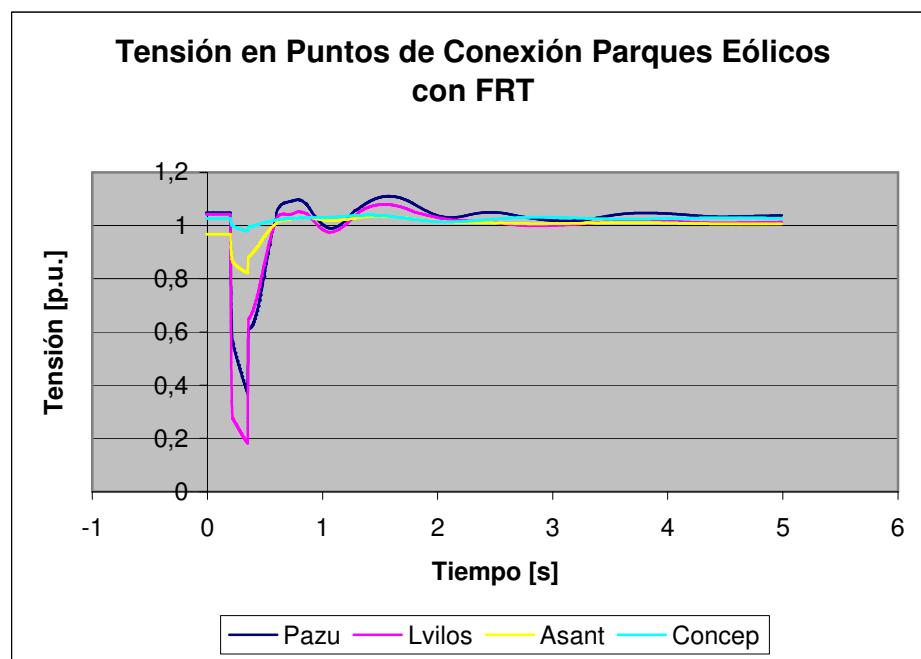


Gráfico 50. Tensiones en Punto de Conexión de los Parques.

Los gráficos 49 y 50 muestran nuevamente la disminución de la estabilidad de la tensión con generación eólica.

8.2.3 2010 AS HH CC3FT Extremo Alto Jahuel 500 [kV]

Esta contingencia se estudió debido a la gran magnitud de la falla la cual repercute en todo el sistema eléctrico.

a) Sin Generación Eólica

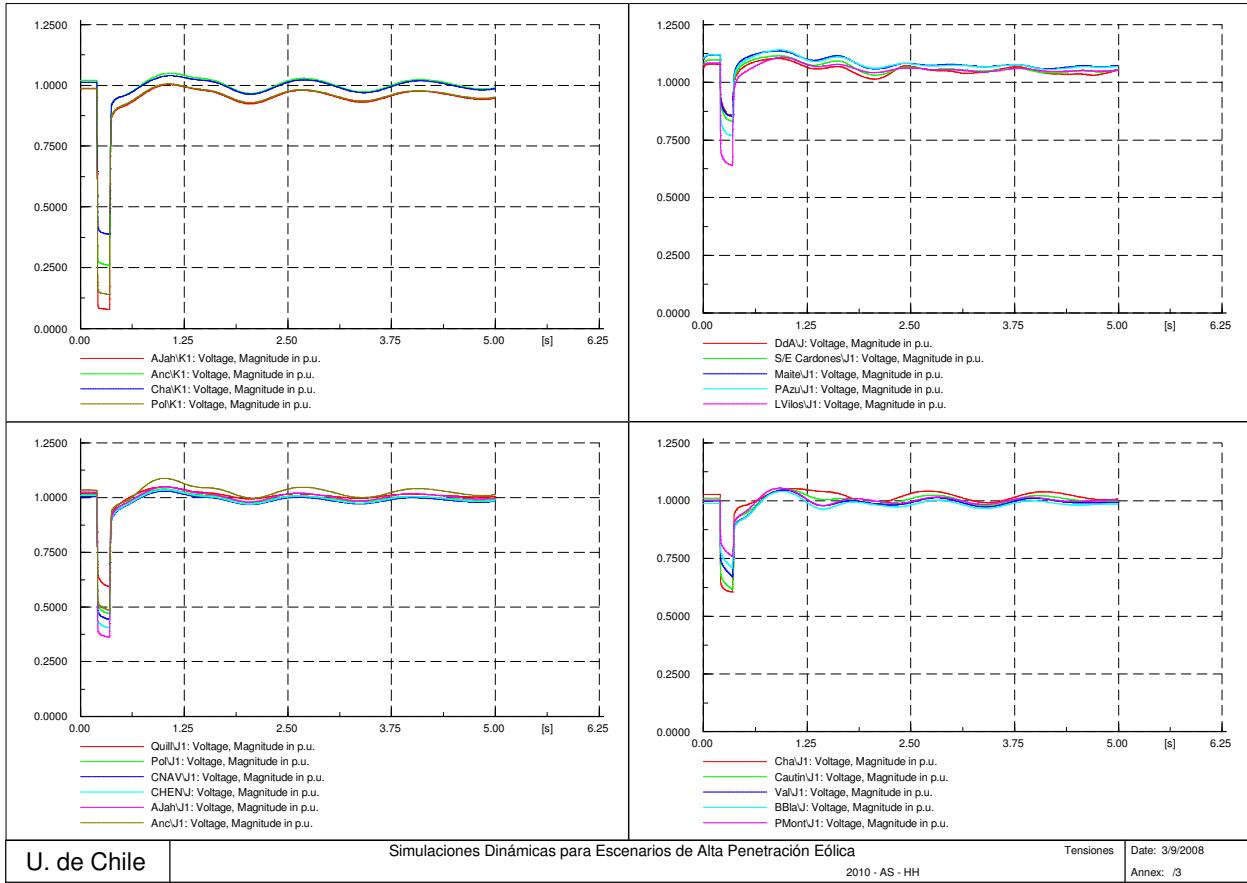


Gráfico 51. Tensiones en el Sistema de Transmisión Troncal.

El Gráfico 51 y los siguientes muestran la tensión en las Barras principales del sistema de transmisión troncal. Arriba a la izquierda se muestran las tensiones de las Barras del sistema de 500 [kV], Alto Jahuel, Ancoa, Charrua y Polpaico. Arriba a la derecha se muestran las tensiones de la zona norte del SIC del sistema de 220 [kV], Diego de Almagro, Cardones, Maitencillo, Pan de Azúcar y los Vilos. Abajo a la izquierda se gráficaron las tensiones en las Barras de 220 [kV] de la zona centro del país, Quillota, Polpaico, Cerro Navia, Chena, Alto Jahuel y Ancoa. Finalmente abajo a la derecha se muestran las tensiones en la zona sur del sistema de 220 [kV], Charrúa, Cautín, Valdivia, Barro Blanco, y Puerto Montt.

b) Generadores eólicos sin FRT

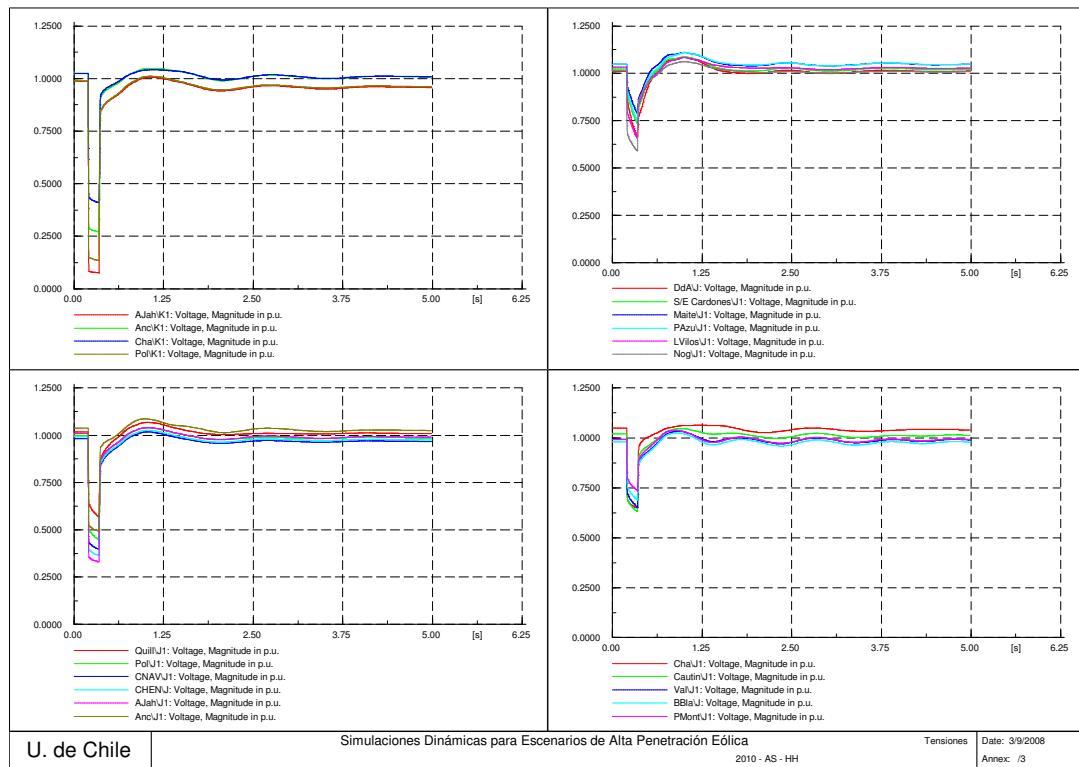


Gráfico 52. Tensiones en el Sistema de Transmisión Troncal.

c) Generación eólica con FRT

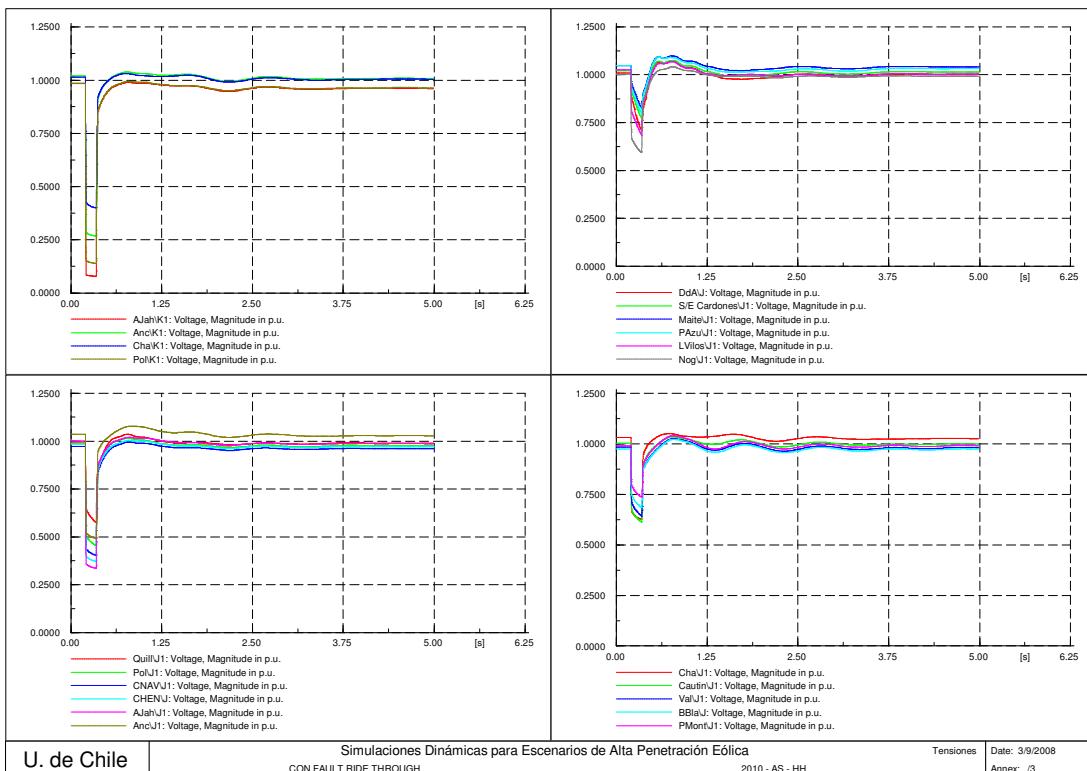


Gráfico 53. Tensiones en el Sistema de Transmisión Troncal.

De los gráficos anteriores se puede observar que la inclusión de parques eólicos no afecta de gran manera el comportamiento global del sistema frente a esta contingencia en particular.

8.2.4 2010 AS HH CC3FT Extremo Charrúa 500 [kV]

Esta contingencia es relevante dado que en escenarios de hidrología húmeda existen grandes niveles de transmisión desde la zona sur hacia el centro del país, razón por la cual ante el evento de una falla cercana al eje de transmisión es importante.

a) Sin generación eólica

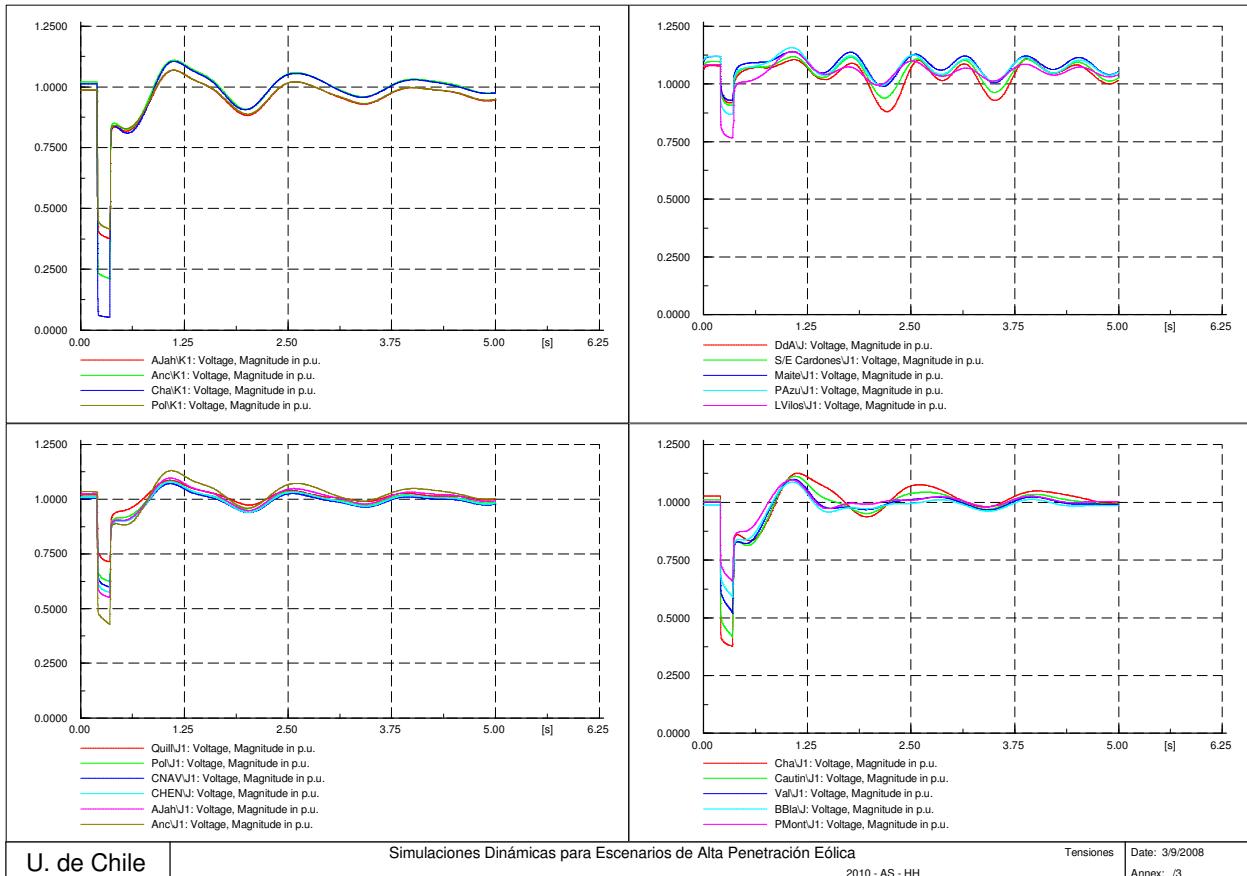


Gráfico 54. Tensiones en el Sistema de Transmisión Troncal.

b) Generadores sin FRT

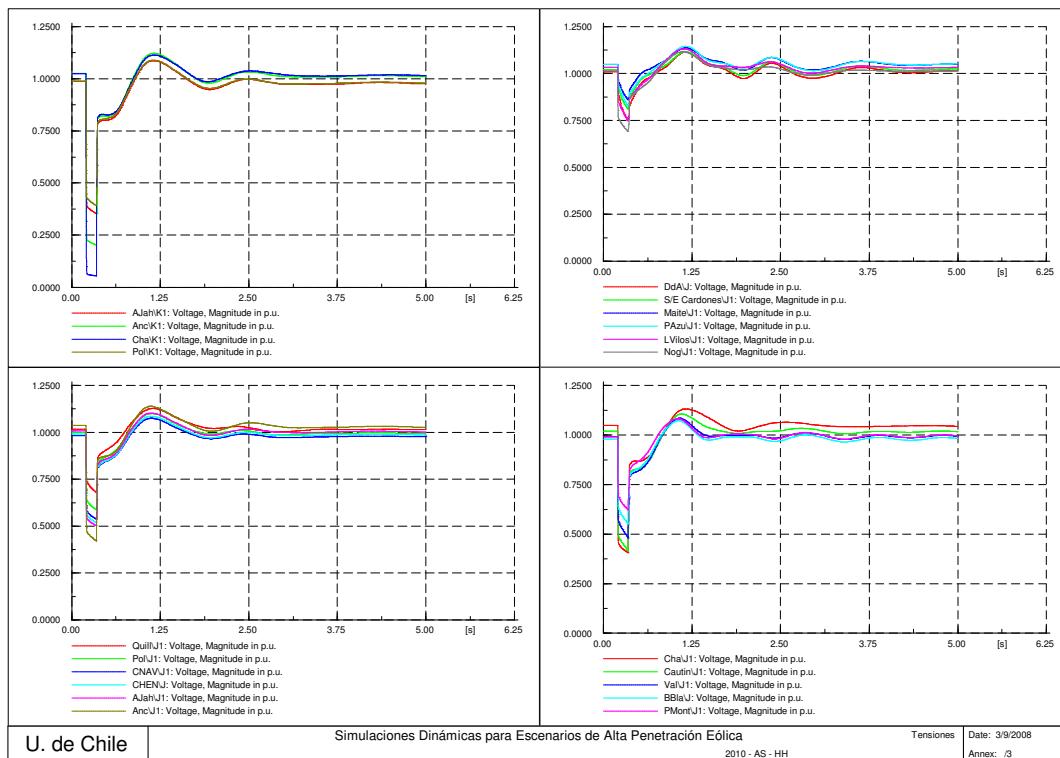


Gráfico 55. Tensiones en el Sistema de Transmisión Troncal.

c) Generadores con FRT

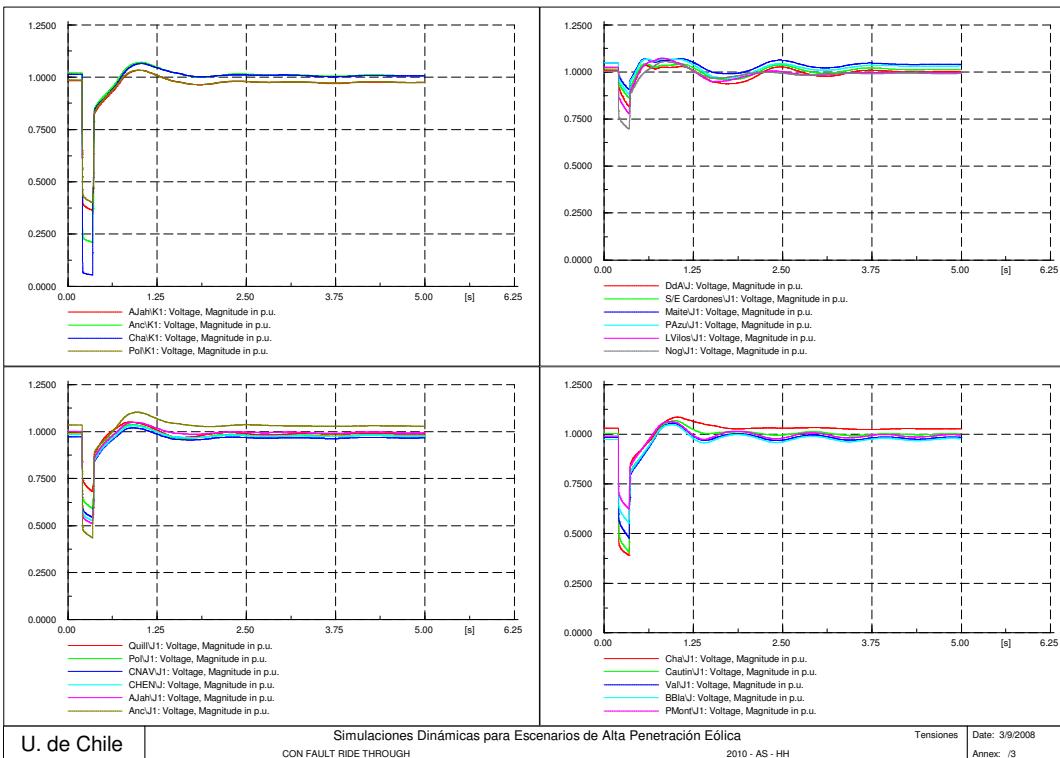


Gráfico 56. Tensiones en el Sistema de Transmisión Troncal.

Los resultados anteriores expuestos en los gráficos 54 al 56, muestran que la inclusión de generación eólica en el sistema ayudo la estabilidad de tensión del sistema frente a esta falla, lo cual a primera instancia parece extraño, sin embargo no lo es, esto se debe al nuevo despacho del sistema, que a pesar de que se sacaron de servicio las centrales más caras del sistema como Nueva Renca y Taltal entre otras, existen varias centrales térmicas operando a su mínimo técnico, por diversas razones como son las reservas dinámicas de reactivos, y las reservas en giro en caso de que exista la disminución de generación eólica en el sistema.

A continuación se resume el comportamiento de las tensiones en los puntos de conexión de cada parque según escenario.

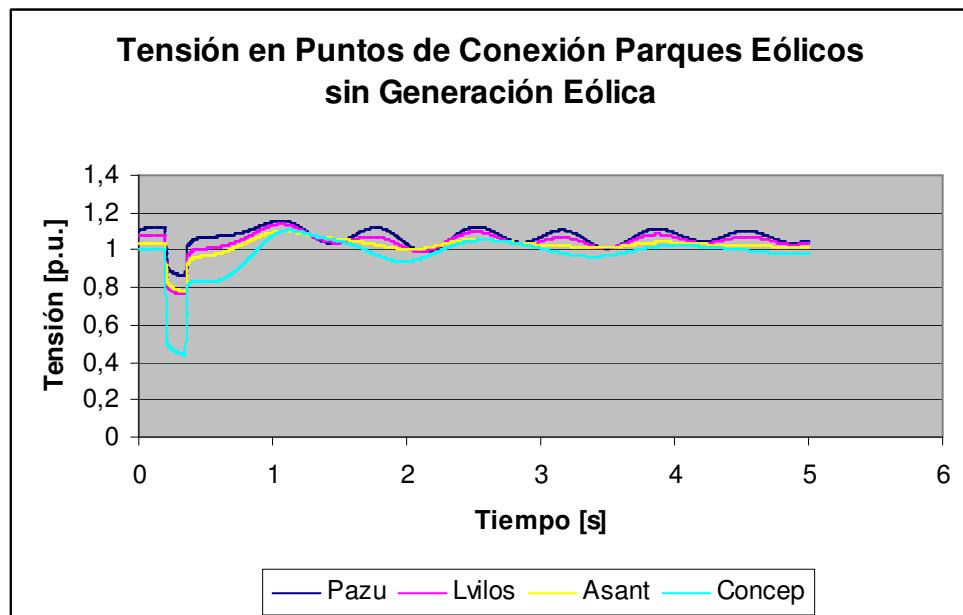


Gráfico 57. Tensión en Punto de Conexión de los Parques.

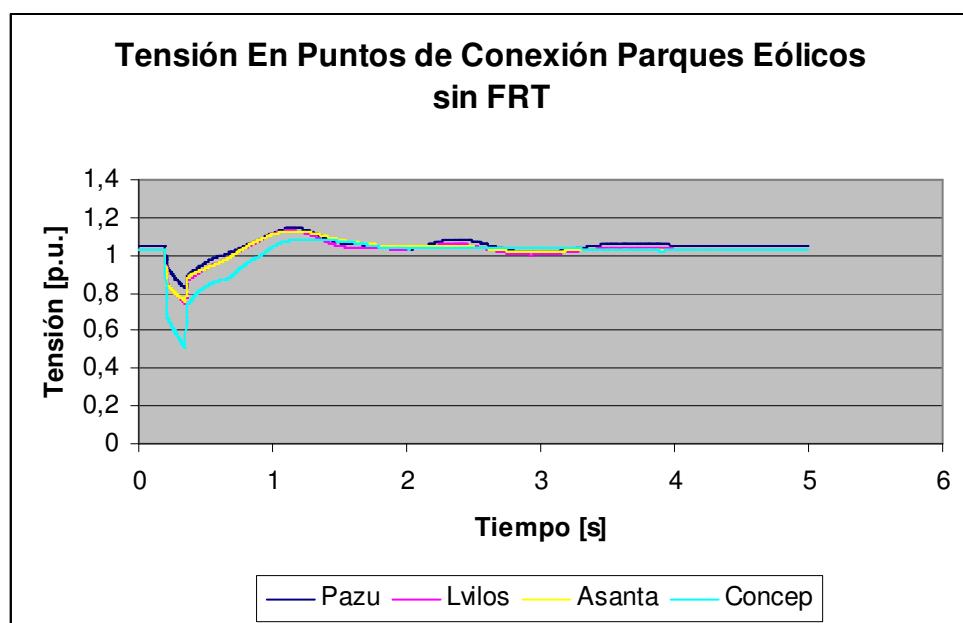


Gráfico 58. Tensión en Punto de Conexión de los Parques.

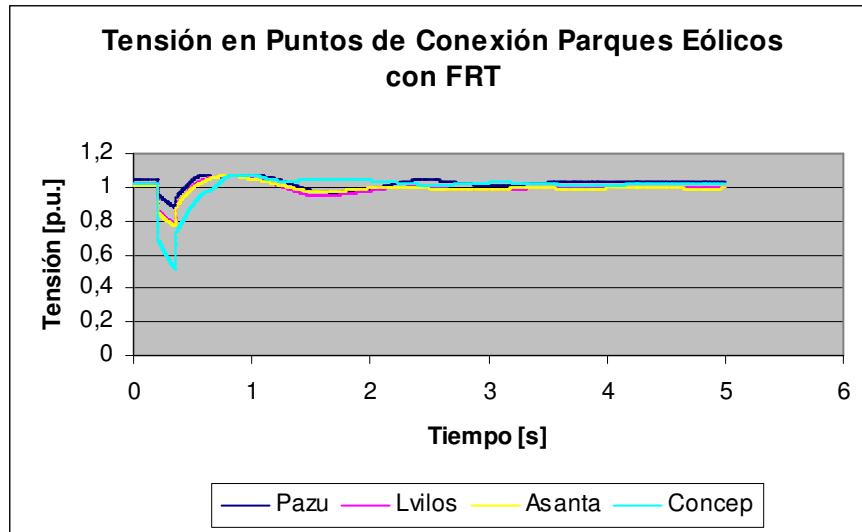


Gráfico 59. Tensión en Punto de Conexión de los Parques.

8.2.5 2010 AS HH Salida Intempestiva Central Ralco

La salida de centrales produce una reducción de la frecuencia, lo cual puede producir la desconexión de centros de consumos. A continuación se muestra el comportamiento del sistema frente a la salida de la central Ralco, lo cual corresponde a una reducción de 300 [MW] de la generación total para el sistema con generación eólica con y sin FRT.

a) Generadores eólicos sin FRT

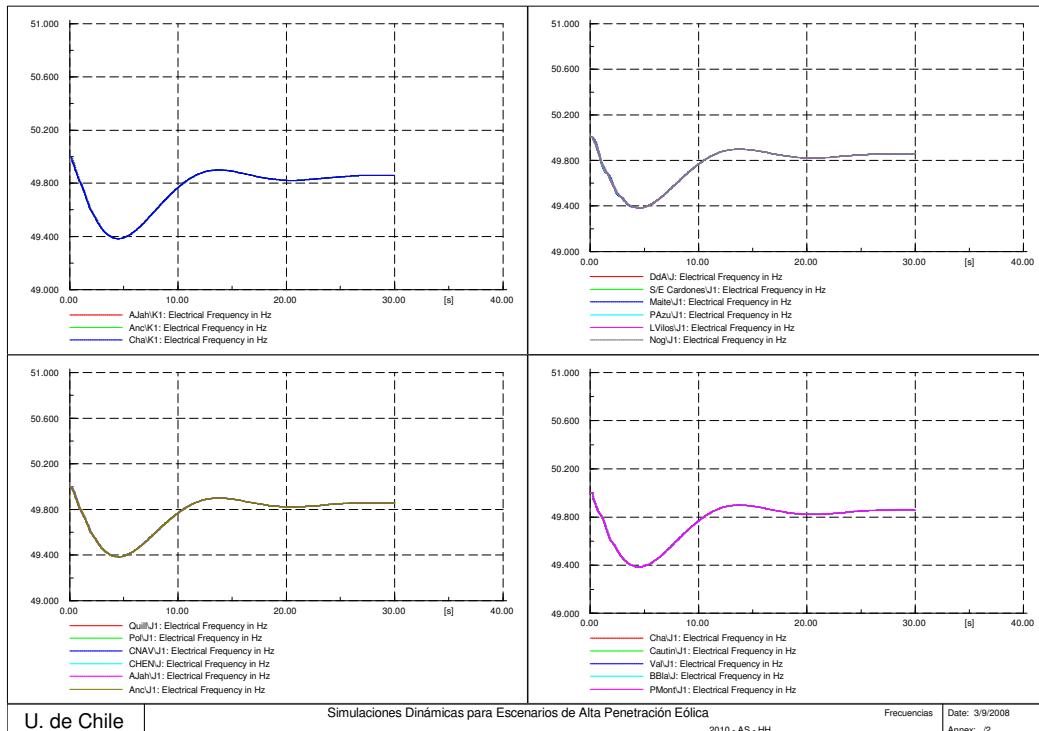


Gráfico 60. Frecuencia en el Sistema de Transmisión Troncal.

b) Generadores eólicos con FRT

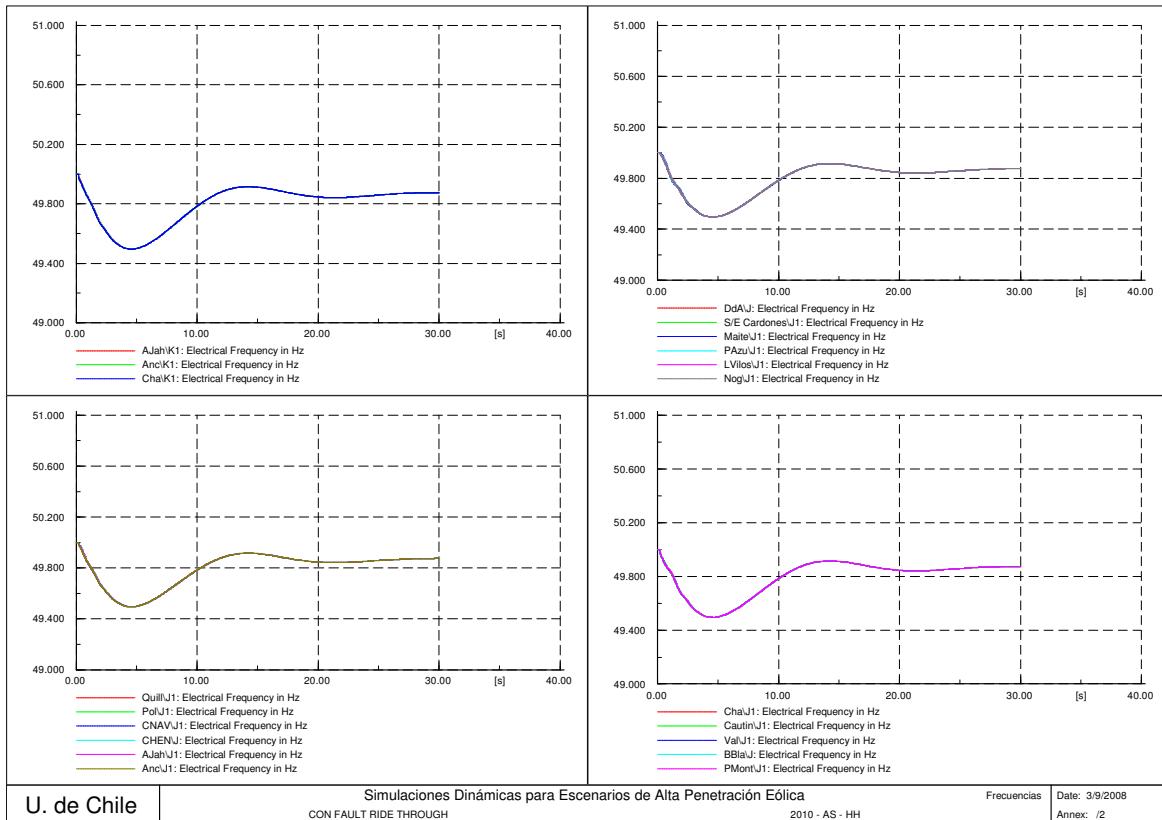


Gráfico 61. Frecuencia en el Sistema de Transmisión Troncal.

Los gráficos 60 y 61 muestran la frecuencia medida en las barras del sistema de transmisión troncal del SIC, en el cual el Cuadro superior a la izquierda muestra dicho valor para las barras de 500 [kV], el cuadro superior derecho lo detalla para las Barras del Sistema Norte de 220 [kV], el cuadro inferior izquierdo muestra la frecuencia en las barras principales de la zona centro, y el cuadro inferior derecho muestra lo mismo para la zona sur del sistema.

De los resultados anteriores se puede observar que la frecuencia disminuirá rápidamente producto de la diferencia entre la demanda y la generación, en la cual la capacidad de fault ride through no mejora ni empeora la respuesta de frecuencia del sistema.

8.2.6 2010 AS HS CC3FT en extremo Alto Jahuel 500 [kV]

A continuación se muestran las excusiónes angulares de los rotores de las centrales frente al eje de referencia el cual corresponde a la máquina Antuco 2, para los escenarios estudiados.

a) Sin Generación Eólica

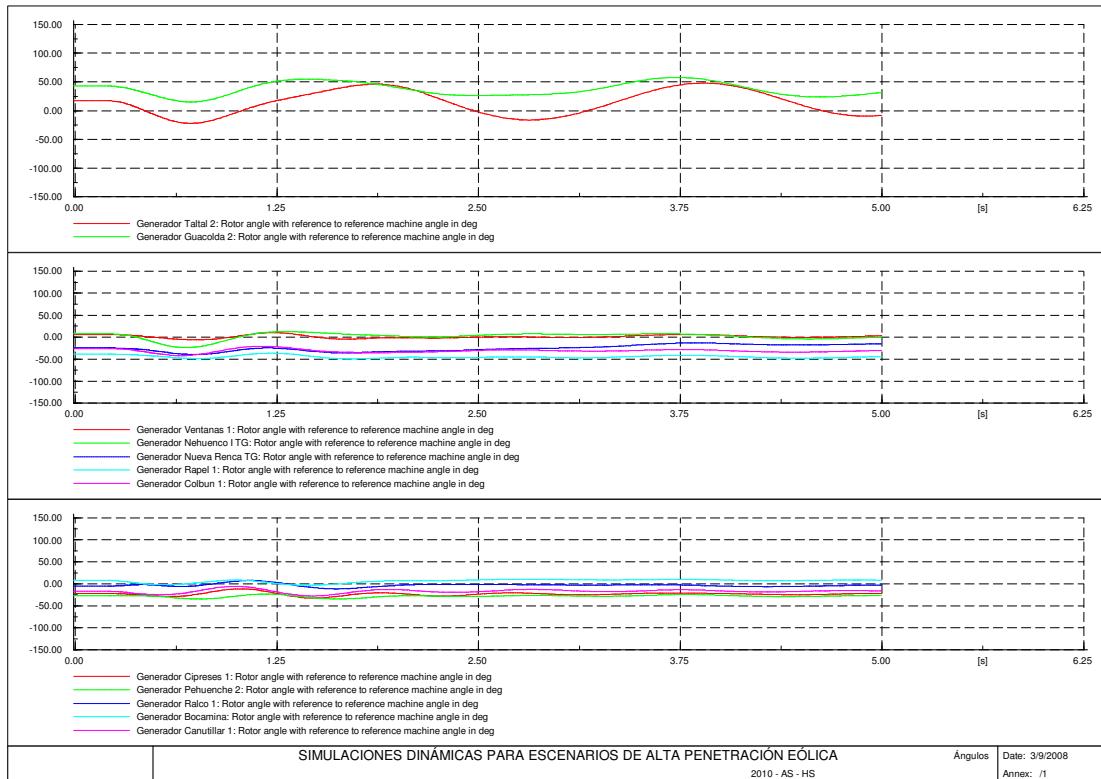


Gráfico 62. Excusión angular de las Principales centrales del SIC.

b) Generadores Eólicos sin FRT

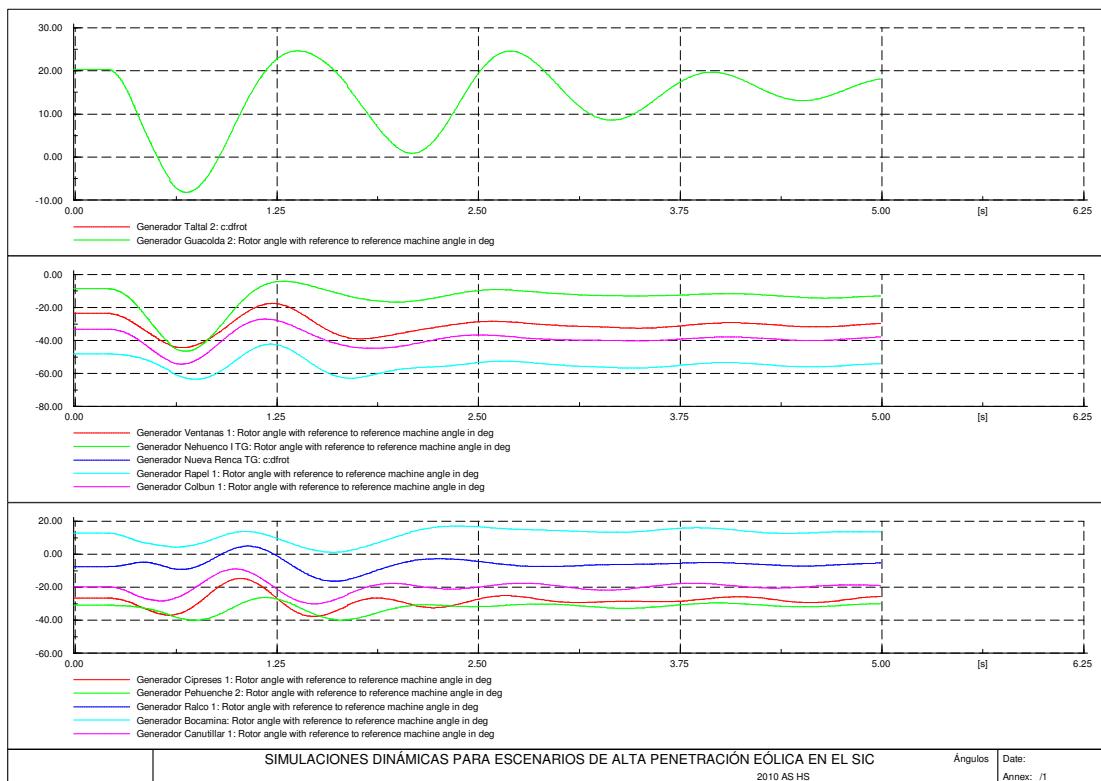


Gráfico 63. Excusión angular de las Principales centrales del SIC.

c) Generadores Eólicos con FRT

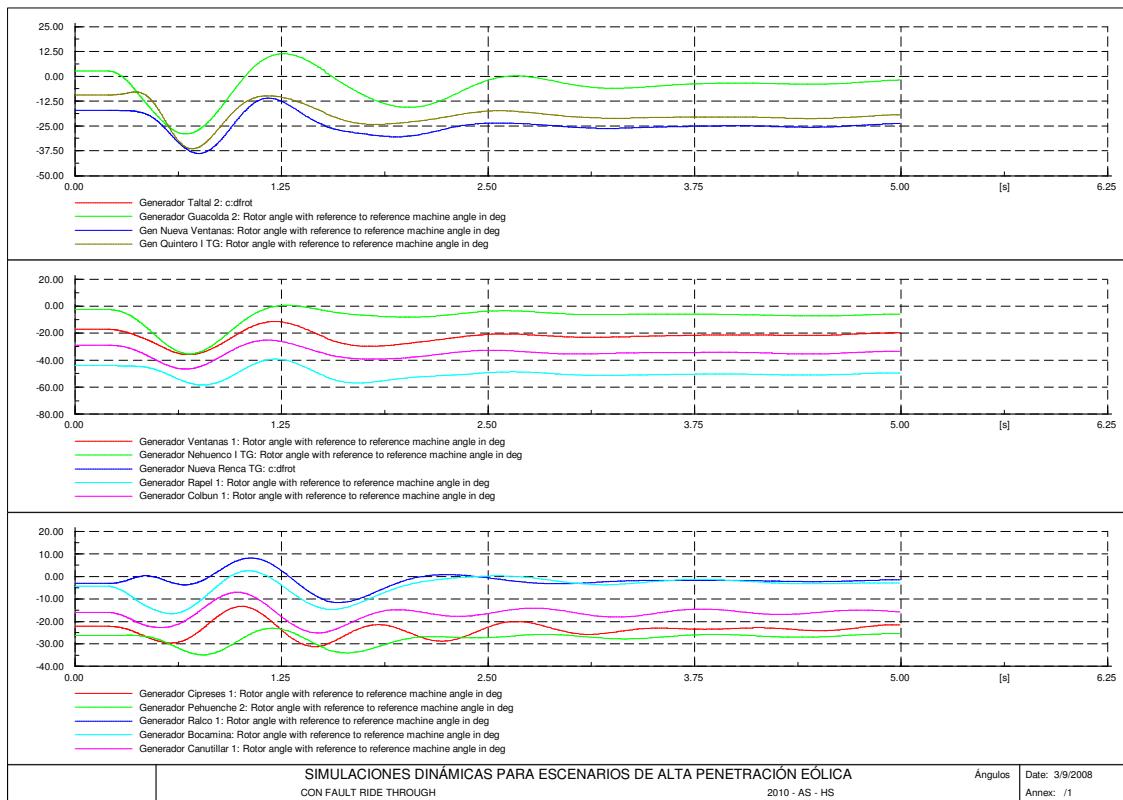


Gráfico 64. Excusión angular de las Principales centrales del SIC.

De los gráficos anteriores se puede discernir que la inclusión de parques eólicos disminuye la estabilidad angular del sistema, esto se debe a su insignificante aporte de reactivos durante falla, y a la baja constante de inercia equivalente del aerogenerador, producto del desacople de la caja de velocidad, lo cual impide aprovechar al máximo las grandes constantes de inercia que presentan estas grandes turbinas del orden de los [MW] de capacidad.

Además se puede observar que la estabilidad angular del sistema presenta una mejora debido al mayor aporte durante la falla que tiene la central mediante el apoyo del equipo FRT, y al menor consumo de reactivos que presenta esta tecnología al despejar la falla.

9. Análisis de Estabilidad del Sistema

Los resultados de las simulaciones del capítulo anterior permiten discernir que la estabilidad del sistema se mantiene respetando los límites máximos de generación determinados según la metodología desarrollada en esta investigación. Sin embargo también se puede observar que la generación eólica mediante máquinas de inducción de jaula de ardilla disminuye la estabilidad del sistema, por la cual se obtienen límites inferiores frente a los parques con capacidad de FRT.

La razón de este decremento en la estabilidad se produce, debido a la disminución del torque electromagnético y la aceleración que esta produce en la máquina, lo cual se explicó en más detalle en el capítulo 3. Entre mayor sea la diferencia entre el torque eléctrico y el mecánico al momento de despejar la falla, mayor será el consumo de reactivos por parte de esta y consecuentemente mayor tiempo necesitará la máquina para estabilizarse si es posible. Por lo anterior la estabilidad de tensión del sistema se verá disminuida para escenarios en que existan grandes velocidades de viento y por ende grandes niveles de generación eólica. Efecto que se mostró en el capítulo 8.

9.1 Efecto de la Capacidad de FRT en la Estabilidad.

De los resultados anteriores se puede discernir el efecto positivo en la estabilidad del sistema que ofrecen los parques con FRT, en los cuales al tener su propio medio de compensación dinámica de reactivos permite aminorar el consumo de estos al sistema, con lo cual se acelera la recuperación dinámica de la máquina, y se aumenta la estabilidad, esto se presenta a continuación en el siguiente gráfico comparativo.

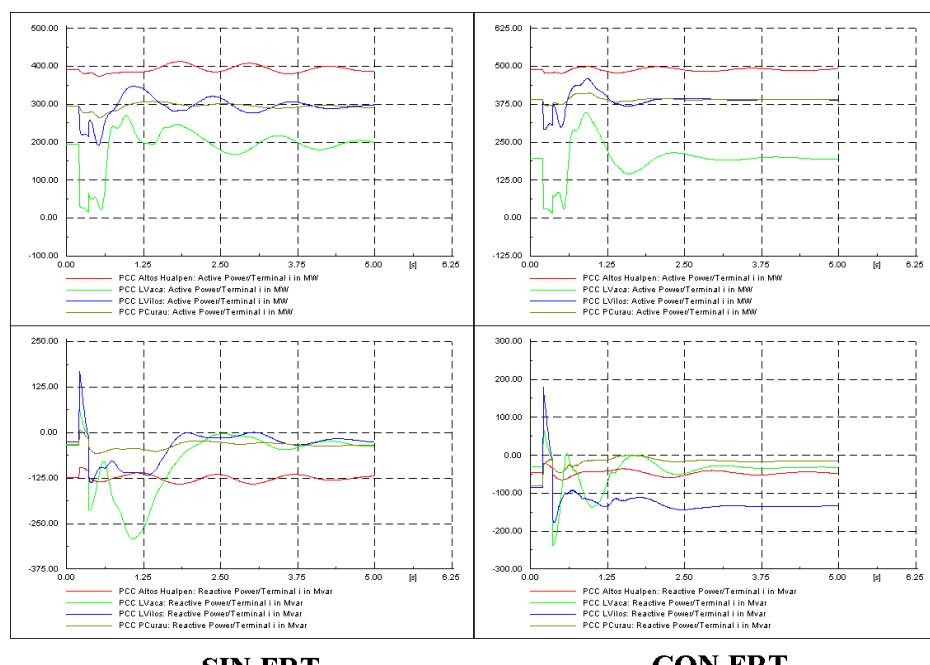


Gráfico 65. Potencia Activa (superior) y Reactiva (inferior) para los Puntos de Conexión de los Parques para un CC3FT en extremo receptor de la Línea Maitencillo Pán de Azúcar.

En el Gráfico anterior se puede ver el claro efecto que conlleva la instalación de equipos que permitan la capacidad de FRT en el parque, en el cual se ve una clara disminución del consumo de reactivos por parte del parque, comparado con un parque sin FRT, sin embargo esta capacidad produce una sobre oscilación grande pero a que a la vez es amortiguada con más rapidez.

9.2 Efecto del Nivel de Cortocircuito en la Estabilidad

Además del efecto de la capacidad de FRT en la mejora de la estabilidad del sistema existe una relación entre el Nivel de Cortocircuito y la estabilidad del sistema con generación eólica lo cual se detalla a continuación.

De los resultados del capítulo 8 se puede vislumbrar una clara relación entre la estabilidad de tensión y el nivel de cortocircuito en la barra en que se conecta el parque. Entre menor sea la potencia de cortocircuito mayor será la impedancia de falla, lo cual corresponde a una regulación de tensión baja. Lo cual es muy característico en el SIC producto del poco enmallamiento del sistema, en particular en la zona norte del SIC, el cual se caracteriza por ser muy longitudinal, en el cual los niveles de cortocircuitos son bajos, un caso especial es el correspondiente a la barra Pan de Azúcar, para la cual se detalla a continuación el efecto de aumentar el nivel de cortocircuito de la barra mediante el aumento de líneas.

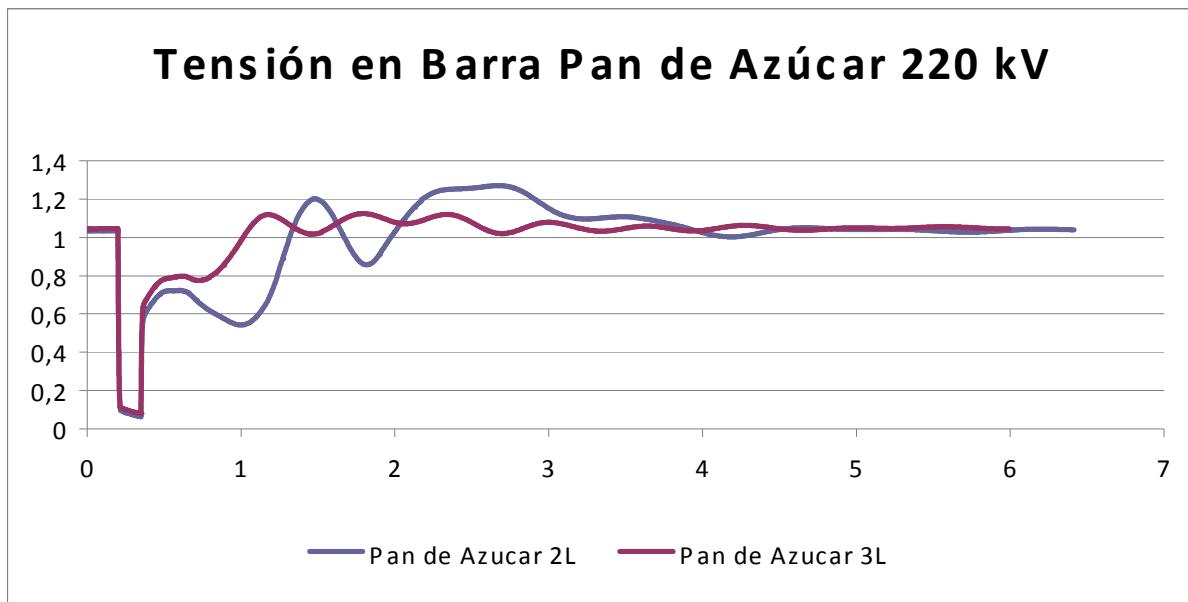


Gráfico 66. Efecto del aumento de Líneas de transmisión en la Estabilidad de los Parques.

El parque eólico Lengua de Vaca es el parque ubicado lo más lejos del centro de carga, en la barra Pan de Azúcar 220 [kV] ubicada a una distancia de 398 [km] de la subestación Polpaico, presenta un nivel de cortocircuito bajo, lo cual lo obliga a tener el límite de generación más bajo, sin embargo el gráfico 66 muestra como la conexión de un tercer circuito mejora ostensiblemente la estabilidad del sistema frente al caso de solo contar con un doble circuito.

El mismo efecto se presenta para el parque Los Vilos mostrado en el capítulo 8, en que la conexión del circuito Quillota-Nogales 220 [kV], permite aumentar la capacidad de generación del parque hasta el 100 %, junto con la instalación de capacidad de FRT.

Los Niveles de Cortocircuito de las barras correspondientes a los puntos de conexión de los cuatro parques, se muestra a continuación:

Niveles de Cortocircuito [MVA]			
Barra	2010 Min HS	2010 AS HS	2010 AS HH
Pan de Azúcar 220	1873	2243	1954
Los Vilos 220	3007	3412	2830
Agua Santa 110	2874	2891	3031
Concepción 154	2665	2910	2847

Tabla 32. Niveles de Cortocircuito de las barras de conexión de los parques sin generación eólica.

9.3 La estabilidad del SIC con Energía Eólica

En resumen la estabilidad del sistema interconectado central SIC, en el corto plazo lo determina el límite de estabilidad de tensión, el cual se ve ampliamente reducido al existir grandes niveles de generación eólica. Lo cual se debe al gran consumo de reactivos que presentan las máquinas de inducción al momento de despejar la falla, lo cual por lo visto en las secciones anteriores se puede enmendar mediante el aumento del nivel de cortocircuito en el punto de conexión del parque mediante la conexión de nuevas líneas que reducen la impedancia equivalente, o instalando equipos que permitan aumentar la reserva dinámicas de reactivos como son los STATComs, SVCs entre otros más. A continuación se muestran los límites de máxima generación eólica por escenario y sus correspondientes niveles de penetración para la potencia máxima en [MW] y la energía en [GWh].

9.3.1 Capacidades Instaladas Máximas de Generación Eólica

Los límites máximos de estabilidad de los parques eólicos se determinaron y verificaron en el capítulo 8, y se resumen a continuación.

Límites Máximos de Estabilidad Parques Eólicos [MW]						
Caso	2010 Min HS		2010 AS HS		2010 AS HH	
Tipo	Sin FRT	Con FRT	Sin FRT	Con FRT	Sin FRT	Con FRT
Lengua de Vaca	200	200	200	300	200	200
Los Vilos	300	400	300	500	300	500
Punta Curaumilla	300	400	300	400	300	400
Altos Hualpen	400	500	400	500	400	500
Total	1200	1500	1200	1700	1200	1600
Nivel de Penetración	29%	36%	18%	25%	18%	23%

Tabla 33. Resumen Resultados Finales de Máxima Capacidad Instalada en el SIC por Escenario.

En la tabla 33, se cuantifica el nivel máximo de penetración eólica según cada escenario con y sin FRT. En la cual se observa el claro efecto positivo de la capacidad de FRT en el nivel de penetración con lo cual es posible llegar a alimentar el 36% de la demanda mediante generación eólica, para un escenario de demanda mínima asegurando la estabilidad del sistema frente a cualquier contingencia N-1 y a cualquier régimen de viento. Sin embargo con parques que no implementen la capacidad FRT, este límite se reduce al 18% en escenarios de demanda alta, lo cual es un factor determinante si se desean obtener niveles mayores de penetración eólica.

9.3.2 Niveles de Generación Eólica en el SIC

La energía eólica generada por los cuatro parques estudiados se determinó según la metodología explicada en la sección 2.4.1 de este trabajo, para el cual se supuso un generador

vestas V90 – 2,0 MW con la siguiente curva de generación para una densidad del aire 1,225 [kg/m³].

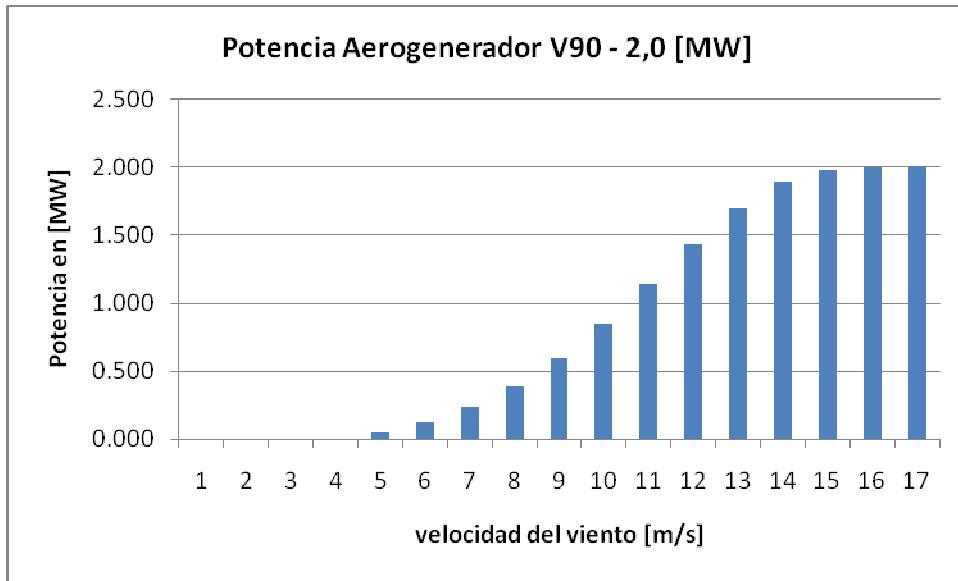


Ilustración 45. Curva de Potencia del Aerogenerador [25].

Con la curva de potencia del aerogenerador presentada en la ilustración 45, se puede proceder a calcular la generación de energía para cada parque con sus respectivos histogramas de viento. Con lo cual se obtienen los siguientes resultados, considerando una demanda prevista de 49.371 [GWh] para el 2010 según [22].

Generación Eólica en el SIC [GWh]		
Parque Eólico	sin FRT	con FRT
Altos de Hualpen	1445	1806
Lengua de Vaca	186	278
Los Vilos	845	1056
Punta Curaumilla	1189	1586
Total	3664	4726
Porcentaje de Generación	7.4%	9.6%

Tabla 34. Generación Eólica en el SIC.

En la tabla 34 se muestran los distintos niveles de generación eléctrica por parque en [GWh], junto con el total de generación, y el porcentaje de generación con respecto a la demanda anual de energía prevista para el 2010. De estos resultados se puede observar nuevamente la gran ventaja que ofrece la instalación de la capacidad de FRT, con la cual se logra aumentar en un 29% la generación de energía con respecto a los 3.664 [GWh] generados por parques sin FRT, con lo cual se obtiene una generación total anual de 4726 [GWh], lo cual corresponde al 9,6% de la demanda total anual del SIC, lo cual se resume a continuación en el gráfico 67.

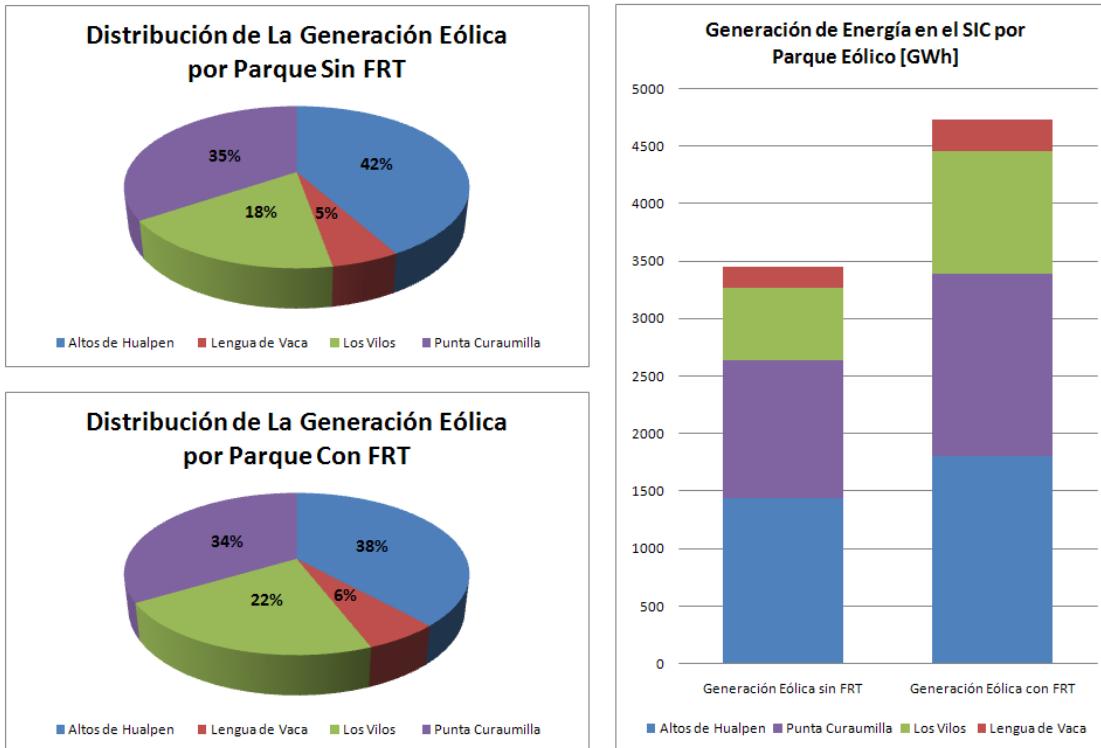


Gráfico 67. Generación de Energía Eólica en el SIC y su Distribución por Parque.

Finalmente, los resultados anteriores corresponden a los límites máximos de generación eólica en el SIC, con la tecnología que ofrece la menor estabilidad de tensión, la de velocidad fija, estos niveles de penetración podrían llegar a niveles superiores mediante la implementación de parques con tecnología DFIG o máquinas sincrónicas con convertidores de potencia de capacidad nominal.

10. Conclusiones

La energía eólica presenta diversos aspectos positivos, como su bajo impacto ambiental, acompañado de su prácticamente nulo costo variable de operación, lo cual permite que estas centrales sean despachadas a potencia base, siempre y cuando esté disponible el recurso eólico. Sin embargo, la energía eólica presenta aspectos negativos que han provocado una cierta reticencia hacia su incorporación a sistemas eléctricos por aspectos técnicos, la alta variabilidad del recurso eólico y elementos económicos, debido al alto costo de capital de este tipo de centrales.

El objetivo principal de este trabajo es estudiar y analizar el comportamiento dinámico del SIC para tres escenarios de alta penetración de generación eólica, con el propósito de determinar los límites de penetración de la tecnología de generación eólica con máquinas de inducción convencionales. El trabajo contempla el desarrollo de una metodología que permita establecer los límites de capacidad instalada por parque, tal de que se mantenga la estabilidad del sistema frente a perturbaciones grandes durante el régimen transitorio.

En el contexto señalado se estudiaron las características del recurso eólico junto con describir las tecnologías de generación eólica más comunes en el mercado. En el capítulo 2 se explica la teoría relacionada con la generación eólica, los distintos métodos de estimar la velocidad del viento y el uso de los histogramas de viento en la determinación de la generación media esperada por parque, para su evaluación económica y operacional.

En el capítulo 3, se detallan los requisitos de la operación en régimen permanente y dinámico, indicados en la norma de seguridad y calidad de servicio. Además, se incluye una sección en la cual se detallan los estándares internacionales de la operación de parques eólicos interconectados a los sistemas eléctricos, en particular, los márgenes de recuperación dinámica y el aporte de reactivos por parte de los parques eólicos durante el régimen transitorio en la Sección 3.5.2.

La metodología diseñada para obtener los límites máximos de generación eólica en el SIC es descrita en el capítulo 5 y consta de 3 etapas. La primera corresponde a determinar la ubicación y puntos de conexión de los parques, los cuales corresponden a las barras Pan de Azúcar 220, Los Vilos 220, Agua Santa 110 y finalmente la barra Concepción 154 cuyas principales características se indican en el capítulo 7. En la segunda etapa se determinó el nivel de generación máximo por parque, mediante un algoritmo iterativo descrito en la sección 5.2, y cuyos resultados son expuestos en el capítulo 8 en la tabla 24. Finalmente, en la tercera etapa se procede nuevamente a realizar un proceso iterativo, en el cual se determinan las capacidades instaladas máximas por parque con y sin capacidad FRT, tal de asegurar la estabilidad del sistema, y cuyos resultados se resumen en la tabla 25 en la sección 8.1.2, según parque y escenario simulado.

En el capítulo 6 se explican los modelos dinámicos de los consumos, el del parque eólico desarrollado en [24], y se detalla la modelación del SIC en el Software Powerfactory, cuyos modelos dinámicos y estáticos del sistema eléctrico corresponden a los entregados por el centro de despacho económico de carga CDEC-SIC, que dispone de la información de todo el sistema y los controladores para todas las centrales interconectadas al SIC.

Los resultados presentados y discutidos en los capítulos anteriores dejan claro que el sistema interconectado central presenta problemas de estabilidad de tensión frente al ingreso masivo de generación eólica. Sin embargo, se han podido determinar preliminarmente los límites máximos de generación eólica en el SIC para el peor escenario posible. Este escenario corresponde a parques eólicos con niveles de generación del 100% y utilizando la tecnología más desfavorable para el sistema, la cual corresponde a la de generadores de inducción de velocidad fija. Con lo tratado en las secciones 8.1 y 8.2, se logra determinar que el máximo nivel de generación eólica corresponde a una capacidad instalada de 1500 [MW] en el escenario de demanda mínima analizado, y de 1700 [MW] para los escenarios de demanda máxima con FRT, mientras que sin esta capacidad estos límites se reducen a 1200 [MW] para los tres escenarios estudiados, lo cual se traduce en niveles energéticos a 3.664 [GWh] de generación con parques sin FRT, mientras que con parques eólicos con FRT se obtiene una generación de 4.726 [GWh]. Lo anterior posibilita determinar que la máxima penetración del sistema interconectado correspondería a una capacidad instalada de 1700 MW con capacidad FRT, para todos los escenarios. En este escenario es posible despachar a la central eólica a una potencia menor en caso de estar en la condición de máximo viento y demanda mínima, de forma tal de asegurar la estabilidad del sistema.

Cabe destacar que el límite de máxima penetración eólica en el SIC determinado en esta investigación corresponde a un punto base, el cual se podría aumentar mediante la implementación de tecnologías que permitan controlar el consumo de reactivos de la máquina durante fallas como son las soluciones DFIG o generadores sincrónicos con convertidores de potencia. Otros aspectos que pueden ayudar a la estabilidad del sistema y por ende posiblemente llegar a mayores niveles de penetración, es mediante el aumento de la interconexión de los sistemas eléctricos, con lo cual se aumenta la capacidad de regulación de tensión.

Otro aspecto a considerar sobre el límite de penetración determinado es que el criterio utilizado es de carácter conservador, con el cual se asegura la estabilidad del sistema frente a una condición de operación de probabilidad muy baja pero posible, caracterizada por tener a los parques eólicos operando al máximo de su capacidad justo en el instante en que ocurra una falla trifásica, y más aún que tenga un tiempo de duración de 150 [ms] lo cual supera los criterios indicados en [12].

Finalmente, tras cumplir los objetivos trazados, se sugieren realizar las siguientes investigaciones futuras:

- Modelación del impacto de generación eólica en el SIC con otras tecnologías.
- Estudio y modelación de distintos escenarios futuros con altos niveles de generación eólica.

- Determinación y optimización de las reservas primarias y secundarias de potencia activa en el SIC, con grandes niveles de energía eólica.
- Desarrollo de estrategias de apoyo al desarrollo de generación eólica en sistemas eléctricos de potencia.
- Estudios de regulación y factibilidad económica para la incorporación competitiva de Energías Renovables No Convencionales en el SIC.
- Desarrollo de modelos estocásticos para la predicción del viento en la estimación de generación eólica diaria.
- Desarrollo de algoritmos de optimización para la ubicación de parques eólicos interconectados al SIC.
- Estudio del efecto de la incorporación masiva de energías renovables no convencionales en los costos marginales del sistema.
- Estudio del efecto de la incorporación masiva de generación eólica en el cálculo de peajes de transmisión.
- Análisis sobre la intermitencia del recurso eólico en la frecuencia del sistema eléctrico frente a diversos escenarios de penetración eólica.

11. Referencias

- [1] Gasch R. and Twele J., *Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation*. Solarpraxis AG, 2002
- [2] Burton T., Sharpe D., Jenkins N. and Bossanyi E., *Wind Energy Handbook*. John Wiley & Sons, Ltd., 2001
- [3] Kundur P., *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994
- [4] Anderson P. and Fouad A., *Power System Control and Stability*, IEEE PRESS, 1993
- [5] Ch. Eping, J. Stenzel, M. Pöller and H. Müller, *Impact of Large Scale Wind Power on System Stability*. www.digsilent.de, 2006
- [6] V. Ahmatov, *Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amounts of Wind Power*. Ph.D: dissertation, Dept. Electric Power Engineering, Technical University of Denmark, KGS. Lyngby, 2003
- [7] F.W. Koch, I. Erlich, F. Shewarega and U. Bachmann, *Dynamic Interaction of Large Offshore Wind Farms with the Electric Power System*
- [8] V. Chuvychin, N. Gurov, A. Skutelis, and V. Strelkos, *Dynamic's Problems of Frequency and Active Power Control in Electric Power System*, IEEE Bologna PowerTech Conference, June 23-26, Italy, 2003
- [9] J. Eek, K. Uhlen and T. Gjengedal, *Wind Power Contribution to Primary Frequency Response in the Nordel Power System*, Nordic Power Conference, May 22-23, Espoo, Finland, 2006
- [10] J. Eek, T. Lund and G. Di Marzio, *Voltage Stability issues for a Benchmark Grid Model Including Large Scale Wind Power*, Nordic Power Conference, May 22-23, Espoo, Finland, 2006
- [11] V. Akhmatov and A. H. Nielsen, *A Small Test Model of the Transmission Grid with a Large Offshore Wind Farm for Education and Research at Technical University of Denmark*, IEEE PSCE, 2006
- [12] Comisión Nacional de la Energía, *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*, 16 de Mayo 2005
- [13] R. Palma, *Apuntes de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Universidad de Chile, 2006
- [14] Departamento de Geofísica Universidad de Chile, *Proyecto EOLO*, 1993
- [15] C. Rahmann, *Análisis Dinámico de la Operación de Parques Eólicos Interconectados al SIC*, Trabajo de Título, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2005
- [16] N. Castro, *Evaluación de la Infraestructura Asociada a Zonas de Desarrollo Eólico en el Sector Norte del SIC*, Trabajo de Título, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2007.
- [17] P. Kundur, *Power System Stability in the New Industry Environment: Challenges and Solutions*, Pontificia Universidad Católica de Chile, 26 de marzo de 2007.
- [18] O. Carlson, A. Perdana, N. R. Ullah, M. Martins and E. Agneholm, *Power System Voltage Stability Related to Wind Power Generation*, Division of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology Sweden.
- [19] C. Ensslin, *Statistical Behaviour of Wind Power Feed-in & Wind Power Capacity Credit*, GTZ-TERNA Wind Energy and Development Dialogue, Expert Workshop 'Grid Integration of Wind Energy' Berlin, October 2007.
- [20] W. Christiansen and D.T. Johnsen, *Analysis of requirements in selected Grid Codes*.
- [21] Digsilent GmbH, *Digsilent Technical Documentation: Load Model*.
- [22] CNE, *Informe Precio de Nudos*, Octubre 2007.

- [23] *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, IEEE Standard 421.5, 2005.
- [24] J. Monteiro, *Modelación Dinámica de Parques Eólicos para una Integración Masiva en el SIC*, Trabajo de Título, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2008.
- [25] Vestas Wind Systems A/S, *Product Catalogue V-90 2,0 MW*, www.vestas.com, 2007.

Anexos

Los anexos de este trabajo están contenidos en un CD adjunto, como carpetas separadas y cuya dirección y contenido se detallan a continuación.

Anexo A: Modelos Utilizados en Software Power factory 13.2

Documento Word que describe los modelos de bloques de las centrales y el funcionamiento de los modelos dinámicos de los controladores.

Anexo B: Elección y Justificación de las Contingencias Simuladas.

Archivo Word en el cual se muestra la severidad de las distintas contingencias posibles para cada parque, y con las cuales se determina y justifica la elección de las más severas para su estudio en el trabajo de investigación.

Anexo C: Despachos de Centrales para cada Escenario

Planilla Excel que contiene los distintos despachos de potencia activa y reactiva de cada central interconectada al SIC, para los tres escenarios estudiados.

Anexo D: Resultados de las Simulaciones Dinámicas.

En esta carpeta se entregan todos los resultados de las simulaciones realizadas durante el transcurso de esta memoria, los cuales están subdivididos en dos carpetas, PARQUES SOLOS y PARQUES JUNTOS.

El primero posee tres carpetas las cuales corresponden a los tres escenarios base analizados, 2010 AS HH, 2010 AS HS y 2010 Min HS. En cada una de estas carpetas se encuentran cuatro subcarpetas que contienen los resultados por parque eólico; Altos Hualpen, Lengua de Vaca, Los Vilos, y Punta Curaumilla. Dentro de estas carpetas se encuentran los resultados de las variables de interés para cada simulación según el nivel de generación desde 100 [MW] hasta el límite del parque. Los resultados corresponden a archivos .wmf, en los cuales se muestran los resultados obtenidos para cada simulación desarrollada en el software Powerfactory de DigSilent.

En la carpeta Parques Juntos se presentan los resultados de las simulaciones dinámicas correspondientes a los escenarios con energía eólica total. Esta carpeta cuenta con tres carpetas las cuales corresponden a los tres escenarios bases estudiados, 2010 AS HH, 2010 AS HS y 2010 Min HS. En cada una de estas carpetas se encuentran tres carpetas correspondientes a los casos estudiados los cuales son SIN EÓLICO, SIN FRT y CON FRT.

Cada archivo .wmf, sigue la siguiente nomenclatura:

Variable_Parque Eólico_Nivel de Generación_Tipo de Contingencia.