

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

ESTUDIO DE INTEGRACIÓN DE LAS ERNC AL SING: CASO EÓLICO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

FELIPE ANDRÉS LARRAÍN BENAVIDES

PROFESOR GUÍA:
LUIS VARGAS DÍAZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA
DENINSON FUENTES DEL CAMPO

SANTIAGO DE CHILE

AGOSTO 2012

El presente trabajo pretende dimensionar el efecto de la intermitencia de la generación eólica en el SING sobre los requerimientos de regulación de frecuencia en el año 2020. Para ello se proponen dos objetivos. El primero es cuantificar la modificación de las reservas energéticas primaria y secundaria, producto de la inyección de los aerogeneradores. El segundo corresponde a evaluar la respuesta del control primario de frecuencia ante variaciones intempestivas de viento.

Debido a la incertidumbre sobre la composición renovable de la matriz energética al año 2020, se desarrolló e implementó una metodología en base a la información disponible en el Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental, para la generación de escenarios plausibles. Esto permitió incorporar una sensibilidad respecto de la potencia instalada total, expresada en el desarrollo de tres escenarios: integración baja, media y alta. Al 2020, las estimaciones de potencia eólica son las siguientes: 567[MW] (caso bajo); 983[MW] (caso medio); y 1.344[MW] (caso alto). A partir de estos valores, y para cada escenario de integración, el estudio realiza una caracterización de la evolución temporal y espacial del viento al interior de los parques eólicos.

La evaluación de los escenarios generados permite concluir, con un 97% de certeza, que los requerimientos de reserva primaria se mantienen constantes respecto de sus valores actuales (70[MW]). Sin embargo, la reserva secundaria asciende a 135[MW] para el caso de integración bajo; 158[MW] para el caso medio; y 189[MW] para el caso alto (actualmente su valor es de 60[MW]).

Por otra parte, la respuesta del control primario de frecuencia ante grandes variaciones de viento es favorable. La excursión de frecuencia eléctrica se mantiene en rangos aceptables en torno al valor nominal en todas las simulaciones realizadas.

Se concluye que la regulación de frecuencia primaria no se deteriora respecto de la situación actual. Sin embargo, se proyecta un crecimiento de los requerimientos de reserva secundaria. Por ello, se recomienda buscar alternativas de almacenamiento energético para apoyar la operación del control secundario de frecuencia.

Agradecimientos

Es el final de una etapa, y con alegría aprovecho el momento para agradecer.

A mi familia, y en especial a mi madre, por su inagotable cariño y apoyo incondicional. Mis hermanos y yo somos quienes somos porque ella luchó incansablemente por nosotros.

A mi pareja, por su amor, ternura y eterna entrega. Me llena de orgullo que me hayas escogido a mí, y que lo sigas haciendo, todos los días.

A mi profesor guía, Sr. Luis Vargas, le agradezco su apoyo y orientación tanto en el desarrollo de la Memoria como en la proyección de mi carrera profesional. Quisiera destacar su eterna paciencia y siempre buena disposición para conversar diversos temas en forma amena y cercana.

Aprovecho la instancia para extender un cariñoso saludo al profesor Sr. Rodrigo Palma y a todos quienes trabajan en el Área de Energía del Departamento de Ingeniería Eléctrica. Les agradezco por los buenos momentos, interesante conversaciones y por la oportunidad de trabajar en varios proyectos interesantes. Aprendí muchísimo. Muy sinceras gracias por la fascinación y entrega incondicional por los desafíos, las ganas de participar en proyectos increíbles, de relizar innovación, y en suma, de no tenerle miedo a soñar. Espero se me haya contagiado!

No quisiera olvidar a Fernando, Daniel, Mauricio(s), Romina y tantos otros amigos con los que disfruté la estadía en la U. Mención honrosa se llevan Juan Pablo Valderrama, Miguel Neicún y Lilian García, por su ayuda en diversas etapas de mi trabajo.

A mis compañeros y amigos de siempre.

Gracias.

Índice de Contenidos

| | |
|---|-----------|
| Capítulo 1 Introducción..... | 1 |
| 1.1 Motivación | 1 |
| 1.2 Objetivos..... | 2 |
| 1.2.1 Objetivo General | 2 |
| 1.2.2 Objetivos Específicos..... | 3 |
| 1.3 Alcances..... | 3 |
| 1.4 Estructura..... | 5 |
| Capítulo 2 Integración de la Energía Eólica en los Sistemas Eléctricos de Potencia | 7 |
| 2.1 Energía eólica en el contexto Chileno..... | 7 |
| 2.2 Experiencia internacional | 9 |
| 2.2.1 Introducción | 9 |
| 2.2.2 Energía eólica y regulación de frecuencia | 10 |
| Capítulo 3 Regulación de Frecuencia | 13 |
| 3.1 Introducción..... | 13 |
| 3.2 Conceptos generales..... | 13 |
| 3.3 Mecanismos de regulación de frecuencia..... | 15 |
| 3.4 Despliegue de reserva en giro | 16 |
| 3.4.1 Definiciones..... | 16 |
| 3.4.2 Aplicación en el SING | 17 |
| Capítulo 4 Metodología del Estudio | 19 |
| 4.1 Introducción | 19 |
| 4.1.1 Fecha de proyección y periodo de evaluación..... | 20 |

| | | |
|--|---|-----------|
| 4.1.2 | Escenarios de integración..... | 20 |
| 4.2 | Esquema general..... | 21 |
| 4.3 | Modelo del SING al 2012..... | 23 |
| 4.3.1 | Segmento transmisión..... | 23 |
| 4.3.2 | Segmento generación..... | 25 |
| 4.3.3 | Equipos adicionales..... | 26 |
| 4.4 | Modelo del SING al 2020..... | 26 |
| 4.4.1 | Segmento transmisión..... | 27 |
| 4.4.2 | Segmento generación..... | 27 |
| 4.4.3 | Consumo energético..... | 27 |
| 4.4.4 | Despacho económico..... | 28 |
| 4.5 | Proyección final SING 2020..... | 31 |
| 4.5.1 | Tecnología de los aerogeneradores..... | 32 |
| 4.5.2 | Localización de los parques eólicos..... | 33 |
| 4.5.3 | Topologías de los parques eólicos..... | 37 |
| 4.6 | Evaluación del impacto en la regulación de frecuencia..... | 40 |
| 4.6.1 | Control primario de frecuencia ante variaciones críticas de viento..... | 40 |
| 4.6.2 | Modificación de la reserva primaria y secundaria..... | 42 |
| Capítulo 5 Modelos Dinámicos de las Redes Eléctricas en Estudio..... | | 45 |
| 5.1 | Introducción..... | 45 |
| 5.2 | Generación convencional..... | 46 |
| 5.3 | Generación renovable no convencional: caso eólico..... | 47 |
| 5.3.1 | Principales tecnologías..... | 47 |
| 5.3.2 | Consideraciones sobre los modelos dinámicos..... | 49 |
| 5.3.3 | Tecnología DFIG..... | 51 |
| 5.3.3.1 | Esquema..... | 51 |
| 5.3.3.2 | Operación..... | 53 |
| 5.3.4 | Etapa convertora completa: caso PMSG..... | 54 |
| 5.3.4.1 | Esquema..... | 54 |
| 5.3.4.2 | Operación..... | 55 |
| Capítulo 6 Evolución Temporal y Espacial del Viento al Interior de Parques Eólicos..... | | 57 |
| 6.1 | Introducción..... | 57 |

| | | |
|---|--|------------|
| 6.2 | Evolución de las medias de viento locales y horarias | 59 |
| 6.3 | Modelo para las turbulencias | 61 |
| 6.4 | Modelo para la estela..... | 65 |
| 6.4.1 | Fase I. Déficit en la 2º turbina | 66 |
| 6.4.2 | Fase II. Régimen 1 (expansión cuadrática) | 67 |
| 6.4.3 | Fase II. Régimen 2 (expansión lineal)..... | 68 |
| 6.5 | Energía eólica en régimen estacionario | 70 |
| Capítulo 7 Resultados y Discusión..... | | 72 |
| 7.1 | Escenarios de integración eólica..... | 72 |
| 7.2 | Evaluación del impacto de la integración eólica en el SING..... | 80 |
| 7.2.1 | Modificación de reservas primaria y secundaria..... | 80 |
| 7.2.1.1 | Requerimiento de reserva en giro por el efecto de la inyección eólica..... | 80 |
| 7.2.1.2 | Requerimiento de reserva en giro por el efecto de la variabilidad de la demanda..... | 83 |
| 7.2.1.3 | Requerimiento de reserva en giro total..... | 83 |
| 7.2.1.4 | Discusión..... | 84 |
| 7.2.2 | Respuesta del CPF ante variaciones críticas de viento..... | 85 |
| 7.2.2.1 | Modificaciones a la red inicial SING 2020..... | 85 |
| 7.2.2.2 | Resultados | 86 |
| 7.2.2.3 | Discusión..... | 88 |
| Capítulo 8 Conclusiones y Trabajo Futuro | | 90 |
| Bibliografía | | 93 |
| Anexos | | 99 |
| A. Modelos Dinámicos: Detalle..... | | 100 |
| A.1. | Generación eólica de velocidad fija | 100 |
| A.1.1. | Aerodinámica [a] | 101 |
| A.1.2. | Transmisión mecánica [b]..... | 103 |
| A.1.3. | Generador de inducción [c]..... | 105 |
| A.1.4. | Control: ángulo de aspas [d]..... | 108 |
| A.2. | Generación eólica velocidad variable: DFIG | 110 |
| A.2.1. | Convertor de potencia | 110 |
| A.2.2. | Enlace de tensión continua | 112 |

| | |
|--|------------|
| A.2.3. Control: Aspectos genéricos | 113 |
| A.2.4. Control: Elementos adicionales | 116 |
| A.2.5. MPPT y P_{REF} | 116 |
| A.2.6. Reservas de Energía y U_{DC} | 119 |
| A.3. Generación Eólica de Velocidad Variable: PMSG | 119 |
| A.3.1. Máquina sincrónica de imanes permanentes | 119 |
| A.3.2. Diagrama de control..... | 122 |
| B. Proyección de la Matriz Renovable del SING al 2020 | 124 |
| B.1. Introducción | 124 |
| B.2. Metodología..... | 125 |
| B.3. Listado de proyectos resultado de la evaluación..... | 129 |
| C. Despacho Económico de Carga | 132 |
| D. Resultados: Detalle de las gráficas obtenidas | 139 |
| D.1. Máxima exigencia de reserva en ventanas de tiempo variables | 139 |
| D.2. Frecuencia, tensión, velocidad del rotor y potencia inyectada para el análisis sobre CPF..... | 149 |

Índice de Figuras

| | |
|---|----|
| Figura 2-1. Magnitud de potencia de proyectos en trámite, desde la calificación ambiental hasta la operación, marzo 2012, Chile [57]. | 8 |
| Figura 2-2. (izq.) Aspectos involucrados en un estudio de integración de ERNC (der) Clasificación para los fenómenos que pueden ocurrir sobre una red eléctrica [3]. | 10 |
| Figura 3-1. Tipos de estabilidad en un sistema eléctrico [14]. | 14 |
| Figura 3-2. Respuesta temporal de los esquemas de control de frecuencia [15]. | 16 |
| Figura 4-1. Escenarios de integración y objetivos de la investigación. | 21 |
| Figura 4-2. Metodología del estudio. | 22 |
| Figura 4-3. Metodología de construcción del SING al 2012. | 23 |
| Figura 4-4. Ejemplo de reemplazo por equivalente reducido. | 24 |
| Figura 4-5. Metodología de proyección del SING al 2020. | 26 |
| Figura 4-6. Generación de escenarios de integración eólica. | 31 |
| Figura 4-7. Metodología de proyección del SING al 2020. | 32 |
| Figura 4-8. Zonas de potencial eólico disponible (restando parques en tramitación vigente). Imágenes tomadas usando Google Earth 6.6.2. | 34 |
| Figura 4-9. Zonas elegidas. Los números indican el orden en que fueron elegidas, considerando potencial descendente y partiendo desde el mejor en (1). Todas las regiones promedian vientos anuales iguales o superiores a 7.5 [m/s]. | 35 |
| Figura 4-10. Algoritmo para elegir localización parques eólicos agregados, ficticios. | 36 |
| Figura 4-11. Infraestructura y topología parque eólico “Quillahua”. Fuente: DIA del proyecto, sitio web SEIA. | 37 |
| Figura 4-12. Infraestructura y topología parque eólico “Valle de los Vientos”. Fuente: DIA del proyecto, sitio web SEIA. | 37 |
| Figura 4-13. Infraestructura y topología parque eólico “Ckani”. Fuente: DIA del proyecto, sitio web SEIA... | 38 |

| | |
|--|----|
| Figura 4-14. Infraestructura y topología parque eólico “Granja Calama”. Fuente: DIA del proyecto, sitio web SEIA. | 38 |
| Figura 4-15. Infraestructura y topología parque eólico “Parque Calama”. Fuente: DIA del proyecto, sitio web SEIA. | 38 |
| Figura 4-16. Infraestructura y topología parques eólico ficticios, V1r, V2r, V4r y V5r. Fuente: DIA del proyecto, sitio web SEIA..... | 39 |
| Figura 4-17. Infraestructura y topología parque eólico ficticio V3r. Fuente: DIA del proyecto, sitio web SEIA. | 39 |
| Figura 4-18. Curva de transferencia viento – potencia, parque eólico Quillahua, DIgSILENT PF..... | 41 |
| Figura 4-19. Ejemplo: curvas de potencia y viento del parque eólico Quillahua | 41 |
| Figura 4-20. Máxima exigencia de reserva en giro: distribución de probabilidad. | 42 |
| Figura 4-21. Distribución de probabilidad y distribución acumulada asociada. | 43 |
| Figura 5-1. Diagrama de bloques de una unidad de generación convencional [13]..... | 46 |
| Figura 5-2. Detalle de los bloques principales de la unidad de generación convencional (a excepción de la máquina eléctrica) [13]. | 47 |
| Figura 5-3. Mapa de tecnologías de turbinas de viento según control de velocidad de giro del rotor [58], [59] | 47 |
| Figura 5-4. Esquemas físicos de las principales tecnologías de conversión de energía eólica (WECS). En línea gruesa se ilustra el sistema mecánico; en línea delgada, el eléctrico..... | 49 |
| Figura 5-5. Modelo fenomenológico de un DFIG. | 52 |
| Figura 5-6. Modelo fenomenológico de un aerogenerador con etapa inversora completa. | 55 |
| Figura 6-1. Metodología para generar curvas de viento sobre | 58 |
| Figura 6-2. Mapa con la posición geográfica de la 1° fila de todos los parques. En celeste se ubican las coordenadas reales. En verde, las coordenadas más cercanas a los valores reales, según la resolución del modelo explorador eólico solar. | 60 |
| Figura 6-3. Coordenadas reales y aproximadas según el explorador eólico solar, para el parque Valle de los Vientos..... | 61 |
| Figura 6-4. Generador de viento y espectro de frecuencia. | 64 |
| Figura 6-5. Topología simplificada de un parque eólico, para el desarrollo del modelo de estela de Frandsen. | 65 |
| Figura 6-6. Déficit calculado de acuerdo al modelo de estela implementado: parques Ckani (figura izquierda), y Quillahua (derecha). La velocidad media que enfrenta la 1° turbina es de 10[m/s]..... | 69 |
| Figura 6-7. Evolución del déficit en Quillahua, si hubieran 20 máquinas por columna en vez de 5..... | 70 |
| Figura 6-8. Curvas de transferencia viento/potencia, turbinas Vestas V90. Valores según informa el fabricante [40] [41]..... | 71 |
| Figura 7-1. Proyecciones de potencia instalada entrante al final de cada año [2011,2021]. Escenarios variable 1 y variable 3. | 74 |

| | |
|--|-----|
| Figura 7-2. Proyecciones de potencia instalada entrante y acumulada, al final de cada año [2011,2021]. Escenario variable 5..... | 75 |
| Figura 7-3. Proyecciones de energía renovable total, como porcentaje de la demanda total, al final de cada año. Escenarios variable 1 (integración baja); variable 3 (integración media) y variable 5 (integración alta)..... | 76 |
| Figura 7-4. Proyecciones de potencia instalada acumulada anual [2011,2021]. Primer escenario que cumpliría con el mandato del proyecto de ley 2020, proyectando desde el 2017. | 78 |
| Figura 7-5. Proyecciones de potencia instalada acumulada anual [2011,2021]. Primer escenario que cumpliría con el mandato del proyecto de ley 2020, proyectando desde el 2018. | 78 |
| Figura 7-6. Proyecciones de energía anual [2011,2021]. Primer escenario que cumpliría con el mandato del proyecto de ley 2020, proyectando desde el 2017. | 79 |
| Figura 7-7. Proyecciones de energía anual [2011,2021]. Primer escenario que cumpliría con el mandato del proyecto de ley 2020, proyectando desde el 2018. | 79 |
| Figura 7-8. Comparación entre las potencias del modelo de MatLab y la simulación dinámica de DIgSILENT PF. A la izquierda, la potencia total inyectada en el sistema durante el minuto crítico. A la derecha, la comparación particular para el parque “Valle de los Vientos”..... | 88 |
| Figura A-1. Modelo fenomenológico de unidades de generación de velocidad fija. | 100 |
| Figura A-2. (Izq.) Coeficiente de poder $v/s \lambda$, a β fijo; (Der) Coeficiente de poder $v/s \beta$, a λ fijo. Las curvas se obtienen de la solución de las ecuaciones (A-7) y (A-8). $\lambda \in [1,12]$; $\beta \in [0,30]$ | 103 |
| Figura A-3. Transmisión Mecánica. (Izq.) Modelo físico (no a escala), construido en software Google SketchUp 8.0; (Der) Esquema conceptual..... | 104 |
| Figura A-4. Esquema físico y circuital (implementación por defecto del software DIgSILENT <i>PowerFactory</i>), de la máquina de inducción. | 106 |
| Figura A-5. Sistemas de referencia para control vectorial, de la red y del rotor. El sentido de giro, >0 y <0 se adopta de acuerdo a la convención usada en la implementación de DIgSILENT. | 106 |
| Figura A-6. (izq.) Vista frontal unidad de generación eólica; (med) Acercamiento aspas; (der) Ángulo de rotación de las aspas (sistema de referencia). Modelo realizado en software Google SketchUp 8.0. | 109 |
| Figura A-7. Esquema de control implementado. El bloque del servomotor incluye limitadores y constantes de retardo para simular la operación mecánica. | 110 |
| Figura A-8. (izq.) Esquema simplificado de un convertor de potencia; (der) Modelo con interruptores y 3 piernas..... | 110 |
| Figura A-9. Esquemas de control en cascada: (izq.) convertor del rotor (der) convertor lado de la red. | 114 |
| Figura A-10. Sistemas de referencia utilizados. En color se destaca el camino para transformar variables desde el RFS hasta el RR. | 115 |

| | |
|---|-----|
| Figura A-11. Alternativas de operación del Conversor de Potencia y el Controlador del Ángulo de Aspas. En negrita el modo elegido..... | 117 |
| Figura A-12. Potencia de una turbina de 2[MW] nominal y 30[m] de radio de aspas ($\beta=0^\circ$, $\rho=1.225[\text{Kg}/\text{m}^3]$). En el extremo derecho se agrega la velocidad de viento para cada curva. En rojo: valores máximos. | 117 |
| Figura A-13. Trayectoria de una unidad de 2 [MW] nominal y 30[m] de radio ($\beta=0^\circ$, $\rho=1.225[\text{Kg}/\text{m}^3]$). La unidad generadora se sitúa en una curva aerodinámica inferior, a 100[kW] del óptimo, justo después de la bajada..... | 118 |
| Figura A-14. Esquema de control PI en cascada del modelo. La figura superior corresponde al control que deriva en el conversor conectado con el estator de la máquina sincrónica. La figura inferior describe el controlador que recae en el conversor del lado de la red. | 122 |
| Figura B-1. Ruta de tramitación tentativa de una central de generación en base a ERNC. | 126 |
| Figura B-2. Metodología de proyección de potencia instalada por año..... | 129 |
| Figura D-1. Intensidad de Turbulencia=10% , ventana de tiempo =1[<i>min</i>]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (izq.), medio (med) y alto (der)..... | 140 |
| Figura D-2. Intensidad de Turbulencia=10% , ventana de tiempo =5[<i>min</i>]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios..... | 140 |
| Figura D-3. Intensidad de Turbulencia=10% , ventana de tiempo=10[<i>min</i>]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (izq.), medio (med) y alto (der)..... | 141 |
| Figura D-4. Intensidad de Turbulencia=10% , ventana de tiempo =30[<i>min</i>]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios..... | 141 |
| Figura D-5. Intensidad de Turbulencia=15% , ventana de tiempo=1[<i>min</i>]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (izq.), medio (med) y alto (der)..... | 142 |
| Figura D-6. Intensidad de Turbulencia=15% , ventana de tiempo=5[<i>min</i>]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios..... | 142 |
| Figura D-7. Intensidad de Turbulencia=15% , ventana de tiempo=10[<i>min</i>]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (izq.), medio (med) y alto (der)..... | 143 |
| Figura D-8. Intensidad de Turbulencia=15% , ventana de tiempo=30[<i>min</i>]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (izq.), medio (med) y alto (der)..... | 143 |

| | |
|---|-----|
| Figura D-9. Intensidad de Turbulencia=20% , ventana de tiempo=1[<i>min</i>]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (<i>izq.</i>), medio (<i>med</i>) y alto (<i>der</i>)..... | 144 |
| Figura D-10. Intensidad de Turbulencia=20% , ventana de tiempo=5[<i>min</i>]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios | 144 |
| Figura D-11. Intensidad de Turbulencia=20% , ventana de tiempo=10[<i>min</i>]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (<i>izq.</i>), medio (<i>med</i>) y alto (<i>der</i>)..... | 145 |
| Figura D-12. Intensidad de Turbulencia=20% , ventana de tiempo=30[<i>min</i>]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (<i>izq.</i>), medio (<i>med</i>) y alto (<i>der</i>)..... | 145 |
| Figura D-13. Máxima exigencia de reserva en giro sobre el sistema. De izquierda a derecha, escenarios de integración baja, media y alta. Intensidad de turbulencia=10%. Ventana de tiempo=10[<i>min</i>] | 146 |
| Figura D-14. Máxima exigencia de reserva en giro sobre el sistema. De izquierda a derecha, escenarios de integración baja, media y alta. Intensidad de turbulencia=10%. Ventana de..... | 146 |
| Figura D-15. Máxima exigencia de reserva en giro sobre el sistema. De izquierda a derecha, escenarios de integración baja, media y alta. Intensidad de turbulencia=15%. Ventana de tiempo=10[<i>min</i>] | 147 |
| Figura D-16. Máxima exigencia de reserva en giro sobre el sistema. De izquierda a derecha, escenarios de integración baja, media y alta. Intensidad de turbulencia=15%. Ventana de tiempo=30[<i>min</i>] | 147 |
| Figura D-17. Máxima exigencia de reserva en giro sobre el sistema. De izquierda a derecha, escenarios de integración baja, media y alta. Intensidad de turbulencia=20%. Ventana de tiempo=10[<i>min</i>] | 148 |
| Figura D-18. Máxima exigencia de reserva en giro sobre el sistema. De izquierda a derecha, escenarios de integración baja, media y alta. Intensidad de turbulencia=20%. Ventana de tiempo=30[<i>min</i>] | 148 |
| Figura D-19. Variables Sistémicas: frecuencia y tensión en barras del SING. Integración baja; demanda base. | 150 |
| Figura D-20. Variables Sistémicas: frecuencia y tensión en barras del SING. Integración baja; demanda alta. | 150 |
| Figura D-21. Variables Parques Eólicos: potencia inyectada al SING. Integración baja; demanda base. | 151 |
| Figura D-22. Variables Parques Eólicos: potencia inyectada al SING. Integración baja; demanda alta. | 151 |
| Figura D-23. Variables Parques Eólicos: velocidad angular real y referencia, rotor de la máquina. Integración baja; demanda base. | 152 |
| Figura D-24. Variables Parques Eólicos: velocidad angular real y referencia, rotor de la máquina. Integración baja; demanda alta..... | 152 |
| Figura D-25. Variables Sistémicas: frecuencia y tensión en barras del SING. Integración media; demanda base. | 153 |

| | |
|--|-----|
| Figura D-26. Variables Sistémicas: frecuencia y tensión en barras del SING. Integración media; demanda alta. | 153 |
| Figura D-27. Variables Parques Eólicos: potencia inyectada al SING. Integración media; demanda base (superior) y alta (inferior)..... | 154 |
| Figura D-28. Variables Parques Eólicos: velocidad angular real y referencia, rotor de la máquina. Integración media; demanda base (superior) y alta (inferior)..... | 155 |
| Figura D-29. Variables Sistémicas: frecuencia y tensión en barras del SING. Integración alta; demanda base. | 156 |
| Figura D-30. Variables Sistémicas: frecuencia y tensión en barras del SING. Integración alta; demanda alta. | 156 |
| Figura D-31. Variables Parques Eólicos: potencia inyectada al SING. Integración alta; demanda base. | 157 |
| Figura D-32. Variables Parques Eólicos: potencia inyectada al SING. Integración alta; demanda alta. | 157 |
| Figura D-33. Variables Parques Eólicos: velocidad angular real y referencia, rotor de la máquina. Integración alta; demanda base. | 158 |
| Figura D-34. Variables Parques Eólicos: velocidad angular real y referencia, rotor de la máquina. Integración alta; demanda alta. | 158 |

Índice de Tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 2-1. Potencial de recursos naturales renovables para generación de energía eléctrica, octubre 2011, Chile. Fuente: PRIEN U. de Chile, CNE..... | 8 |
| Tabla 3-1. Clasificación de las principales variaciones de frecuencia observables en un SEP [16]..... | 15 |
| Tabla 3-2. Rangos de operación de acuerdo a la NTSyCS, Chile, estados normal y alerta, artículo 5-31 [17]... | 17 |
| Tabla 3-3. Rangos y tiempos de duración de la recuperación dinámica, artículo 5-44 [17]..... | 18 |
| Tabla 3-4. Rangos de frecuencia: unidades térmicas e hídricas durante contingencias, artículo 3-10 [17]. | 18 |
| Tabla 4-1. Obras futuras, segmento transmisión, según recomendaciones de la CNE [22]. | 27 |
| Tabla 4-2. Obras futuras, segmento generación, según recomendaciones de la CNE [22]..... | 27 |
| Tabla 4-3. Proyecciones de la demanda. | 28 |
| Tabla 4-4. Costos variables por unidad, para realizar despacho según lista de mérito [22]. Parte 1. | 29 |
| Tabla 4-5. Costos variables por unidad, para realizar despacho según lista de mérito [22]. Parte 2. | 30 |
| Tabla 5-1. WECS de velocidad variable, controlados por equipos de electrónica de potencia. | 48 |
| Tabla 7-1. Matriz energética convencional y eólica, SING al 2020..... | 77 |
| Tabla 7-2. Capacidad instalada de generación eólica por escenario. | 80 |
| Tabla 7-3. Reserva en ventana de tiempo de 1[min]. Efecto medido: intermitencia eólica..... | 81 |
| Tabla 7-4. Reserva en ventana de tiempo de 5[min]. Efecto medido: intermitencia eólica..... | 81 |
| Tabla 7-5. Reserva en ventana de tiempo de 10[min]. Efecto medido: intermitencia eólica. | 81 |
| Tabla 7-6. Reserva en ventana de tiempo de 30[min]. Efecto medido: intermitencia eólica. | 82 |
| Tabla 7-7. Reserva en giro para ventanas de tiempo variables, SING 2020. Efecto: variabilidad de la demanda. | 83 |
| Tabla 7-8. Requerimientos de reserva en giro total, para ventana de tiempo de 2[min], SING 2020. | 83 |
| Tabla 7-9. Requerimientos de reserva en giro total, para ventana de tiempo de 5[min], SING 2020. | 84 |
| Tabla 7-10. Requerimientos de reserva en giro total, para ventana de tiempo de 10[min], SING 2020..... | 84 |
| Tabla 7-11. Requerimientos de reserva en giro total, para ventana de tiempo de 30[min], SING 2020..... | 84 |
| Tabla 7-12. Máximos y mínimos de frecuencia observados ante variaciones críticas por escenario. | 86 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 7-13. Máximo error de control de la velocidad del rotor para las unidades representantes de los parques. | 86 |
| Tabla 7-14. Oscilación de potencia observada, escenario de integración bajo. | 87 |
| Tabla 7-15. Oscilación de potencia observada, escenario de integración medio. | 87 |
| Tabla 7-16. Oscilación de potencia observada, escenario de integración alto. | 87 |
| Tabla A-1. Notación para las ecuaciones del modelo completo, parte 2. | 101 |
| Tabla A-2. Variables controladas por cada convertidor. | 113 |
| Tabla B-1. Aspectos considerados en la evaluación de proyectos, con el desglose por elemento. Se incluyen puntajes y ponderación asociada. | 127 |
| Tabla B-2. Listado de proyectos SEIA ordenados según evaluación de proyectos. Parte 1. | 129 |
| Tabla B-3. Listado de proyectos SEIA ordenados según evaluación de proyectos. Parte 2. | 130 |
| Tabla B-4. Listado de proyectos SEIA ordenados según evaluación de proyectos. Parte 3. | 131 |
| Tabla C-1. Despacho 1. Integración Baja – Demanda Base. | 133 |
| Tabla C-2. Despacho 2. Integración Baja – Demanda Alta. | 134 |
| Tabla C-3. Despacho 3. Integración Media – Demanda Base. | 135 |
| Tabla C-4. Despacho 4. Integración Media – Demanda Alta. | 136 |
| Tabla C-5. Despacho 5. Integración Alta – Demanda Base. | 137 |
| Tabla C-6. Despacho 6. Integración Alta – Demanda Alta. | 138 |

Acrónimos

| | |
|---------|--|
| AEC | Modelo Aerodinámico de Elasticidad (del inglés, <i>Aeroelastic Code</i>) |
| BEM | Momentos de los Elementos de Aspa (del inglés, <i>Blade Element Momentum</i>) |
| BESS | Sistema de Almacenamiento Energético por Baterías (del inglés, <i>Battery Energy Storage System</i>). |
| CADE | Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile |
| CEF | Flujo Controlado de Energía (del inglés, <i>Controlled Energy Flow</i>) |
| CER | Centro de Energías Renovables, Gobierno de Chile |
| CIGRE | Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas |
| CNE | Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile |
| DFIG | Generador de Inducción Doblemente Alimentado (del inglés, <i>Doubly Fed Induction Generator</i>) |
| DIA | Declaración de Impacto Ambiental |
| DLR | Ampacidad Dinámica de Líneas de Transmisión (del inglés, <i>Dynamic Line Ratings</i>) |
| ECO2E | Índice de Emisiones de CO2 Esperadas (del inglés, <i>Expected CO2 Emissions</i>) |
| EDAC | Esquemas de Desconexión Automática de Carga |
| EDAG | Esquemas de Desconexión Automática de Generación |
| EdP | Electrónica de Potencia |
| ENE | Estrategia Nacional de Energía |
| ENTSO-E | Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión de Electricidad (del inglés, |

European Network of Transmission System Operators for Electricity)

| | |
|----------|---|
| EPC | Índice de Costos de Producción Esperados (del inglés, <i>Expected Production Cost</i>) |
| ERAG | Esquemas de Reducción Automática de Generación |
| ERCOT | Consejo de Seguridad Eléctrica de Texas, EEUU (del inglés, <i>Electrical Reliability Council of Texas</i>) |
| ERNC | Energías Renovables No Convencionales |
| ETT | Estudio de Transmisión Troncal |
| EUE | Índice de Energía No Suministrada (del inglés, <i>Expected Unserved Energy</i>) |
| IEEE | Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (del inglés, <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>) |
| IEEE PES | Sociedad de Potencia y Energía del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (del inglés, <i>Power and Energy Society, IEEE</i>) |
| IFPN | Informe: Fijación de Precio de Nudo (sobre algún SI) |
| LOLP | Índice: Probabilidad de Pérdida de Carga (del inglés, <i>Loss Of Load Probability</i>) |
| MPPT | Seguidor del Máximo de Potencia (del inglés, <i>Maximum Power Point Tracker</i>) |
| NTSyCS | Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio |
| PCC | Punto de Acoplamiento Común (del inglés, <i>Point of Common Coupling</i>) |
| PSDS | Simulación Dinámica de Sistemas de Potencia (del inglés, <i>Power System Dynamic Simulation</i>) |
| RCA | Resolución de la Comisión Ambiental |
| RCI | Inyección de Corriente Reactiva (del inglés, <i>Reactive Current Injection</i>) |
| RPS | Estándares Esperados de Energía Renovable (del inglés, <i>Renewable Portfolio Standards</i>) |
| SEIA | Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental |
| SI | Sistema Interconectado (caso genérico) |
| SIC | Sistema Interconectado Central (Chile) |
| SING | Sistema Interconectado del Norte Grande (Chile) |
| SSCC | Servicios Complementarios |
| THD | Distorsión Armónica Total (del inglés, <i>Total Harmonic Distortion</i>) |
| TSR | Razón de Velocidad Punta de Aspa (del inglés, <i>Tip Speed Ratio</i>) |

VRT

Requerimientos de Voltaje durante Falla (del inglés, *Voltage Ride Through*)

Capítulo 1

Introducción

1.1 Motivación

Desde hace ya varios años y cada vez con más intensidad, nuestro país se debate por la correcta forma para diversificar la matriz energética. La discusión involucra un sinnúmero de elementos, entre los que se destaca ya no sólo la seguridad y calidad del servicio, sino también la alta tecnología de la infraestructura de red, o que la energía provenga de fuentes ‘limpias’. Por otro lado, buenas cifras de crecimiento económico colocan a Chile en una posición privilegiada respecto a otras naciones de la región para atraer la inversión extranjera.

El problema se agudiza conforme pasa el tiempo, pues en el parlamento se encuentra en gestión la ‘ley 2020’ de generación renovable. Este proyecto, de ser aprobado, obligaría que la energía que retiran los clientes al año 2020, provenga, en un 20%, de fuentes de generación renovable (en todas las redes Chilenas).

Considerando lo anterior, y el reciente crecimiento explosivo¹ de iniciativas de generación a partir de energía renovable no convencional, cabe preguntar: ¿cuál es el efecto de la integración de tales energías en las redes eléctricas? En este sentido, ¿será necesario afrontar problemas técnicos o económicos nuevos, producto de la integración de generación renovable no convencional en la matriz energética? La respuesta es sí. En particular en Chile, donde existen abundantes recursos solares y eólicos, se debe tener precaución pues ambas fuentes son no despachables. Es decir, la inyección de potencia depende directamente de la disponibilidad

¹ A la fecha en el SING por ejemplo, sólo para energía solar existen más de 30 proyectos en gestión vigente en el Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).

del recurso. Por lo tanto, la intermitencia propia del energético se traspaša directamente a la red.

Esto es de particular importancia en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). La matriz energética de este Sistema es casi puramente térmica, por lo que la reserva para compensar desbalances energéticos tiene respuesta lenta ante perturbaciones, y es costosa. Más aún, los perfiles de viento del Norte Grande no responden a la evolución clásica del viento observada en otras partes del mundo, particularmente en países con alto desarrollo de energía eólica, como Alemania o los EEUU. En vista de esto, es muy importante investigar los efectos de la variabilidad local en las redes eléctricas Chilenas, pues convenciones clásicas que utilizan los operadores de Sistemas Eléctricos con alta penetración eólica, podrían no ser aplicables a nuestra realidad².

Supongamos entonces que entra en operación un gran número de parques eólicos en el SING. ¿Cuál será el nuevo requerimiento de reserva exigido por los mecanismos de regulación de frecuencia? ¿Podrán las máquinas térmicas realizar control primario de frecuencia en forma satisfactoria aún con la entrada de la operación de parques eólicos? Estas y otras preguntas motivan la presente investigación, que pretende ser una herramienta técnica adicional que aporte al debate energético que vive nuestro país.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Evaluar el impacto de la intermitencia de la generación eólica sobre la regulación de frecuencia del SING. La investigación se enfoca en el estudio de los desbalances de potencia activa que se producen producto de la variabilidad de la velocidad del viento sobre las turbinas de los parques. El trabajo abarca tanto la caracterización de dichos desbalances, como el efecto neto que producen al interior del sistema eléctrico.

En particular, se pretende cuantificar la modificación de las reservas energéticas primaria y secundaria producto de la inyección de los aerogeneradores. Asimismo, la investigación busca evaluar la respuesta del control primario de frecuencia ante grandes variaciones intempestivas de viento. El propósito de lo anterior es detectar si dichas desviaciones vulneran los rangos de operación nominal del Sistema, fijados por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

² Los modelos de viento regionales, desarrollados por investigadores del Departamento de Geofísica de la U. de Chile y disponibles en el Explorador Eólico Solar, así lo confirman.

1.2.2 Objetivos Específicos

El presente estudio se realiza mediante un análisis de escenarios que consta de dos etapas, consecutivas. La primera es la construcción de los casos a estudiar. La segunda, en cambio, corresponde a la evaluación de dichos casos en función del objetivo general. En concordancia con lo anterior, los objetivos específicos se agrupan de acuerdo a la etapa del trabajo a la que hacen referencia.

Para la construcción de escenarios de integración se establece lo siguiente:

- Realizar una revisión bibliográfica sobre los estudios de integración de energía eólica en el mundo, enfocados en los mecanismos de regulación de frecuencia.
- Realizar una revisión bibliográfica sobre los modelos dinámicos de plantas de generación eólica.
- Desarrollar e implementar una metodología que permita proyectar la composición de la matriz energética de generación renovable en el SING, en el período comprendido entre los años 2012 y 2021 (año a año).
- En base a los escenarios de integración de energía eólica proyectados, generar datos representativos de inyección de potencia eólica en el SING. Los datos deben tener alta resolución temporal y espacial.
- En base a los escenarios de integración de energía eólica proyectados, modelar el SING al año 2020 en el software de simulación DIgSILENT PF14.1.

Para la evaluación de los escenarios de integración, se define:

- Cuantificar la modificación de las reservas energéticas para control primario y secundario de frecuencia, producto de la intermitencia de la inyección de potencia eólica. La metodología para ello se describe en el “Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, 2011”, elaborado por el CDEC-SING.
- Evaluar el impacto de la intermitencia de la inyección de potencia eólica en el control primario de frecuencia de la red.

1.3 Alcances

El objetivo es evaluar la inyección eólica progresiva en el SING, con énfasis en el efecto de la intermitencia de la potencia de salida de los parques eólicos, en la red eléctrica.

Para satisfacer el propósito mencionado, se pretende simular las instalaciones y su operación en función del recurso eólico disponible. Para esto se utilizará la metodología de análisis de escenarios, proyectando la operación del sistema al año 2020. Puesto que el estudio tiene una dimensión principalmente cuantitativa, el alcance de sus resultados está determinado por las fuentes de información y los supuestos utilizados.

Se implementaron tres herramientas computacionales distintas. La primera permite conocer la composición de la matriz energética renovable del SING para los años en el rango de estudio (2012 al 2021). La información usada para este fin proviene de la base de datos pública del SEIA, y corresponde a las Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA), presentadas por los titulares de cada iniciativa.

La segunda herramienta corresponde a un programa, escrito en MatLab, que permite sistematizar la generación de los datos de potencia inyectada eólica, para cada escenario. Los modelos implementados utilizan la información de las DIA de cada proyecto, y las velocidades de viento promedio de un año, con resolución espacial de 1[Km] y temporal, de 1[Hr]. Con ellos, se pretende investigar en detalle las oscilaciones de potencia eólica que se producen en rangos de tiempo no superiores a una hora (particularmente, en escalas de tiempo desde 1 a 30[min]).

También incluida en la herramienta antes mencionada, se encuentran las técnicas de evaluación de los escenarios. En relación con la determinación de reservas, es importante notar que las potencias simuladas sólo permiten encontrar los requerimientos producto de la intermitencia de la inyección eólica. Sin embargo, en la operación real de una red, la dispersión de potencia activa tiene una componente adicional, asociada a la variabilidad natural de la demanda. Para incluir este efecto, el CDEC-SING puso amablemente a disposición de esta investigación los datos de demanda de Marzo 2012. En base a ellos fue posible determinar los requerimientos de reserva totales de la red, en cada proyección.

La tercera herramienta computacional corresponde a un modelo de red reducido del SING, generado en el software de simulación DIgSILENT PF 14.1. La Universidad de Chile posee una licencia de este software para redes de hasta 50 barras (25 usuarios). Por esto, en base a los resultados del ETT 2010, tuvo que desarrollarse un equivalente reducido³ para esta investigación.

La fidelidad del modelo de red reducido y proyectado al 2020 se sostiene sobre dos puntos fundamentales. El primero se refiere a que se usaron los parámetros reales de las máquinas térmicas de generación, de sus controladores de voltaje y potencia de salida. Estos parámetros determinan la velocidad de respuesta y en general, el comportamiento de las

³ El modelo para DIgSILENT PF disponible en el ETT 2010 tiene más de 350 barras.

unidades ante variaciones dinámicas en la red. El segundo punto consiste en los modelos de parques eólicos utilizados. Dado que un parque real consiste de varias decenas o incluso algunas centenas de unidades, es usual realizar modelos agregados para disminuir el tiempo computacional, sin perder precisión en la respuesta. En este trabajo, y debido a que se dispone de una licencia para redes de hasta 50 barras, se opta por equivalentes de una máquina.

1.4 Estructura

La presente Memoria se divide en 8 capítulos. El contenido de cada capítulo se resume a continuación:

- Capítulo 2. Este apartado realiza una revisión bibliográfica de estudios de integración de energía eólica, particularmente aquellos enfocados en el impacto de dicha energía sobre los mecanismos de regulación de frecuencia de una red eléctrica.
- Capítulo 3. Este capítulo desarrolla una revisión general de los conceptos básicos asociados a la regulación de frecuencia. Provee una base conceptual que permite contextualizar los mecanismos de regulación a partir del problema de estabilidad de una red. Desde el punto de vista práctico, se menciona y describe la normativa vigente sobre la red en estudio, el SING.
- Capítulo 4. Esta sección describe en detalle el proceso de construcción y evaluación de los escenarios de integración, como etapas separadas y consecutivas. La metodología del estudio se presenta usando un esquema general. A partir de lo expuesto en el diagrama, las diversas etapas desarrolladas son explicadas en detalle, incluyendo modelos y/o suposiciones utilizadas, etc.
- Capítulo 5. Este capítulo desarrolla una revisión bibliográfica de los modelos dinámicos necesarios para implementar las simulaciones que evalúan el rendimiento del control primario de frecuencia ante variaciones de viento críticas. Se incluyen modelos para la generación convencional y otros referidos a las principales tecnologías eólicas disponibles en el mercado.
- Capítulo 6. En esta sección se desarrollan los modelos que permiten simular la evolución temporal y espacial del viento al interior de un parque eólico. El objetivo de esta simulación es estimar los nuevos requerimientos de reserva primaria y secundaria del SING al 2020, producto de la integración progresiva de parques eólicos al Sistema Eléctrico. Debido a que la inyección energética depende, en último término, del viento disponible, este último se modela con especial atención.

- Capítulo 7. Este apartado incluye los resultados de las simulaciones. Se distingue la proyección de los escenarios de integración como etapa base, sobre la que se cimenta la construcción de escenarios. Además de las proyecciones mencionadas, se incluyen dos tipos de resultados. Por un lado, se cuenta la determinación de los requerimientos de reserva debido a la intermitencia en el recurso eólico, y los requerimientos de reserva totales (incluyendo la variabilidad de la demanda). Por otro, se incluyen indicadores para caracterizar la evolución de la frecuencia ante variaciones críticas de la potencia eólica inyectada al SING.
- Capítulo 8. Este capítulo incluye las principales conclusiones derivadas de la realización de la memoria. Además, propone varias líneas de trabajo futuro en el tema.

Capítulo 2

Integración de la Energía Eólica en los Sistemas Eléctricos de Potencia

2.1 Energía eólica en el contexto Chileno

La recientemente lanzada ‘Estrategia Nacional de Energía’ (en adelante, ENE), sintetiza el prometedor nacimiento y posterior estancamiento de la legislación en materia eléctrica en nuestro país [1]. El desarrollo económico y diversos factores internos y externos a la realidad nacional hicieron evidente la dependencia a variables como la hidrología y la disponibilidad de gas natural, lo que ocasionó situaciones de crisis energética. Sin embargo, y particularmente los años 2010 y 2011, diversos hechos coyunturales asociados a proyectos de generación en tramitación acentuaron, en la opinión pública, el malestar por la carencia de una línea clara de desarrollo energético para Chile.

En el marco regulatorio vigente, la Ley 20.257 de fomento a las ERNC indica que, al año 2024, los retiros que realicen las empresas de energía eléctrica⁴ deben provenir, en un 10%, de explotación de ERNC o de centrales hidroeléctricas con potencia instalada menor a 40 MW (propias o contratadas). Desde el año 2010 hasta el 2014 la fracción debe equivaler al menos a un 5%, creciendo 0.5% anual a partir del año 2015 [2]. Modificaciones a esta ley se pretenden realizar mediante el proyecto de ley 20/20, recientemente aprobado por el Senado de la República de Chile (18 de Enero de 2012). El proyecto debe avanzar algunas etapas más antes de convertirse en Ley.

⁴ Empresas con capacidad instalada superior a 200MW.

En cualquier caso, Chile es un país que, por sus características geográficas, exhibe abundantes recursos naturales renovables para ser explotados en plantas de generación eléctrica. Con un total de 190 [GW] aproximados de potencia disponible, las energías solar y eólica muestran las primeras mayorías con 100 [GW] y 40 [GW] respectivamente [3].

El detalle se incluye a continuación:

| Energía Renovable | Capacidad Instalada [MW] | Potencial [MW] | Uso |
|-------------------|--------------------------|----------------|-------------|
| Mini – Hidráulica | 185.8 | 20,392 | 0.9% |
| Geotérmica | 0 | 16,000 | 0% |
| Eólica | 167.6 | 40,000 | 0.4% |
| Biomasa | 166.4 | 13,675 | 1.2% |
| Solar | 0 | 100,000 | 0% |
| Total | 519.8 | 190,067 | 0.3% |

Tabla 2-1. Potencial de recursos naturales renovables para generación de energía eléctrica, octubre 2011, Chile. Fuente: PRIEN U. de Chile, CNE

En vista de las nuevas exigencias por explotación de recursos renovables, los sistemas eléctricos Chilenos se encuentran experimentando una transformación profunda. El cambio considera tanto la infraestructura como la operación de las redes, y se espera que no se estabilice antes del 2030. La integración de las energías renovables es inminente.

El detalle de los proyectos de generación en base a ERNC en trámite se incluye en la Figura 2-1. De acuerdo a los registros del Centro de Energías Renovables (en adelante, CER), a marzo de 2012, la magnitud de potencia en trámite, construcción y operación, sólo en el caso eólico, excede los 3000[MW].

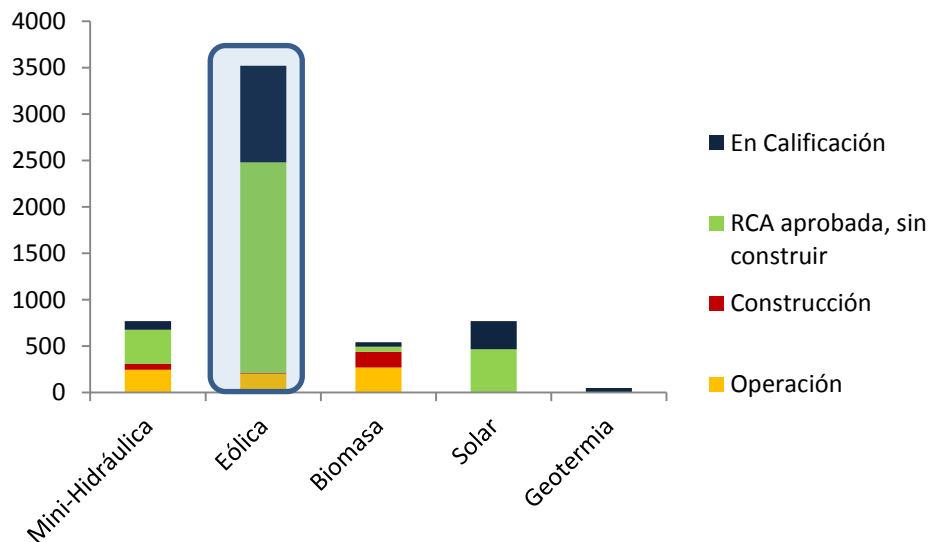


Figura 2-1. Magnitud de potencia de proyectos en trámite, desde la calificación ambiental hasta la operación, marzo 2012, Chile [57].

2.2 Experiencia internacional

2.2.1 Introducción

Quizás la razón más potente para analizar estudios de integración de energía eólica es aprender de los problemas que ya han sucedido en otras partes del mundo. Un buen ejemplo es el caso de los Estados Unidos.

Ya en el año 2008, el sistema interconectado de Texas en EEUU contenía aproximadamente 7500 [MW] de generación eólica instalada. Huang et al., desarrolla un estudio para la ERCOT (del inglés, *Electrical Reliability Council of Texas*), analizando el impacto de la generación eólica en las operaciones de la red, en 4 ejes principales. Estos son: balance de energía y despacho de unidades; límites de transferencia de potencia de la infraestructura de transmisión; regulación de voltaje y control de frecuencia.

Respecto al balance de energía se detecta una diferencia significativa entre el despacho de generación eólica y la potencia real de salida de los parques, lo que causa carga y descarga sub - óptimas de los sistemas de almacenamiento. La solución propuesta es el desarrollo de una herramienta de predicción de velocidad del viento de precisión, en comparación con la información previamente disponible con la que se realizaba el despacho.

El estudio también identifica problemas en el uso de la infraestructura de transmisión, con sobrecargas y alta congestión, o sub - utilización de la red. Se propone operar el sistema usando los límites efectivos de la transmisión, obtenidos a través del cálculo horario de la ampacidad de las líneas o DLR (del inglés, *Dynamic Line Ratings*). Dicho cálculo incluye datos históricos de potencias eléctricas, temperaturas de los conductores y variables climáticas.

En relación con la regulación de tensión, se observa que grandes porciones de energía eólica, generada lejos de los centros de consumo, demanda reactivos desde las redes, deteriorando la estabilidad de tensión. Las soluciones utilizadas hasta el momento corresponden a maniobras típicas de operación: ajuste del perfil de voltaje de otros generadores; inyección y/o absorción de reactivos por equipos de regulación e incluso la remoción de ciertas líneas de transmisión radiales.

El último eje del estudio es el control de frecuencia. En este aspecto se distinguen problemas por la intermitencia de la inyección eólica en escalas de tiempo correspondientes a control primario y secundario de frecuencia. Se observa que dicha intermitencia genera *peaks* en la frecuencia del Sistema, fuera del rango nominal. Lo anterior, sin contar la falta de reserva evidenciada por la casi total asincronía entre la máxima generación y la máxima demanda. La solución implementada hasta el momento considera rampas de inyección de potencia para

eliminar brusquedades, e incrementar la capacidad de los sistemas de almacenamiento energético [4].

En cualquier caso, es claro que todos estos desafíos no han sido resueltos en forma definitiva. Por lo anterior, y a medida que la integración de las ERNC sea mayor (particularmente en Chile el caso eólico), más estudios y tecnología deberán ser invertidos en el sistema eléctrico.

2.2.2 Energía eólica y regulación de frecuencia

En términos metodológicos, para la integración masiva de cualquier tipo de energía a algún sistema corresponde distinguir los siguientes aspectos: políticas y marco regulatorio; impacto ambiental; elementos económicos y técnicos. Asimismo, la dimensión técnica & económica, relacionada con el enfoque de este trabajo, involucra una gran diversidad de elementos: precio de la energía; confiabilidad del sistema; estrategias de expansión; entre otros. Una forma adecuada de integrar los elementos mencionados y relacionarlos en el estudio es distinguir áreas de análisis asociadas a escalas de tiempo [3].

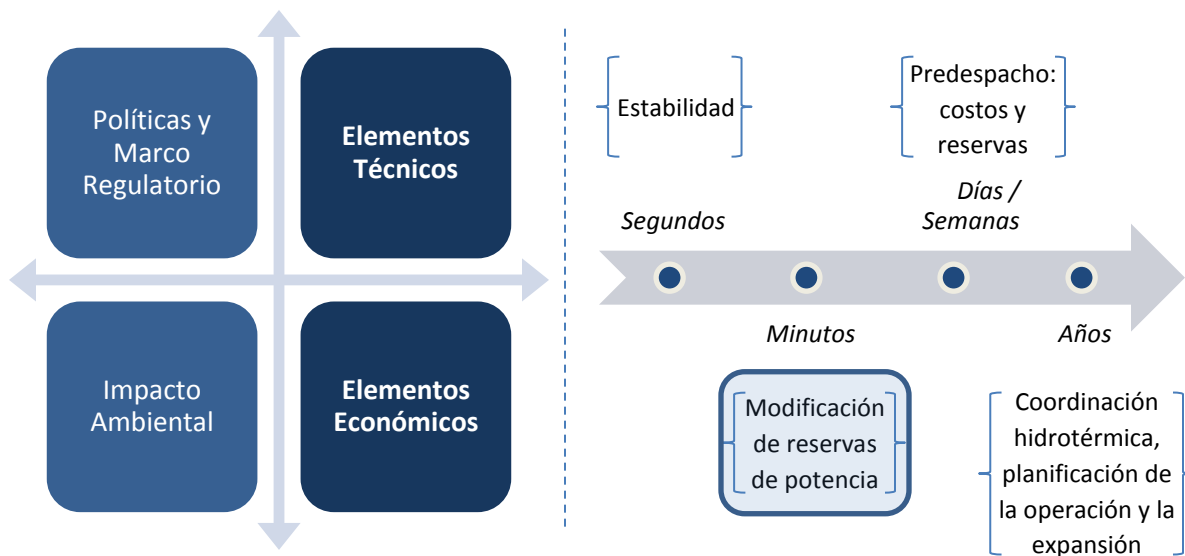


Figura 2-2. (izq.) Aspectos involucrados en un estudio de integración de ERNC (der) Clasificación para los fenómenos que pueden ocurrir sobre una red eléctrica [3].

La Figura 2-2 destaca, al lado derecho, la escala de tiempo en la que se encuentran los fenómenos de interés de este trabajo. De acuerdo a la clasificación, la modificación de reservas y por tanto la regulación de frecuencia de la red se estudia en escalas de tiempo de minutos.

Grandes bloques de generación eólica constituyen un nuevo desafío para la operación del sistema eléctrico, pues en todo momento se debe cumplir que la potencia generada es igual

a la consumida más las pérdidas. Las soluciones utilizadas para mitigar la variabilidad de la demanda (basadas en la reserva en giro), aplicadas a la energía eólica, son económicamente sub-óptimas, particularmente en sistemas con alta generación térmica. Para estas máquinas es muy costoso proveer reserva en giro, pues este servicio implica aumentar el consumo de combustibles fósiles.

En términos técnicos, la intermitencia en la generación puede deteriorar la confiabilidad y calidad de suministro del Sistema. En este contexto, corresponde realizar una breve revisión del estado del arte de estudios de integración masiva de energía eólica, enfocado en el impacto sobre la regulación de frecuencia.

Existen estudios al respecto elaborados con una visión sistémica, y otros desarrollados desde el punto de vista de la generación eólica y las tecnologías disponibles. Los estudios sistémicos desarrollan tanto estimaciones como técnicas de mitigación del impacto. Por otro lado, investigaciones concebidas desde el punto de vista de los parques típicamente proponen esquemas de control sobre los aerogeneradores que suavizan la inyección de potencia.

En los estudios sistémicos es recurrente estimar el impacto de la generación intermitente en el control de frecuencia usando modelos equivalentes uninodales de la red. En estos esquemas, los generadores convencionales y los parques eólicos se representan como funciones de transferencia potencia – frecuencia. Esto permite obtener una estimación de los polos y ceros del sistema completo, además de observar la excursión de la frecuencia en el tiempo, ante perturbaciones de diversa gravedad. Diversas metodologías para cuantificar la reserva energética se basan en el desarrollo de estos modelos [5] [6].

Para mitigar el impacto de la integración eólica en términos sistémicos, las investigaciones se enfocan en dos alternativas. La primera es el almacenamiento energético, utilizando baterías, supercapacitores o generadores *flywheel*, entre otros. Diversos esquemas de control propuestos disminuyen la intermitencia en la inyección mientras satisfacen, simultáneamente, otros objetivos durante la operación. Así por ejemplo, algunos esquemas maximizan la energía eólica inyectada al sistema, mientras otros optimizan las utilidades por la venta de dicha energía [7] [8].

La segunda alternativa típica, en términos sistémicos, para mitigar el impacto en el control de frecuencia, es la implementación de micro redes. Sin entrar en detalle, una micro red consiste en una red eléctrica que mejora su confiabilidad y disminuye los costos de operación en base a la óptima coordinación de todos los elementos que la componen. Algunas investigaciones destacan estrategias de control óptimo en micro redes aisladas, y otras en interconexiones de éstas [9].

Por otra parte, investigaciones desarrolladas desde el punto de vista de los parques proponen la manipulación de las componentes mecánicas (ángulo de pitch) y eléctricas (convertidores de potencia, enlace de tensión continua), de la unidad de generación, para proveer soporte temporal al control de frecuencia. Las técnicas aprovechan la rapidez de la respuesta de los equipos para manipular incluso la energía cinética almacenada en el rotor de las máquinas [10] [11].

Otras estrategias propuestas se basan en la manipulación de las curvas de droop de los aerogeneradores para suavizar la potencia de salida. A su vez, dicha manipulación permite disminuir el esfuerzo que realizan los controladores de los generadores al participar en el control primario de frecuencia, particularmente ante bajas velocidades de viento sobre la turbina [12].

En el contexto de la revisión anterior, la investigación tiene un enfoque sistémico. Asimismo, el objetivo sólo cubre cuantificar y no mitigar el impacto de la intermitencia de la inyección eólica sobre los mecanismos de control de frecuencia. Corresponde en este punto definir qué se entiende y en qué contexto se realiza la regulación de frecuencia en el SING. Este tema es el objeto del próximo capítulo.

Capítulo 3

Regulación de Frecuencia

3.1 Introducción

El presente capítulo provee una base conceptual respecto de la regulación de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia. En términos teóricos, ésta se contextualiza a partir del problema de estabilidad de una red. Desde el punto de vista práctico, corresponde también mencionar y describir las aplicaciones que establece la normativa vigente sobre la red en estudio, el SING. En particular, el capítulo se enfoca en el despliegue de reserva en giro como mecanismo de regulación de frecuencia.

3.2 Conceptos generales

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia puede definirse, en forma general, como una propiedad de la red que le permite mantener un estado de equilibrio bajo condiciones normales de operación, y alcanzar un estado aceptable de equilibrio después de haber sido sometido a una perturbación [13].

El problema de estabilidad es único. Sin embargo, afrontar la estabilidad de todas las variables de una red es casi impracticable. El análisis del problema, la identificación de los factores relevantes en la estabilidad y la formulación de métodos de solución pierde su foco al plantear el problema como tal, con toda su complejidad. Por ello, resulta mucho más productivo subdividir el problema, poniendo atención a un número acotado de variables y fenómenos físicos.

Una clasificación aceptada por diversos investigadores en el mundo define categorías, como ilustra el esquema de la Figura 3-1. Lógicamente, la clasificación no es definitiva ni estrictamente excluyente. Existen puntos en común en algunas categorías. En este sentido, debe tenerse presente que un problema de estabilidad no debe, bajo ninguna circunstancia, resolverse bajo una visión (por ejemplo, estabilidad de tensión ante grandes perturbaciones), a expensas de otra (por ejemplo, estabilidad angular de gran señal).

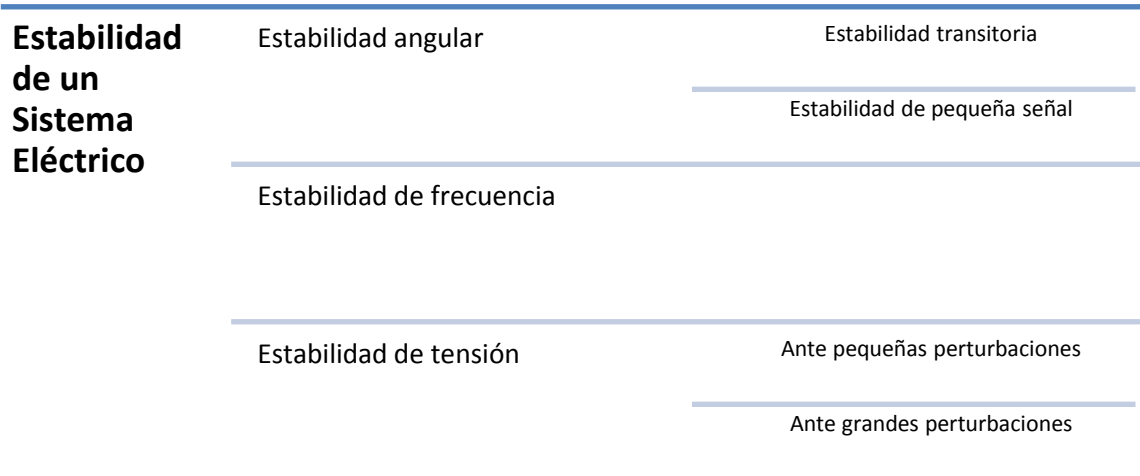


Figura 3-1. Tipos de estabilidad en un sistema eléctrico [14].

La *estabilidad de frecuencia* de un sistema eléctrico corresponde a la capacidad de mantener en todo momento el balance de potencia entre consumos, pérdidas y generación. Es fundamental conservar la magnitud de la frecuencia al interior de un rango aceptable, respecto de su valor nominal (en Chile, de 50[Hz]). De no hacerlo, variaciones fuera de los rangos aceptables pueden llevar a un SI a la pérdida de carga y consecuentemente, a la fragmentación del sistema (operación de algunos segmentos en forma aislada).

Por lo anterior, la magnitud de las variaciones de potencia activa debe ser amortiguada. *Las estrategias de control que apuntan a la compensación de los desbalances de potencia activa corresponden a la regulación de frecuencia.*

En todo SEP, los principales problemas que afectan la estabilidad de frecuencia son las diferencias existentes entre demanda y generación energética. En caso que la generación sea mayor que la demanda, el exceso de energía es almacenado en forma de energía cinética en el rotor de los generadores, produciéndose una aceleración de los mismos y determinando un aumento de la frecuencia del sistema. En caso contrario, la falta de energía es tomada de la energía almacenada en los rotores, llevando a una disminución en su velocidad y a la pertinente caída en la frecuencia.

Para una operación satisfactoria del sistema, la frecuencia debe permanecer prácticamente constante. Una caída considerable puede resultar en elevadas corrientes

magnetizantes en los motores de inducción y en los transformadores [15]. La literatura especializada en el tema categoriza las variaciones de frecuencia de acuerdo a la Tabla 3-1.

| Tipo | Causa(s) | Duración |
|-------------------------------|---|--------------------------------|
| Pequeñas variaciones, bruscas | Entrada y salida aleatoria de consumos | Segundos |
| Pequeñas variaciones, lentas | Variaciones sostenidas de la demanda | Minutos – Horas |
| Grandes variaciones, bruscas | Desconexión intempestiva de grandes bloques de generación o consumo | Milésimas – Décimas de segundo |

Tabla 3-1. Clasificación de las principales variaciones de frecuencia observables en un SEP [16].

3.3 Mecanismos de regulación de frecuencia

En Chile existen tres instrumentos fundamentales para manejar los desbalances de potencia activa al interior de una red: *reserva en giro*; *esquemas de desconexión/reducción automática*, ya sea de carga o generación; y *restricciones de uso de la transmisión* [17].

Cuando el sistema opera en condiciones normales, pequeñas variaciones de la demanda son amortiguadas con reserva energética adicional. Ciertos generadores son despachados según consignas menores a su capacidad nominal, lo que les permite cubrir márgenes de potencia adicional en muy corto tiempo. Esto se denomina *reserva en giro*, y se encuentra operativo en los SI nacionales.

Si por alguna razón se producen variaciones de potencia que no se pueden suplir con la reserva en giro, los Esquemas de Desconexión Automática de Generación (en adelante, EDAG), Esquemas de Desconexión Automática de Carga (en adelante, EDAC), o Esquemas de Reducción Automática de Generación (en adelante, ERAG), son activados. Por medio de ellos se desconectan, en forma automática, bloques de consumo o de generación. Esto, con el fin de devolver el sistema al equilibrio dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS. Las restricciones del uso de la transmisión operan en forma similar a lo descrito para los esquemas de desconexión/reducción automática de carga o generación.

El presente trabajo se enfoca únicamente en el despliegue de reserva en giro como mecanismo para llevar a cabo la regulación de frecuencia. A continuación se describe en detalle esta estrategia.

3.4 Despliegue de reserva en giro

3.4.1 Definiciones

La actuación de la reserva en giro como mecanismo de regulación de frecuencia, se desglosa en tres tipos de control: Control Primario de Frecuencia (en adelante, CPF); Control Secundario de Frecuencia (en adelante CSF) y Control Terciario de Frecuencia (en adelante, CTF). El presente trabajo adopta la convención descrita por la red ENTSO-E (del inglés, *European Network of Transmission System Operators for Electricity*) [15]. La actuación de las reservas energéticas se esquematiza en la Figura 3-2.

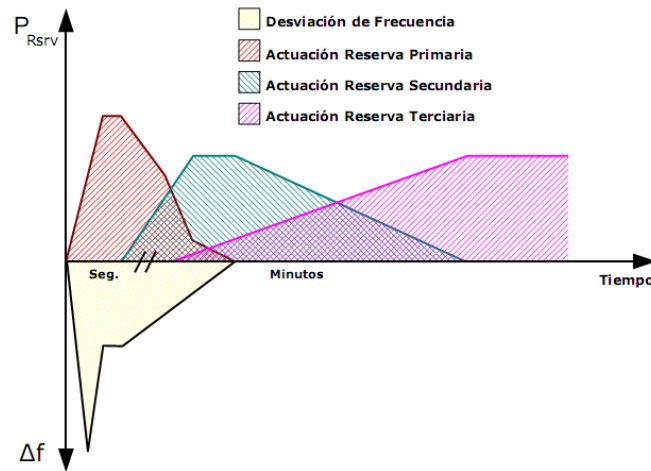


Figura 3-2. Respuesta temporal de los esquemas de control de frecuencia [15].

El CPF corresponde a las acciones de control, llevadas a cabo por los reguladores de velocidad de las generadoras, tendientes a contrarrestar la desviación dinámica de frecuencia. La respuesta se realiza en un lapso de segundos, a través de variaciones en las referencias de inyección de potencia activa. La frecuencia del sistema se estabiliza en un valor de régimen permanente diferente de la referencia, por la característica carga – frecuencia no ideal (curva de *droop*), de las máquinas involucradas.

La desviación de frecuencia de régimen permanente es corregida a través del CSF. En una escala de tiempo que va desde los 30 segundos hasta los minutos, el CSF actúa sobre las referencias de un grupo pequeño de máquinas con dos objetivos. El primero es compensar el error final de frecuencia resultante de la acción del CPF. El segundo es devolver a las máquinas que realizaron CPF la reserva necesaria, para que vuelvan a afrontar futuros desbalances de potencia.

Por último, la regulación terciaria o CTF pretende ajustar las referencias de los generadores en los valores más convenientes desde el punto de vista económico. Sin embargo, en términos técnicos el CTF también se encarga de garantizar la provisión de una adecuada reserva para el CSF.

3.4.2 Aplicación en el SING

En el SING, el CPF es realizado en forma automática por los sistemas de regulación de velocidad propios de cada unidad. En condiciones normales de operación, todas las unidades que se encuentren sincronizadas entregarán regulación primaria en algún porcentaje. El CSF, en cambio es manual, realizado por el centro de control de la unidad designada. Usualmente, la unidad más económica, fuera del rango de plena carga y cuya potencia permita cubrir el requerimiento de demanda, es elegida para este fin. Debido a que el CTF escapa los objetivos de este trabajo, no se detalla aquí su implementación en el SING.

Cabe destacar aquí los rangos de frecuencia permitidos bajo el marco legal vigente. La NTSyCS establece los valores para la operación en estado normal, de alerta y de emergencia en el capítulo nº5, “Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio”. La información para los primeros 2 estados se resume en la Tabla 3-2. Los rangos corresponden al valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10[s] y durante todo período de 7 días consecutivos (un período de control corresponde a 7 días seguidos).

| Tipo SI ⁵ | Límite Superior [Hz] | Límite Inferior [Hz] | Fracción de Período |
|----------------------|----------------------|----------------------|---------------------|
| 1 | 50.2 | 49.8 | 99 |
| | 49.3 | 49.8 | 0.5 |
| | 50.2 | 50.7 | 0.5 |
| 2 | 50.2 | 49.8 | 97 |
| | 49.3 | 49.8 | 1.5 |
| | 50.2 | 50.7 | 1.5 |

Tabla 3-2. Rangos de operación de acuerdo a la NTSyCS, Chile, estados normal y alerta, artículo 5-31 [17].

| Sistema | Frecuencia Mínima [Hz] |
|---------------------|-----------------------------|
| Transmisión Troncal | 48,3 (durante contingencia) |
| Subtransmisión | <48,3 (tiempo <0,2[s]) |

⁵ Un SI tipo 1 posee una capacidad instalada igual o superior a 100[MW], y abastece al menos el 60% de su demanda con generación hídrica. Asimismo, un SI tipo 2 posee una capacidad instalada igual o superior a 100[MW] y abastece un equivalente inferior al 60% de su demanda con generación hídrica.

Tabla 3-3. Rangos y tiempos de duración de la recuperación dinámica, artículo 5-44 [17].

| Límite Inferior [Hz] | Límite Superior [Hz] | Tiempo Mínimo de Operación [s] | | |
|----------------------|----------------------|--------------------------------|-----------------|-------------|
| | | Hidroeléctricas | Termoeléctricas | Eólicas |
| 47,00 | 47,50 | 5 | Desconexión | Desconexión |
| 47,50 | 48,00 | 15 | 15 | 15 |
| 48,00 | 49,00 | 90 | 90 | 90 |
| 49,00 | 50,00 | Permanente | Permanente | Permanente |
| 50,00 | 51,00 | Permanente | Permanente | Permanente |
| 51,00 | 51,50 | 90 | 90 | Desconexión |
| 51,50 | 52,00 | 90 | 5 | Desconexión |
| 52,00 | 52,50 | 15 | Desconexión | Desconexión |
| 52,50 | 53,00 | 5 | Desconexión | Desconexión |

Tabla 3-4. Rangos de frecuencia: unidades térmicas e hídricas durante contingencias, artículo 3-10 [17].

Complementando la información, se nota que para el estado de emergencia se aceptan, en régimen permanente, variaciones de $\pm 1,0$ % del valor nominal. Es decir, el mínimo es de 49.50 [Hz] y el máximo, de 50.50 [Hz], durante el 99% de cualquier período de control en el que dicho estado rijá (artículo 5-65 NTSyCS).

Algunos datos adicionales de interés, de acuerdo a la NTSyCS, son: rangos de operación durante contingencias, de máquinas hidroeléctricas, termoeléctricas y eólicas; y límites de recuperación dinámica. Esta información se presenta en la Tabla 3-4.

Vista la normativa, es claro que la incertidumbre asociada a la inyección de energía eólica en el SING provocará una carga adicional sobre el control de frecuencia primario, secundario y terciario. Más aún, no debieran ocurrir nunca la activación de los EDAC, ERAG o EDAG sólo por la inyección de generación eólica. No cabe duda que la integración masiva de esta ERNC generará grandes desafíos en el ámbito de la regulación de frecuencia.

Capítulo 4

Metodología del Estudio

4.1 Introducción

La primera etapa en el desarrollo de un estudio de integración de energía renovable, es definir una metodología de trabajo. Dicha hoja de ruta cumple un doble propósito. Por un lado, sistematiza la construcción de los escenarios de integración. En este caso, la tarea consiste en proyectar un SI, el SING.

Por otro lado, la metodología establece las técnicas para evaluar el comportamiento de diversas variables de interés, en cada escenario de estudio previamente definido. En este caso, se evalúan la reserva en giro requerida; la evolución de la frecuencia; y otros indicadores de interés.

A lo largo de este capítulo se describe la propuesta metodológica, distinguiendo la construcción de los escenarios, de su posterior evaluación. Sin embargo, antes de desarrollar ambas secciones, deben definirse algunos conceptos claves para el desarrollo del estudio.

Así, lo primero es fijar la fecha de proyección y el periodo de evaluación del estudio. Elegido lo anterior, es necesario establecer qué significa “escenario de integración” en el contexto de la presente investigación. Esto es, ¿qué elementos componen un escenario?, o en palabras más simples, ¿qué significa proyectar el SING? Ambos tópicos se desarrollan a continuación.

4.1.1 Fecha de proyección y periodo de evaluación

El presente estudio considera un periodo de evaluación anual, eligiendo el año 2020 como la fecha de proyección del SING. La elección es arbitraria, pese a que responde a criterios técnicos y económicos.

Teóricamente, al año 2020 se encontrarían instalados y operativos todos los proyectos de parques eólicos que se han presentado a evaluación ambiental, en el SEIA. Sigue que la cota superior de potencia instalada será mayor que para años anteriores. Por esta razón, a 2020 se podrá definir mayor número de escenarios (o, en su defecto, incrementar la diferencia de potencia instalada por escenario).

En términos económicos, el marco regulatorio vigente exigirá que, al año 2020, la energía retirada por todo cliente debe corresponder, en un 8%, a energía producida por la explotación de fuentes renovables (10% a 2024). Más aún, la ley 2020, que eleva este valor a 20% a la misma fecha, ya fue aprobada por el Senado de la República de Chile (18 de enero de 2012). Es interesante estudiar el efecto de estas proyecciones, pues podrían convertirse en mandatos por ley.

4.1.2 Escenarios de integración

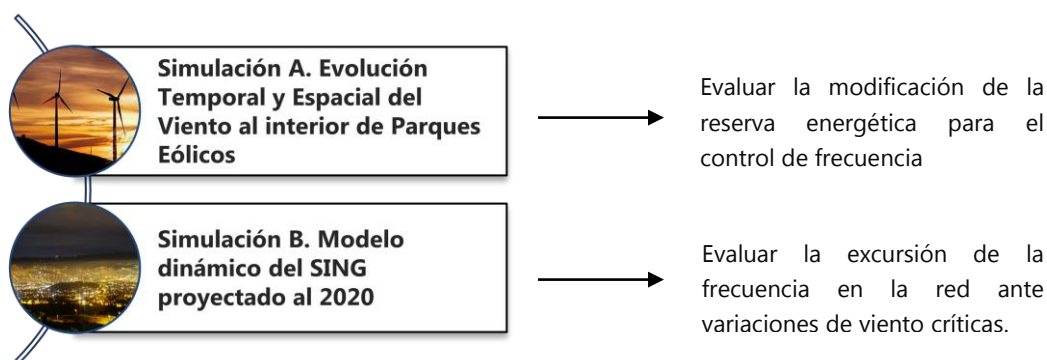
El estudio consiste en un análisis de escenarios de penetración de energía eólica, en los casos bajo, medio y alto. Definido el año en cuestión (2020), es fundamental establecer: ¿qué es un escenario de integración en el contexto del estudio? La respuesta está directamente relacionada con los objetivos del trabajo, pues las proyecciones del SI deben permitir, a través de su posterior evaluación, satisfacer dichos propósitos.

Por esto, recordamos brevemente los objetivos planteados en el capítulo 1. Allí se plantea que, producto de la intermitencia de la inyección de potencia eólica en la red eléctrica, se establece evaluar:

- La modificación de las reservas energéticas para control primario y secundario de frecuencia, y
- La excursión de frecuencia al interior del SI, para variaciones de viento críticas.

En función de lo recién expuesto, se define un *escenario de integración*, (en el contexto del presente trabajo), como una instancia de proyección del SING. Los escenarios comparten las proyecciones de obras de generación convencional y las líneas de transmisión. Sin embargo, se distinguen por el porcentaje de penetración de energía eólica que incluyen, en función de la demanda total.

Los escenarios permiten llevar a cabo dos tipos de simulaciones. Por un lado, se implementa el modelo proyectado del SING al 2020 en el software de simulación DIgSILENT PF, para realizar simulaciones de comportamiento dinámico. El segundo tipo de simulación corresponde a la caracterización de la evolución temporal y espacial del viento sobre todas las unidades de generación eólica en operación. Usando curvas de transferencia viento/potencia de régimen estacionario (fabricantes de aerogeneradores Vestas), se busca determinar las nuevas reservas necesarias para cubrir los requerimientos de control primario y secundario de frecuencia.



| Escenario de Integración | Objetivos del Estudio |
|--|---------------------------|
| Generación Eólica = P_i [MW], $i = \{\text{bajo, medio, alto}\}$ | Asociación por simulación |

Figura 4-1. Escenarios de integración y objetivos de la investigación.

Un esquema que describe la relación entre los elementos que componen un escenario de integración y los objetivos del estudio se ilustra en la Figura 4-1.

4.2 Esquema general

El diagrama de la Figura 4-2 describe la propuesta metodológica del estudio. Por notación se incluyen tres tipos de bloques. Cuadros con bordes rectos corresponden a procesos o algoritmos desarrollados; otros con bordes suaves son representaciones del SING. Por último, las figuras cónicas representan a bases de datos utilizadas como fuentes de información.

El estudio proyecta escenarios del SING al 2020 por medio del desarrollo de tres etapas. La primera es la construcción de un modelo al presente año, 2012. Para evitar realizar un ejercicio de planificación, (pues escapa del objetivo del trabajo), las proyecciones de la matriz de generación convencional, el sistema de transmisión y el crecimiento de la demanda se extraen de informes de planificación eléctrica, desarrollados por diversas entidades del sector en Chile. Esto corresponde a la segunda etapa.

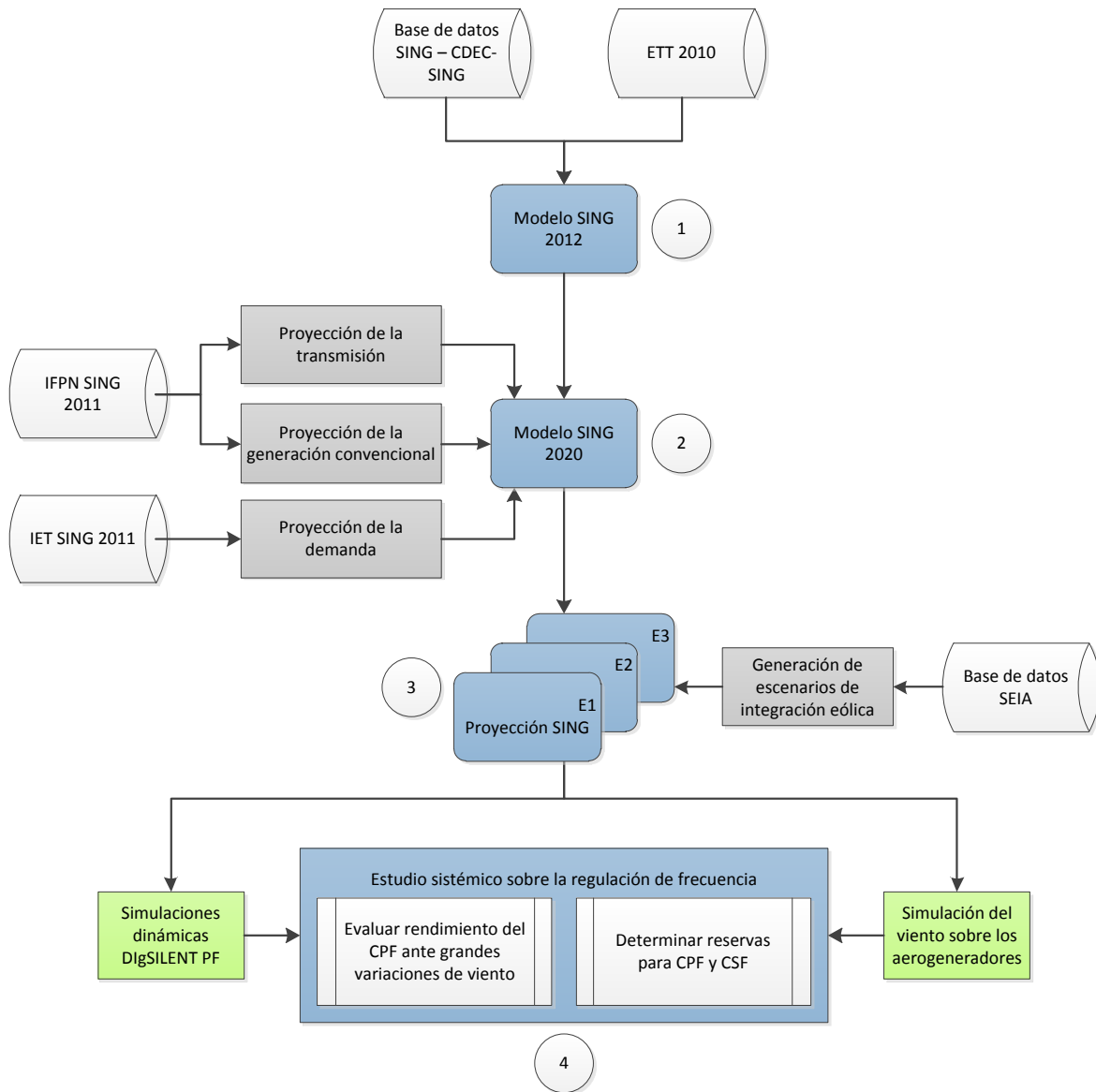


Figura 4-2. Metodología del estudio

La tercera etapa completa la matriz energética con la penetración de energía eólica, en tres casos de integración: bajo, medio y alto. La potencia instalada para cada escenario es proyectada por medio de la evaluación de una metodología desarrollada por el autor, que incluye todos los proyectos de generación renovable presentados al SEIA a Mayo 2012. La potencia instalada se representa por parques efectivos (DIAs en tramitación). Si para algún escenario la proyección de dicha potencia no puede ser cubierta solamente por proyectos vigentes, el modelo se completa con parques ficticios, como se explica más adelante.

A continuación, cada etapa se desarrolla en detalle. El capítulo avanza secuencialmente, de acuerdo a la numeración (1-4) que indica la Figura 4-2. Los bloques *uno* al *tres* describen la construcción de los escenarios del SING al 2020. El cuarto y último bloque

hace explícitas las técnicas de evaluación de los escenarios, en función de los objetivos de la investigación. Es importante notar en este punto que los bloques color verde, referidos a las simulaciones, no son cubiertos en este capítulo, pues no se consideran metodología per-sé. Los modelos implementados para realizar las simulaciones, tanto en el caso de la red eléctrica como para la evolución temporal y espacial del viento, se describen por separado en capítulos posteriores.

4.3 Modelo del SING al 2012

Por simplicidad, la proyección al 2020 se construye como el paso posterior a una actualización de la infraestructura de red, al 2012. Un esquema que describe los elementos desarrollados en la actualización del SING al 2012 se incluye en la Figura 4-3.

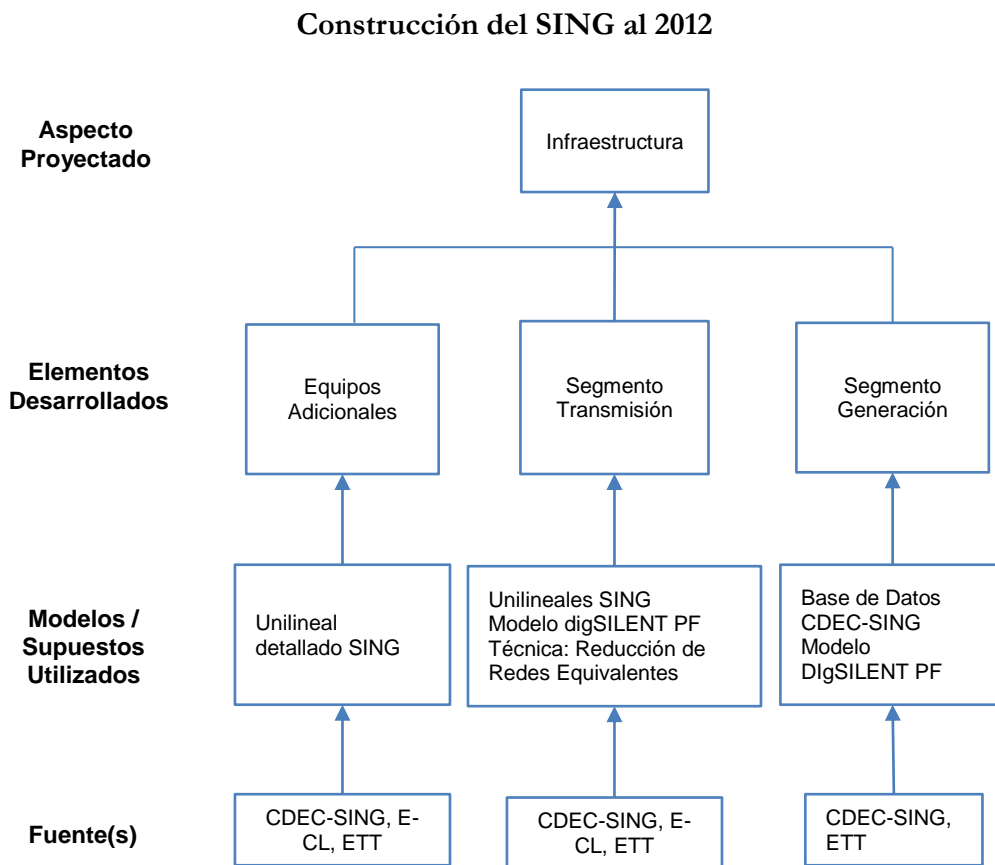


Figura 4-3. Metodología de construcción del SING al 2012.

4.3.1 Segmento transmisión

El primer paso para obtener un modelo de la red eléctrica del SING al año 2020 fue obtener uno actualizado a la fecha, 2012. El grado de detalle de este modelo está directamente restringido por los recursos disponibles para la realización de las simulaciones. Los experimentos sobre la red se desarrollarán en el software de simulación DIgSILENT PowerFactory 14.1. Sin embargo, la licencia disponible, propiedad de la Universidad de Chile, permite experimentar sobre redes de hasta 50 barras para el usuario general (25 disponibles), y hasta 350 barras para el usuario preferencial, (1 disponible).

Existe un modelo público del SING compatible con DIgSILENT PowerFactory, disponible en los Anexos del “Estudio de Transmisión Troncal” (en adelante, ETT) [18]. Este modelo, no obstante, posee un número de barras superior a 350. Por esta razón, se opta por construir un modelo de red reducido. En dicha reducción no se eliminará ninguna barra de generación, pero se simplifican tanto las configuraciones de las centrales, como la topología de algunos consumos.

La técnica de reducción consiste en reemplazar, en la red reducida, los sectores de la red original que se desea eliminar, por consumos equivalentes a la potencia total consumida (consumo más pérdidas por transmisión). El proceso mantiene el balance de potencia activa y reactiva, propios del flujo de potencia original. Por esto, las condiciones de operación previas a la reducción no son alteradas [19].

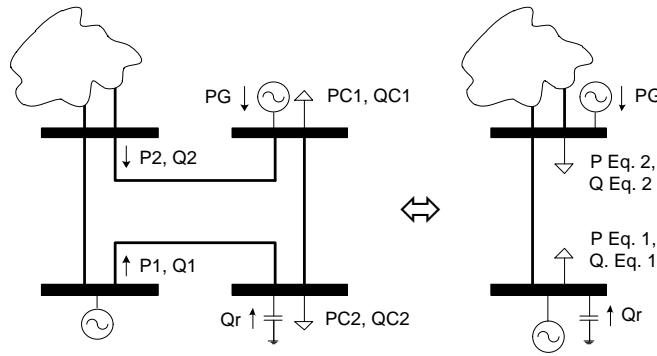


Figura 4-4. Ejemplo de reemplazo por equivalente reducido.

En el ejemplo,

$$\begin{aligned}
 P_{Eq1} &= P_1 \\
 Q_{Eq1} &= Q_1 + Q_r \\
 P_{Eq2} &= P_2 + PG \\
 Q_{Eq2} &= Q_2
 \end{aligned}
 \tag{4-1}$$

Lo anterior viene del conjunto de ecuaciones generales,

$$\begin{aligned}
 P_{eq} &= P_{paño} + P_{Gen} \\
 Q_{eq} &= Q_{Paño} + Q_{comp}
 \end{aligned}
 \tag{4-2}$$

Pese a que el algoritmo describe en términos concretos cómo reemplazar sectores de red, no hace explícito qué sectores conviene reemplazar, y cuáles mantener. Para responder esta pregunta se estudió el diagrama unilineal simplificado del SING que pone a disposición pública el CDEC-SING [20]. Este unilineal distingue los principales nodos del sistema, (de acuerdo a diversos estudios de red) y por tanto sirvió de guía para la reducción (junto con otro unilineal simplificado del SING disponible, propiedad de E-CL). La información en ambos contenida fue actualizada y completada con el unilineal detallado del SING, también público y puesto a disposición de la ciudadanía por el CDEC-SING [21].

Es importante agregar que los parámetros de todas las líneas de transmisión, actualizados a la fecha, se obtuvieron directamente del sitio web del CDEC-SING. Los valores se incluyeron en el modelo reducido, actualizando la información previa del modelo disponible en los anexos del ETT.

4.3.2 Segmento generación

Por simplicidad, se eliminaron las centrales de generación con capacidad instalada inferior a 10[MW]. Sin embargo, para mantener el equilibrio de generación y consumo, es necesario incluir en la red aquellas que son despachadas. De todas las unidades con capacidad de generación menor a 10[MW], sólo 5 cumplen con ambos requerimientos. Las unidades son: Cavanha, con 2.6[MW]; Chapiquiña, con 10[MW]; y las mini hidráulicas MHAH y MHT2, con 1.1 [MW] c/u. Dado que estas se encuentran en general despachadas, se colocaron consumos equivalentes negativos en las barras correspondientes. Esto asume que el efecto de la acción de sus controladores es despreciable respecto de la acción de las centrales de mayor envergadura.

Todas las demás centrales fueron incluidas, con todas sus unidades. Los parámetros de los generadores se actualizaron desde la base de datos del CDEC-SING, partiendo de la información disponible en el archivo del ETT. Además, todos los controladores de tensión y potencia fueron incluidos y activados, de acuerdo a lo encontrado en el ETT (máquinas carboneras, térmicas diesel, a gas y ciclo combinado). Los parámetros de estos controladores, así como de los generadores, son fundamentales para obtener una respuesta del sistema fiel a la realidad.

4.3.3 Equipos adicionales

Para reducir el número de barras fue inevitable modelar sólo alta tensión, i.e., 110kV y 220kV. Por esto, los generadores fueron conectados directamente a las barras de generación, eliminando los transformadores de subida correspondientes. Esto trae inconvenientes en el control de tensión observado en el flujo de potencia (para el cálculo de condiciones iniciales), pues en general varias unidades realizan el control de tensión, no sólo una por central.

En principio se elige incluir sólo los compensadores propios del sistema, detallados en el unilíneal completo del SING. Sin embargo, es probable que sea necesario agregar equipos de compensación, para los casos en que la capacidad de los generadores no sea suficiente. Por el momento se pretende manejar las máquinas que no realizan control de tensión como máquinas P-Q. Eso sí, Q no será nulo, sino proporcional a la cantidad necesaria total en la barra. De esta forma, si bien las máquinas no realizan control de tensión, son inicializadas con condiciones de operación similares a las que tendrían si participaran en dicha regulación.

4.4 Modelo del SING al 2020

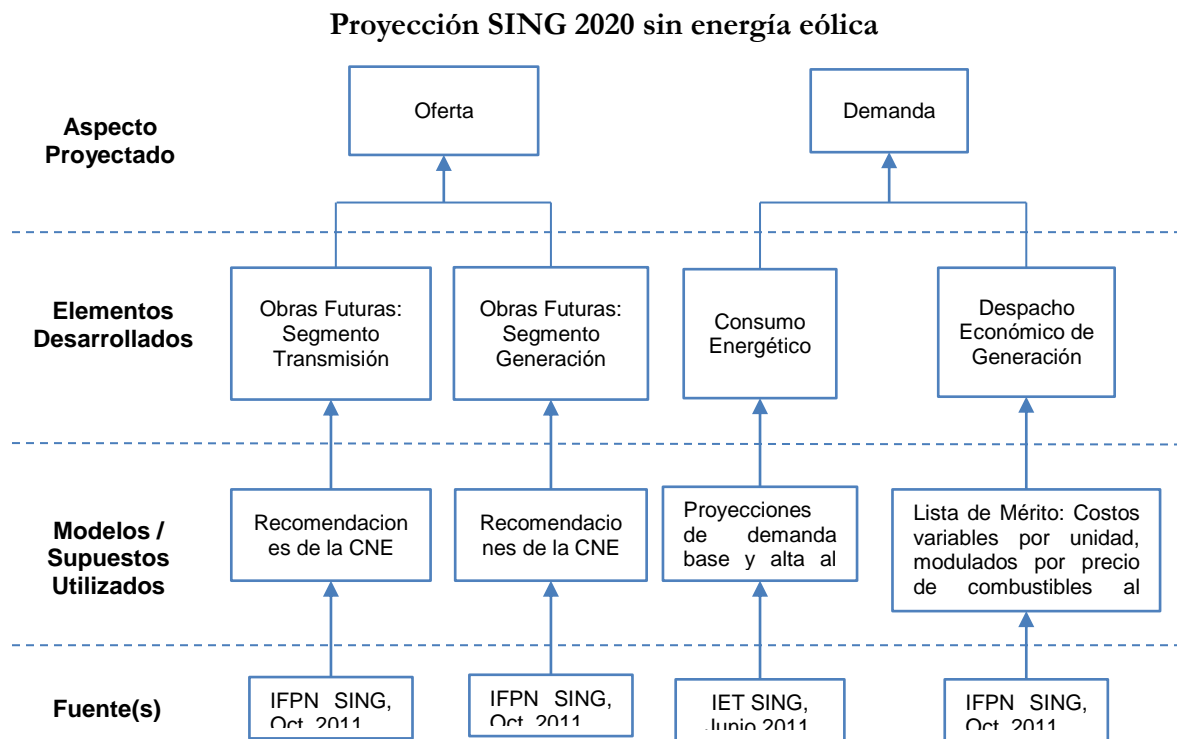


Figura 4-5. Metodología de proyección del SING al 2020.

Los metodología para la proyección del SING al 2020 se esquematiza en la Figura 4-5. Cada elemento desarrollado según se indica se describe, en breve, a continuación.

4.4.1 Segmento transmisión

Las obras futuras preliminares se encuentran descritas en las recomendaciones de la CNE, en el IFPN del SING, Oct. 2011. Se añaden aquí por completitud, en la Tabla 4-. Cabe notar que éstas consideran variaciones únicamente sobre el sistema de transmisión troncal, que en el SING es relativamente reducido respecto del total de líneas en operación. Si existen variaciones a la red en líneas no troncales, estas se detallarán como “Modificaciones a la proyección de red original”, en el capítulo de Resultados.

| Barras Involucradas | Tipo de Obra | Potencia Neta [MVA] |
|---------------------|---------------------------------------|---------------------|
| Crucero – Lagunas | Aumento de Capacidad, Línea 1, 220kV | 183 |
| Crucero – Lagunas | Aumento de Capacidad, Línea 2, 220kV | 183 |
| Crucero – Lagunas | Línea nueva, 2x220kV, primer circuito | 290 |

Tabla 4-1. Obras futuras, segmento transmisión, según recomendaciones de la CNE [22].

4.4.2 Segmento generación

La generación considerada en este punto es únicamente convencional, vale decir máquinas carboneras, diesel, gas natural y de ciclo combinado. El listado, disponible al año 2020, (i.e., centrales con entrada hasta el 2019), se detalla en la Tabla 4-2.

| Obra | Barra de Conexión | Potencia Neta [MW] | Tipo de Generación |
|---------------|-------------------|--------------------|--------------------|
| Tarapacá I | Tarapacá 220kV | 200 | Carbón |
| Tarapacá II | Tarapacá 220kV | 200 | Carbón |
| Mejillones I | Chacaya 220kV | 375 | Carbón |
| Mejillones II | Chacaya 220kV | 375 | Carbón |

Tabla 4-2. Obras futuras, segmento generación, según recomendaciones de la CNE [22].

La única unidad convencional que corresponde agregar es Noracid, con 17[MW] instalados. Esta central es parte de un proceso productivo, y por tanto se asume que opera disminuyendo un consumo, y no como máquina de generación del sistema, despachable.

4.4.3 Consumo energético

La proyección de la demanda se extrae de los resultados del Informe de Expansión Troncal del SING (en adelante, IET) [23]. Es importante destacar que existe alto grado de

incerteza en las predicciones de crecimiento de la demanda en este sistema, por lo que los casos de “Demanda Base” y “Demanda Alta” describen crecimientos significativamente distintos. En efecto, la proyección de energía anual en el escenario de demanda alta equivale al 137% de la misma estimación, para el escenario de demanda base. Esto hace explícita la necesidad de analizar ambos casos, tal y como se realiza en este estudio.

Dado que las proyecciones son para la energía anual y no la potencia total a despachar, es necesario pre procesar estos datos. En principio se distinguen dos alternativas sencillas. La primera es asumir que el despacho es constante a lo largo de todo el año, y por tanto, la potencia total horaria sería simplemente la energía anual, dividida por los días de un año y las horas de un día. Esta suposición se sustenta en el hecho que las oscilaciones de potencia en el SING son leves respecto del valor medio observable.

La segunda alternativa consiste en proyectar datos empíricos de potencia despachada horaria. La proyección debe ser proporcional a la estimación de energía anual total consumida al 2020, pues así, el crecimiento energético es coherente con el crecimiento de los despachos. Concretamente, al año 2012, la proyección de energía anual demandada es de 15437[GWh]. Asimismo, según los datos de demanda horaria publicados por el CDEC-SING, un despacho típico asciende a 1920[MW].

Si el crecimiento en la energía total consumida es proporcional al crecimiento en los despachos de carga horarios, la proyección de demanda base (24,673[GWh]) estaría asociada a una operación típica con un despacho horario de $3072[MW] = 1920[MW] * \frac{24673[GWh]}{15437[GWh]}$

Usando la misma técnica, la estimación de demanda alta, con 33,839.24[GWh] estaría asociada a un despacho típico de $3862[MW] = 1920[MW] * \frac{33839[GWh]}{15437[GWh]}$

Los datos se detallan en la Tabla 4-3. La alternativa 1 asume que la demanda es relativamente constante en el SING, y por tanto divide la energía total anual por el total de horas de un año. La opción 2 utiliza, en cambio, la proporción entre proyección y despacho típico tal y como se explicó.

| Tipo de Demanda | Despacho 1 [MW] | Despacho 2 [MW] |
|-------------------------------|-----------------|-----------------|
| Demanda Base (24673.48 [GWh]) | 2816.61 | 3072.00 |
| Demanda Alta (33839.24 [GWh]) | 3862.93 | 4213.19 |

Tabla 4-3. Proyecciones de la demanda.

4.4.4 Despacho económico

El despacho económico de la generación convencional está directamente relacionado con las proyecciones de los precios de los combustibles al 2020. Por simplicidad, para efectos de este estudio se realizó un despacho por lista de mérito, según los costos variables de cada unidad de generación.

| Unidad | Potencia Neta [MW] | Tipo de Combustible | C. Var. 2011 [US\$/MWh] | Factor de Indexación | C. Var. 2020 [US\$/MWh] |
|---------------|--------------------|---------------------|-------------------------|----------------------|-------------------------|
| CC SALTA | 223 | Gas Natural | 0.35 | 1.97 | 0.69 |
| CC SALTA | 223 | Gas Natural | 0.35 | 1.97 | 0.69 |
| NTO2 | 131.9 | Carbón | 44.91 | 1.20 | 53.69 |
| NTO1 | 127.4 | Carbón | 45.36 | 1.20 | 54.22 |
| TARAPACÁ I | 200 | Carbón | 46.74 | 1.20 | 55.87 |
| TARAPACÁ II | 200 | Carbón | 46.74 | 1.20 | 55.87 |
| MEJILLONES I | 375 | Carbón | 46.74 | 1.20 | 55.87 |
| MEJILLONES II | 375 | Carbón | 46.74 | 1.20 | 55.87 |
| CT ANDINA | 152.6 | Carbón | 51.03 | 1.20 | 61.00 |
| HORNITOS | 153.9 | Carbón | 53.28 | 1.20 | 63.70 |
| CTM2 | 164.0 | Carbón | 53.31 | 1.20 | 63.73 |
| CC1 GNL | 389.5 | Gas Natural | 32.90 | 1.97 | 64.91 |
| CC2 GNL | 378.3 | Gas Natural | 32.90 | 1.97 | 64.91 |
| CTM1 | 154.9 | Carbón | 55.22 | 1.20 | 66.01 |
| U15 | 124.1 | Carbón | 59.41 | 1.20 | 71.02 |
| ANGAMOS I | 236 | Carbón | 60.06 | 1.20 | 71.80 |
| ANGAMOS II | 236 | Carbón | 60.06 | 1.20 | 71.80 |
| U14 | 127.7 | Carbón | 61.62 | 1.20 | 73.66 |
| CTTAR | 148.5 | Carbón | 64.91 | 1.20 | 77.59 |
| U13 | 79.8 | Carbón | 67.58 | 1.20 | 80.78 |
| U12 | 79.6 | Carbón | 70.56 | 1.20 | 84.35 |
| U16 GNL | 393.0 | Gas Natural | 58.76 | 1.97 | 115.95 |
| CTM3 GNL | 243.2 | Gas Natural | 60.22 | 1.97 | 118.81 |
| TG3 GNL | 37.2 | Gas Natural | 97.76 | 1.97 | 192.88 |
| INACAL | 6.6 | Fuel Oil Nro. 6 | 160.08 | 1.30 | 208.11 |
| TAMAYA | 100.0 | Fuel Oil Nro. 6 | 173.52 | 1.30 | 225.58 |
| MSIQ | 5.9 | Diesel | 185.23 | 1.30 | 240.80 |
| MIMB | 27.9 | Diesel | 186.81 | 1.30 | 242.86 |
| CC1d | 393.2 | Diesel | 195.13 | 1.30 | 253.66 |
| CC2d | 393.5 | Diesel | 195.13 | 1.30 | 253.66 |

Tabla 4-4. Costos variables por unidad, para realizar despacho según lista de mérito [22]. Parte 1.

Los valores al 2011 se obtuvieron del IFPN del SING, y fueron modulados por el factor de indexación que el mismo informe contiene. De esta forma, se incluyen las variaciones proyectadas en el precio de los combustibles, al año 2020. Los resultados se detallan en las Tabla 4-4 y Tabla 4-5, ordenados de menor a mayor según la columna de costo variable.

| Unidad | Potencia Neta [MW] | Tipo de Combustible | C. Var. 2011 [US\$/MWh] | Factor de Indexación | C. Var. 2020 [US\$/MWh] |
|---------|--------------------|--------------------------------------|-------------------------|----------------------|-------------------------|
| MAIQ | 5.6 | Diesel | 212.47 | 1.30 | 276.21 |
| U10 | 36.0 | Fuel Oil Nro. 6 | 220.07 | 1.30 | 286.09 |
| U11 | 36.0 | Fuel Oil Nro. 6 | 220.07 | 1.30 | 286.09 |
| ZOFRI_3 | 4.758 | Diesel | 242.59 | 1.30 | 315.37 |
| U16d | 393.0 | Diesel | 253.63 | 1.30 | 329.72 |
| GMAR | 8.4 | Diesel | 265.09 | 1.30 | 344.61 |
| MIIQ | 2.8 | Diesel | 267.17 | 1.30 | 347.32 |
| M2AR | 2.8 | Diesel | 270.19 | 1.30 | 351.25 |
| M1AR | 2.9 | Diesel | 271.01 | 1.30 | 352.31 |
| TG3d | 37.2 | Diesel | 271.97 | 1.30 | 353.56 |
| ZOFRI_2 | 5.2 | Diesel | 281.75 | 1.30 | 366.27 |
| ZOFRI_1 | 0.9 | Diesel | 284.75 | 1.30 | 370.17 |
| SUIQ | 4.1 | Diesel | 288.05 | 1.30 | 374.46 |
| CUMMINS | 0.7 | Diesel | 303.32 | 1.30 | 394.32 |
| TGIQ | 23.6 | Diesel | 326.52 | 1.30 | 424.48 |
| DEUTZ | 2.0 | Diesel | 333.26 | 1.30 | 433.23 |
| TG1 | 24.6 | Diesel | 344.46 | 1.30 | 447.80 |
| TG2 | 24.8 | Diesel | 344.46 | 1.30 | 447.80 |
| TGTAR | 23.7 | Diesel | 347.61 | 1.30 | 451.89 |
| CAVA | 2.6 | Hidro | - | - | - |
| MHAH | 1.1 | Hidro | - | - | - |
| MHT2 | 1.1 | Hidro | - | - | - |
| CHAP | 10.1 | Hidro | - | - | - |
| NORACID | 17.0 | Calor residual de proceso productivo | - | 1.00 | - |

Tabla 4-5. Costos variables por unidad, para realizar despacho según lista de mérito [22]. Parte 2.

Si bien las centrales renovables no tienen, necesariamente, costo variable nulo, si exhiben costos de operación mucho menores que los aquí presentados para la generación convencional. Por esta razón, se establece que el despacho debe cubrir únicamente la diferencia entre la demanda total y la inyección inicial de los parques eólicos.

4.5 Proyección final SING 2020

Los escenarios del SING son generados, de acuerdo a la Figura 4-2, en base al modelo del SING al 2020. Así, todos los escenarios comparten las proyecciones de la generación convencional, las líneas de transmisión y el aumento de la demanda. Es decir, se distinguen sólo por la composición renovable de la matriz energética. Como el presente estudio sólo considera penetración eólica, las diferencias están dadas por los porcentajes de integración eólica respecto a la demanda total, y por tanto, dependen directamente de la potencia eólica instalada.

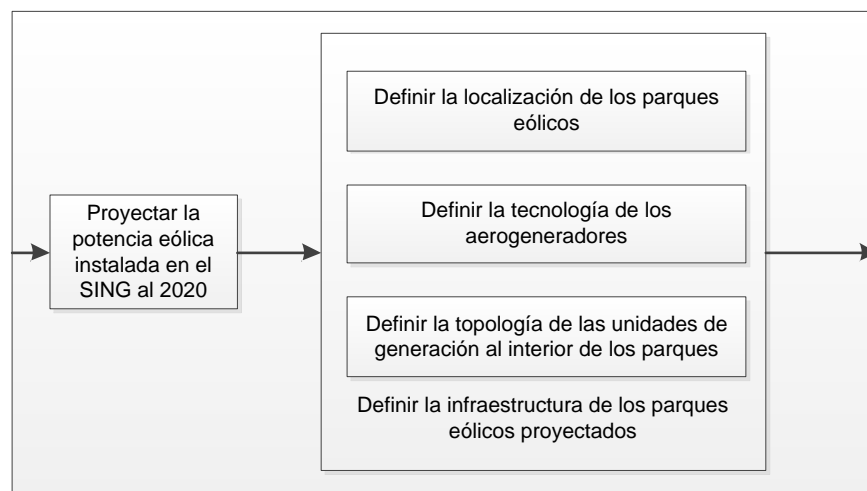


Figura 4-6. Generación de escenarios de integración eólica.

El proceso de generación de escenarios de integración eólica tiene dos etapas, como ilustra la Figura 4-6. La primera etapa corresponde a proyectar la potencia eólica instalada total sobre el SING al 2020. En base a dicha proyección, la segunda etapa concibe la infraestructura de los parques en operación. Esto implica definir la ubicación de los parques, la topología de los aerogeneradores en su interior, y la tecnología de cada unidad de generación renovable.

La primera etapa, por considerar todos los proyectos de ERNC en tramitación en el SEIA, desvía la atención del foco de la metodología: el estudio sobre el impacto de la intermitencia de la inyección eólica en la regulación de frecuencia. Por lo anterior, la técnica para proyectar la potencia eólica no se incluye en esta sección. Sin embargo, su desarrollo se detalla en el Anexo B.

La Figura 4-7 esquematiza el desarrollo de la segunda etapa, incluyendo los elementos desarrollados, supuestos/modelos elegidos y fuentes utilizadas. El detalle en la infraestructura es esencial para el desarrollo de esta investigación. La infraestructura disponible determina la potencia inyectada efectiva, dado el recurso eólico. La capacidad de generación de las máquinas, la topología del parque (y el correspondiente aprovechamiento del recurso

renovable), y la tecnología de las unidades son claves en el desempeño en generación. Por esto, los parques fueron modelados usando la ingeniería presentada por cada proyecto (a las autoridades ambientales correspondientes).

Proyección de la infraestructura de parques eólicos SING 2020

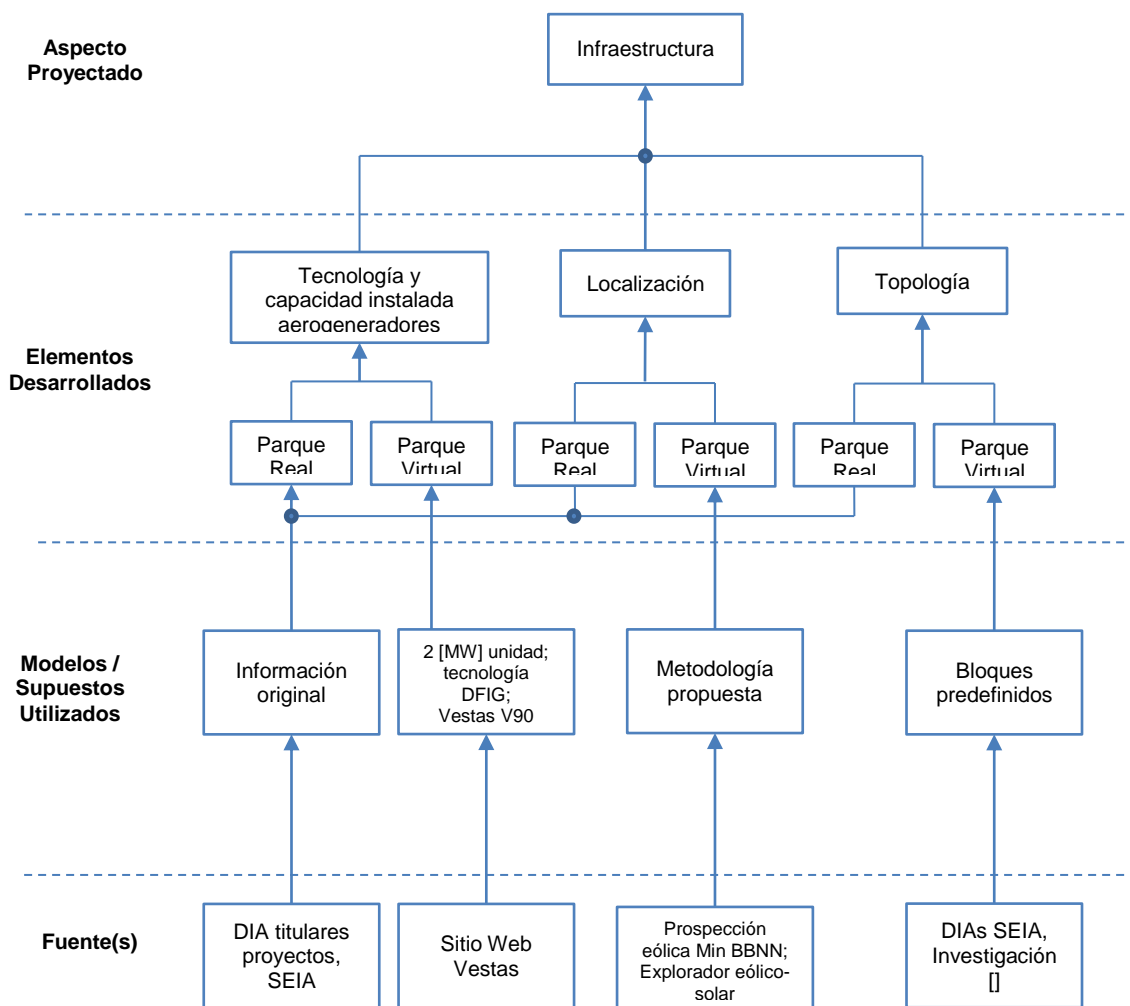


Figura 4-7. Metodología de proyección del SING al 2020.

Cada uno de los elementos desarrollados se incluye en detalle, a continuación.

4.5.1 Tecnología de los aerogeneradores

La proyección incluye parques reales y otros, virtuales o ficticios. Los primeros corresponden a las iniciativas presentadas al SEIA y con tramitación vigente (Mayo 2012). En cambio, los parques “ficticios” nacen como respuesta a la situación en que la proyección de potencia instalada al 2020 supera la potencia total real (hasta el momento presentada). No sería

raro que en los próximos años se presenten nuevos proyectos eólicos en el norte grande de nuestro país. En efecto, esto sería coherente con la tendencia observada en los últimos 5 años.

Para los proyectos en tramitación, las potencias instaladas y las unidades involucradas en la generación se definen directamente en las DIAs presentadas por los titulares. Si falta información, se supone el uso de máquinas DFIG, tipo Vestas V90, un estándar de la industria.

En parques ficticios las variables antes mencionadas se fijan de antemano. Así, la potencia de las unidades generadoras es de 2[MW]; el total de unidades por parque asciende a 90; y la tecnología corresponde a máquinas DFIG. Observando los proyectos en tramitación, todas las suposiciones anteriores son razonables.

4.5.2 Localización de los parques eólicos

La localización de los parques eólicos es una variable clave. La disposición de unidades al interior del parque depende directamente de la zona geográfica en que se ubican. Si no fuera así, se estarían considerando parques potencialmente irreales. Por ejemplo, ciertas zonas se encuentran cercanas a pronunciados acantilados, o en la cima de montañas de altitudes superiores a los 4000[m]. Instalar unidades generadoras allí sería muy difícil, sino definitivamente infactible.

Dado que la topología depende del lugar elegido, es natural definir los emplazamientos a priori. En el caso de los proyectos en tramitación, la localización se encuentra directamente en las DIAs correspondientes entregadas por los titulares. En cambio, para los parques virtuales, la selección se realiza aprovechando el mayor potencial eólico disponible, excluyendo sitios donde la instalación sería infactible.

Un sitio ofrece *instalación de generación eólica factible* para el presente estudio si cumple:

- La altitud promedio en la región de colocación de turbinas es igual o inferior a 3000[m],
- La diferencia de altura entre cualquier par de puntos perteneciente a la zona de instalación debe ser menor a 100[m], y
- Las pendientes entre puntos son “suaves”: inferiores a una decena de metros, por metro avanzado.

El potencial se evalúa mezclando la información de los mapas de viento del proyecto Eolo (depto. de Geofísica de la U. de Chile, iniciativa para el Ministerio de Energía), con la prospección eólica del Norte de Chile, licitada por el Ministerio de Bienes Nacionales. Dicha prospección tiene por objeto ajustar los resultados del proyecto Eolo. Por esto, es de esperar que las zonas potenciales coincidan con la ubicación de las torres.

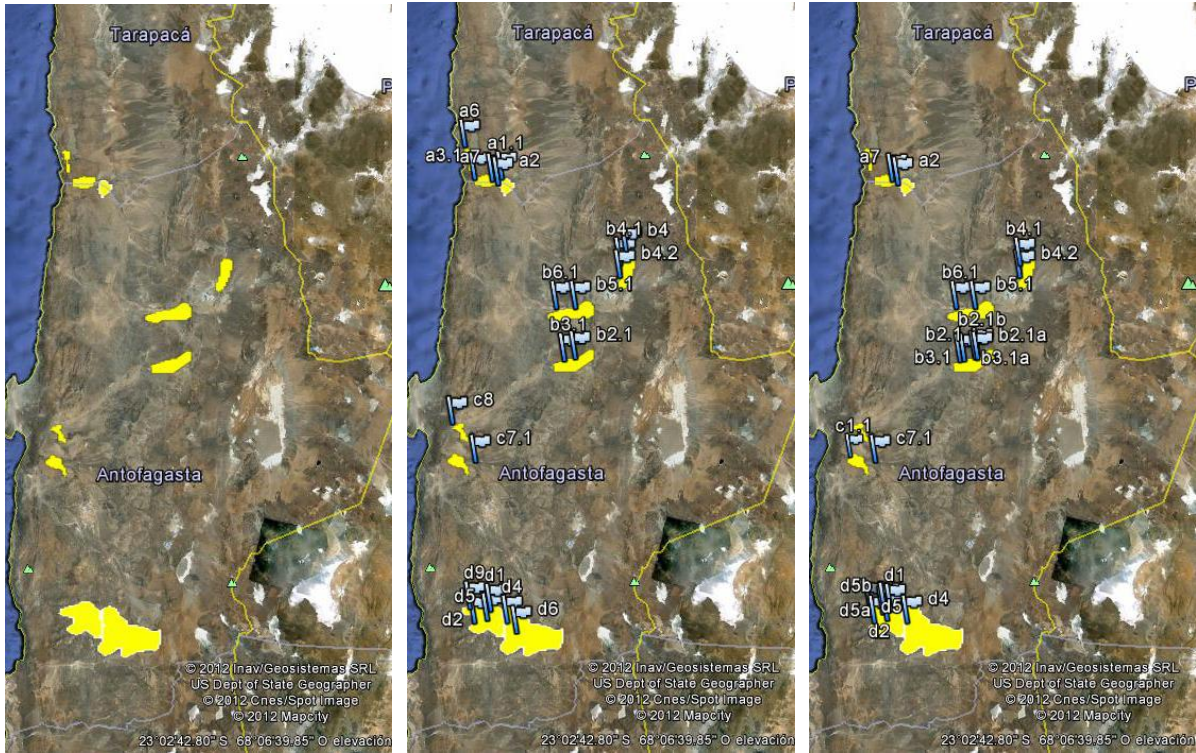


Figura 4-8. Zonas de potencial eólico disponible (restando parques en tramitación vigente). Imágenes tomadas usando Google Earth 6.6.2

La identificación de las regiones competitivas junto con la ubicación de las torres de prospección eólica se muestran en la Figura 4-8. En amarillo se resaltan las áreas disponibles. En gráfica del medio se incluyen la ubicación de las torres en la primera etapa de la prospección eólica. La reubicación de las torres de acuerdo a la última etapa de la prospección aparece en la figura derecha.

Es importante notar que la región de mayor área, en la posición inferior izquierda de las figuras, no inyectaría potencia al SING, sino al SIC, por su ubicación. Dicho esto, restan 8 regiones competitivas para ser explotadas, con potencial evaluado teórica y empíricamente. De ellas sólo se eligen las 5 mejores, considerando un máximo de 5 parques ficticios para la proyección. Naturalmente, si las proyecciones de potencia instalada indican valores superiores al total disponible, el proceso se retomará desde aquí, incluyendo parques hasta satisfacer lo proyectado. Considerando la operación de todos los parques en estudio, reales y virtuales, la potencia instalada ascendería a 1692[MW].

Se establece que una ubicación es más competitiva que otra en tanto su media de velocidad de viento anual es mayor. Al calcular los promedios anuales con la información empírica de las torres y ordenarlos en forma descendente según magnitud, las zonas elegidas, del 1 al 5, se ilustran en la Figura 4-9.

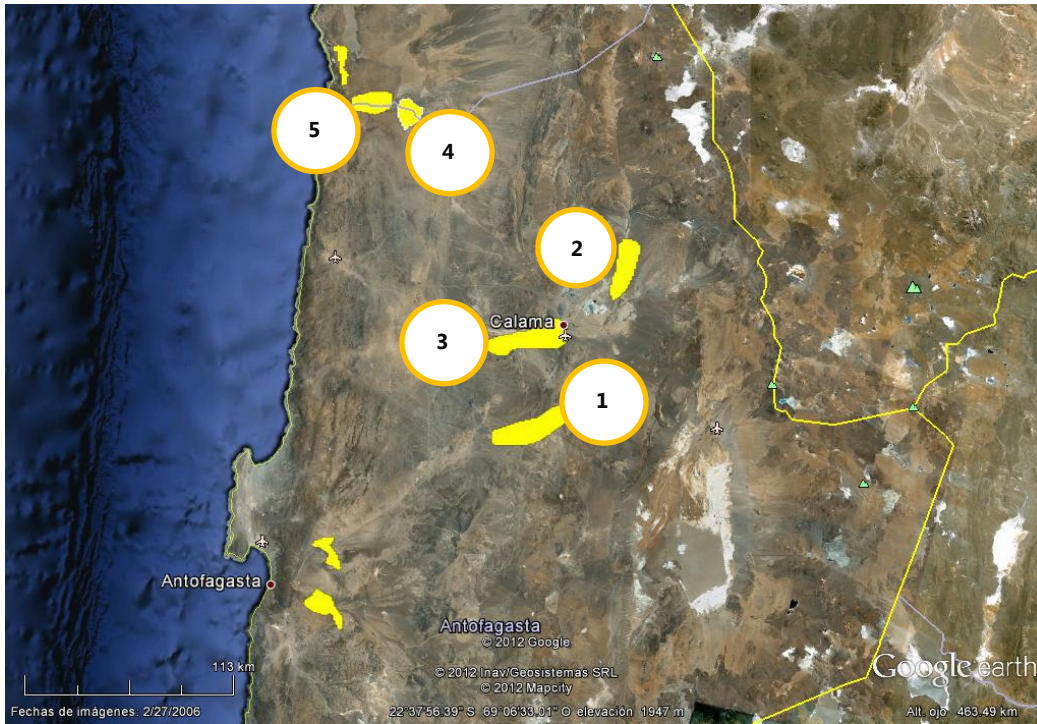


Figura 4-9. Zonas elegidas. Los números indican el orden en que fueron elegidas, considerando potencial descendente y partiendo desde el mejor en (1). Todas las regiones promedian vientos anuales iguales o superiores a 7.5 [m/s].

El algoritmo para la definición de zonas de los parques ficticios se esquematiza en la Figura 4-10.

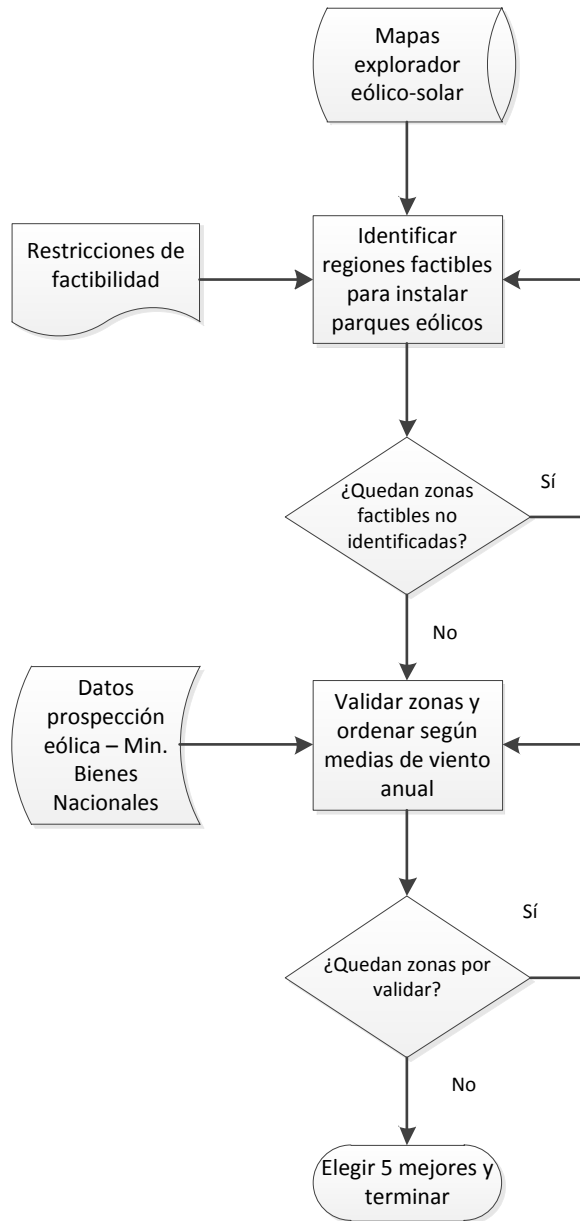


Figura 4-10. Algoritmo para elegir localización parques eólicos agregados, ficticios.

4.5.3 Topologías de los parques eólicos

Queda, en adelante, describir la configuración de cada parque eólico. Para simplificar, todos los parques se modelan como varios bloques rectangulares de unidades, con distancias entre filas y columnas fijas por bloque. Por supuesto, esto no es exacto, pero permite manejar la topología del parque sin detallar en demasía. Por convención, el viento enfrenta la primera fila del parque, y tiene por tanto dirección paralela a las columnas. Las filas se eligen de tal forma que el viento que las enfrenta coincida con la dirección principal del recurso, observada para la zona. Para el parque eólico “Quillahua”, el resumen incluyendo la configuración se detallan en la Figura 4-11.

| Identificación del Parque | | Quillahua |
|---------------------------|----------------------------------|-----------|
| Potencia Generada | Potencia Instalada / Unidad [MW] | 2 |
| | Total de Unidades | 50 |
| | P. Parque [MW] | 100 |
| Topología | Bloques de Generación | 1 |
| | Filas por Bloque | 5 |
| | Columnas por Bloque | 10 |
| | Distancia entre Filas [m] | 480 |
| | Distancia entre Columnas [m] | 420 |

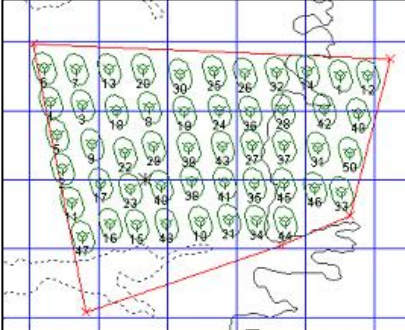


Figura 4-11. Infraestructura y topología parque eólico “Quillahua”. Fuente: DIA del proyecto, sitio web SEIA.

Asimismo, para el parque eólico “Valle de los Vientos”, el resumen incluyendo la configuración se detallan en la Figura 4-12.

| Identificación del Parque | | Valle de los Vientos |
|---------------------------|----------------------------------|-------------------------------|
| Potencia Generada | Potencia Instalada / Unidad [MW] | 3 |
| | Total de Unidades | 30 |
| | P. Parque [MW] | 90 |
| Topología | Bloques de Generación | 2 |
| | Filas por Bloque | 4 1º bloque, 2 2º bloque |
| | Columnas por Bloque | 5 1º bloque, 5 2º bloque |
| | Distancia entre Filas [m] | 930 1º bloque, 1000 2º bloque |
| | Distancia entre Columnas [m] | 470 1º bloque, 360 2º bloque |

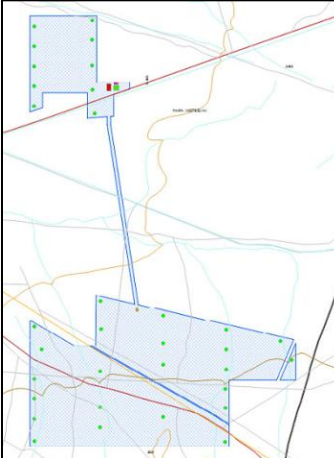


Figura 4-12. Infraestructura y topología parque eólico “Valle de los Vientos”. Fuente: DIA del proyecto, sitio web SEIA.

Parque eólico “Ckani”, en la Figura 4-13.

| Identificación del Parque | | Ckani |
|---------------------------|----------------------------------|-------|
| Potencia Generada | Potencia Instalada / Unidad [MW] | 1.5 |
| | Total de Unidades | 160 |
| | P. Parque [MW] | 240 |
| Topología | Bloques de Generación | 1 |
| | Filas por Bloque | 16 |
| | Columnas por Bloque | 10 |
| | Distancia entre Filas [m] | 1100 |
| | Distancia entre Columnas [m] | 410 |

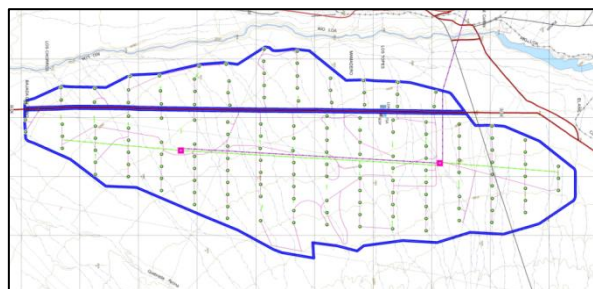


Figura 4-13. Infraestructura y topología parque eólico “Ckani”. Fuente: DIA del proyecto, sitio web SEIA.

Parque eólico “Granja Calama”, en la Figura 4-14.

| Identificación del Parque | | Granja Calama |
|---------------------------|----------------------------------|---------------------------|
| Potencia Generada | Potencia Instalada / Unidad [MW] | 2 |
| | Total de Unidades | 125 |
| | P. Parque [MW] | 250 |
| Topología | Bloques de Generación | 2 |
| | Filas por Bloque | 6 1º bloque, 8 2º bloque |
| | Columnas por Bloque | 10 1º bloque, 8 2º bloque |
| | Distancia entre Filas [m] | 650, todos los bloques |
| | Distancia entre Columnas [m] | 250, todos los bloques |

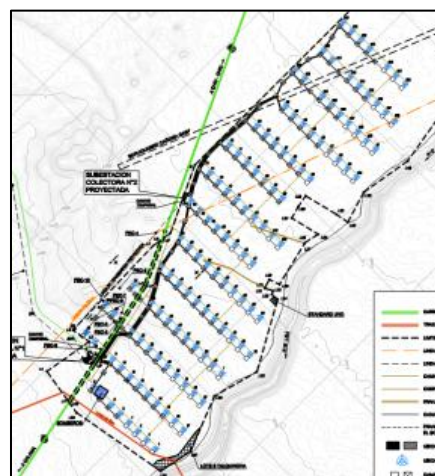


Figura 4-14. Infraestructura y topología parque eólico “Granja Calama”. Fuente: DIA del proyecto, sitio web SEIA.

Parque eólico “Parque Calama”, en la Figura 4-15.

| Identificación del Parque | | Parque Calama |
|---------------------------|----------------------------------|---------------------------|
| Potencia Generada | Potencia Instalada / Unidad [MW] | 2 |
| | Total de Unidades | 125 |
| | P. Parque [MW] | 250 |
| Topología | Bloques de Generación | 2 |
| | Filas por Bloque | 6 1º bloque, 8 2º bloque |
| | Columnas por Bloque | 10 1º bloque, 8 2º bloque |
| | Distancia entre Filas [m] | 650, todos los bloques |
| | Distancia entre Columnas [m] | 250, todos los bloques |

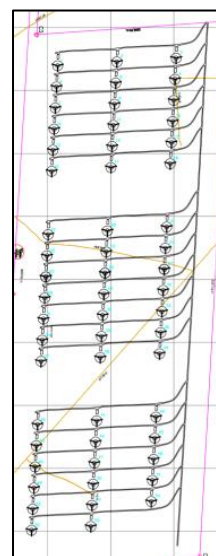


Figura 4-15. Infraestructura y topología parque eólico “Parque Calama”. Fuente: DIA del proyecto, sitio web SEIA.

Parques eólicos virtuales, a excepción del V3r, Figura 4-16.

| Identificación del Parque | | V1r/V2r/V4r/V5r |
|---------------------------|----------------------------------|------------------------|
| Potencia Generada | Potencia Instalada / Unidad [MW] | 2 |
| | Total de Unidades | 90 |
| | P. Parque [MW] | 180 |
| Topología | Bloques de Generación | 3 |
| | Filas por Bloque | 5 |
| | Columnas por Bloque | 6 |
| | Distancia entre Filas [m] | 700, todos los bloques |
| | Distancia entre Columnas [m] | 300, todos los bloques |

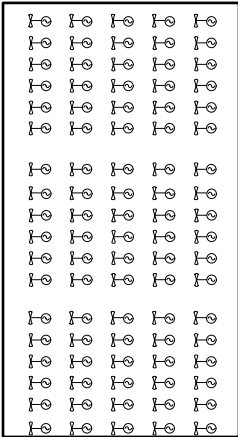


Figura 4-16. Infraestructura y topología parques eólico ficticios, V1r, V2r, V4r y V5r. Fuente: DIA del proyecto, sitio web SEIA.

Parque ficticio V3r, Figura 4-17.

| Identificación del Parque | | V3r |
|---------------------------|----------------------------------|------------------------------|
| Potencia Generada | Potencia Instalada / Unidad [MW] | 2 |
| | Total de Unidades | 90 |
| | P. Parque [MW] | 180 |
| Topología | Bloques de Generación | 2 |
| | Filas por Bloque | 8 1º bloque, 2 2º bloque |
| | Columnas por Bloque | 9 |
| | Distancia entre Filas [m] | 500 1º bloque, 700 2º bloque |
| | Distancia entre Columnas [m] | 330 1º bloque, 300 2º bloque |

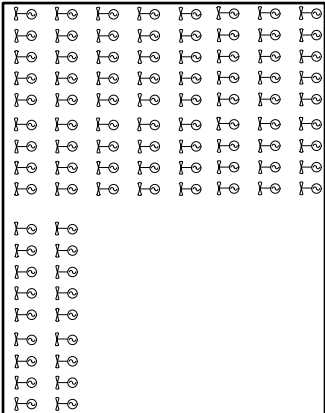


Figura 4-17. Infraestructura y topología parque eólico ficticio V3r. Fuente: DIA del proyecto, sitio web SEIA.

4.6 Evaluación del impacto en la regulación de frecuencia

4.6.1 Control primario de frecuencia ante variaciones críticas de viento

Lo primero es describir cómo se incluyen los parques eólicos en el software de simulación usado, DIgSILENT. Cada central de generación renovable es modelada, en principio, por una única máquina. Es decir, por parque, se realiza un agregado de tantas máquinas como existan, operando en las mismas condiciones eléctricas y mecánicas. Si bien esto es una simplificación, permite realizar los primeros experimentos, debido a la restricción de barras de la licencia del software de simulación (50 barras, con 31 usadas en el modelo del SING).

El viento correspondiente al agregado de máquinas, por cada parque, se generó siguiendo una ruta de pasos secuenciales. Antes que nada, es importante mencionar que la curva de transferencia viento/potencia en el modelo de DIgSILENT usado no es exactamente igual a la que exhiben las turbinas Vestas V90, la tecnología considerada para los aerogeneradores. Por esta razón, se extrajo la curva de comportamiento estacionario directamente del software (para la representación de cada parque), y en función de ella se adecuaron los experimentos.

Es casi infactible simular la operación dinámica del SING a partir de curvas de viento de un año, con resolución de 1[s]. Muchas de estas curvas exhiben poca intermitencia neta, i.e., la operación de todos los parques muestra baja variabilidad en la potencia total inyectada a la red. La idea del estudio es identificar la evolución de la frecuencia ante las variaciones críticas de potencia, no ante todas las variaciones observadas en el período de evaluación.

Por lo anterior, lo primero es identificar las variaciones críticas de viento. Para ello, en el conjunto de datos de potencia inyectada total, se buscó el intervalo de 10[*min*] de máxima dispersión. Esto se realizó por medio del cálculo y la posterior comparación de la varianza de todos los intervalos, identificando en cada escenario de integración aquel que exhibe la mayor dispersión.

A partir de las curvas de potencia inyectada de cada unidad, por parque, se obtuvo el total por central renovable y el total inyectado al sistema. De los 10[*min*] disponibles, se seleccionó sólo un minuto: aquel donde ocurre la variación más crítica.

Con la potencia total de cada parque y la curva de transferencia viento/potencia correspondiente obtenida de DIgSILENT, basta interpolar los datos. Esta vez eso sí, la interpolación ocurre en dirección opuesta a lo acostumbrado. Es decir, para cada valor de potencia de un parque, se obtuvo un valor de velocidad de viento asociado.

Para ejemplificar, la Figura 4-18 incluye la curva de transferencia viento – potencia del parque eólico Quillahua, de capacidad instalada 100[MW], extraída del software de simulación DIgSILENT PF.

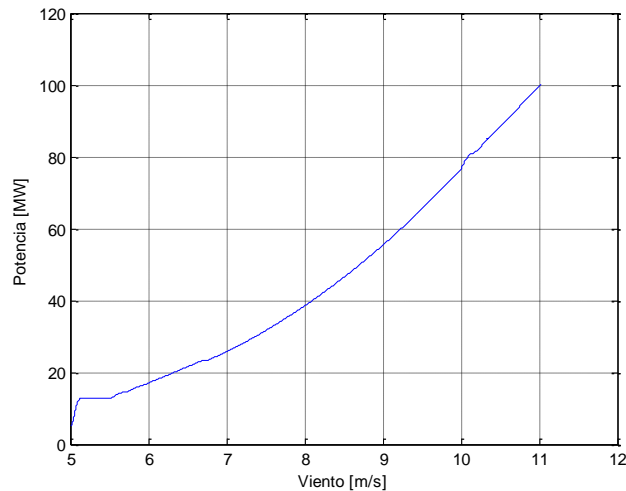


Figura 4-18. Curva de transferencia viento – potencia, parque eólico Quillahua, DIgSILENT PF.

La Figura 4-19 muestra el resultado del procedimiento aplicado a un parque eólico específico, Quillahua. A la izquierda se ilustra la función generada por MatLab, que corresponde a la potencia inyectada por todos los aerogeneradores al interior del parque. A la derecha, e interpolando con la función de transferencia descrita en Figura 4-18, se obtiene la evolución del viento que recibiría la máquina representante de Quillahua, inserta en la red del SING de DIgSILENT PF.

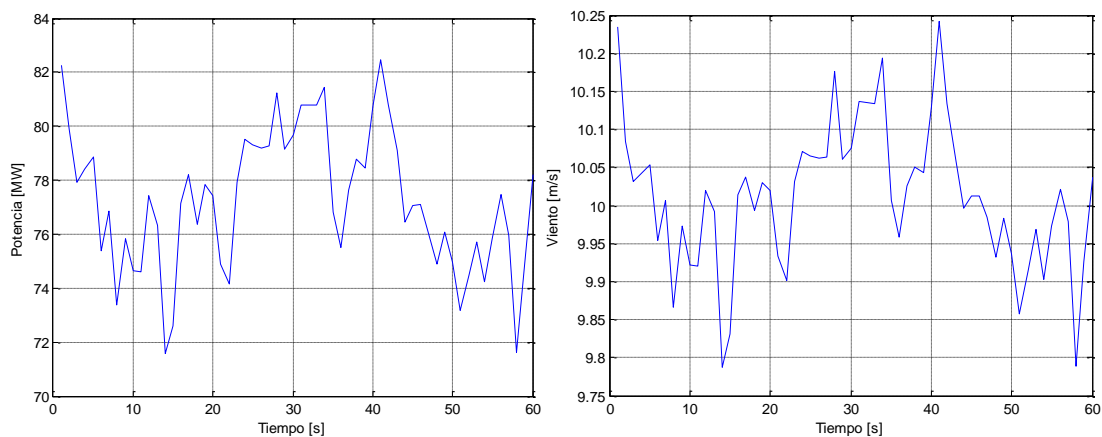


Figura 4-19. Ejemplo: curvas de potencia y viento del parque eólico Quillahua

Las curvas se incluyeron en DIgSILENT para cada parque, y para cada simulación. Así, por escenario, suponiendo un 20% de intensidad de turbulencia, y para despachos de demanda base y alta, se pretende obtener:

- Gráficos de frecuencia [Hz] y tensión [°/1] para 10 barras de interés. Las barras son: Collahuasi 220kV; Chuquicamata 220kV; Escondida 220kV; Crucero 220kV, Encuentro 220kV; Cóndores 220kV; Norgener 220kV; Tocopilla 220kV; Chacaya 220kV y Atacama 220kV. La elección de curvas es arbitraria, usando como criterio que se trata de las zonas con mayores consumos. Sólo si los resultados muestran diferencias sustanciales entre las barras (>1%), se agregarán barras hasta cubrir el total de la red.
- Gráficos de velocidad del rotor de las máquinas (para observar el comportamiento de la estrategia de control, con un gráfico por parque).
- Gráficos de potencia inyectada por parque, para comparar el comportamiento estático con la simulación dinámica.

Sobre la información gráfica, los indicadores calculados para orientar el estudio son:

- Frecuencia : f_0 [Hz], f_{Min} [Hz], f_{Max} [Hz], df/dt_{Max} [Hz/s]
- Velocidad del rotor de la máquina : Error máximo, Δw_{Rot} [°/1]
- Potencia inyectada por parque : P_0 [MW], P_{Min} [MW], P_{Max} [MW]

4.6.2 Modificación de la reserva primaria y secundaria

En esta sección se obtienen las distribuciones de probabilidad de la máxima exigencia de reserva en giro en ventanas de tiempo variables. La metodología es la misma que la utilizada por el CDEC-SING para la obtención de la reserva en giro secundaria. La idea es encontrar la mayor diferencia entre el valor de potencia inicial y todos los restantes, al interior de un intervalo de tiempo fijo.

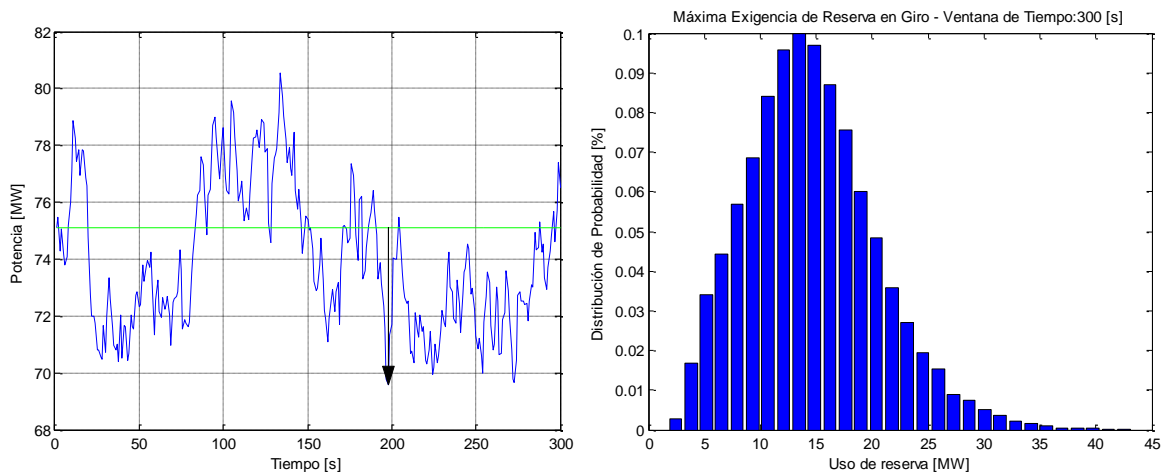


Figura 4-20. Máxima exigencia de reserva en giro: distribución de probabilidad.

La Figura 4-20 ejemplifica la entrada y salida del método. En la ilustración a la izquierda se muestra una curva de potencia de duración 5[*min*], con una flecha indicando el valor máximo de desviación respecto de la inyección inicial (destacada en verde). A la derecha se incluye la forma típica que tendría la distribución de probabilidad, construida a partir del histograma de máximas desviaciones, usando muchos gráficos como el que aparece a la izquierda. Más detalles se pueden encontrar en el “Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”, año 2011, desarrollado por el CDEC-SING [24].

Usando las curvas de inyección eólica se obtiene el requerimiento de reserva energética asociado a la variabilidad de los parques al año 2020, para cada escenario. Se grafican todos los casos (escenarios 1, 2 y 3), variando la intensidad de turbulencia en 15% y 20%, y para ventanas de tiempo de duración 1[*min*], 5[*min*], 10[*min*] y 30[*min*]. Usando la distribución acumulada, se calcula también la magnitud de reserva en giro que permitiría cubrir el 90%, 95% y 97% de los casos.

El uso de la distribución acumulada se ejemplifica en la Figura 4-21. A la izquierda se encuentra graficada una distribución de probabilidad de máximo requerimiento de reserva, para un intervalo de 60[*s*]. A la derecha, en azul se incluye la función distribución acumulada correspondiente. Asimismo, en verde se detalla la magnitud de la potencia necesaria de reserva para un intervalo de confianza de 97%. Tal valor asciende a 22.07[MW], y permite cubrir el 97% de los casos de máximo requerimiento de reserva para una ventana de tiempo de 1[*min*].

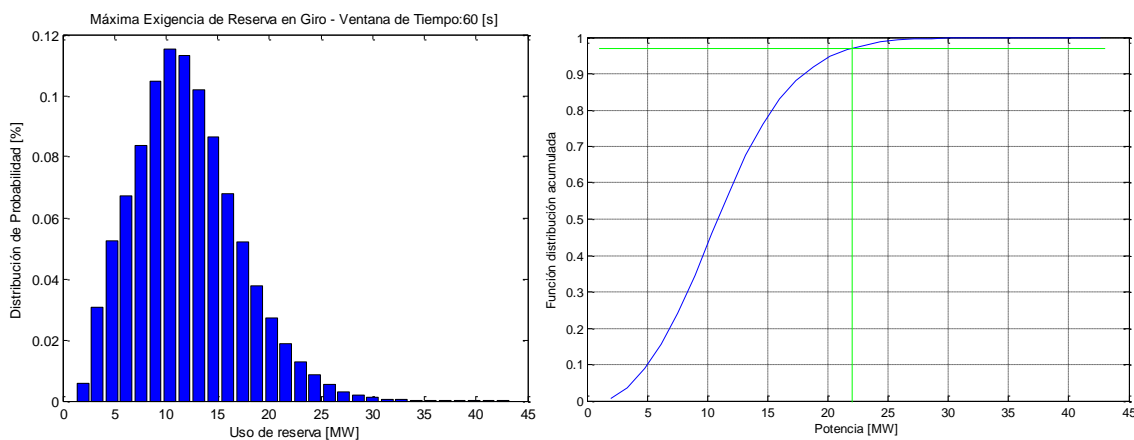


Figura 4-21. Distribución de probabilidad y distribución acumulada asociada.

Por supuesto, el requerimiento de reserva en giro no sólo está influenciado por la intermitencia de la inyección eólica, sino también por la variabilidad de la demanda. Por este motivo, el CDEC-SING amablemente puso a disposición de esta investigación los datos de la demanda total, al mes de Marzo 2012, con resolución de 1 [*min*]. Con esta información se realiza el mismo procedimiento, identificando las distribuciones de probabilidad para ventanas de tiempo de 10 y 30[*min*]. Usando la distribución acumulada, se incluye también el

requerimiento de reserva energética que cubre el 90%, 95% y 97% de las variaciones observadas en la demanda.

Cabe señalar que la variabilidad de la demanda al año 2020 no es necesariamente la misma que la observada al 2012. Este estudio considera simulaciones independientes para la variabilidad al 2012, y aquella proyectada al 2020. La tasa de aumento de la variabilidad se asume proporcional a la tasa de crecimiento de la demanda, pese a que estas suposiciones son posteriormente discutidas a la luz de los resultados.

Para el caso de demanda base se proyectan 3072[MW] típicos de despacho horario (como se usa en el modelo de DIgSILENT al 2020), lo que respecto de 1920[MW] al 2012, (también típicos), arroja un crecimiento de un 60%. Este factor se usa sobre los datos de demanda total del SING, marzo 2012, para recalcular la máxima exigencia de reserva debido a la intermitencia de la demanda.

Combinando las distribuciones de probabilidad asociadas a la intermitencia de inyección eólica, y la demanda, se obtendrá la máxima exigencia de reserva en giro sobre la red. Para el cálculo se asume que los procesos estocásticos asociados a la demanda y la inyección eólica son independientes. Así, considerando que la máxima exigencia de reserva asociada a cada factor es una variable aleatoria, se busca la distribución de la suma de ambas variables aleatorias. La teoría clásica de probabilidades demuestra que la densidad de probabilidad de la variable “suma de variables aleatorias”, es la convolución de las distribuciones involucradas.

Es claro que, con los resultados anteriores, se dispone de todo lo necesario para encontrar el requerimiento total de reserva energética al 2020. Usando el procedimiento descrito, se grafican 12 opciones. El desglose incluye: 3 escenarios de integración eólica; 2 ventanas de tiempo, (10[*min*] y 30[*min*]); y 2 posibles intensidades de turbulencia (15 y 20%). Además, se calcula el requerimiento total de reserva para cubrir el 90%, 95% y 97% de los casos, de acuerdo a la distribución acumulada obtenida.

Capítulo 5

Modelos Dinámicos de las Redes Eléctricas en Estudio

5.1 Introducción

La propuesta metodológica del presente estudio describe, para cada escenario de integración eólica, la realización de dos simulaciones. La primera está destinada a estimar la evolución temporal y espacial del viento al interior de los parques eólicos. El segundo modelo, en cambio, corresponde a un equivalente reducido del SING proyectado al 2020. Es desarrollado en el software de simulación DIgSILENT PF, con el propósito de estudiar la excursión de frecuencia en diversas barras de la red, ante variaciones de viento críticas.

El presente capítulo desarrolla los modelos dinámicos de las centrales de generación, abarcando el caso convencional y el eólico. En este sentido, constituye la base teórica del modelo de red reducido del SING implementado. Si bien se destacan las principales tecnologías disponibles en el mercado (por completitud), la revisión hace hincapié en los aerogeneradores elegidos para la investigación: unidades DFIG.

La exposición no es extensiva, pues se trata de información disponible en la literatura clásica de sistemas de potencia. Se discuten diversas consideraciones sobre los bloques para cada elemento, y esquemas genéricos. El detalle de las ecuaciones y los fenómenos físicos involucrados se detalla en el anexo A.

5.2 Generación convencional

La generación térmica (diesel, carbón o gas) y la hidráulica tienen en común el uso de máquinas sincrónicas con esquemas genéricos de control. Las turbinas se ponen en movimiento por efecto de la transformación de energía, producto de la combustión de combustibles fósiles (generación térmica) o el flujo controlado de caudales de agua (generación hidráulica). Instantáneamente, la potencia es inyectada al sistema por medio de una o más máquinas eléctricas.

Típicamente, las variables controladas son: magnitud de tensión en bornes; frecuencia eléctrica; potencia activa y reactiva. Asimismo, las variables manipuladas son: tensión de excitación (magnitud y ángulo); y torque en el eje de la turbina [16]. De acuerdo a Kundur, un sistema de generación convencional, inserto en una red eléctrica puede describirse como ilustra la Figura 5-1.

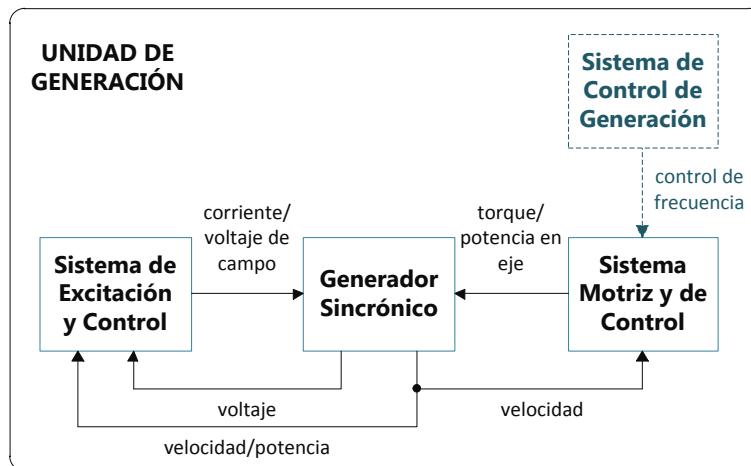


Figura 5-1. Diagrama de bloques de una unidad de generación convencional [13].

A su vez, los sistemas de excitación y movimiento pueden describirse como ilustra la Figura 5-2.

En el control de excitación, los bloques de estabilización de potencia y de sensado de voltaje reciben las variables directamente del generador. En cambio, en el diagrama de velocidad, el cambiador de velocidad (que maneja la referencia de esta variable), recibe la señal de control del sistema de control de generación, si existe alguno. Como se menciona en el capítulo 3 del presente trabajo, el control automático de generación se realiza sólo en algunas unidades, previamente seleccionadas por el operador del sistema.

En DIGSILENT PF, los modelos de las unidades de generación convencional se incluyen por defecto, por lo que no se incluyen más detalles.

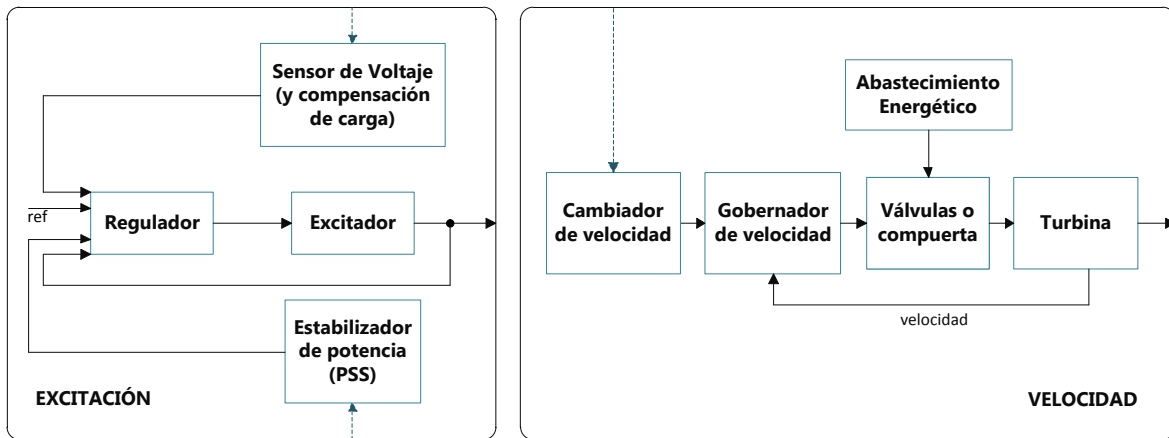


Figura 5-2. Detalle de los bloques principales de la unidad de generación convencional (a excepción de la máquina eléctrica) [13].

5.3 Generación renovable no convencional: caso eólico

5.3.1 Principales tecnologías

Un sistema de conversión de energía eólica (o WECS, del inglés, *Wind Energy Conversion System*), está compuesto por: una turbina; un eje mecánico (usualmente con una caja reductora), una máquina eléctrica; y equipos de electrónica de potencia. Si bien en principio existían máquinas de velocidad fija, o con ángulo de aspas fijo, las mejoras en la tecnología involucrada las han dejado obsoletas.

Una clasificación vigente distingue estos sistemas de conversión respecto del tipo de control de velocidad: discreto o continuo. La categoría más competitiva es la segunda, particularmente los sistemas controlados por medio de equipos de electrónica de potencia.

Un mapa de las tecnologías mencionadas se incluye en la Figura 5-3.

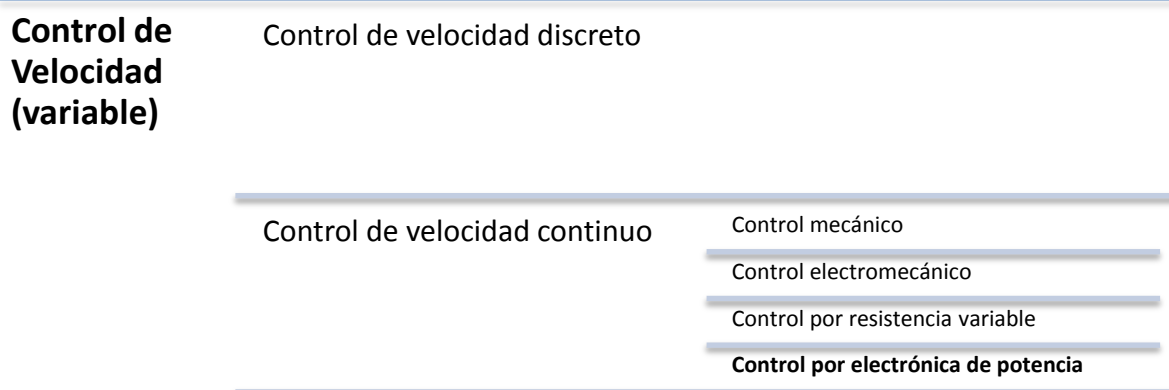


Figura 5-3. Mapa de tecnologías de turbinas de viento según control de velocidad de giro del rotor [58], [59]

Los operadores de SEP han planteado requerimientos cada vez más exigentes sobre la generación eólica, tanto en operación normal, como durante y después de falla. Integrando los puntos de vista del inversionista y del operador de la red, las exigencias se enfocan en la optimización de los siguientes aspectos: confiabilidad, eficiencia, y costo. Las soluciones que utilizan electrónica de potencia han demostrado controlabilidad muy superior a sus alternativas oponentes, manejando en forma más precisa la eficiencia del sistema y aumentando la confiabilidad.

Los aerogeneradores que implementan control por medio de equipos de electrónica de potencia se distinguen de acuerdo al tamaño de dichos equipos. Existen sistemas de conversión con turbinas equipadas con un variador de frecuencia de la misma potencia que el generador; otras conectadas a uno de potencia nominal equivalente a la mitad del generador. El detalle del tipo de máquina elegido, tamaño del convertidor y caja reductora (sistema mecánico) se incluye en la Tabla 5-1.

| Máquina Eléctrica | Tamaño del Convertidor | Caja reductora |
|---|------------------------|-----------------------------------|
| Generador de Inducción (rotor bobinado y alimentado) | Media potencia | Sí |
| Generador de Inducción (rotor cortocircuitado) | Potencia completa | Sí |
| Generador Síncrono, Imanes Permanentes | Potencia completa | No necesariamente (multipolos) |

Tabla 5-1. WECS de velocidad variable, controlados por equipos de electrónica de potencia.

Los esquemas con etapa inversora completa exhiben mejor controlabilidad que sus pares DFIG, pues el rango de control de potencia activa y reactiva es mayor. Técnicamente, es factible el uso de máquinas de inducción y de máquinas síncronas de imanes permanentes. Sin embargo, WECS con generadores síncronos son preferidos pues permiten obviar la caja de reducción (caso multipolar), disminuyendo los costos de inversión y mejorando la confiabilidad mecánica. Los esquemas correspondientes a las tecnologías mencionadas se ilustran en la Figura 5-4.

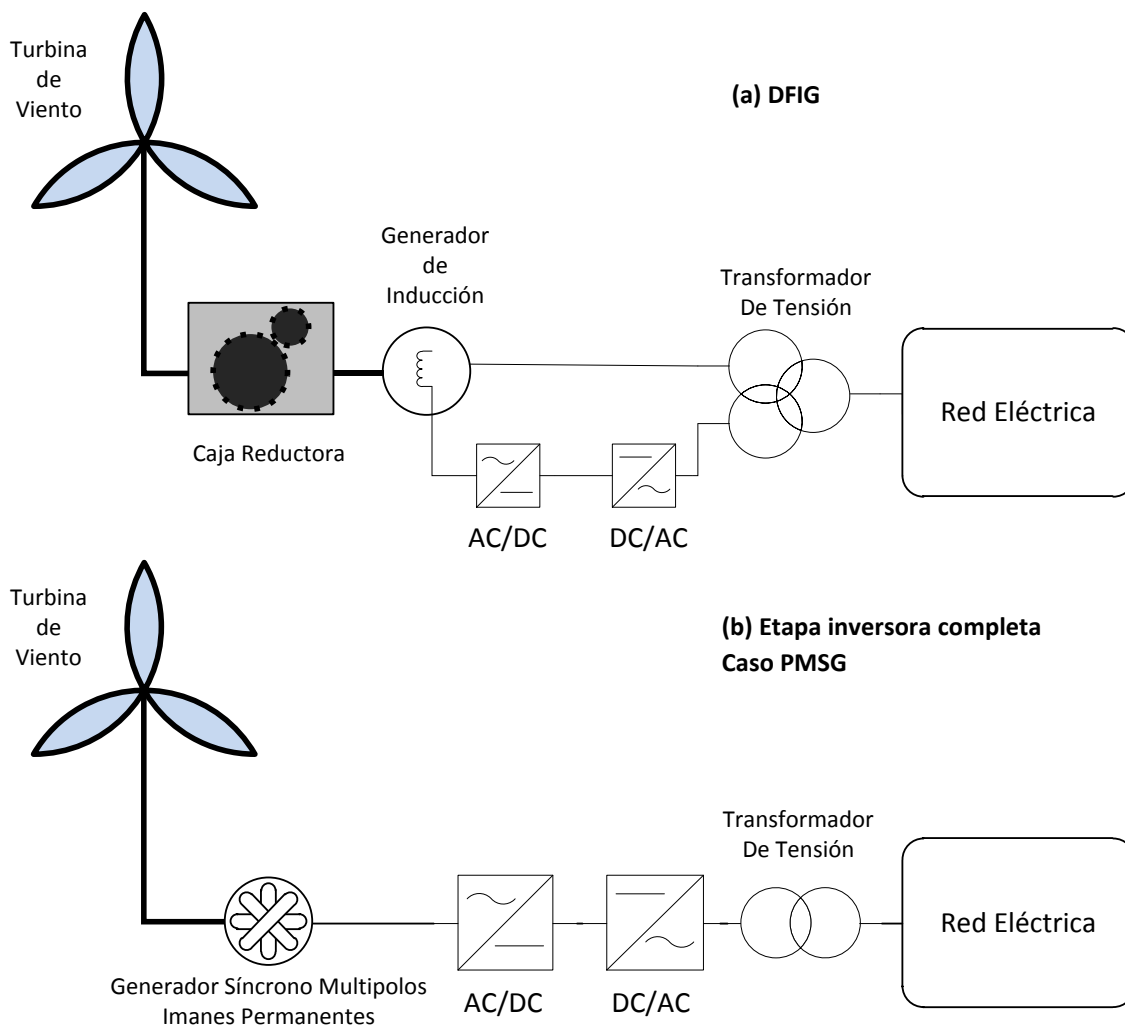


Figura 5-4. Esquemas físicos de las principales tecnologías de conversión de energía eólica (WECS). En línea gruesa se ilustra el sistema mecánico; en línea delgada, el eléctrico.

Si bien el esquema de etapa inversora completa se incluye en el análisis, el presente trabajo implementa únicamente el sistema de conversión DFIG. Lo anterior pues representan una opción de menor costo que, por el momento, se adecúa a las exigencias técnicas sobre las redes eléctricas Chilenas.

5.3.2 Consideraciones sobre los modelos dinámicos

A través de simulaciones computacionales es posible investigar el comportamiento de turbinas eólicas de gran envergadura ante perturbaciones de diversa índole. Sin embargo, la calidad de los resultados obtenidos depende directamente de la validez de los modelos, y por lo tanto, de las suposiciones realizadas. Es fundamental definir previamente, y con precisión, el

objetivo de la simulación. Sólo así se podrá establecer esquemas que representen adecuadamente tanto los fenómenos físicos involucrados como los parámetros relevantes asociados (ya sean constantes de tiempo, frecuencia de ocurrencia, rangos de ciertas magnitudes, etc.).

Se destaca del primer capítulo que el objetivo es evaluar el impacto de variaciones críticas de potencia activa, por inyección de energía eólica en el SING, en una escala de tiempo de 1 minuto. Es decir, el análisis investiga los efectos de la intermitencia y la variabilidad de la velocidad del viento en la regulación de frecuencia de la red, particularmente en el mecanismo basado en el despliegue de reserva en giro.

Por esta razón, es necesario detallar los siguientes elementos: generación de parques eólicos, generación convencional, líneas de transmisión, y demanda energética. Cabe notar aquí que el orden de magnitud de las variables de estado en un SI suele no ser inferior a las centenas, pudiendo alcanzar varias unidades o incluso algunas decenas de mil. Debido a que la resolución de las variaciones del viento estudiadas en este trabajo no superan 1[s], incluir dinámicas de alta y muy alta frecuencia no sólo incrementará sustancialmente los tiempos de simulación, sino aportará complejidad innecesaria al análisis de los resultados.

Se resuelve considerar únicamente la componente fundamental de frecuencia de las variables incluidas en los modelos dinámicos. En la literatura especializada, este enfoque es conocido como *Simulación Dinámica de Sistemas de Potencia* (del inglés, *Power System Dynamic Simulation*).

Aún bajo la hipótesis mencionada, los modelos deben cumplir los siguientes requerimientos para la componente fundamental [25], [26]:

- Satisfacer la complejidad física de los modelos mecánicos y eléctricos, permitiendo predecir con precisión la evolución de variables eléctricas y mecánicas del sistema. Se incluyen: potencia activa; potencia reactiva; magnitud y frecuencia de la tensión; corrientes y torques sobre cada unidad de generación; velocidad de giro de las turbinas y los rotores; entre otras.
- Incluir la complejidad de los modelos de protección por relés, considerando los parámetros fundamentales y modos de operación.
- Permitir la escalabilidad de la magnitud de las unidades de generación eólica, facilitando la representación de grandes capacidades instaladas a partir de un número discreto de máquinas.

Definidas las suposiciones y exigencias a considerar, corresponde desarrollar los modelos. En la literatura existen esquemas introductorios que agrupan los elementos relevantes involucrados en cualquier tecnología de conversión eólica. Sin embargo, las topologías físicas

suelen compartir únicamente el sistema mecánico. Las diferencias en el sistema eléctrico llevan a que el modelo de dinámico incluya varios esquemas de control, razón por la que representaciones genéricas que pretenden abarcar más de una tecnología llevan a la ambigüedad.

Para clarificar lo anterior, notemos que los parques de velocidad variable contienen convertidores de potencia, dispuestos para controlar variables particulares en forma independiente. Según el esquema clásico de control de sistemas, varias plantas independientes requieren controladores específicos para cada una (aun cuando interactúen entre sí). Así por ejemplo en el caso DFIG existen dos lazos de control, diferentes. El primero cubre la máquina de inducción y el convertidor de potencia conectado en el rotor (el *controlador* es el convertidor y la *planta*, el generador). El segundo en cambio, considera el convertidor complementario (conectado al enrollado terciario del transformador de tensión), y el enlace de tensión continua. Allí se identifica al convertidor como *controlador*, y al enlace, como *planta*.

En vista de lo mencionado, es inevitable que esquemas genéricos que pretenden representar más de una tecnología sean muy imprecisos, aportando poca información teórica relevante. Por esta razón, a continuación se incluyen esquemas específicos para cada configuración. Los principios físicos y las correspondientes ecuaciones detrás de cada bloque se incluyen en los Anexos, inciso A.1.

5.3.3 Tecnología DFIG

5.3.3.1 Esquema

Se trate de investigaciones de estabilidad de pequeña señal (oscilaciones locales o inter-área), o de gran señal (fallas por cortocircuitos en la red), las formulaciones a menudo representan los mismos bloques mencionados en la Figura 5-5. Al esquema fenomenológico sin electrónica de potencia (descrito y detallado en el anexo A, Figura A-1), se agrega una representación del convertidor y estrategias de control de alto nivel, típicamente lineales (PI).

En este punto se observan dos caminos. Algunos investigadores linealizan las ecuaciones obtenidas en torno a un punto de operación. Con ello, estudian los auto valores del sistema completo, ahora lineal, y diseñan controladores *ad hoc* [27]. Otros en cambio, implementan algoritmos numéricos para resolver paso a paso todo el conjunto de ecuaciones. Su objetivo es tener una buena aproximación de la evolución de ciertas variables físicas ante perturbaciones [28]. Otros simplemente realizan ambos desarrollos [29], [30].

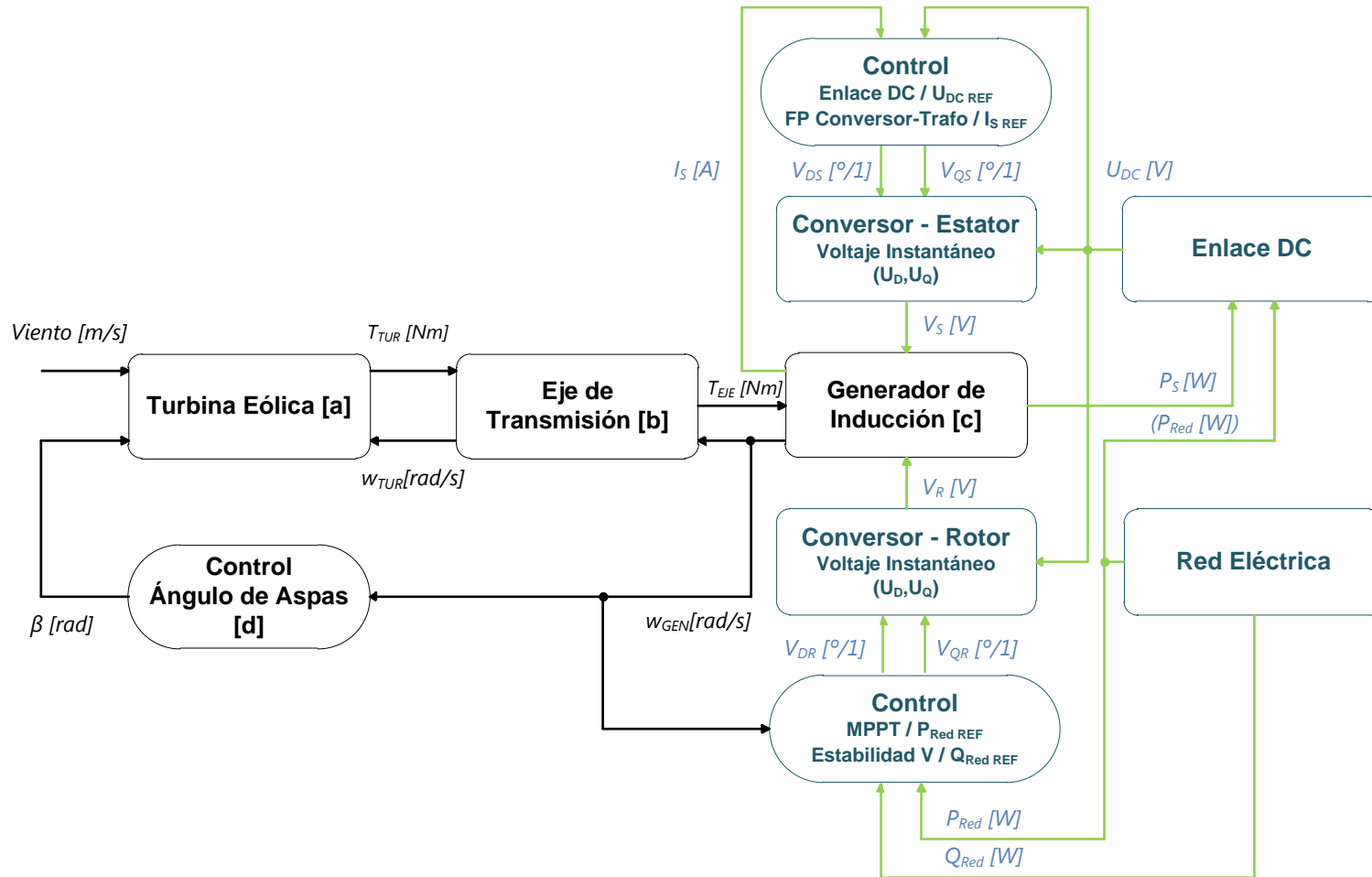


Figura 5-5. Modelo fenomenológico de un DFIG.

El esquema teórico presentado aquí integra los elementos que utilizan estas investigaciones. Fue implementado por DIGSILENT PowerFactory y se encuentra disponible para usuarios autorizados [31]. Existen, sin embargo, sutiles diferencias en los esquemas propuestos, que deben notarse. Los modelos pueden distinguirse según la elección de variables por controlar o manipular, entre otros casos.

Así por ejemplo, mientras algunos autores utilizan el convertor de potencia del lado del rotor para controlar potencia reactiva sobre el punto de conexión (en adelante PCC, del inglés, *Point of Common Coupling*), otros controlan el factor de potencia en el rotor o en el estator (según corresponda de acuerdo a los objetivos del estudio). Asimismo, algunos autores usan las componentes D y Q de la tensión a la salida de los convertidores como variables manipuladas, mientras otros manipulan el *vector m : índice de modulación*.

En función de lo observado y en concordancia con lo revisado por Zhou et al., (2011), el desarrollo de modelos de parques eólicos DFIG en el futuro deberá afrontar los siguientes desafíos: (tópicos principales) [32]

- Validación de los equivalentes: respuesta de régimen permanente, dinámica y rangos de operación (velocidades de viento, condiciones de red, etc.).
- Mejoras en la elección y argumentación sobre los criterios y parámetros de agrupamiento de unidades de generación
- Desarrollo de técnicas de estimación de límites de inyección activa y reactiva para planificación de la expansión y operación de la red.

5.3.3.2 Operación

En la literatura clásica, la operación de las máquinas de inducción como generadores está directamente asociada con el deslizamiento. Si este es positivo, la máquina inyecta potencia al sistema al que esté conectado. De lo contrario consume, en operación como carga. Esto no es correcto en la operación de unidades de generación con máquinas DFIG.

Los convertidores de potencia son capaces de manipular la máquina de tal forma que, sin importar el signo del deslizamiento, esta opere como generador. En operación super-síncrona (o con deslizamiento positivo), la potencia del viento fluye por el rotor y el estator a la red, mientras el consumo de reactivos por excitación es alimentado por el convertor del lado del rotor. En operación sub-síncrona en cambio, la máquina transmite la potencia del viento por el estator, mientras consume potencia activa y reactiva por el rotor.

De acuerdo a Ahkmatov (2005), el rango de operación típico de s es $[-50,15][\%]$. Dinámicamente, puede llegar hasta 30% en el lado positivo (Vestas, 2001). El punto de operación síncrona, i.e., $s = 0$, obliga que la potencia activa del viento sea disipada en el rotor (pérdida resistiva completa). Si no hay consumo de reactivos en el estator, las potencias en el rotor y el estator satisfacen las siguientes relaciones (Cadirci y Ermis, 1992; Pena et al., 1996)

$$P_S \approx (1 \mp s)P_E \quad (5-1)$$

$$P_R \approx \pm s P_E$$

En lo anterior, P_E corresponde a la potencia eléctrica total en el PCC, P_R corresponde a la potencia en el rotor y P_S , en el estator. De las relaciones se desprende lo mencionado: si $s > 0$, la potencia en el estator y en el rotor son positivas y la potencia eléctrica total es la suma de ellas. En cambio, si $s < 0$, la potencia en el estator sigue siendo positiva, pero en el rotor la potencia cambia de signo. Así, la inyección total es la resta de ambos valores. Adicionalmente,

$$U_R \approx \pm s U_S \quad (5-2)$$

Curvas detalladas de la potencia activa y reactiva en el rotor y el estator, en función de sus respectivas tensiones y para valores particulares de deslizamiento pueden encontrarse en la literatura (Ahkmatov, 2005).

5.3.4 Etapa convertora completa: caso PMSG

5.3.4.1 Esquema

Lo primero es distinguir los elementos nuevos y aquellos comunes con el esquema de 5.3.3.1. Los convertidores de potencia se reubican, pese a que son modelados tal y como en la máquina doblemente alimentada. El control se modifica, aunque levemente. Por último, el enlace de continua es modelado igual que en el esquema DFIG. El principal cambio corresponde a la máquina rotatoria, que ahora corresponde a un generador de imanes permanentes. En resumen, *deben describirse los siguientes bloques: ‘generador síncrono’ y ‘estrategia de control’.*

Cabe preguntarse aún: ¿cuán válido es este modelo? Una breve revisión de la literatura destaca sólo algunas variaciones en los bloques de control. Pese a que se utilizan ampliamente esquemas lineales, PI en cascada, se identifican las siguientes variaciones: cambios en las variables controladas; variables que participan en más de un lazo de control; y bloques adicionales para la obtención de las referencias. Sin embargo, los aportes más significativos corresponden a simplificaciones computacionales, que permiten adaptarlo a redes de gran tamaño [33]. Esto en concordancia con las líneas de investigación en generación eólica con máquinas DFIG.

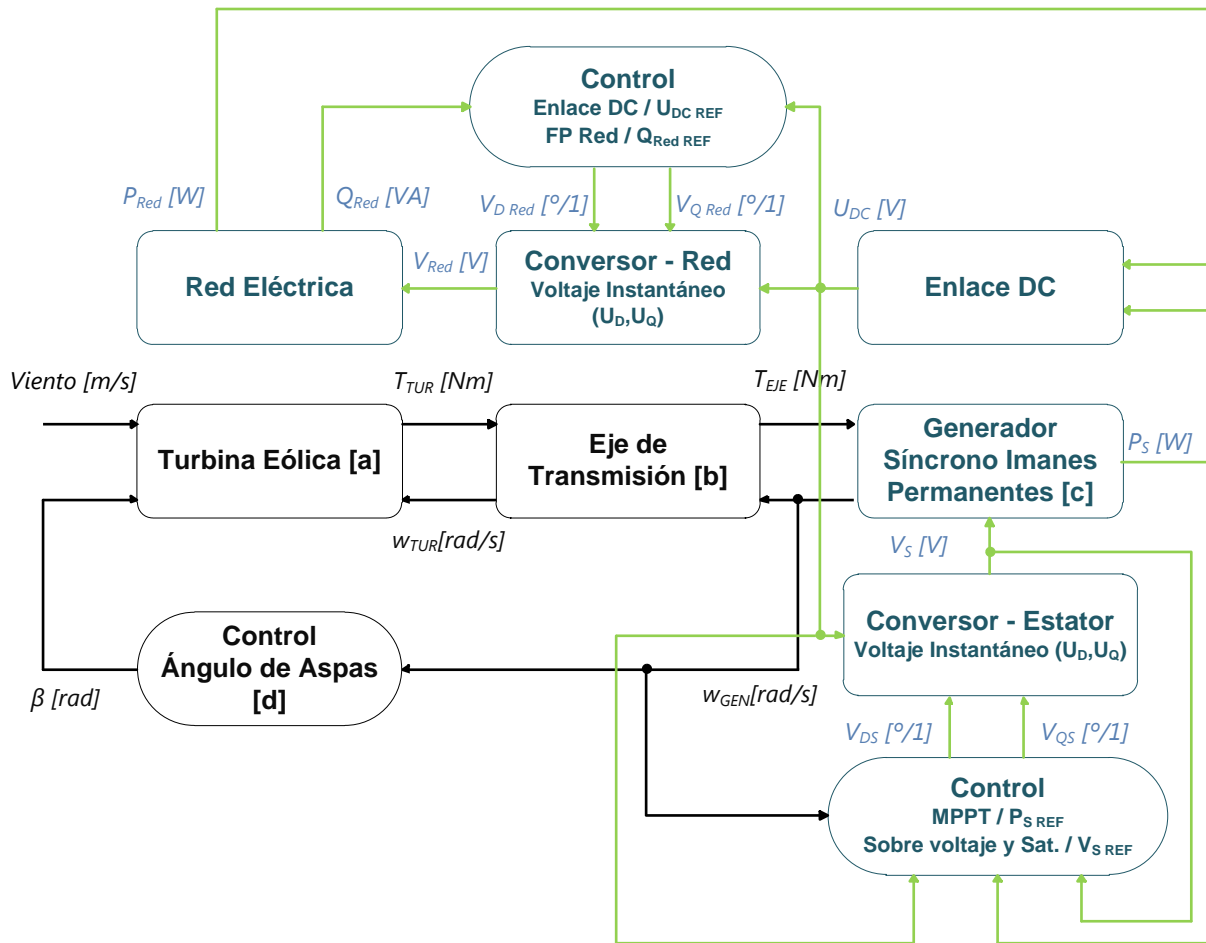


Figura 5-6. Modelo fenomenológico de un aerogenerador con etapa inversora completa.

Debe notarse que los modelos simplificados son menos generalizables que aquellos obtenidos para máquinas doblemente alimentadas. Esto pues el uso de máquinas PMSG brinda mayor versatilidad respecto a las topologías de operación. Como menciona Blaabjerg et al., (2006), además de la configuración que describe la Figura 5-4, se han instalado:

- Unidades PMSG conectadas en paralelo a un único variador de frecuencia (compuesto por dos convertidores);
- Unidades PMSG conectadas con un correspondiente convertidor que actúa como rectificador. Estos equipos están enlazados a un único convertidor operando como inversor, por medio de un bus DC.

5.3.4.2 Operación

Lo principal que se nota en estas unidades es que la operación de la máquina síncrona está desacoplada de la red por la acción de los convertidores de potencia. Asumir que

las potencias inyectadas son instantáneamente equivalentes a las referencias no es muy lejano a la realidad. Un controlador de corriente es capaz de ajustar los valores efectivos respecto a referencias en tiempos no superiores a decenas o quizás algunas centenas de milisegundos (en el peor caso).

Capítulo 6

Evolución Temporal y Espacial del Viento al Interior de Parques Eólicos

6.1 Introducción

Como se menciona en la propuesta metodológica (inciso 4.2), para cada escenario de integración eólica se realizan dos simulaciones. Una de ellas se basa en la implementación de un equivalente reducido del SING en el software de simulación DIgSILENT PF. La segunda, en cambio, permite estimar la evolución temporal y espacial del viento al interior de los parques eólicos, y es el objeto de estudio del presente capítulo.

Esta simulación se desarrolla con el objetivo de estimar los nuevos requerimientos de reserva primaria y secundaria del SING al 2020, producto de la entrada progresiva de parques eólicos y su generación intermitente. Debido a que la inyección energética depende, en último término, del viento disponible, este último debe simularse con especial atención.

En general, los modelos de evolución de recurso eólico se distinguen según la duración de los fenómenos en estudio. Perfiles de viento horario dependen, principalmente, de fenómenos atmosféricos regionales. En cambio, la intermitencia del viento en períodos cortos (hasta 10[*min*]), es turbulenta y depende del valor medio de la velocidad observada, y de la topografía del lugar, entre otros factores.

El presente trabajo genera curvas de viento para un año, y con resolución de 1[s], sobre todos los aerogeneradores de cada parque operativo, de acuerdo al escenario de integración en cuestión. La evolución temporal del viento se simula utilizando modelos

regionales, disponibles en el “Explorador Eólico Solar”, desarrollado por el Departamento de Geofísica de la U. de Chile para el Ministerio de Energía [34].

Los vientos horarios son interpolados para obtener medias cada 10[*min*], sobre las que se superponen turbulencias de acuerdo al auto espectro de Kaimal. Dado que las proyecciones del recurso eólico regional tienen una resolución de 1[*km*], no hay dificultades para obtener las curvas de viento sobre las primeras turbinas de cada columna, aquellas que enfrentan las corrientes. Sin embargo, el viento al interior del parque no se desplaza con la misma velocidad que enfrentó el primer aerogenerador. Para considerar el déficit en la velocidad del viento producto de la operación de las unidades de generación eólica (la evolución de la estela), la investigación implementa el modelo analítico de Frandsen et al, que cuantifica dichas pérdidas.

La Figura 6-1 ilustra esquemáticamente los modelos y supuestos utilizados para generar las curvas de viento sobre todos los aerogeneradores. Cada uno de los modelos allí mencionados se desarrollan a continuación.

Generación de curvas de viento

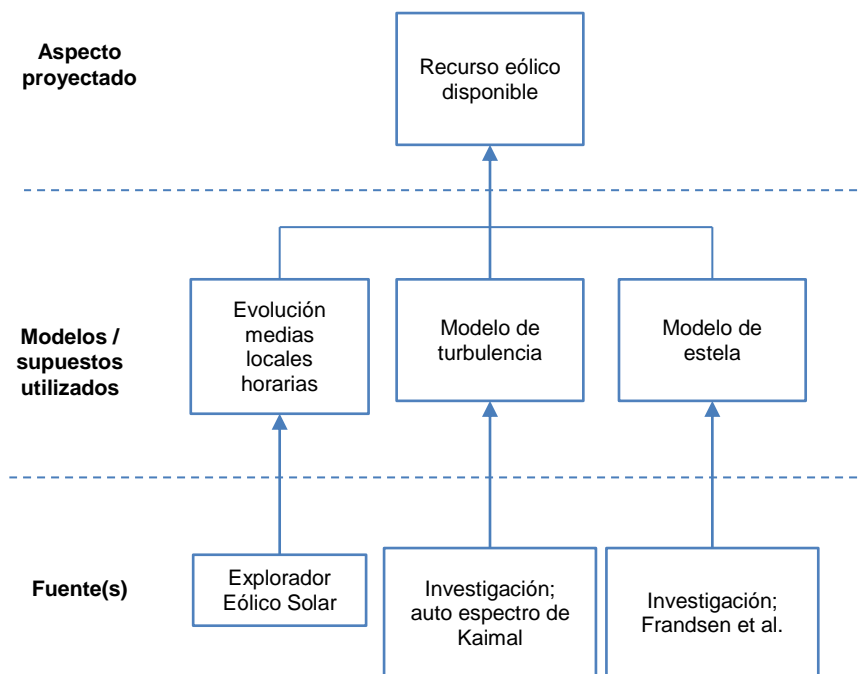


Figura 6-1. Metodología para generar curvas de viento sobre

6.2 Evolución de las medias de viento locales y horarias

Ya se mencionó que se utilizaron medias horarias locales para la realización de este trabajo. En efecto, la información fue obtenida del “Explorador Eólico Solar”, en su más nueva versión (simulación asociada al año 2010). La iniciativa no es aislada, sino se enmarca en un esfuerzo del Gobierno, por medio de la CNE, por modelar el recurso solar y eólico en el norte Chileno.

Es natural formular dos preguntas básicas a raíz de lo expuesto. Lo primero, es ¿cuán válidos son los datos obtenidos? Lo segundo, ¿cuál es la resolución de los datos, tanto temporal como espacialmente? Más aún, si la resolución es insuficiente en alguna de estas dimensiones, ¿cómo resolver el problema?

De acuerdo a las conclusiones del informe asociado al estudio, el modelo empleado es capaz de modelar las variaciones relativas, espaciales y temporales de las magnitudes de las variables simuladas con éxito. Lo valores fueron validados y por tanto estiman correctamente los vientos, considerando los valores y sus tendencias.

Respecto a la resolución de los datos, debe discutirse las dimensiones temporales y espaciales. Temporalmente, la resolución es insuficiente, pues las medias son horarias, no cada 10[*min*] como es necesario. Para resolver el problema, los datos se interpolaron. Se generaron 5 medias adicionales por hora, usando la ecuación de la recta y los valores extremos de cada intervalo, para horas consecutivas. Asumir que la velocidad promedio varía linealmente es una suposición razonable, en tanto sólo proyecta la evolución diaria del viento.

Espacialmente, la resolución también es insuficiente. Lo primero es notar que no se necesita el viento que ingresa a todas las turbinas, sino sólo el que enfrenta la primera fila del parque. La velocidad del viento en filas posteriores, de acuerdo a lo modelado en este estudio, depende de la velocidad media, y de la distancia entre filas y columnas. Así, se incluye el tiempo que demora el viento en viajar de un punto a otro, y el déficit debido a las turbinas que ha enfrentado antes.

En vez de realizar alguna suposición adicional, se utilizó la misma velocidad media local para cada una de las turbinas al interior de la región que el modelo define. Por ejemplo, si un parque tiene columnas de turbinas separadas 300[m], la resolución de 1[km] podría cubrir hasta tres columnas. Dependiendo de la posición geográfica, podrían ser menos.

Es importante destacar aquí que la mayoría de los modelos que proyectan la evolución del viento como una media superpuesta a una turbulencia, utilizan grillas espaciales de alta resolución (10[m]), y por tanto, incluyen un factor de “coherencia espectral”. En términos simples, se trata de una exponencial negativa que permite representar que el viento

no varía mucho en pequeñas distancias. De acuerdo a esto, el recurso eólico varía más (o se encuentra menos correlacionado), mientras mayor sea la distancia entre los puntos de interés.

En general, el viento no se encuentra correlacionado (o la correlación es muy débil) en distancias de 300[m] o superiores. Por esto, pese a que se utiliza una misma media para más de una columna, las turbulencias proyectadas son independientes para cada caso.

En la Figura 6-2 se incluyen las posiciones de las turbinas de los parques que enfrentarían primero el viento, contrastadas con las ubicaciones que ofrece el explorador eólico solar.



Figura 6-2. Mapa con la posición geográfica de la 1ª fila de todos los parques. En celeste se ubican las coordenadas reales. En verde, las coordenadas más cercanas a los valores reales, según la resolución del modelo explorador eólico solar.

El acercamiento a uno de los parques sirve como ejemplo para ilustrar el procedimiento. Se presenta a continuación el caso de “Valle de los Vientos”. En celeste se incluyen las posiciones de las turbinas de acuerdo a la DIA correspondiente. En verde en cambio, se agregan las posiciones más cercanas, con la resolución del explorador eólico solar (verde). Las turbinas corresponden a las primeras unidades de cada columna del parque, pues la dirección preferencial del viento es (en la figura), de izquierda a derecha.

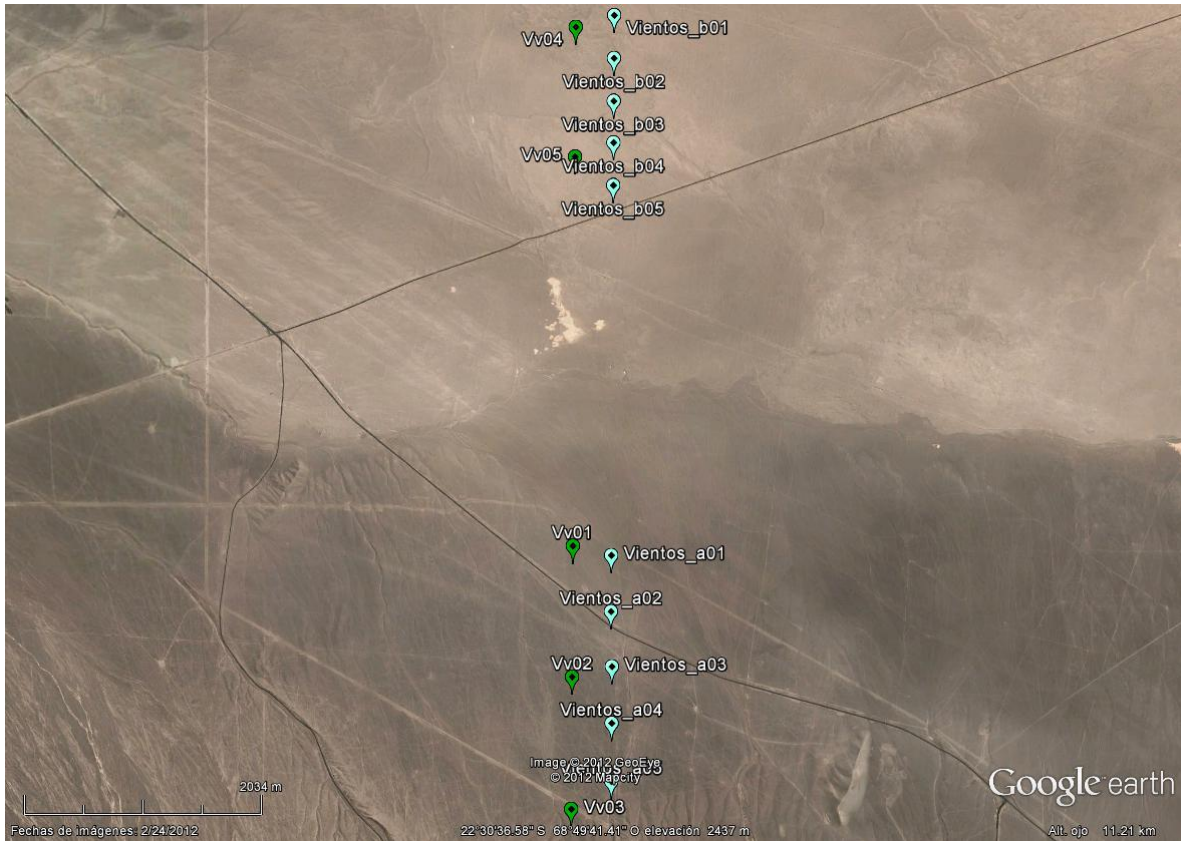


Figura 6-3. Coordenadas reales y aproximadas según el explorador eólico solar, para el parque Valle de los Vientos.

6.3 Modelo para las turbulencias

Lo primero es que la turbulencia, como proceso estocástico, exhibe una distribución de probabilidad. Sin embargo, tal distribución no ha sido identificada transversalmente: no hay consenso en la comunidad científica al respecto. Lo que en general se realiza, en vez de fijar la distribución, es utilizar un generador aleatorio de una normal estándar. Luego, los datos son filtrados de tal forma que satisfagan cierto espectro de frecuencia conocido. La idea es que la señal de viento de alta resolución tenga la misma energía que el espectro elegido.

Cabe destacar que los trabajos en general usan además el término “coherencia espectral”, antes mencionado. Cuando el grillado es al menos dos órdenes de magnitud menor que la longitud del parque, ya sea en ancho o en largo, esto se justifica. Por supuesto, tal suposición incrementa la complejidad sobre el cálculo de potencia en cada turbina. Basta notar que si las aspas tienen un diámetro de 70[m], se tendrá que incluir muchos valores de viento sobre el eje. Esto es de particular importancia cuando se estudia el efecto conocido como “flicker”. En este trabajo, sin embargo, la precisión es menor pues la magnitud del estudio es sistémica (sobre el SING). Por supuesto, los vientos que inciden en el torque sobre el eje no son tan distintos entre sí, pues se encuentran a distancias pequeñas. Contrario a lo que se

podría intuir, investigadores del laboratorio Riso en Dinamarca postulan que incluir las coherencias de esta forma no disminuiría, sino aumentaría la varianza observada en la potencia de salida [35].

Queda por determinar la forma del auto espectro a usar. En esta investigación se eligió el auto espectro de Kaimal, pues se trata de una herramienta que ha sido utilizada en diversas publicaciones con resultados satisfactorios [35] [36]. En efecto, uno de los principales software de simulación y predicción de potencia eólica, el denominado *Wind Atlas Analysis and Application Program*, (o, por sus siglas en inglés WasP) lo incluye como alternativa para las simulaciones de viento. El software fue desarrollado por la división de energía eólica del laboratorio Riso en Dinamarca, y se ha convertido en un estándar internacional⁶ [37]. Diversas empresas internacionales, dedicadas a la construcción y operación de parques eólicos trabajan con él como por ejemplo Mainstream Renewable Power (entre otros).

La implementación es la siguiente:

$$S_f(f) = \sigma_x^2 \frac{\frac{4L_x}{U_0}}{\left(1 + 6 \frac{fL_x}{U_0}\right)^{\frac{5}{3}}} \quad (6-3)$$

En lo anterior,

$$\begin{aligned} \sigma_x &= U_0 I \\ I &= I_{ref} \left(\frac{3}{4} + \frac{5.6}{U_0} \right) \\ L_x &\cong 8.1 C_x [m] \\ C_x &\cong 42 [m] \end{aligned} \quad (6-4)$$

Donde,

U_0 : Velocidad media del viento en el intervalo [m/s]

⁶ En principio se pensó en obtener la licencia para realizar las proyecciones en este trabajo. Pero, debido al elevado costo, se optó por programar directamente las funciones necesarias.

I : Intensidad de la turbulencia [%]

I_{ref} : Intensidad de turbulencia de referencia [%]. Típicamente, entre 10 y 20[%].

f : Frecuencia [Hz]

σ_x : Desviación estándar del viento [m/s] (no se modela el viento lateral, sino sólo el frontal)

Para que la señal sea aleatoria y a la vez tenga la energía correspondiente, se trabaja en el dominio de Fourier. Es necesario exigir que,

$$S_f = \mathcal{F}(x(t))\mathcal{F}(x(t))^* = \|\mathbf{X}(f)\|^2 \quad (6-5)$$

Para ello, el procedimiento es el siguiente. Se genera una muestra aleatoria para cada fase de la respectiva frecuencia, entre 0 y $\frac{1}{2T_s} = Ndf$, donde T_s es el tiempo de muestreo, N es el total de muestras y $df = \frac{1}{2NT_s}$. Así, se cumple que el espectro de frecuencia de la señal evaluado en cada valor de frecuencia, satisface,

$$\sqrt{S_f(f)}e^{i2\pi\phi} = \mathcal{F}(x(t))\sqrt{df} = \mathcal{F}(x(t))\sqrt{\frac{1}{2NT_s}} \quad (6-6)$$

Donde N es el número total de muestras. Para volver a la señal en el dominio del tiempo, se divide por \sqrt{df} , y se toma anti transformada de Fourier (en este caso, ifft). No dividir por \sqrt{df} hará que la varianza de la muestra no sea σ_x^2 .

Corresponde notar algunas observaciones a la implementación:

- Por construcción, σ_x^2 es la varianza de la variable temporal de acuerdo al teorema de Parseval, que relaciona la energía de una señal en el dominio de Fourier, y en el tiempo.
- En otros trabajos o libros de referencia, el auto espectro se puede encontrar como,

$$S_f(f) = 2u_* \frac{52.5 \frac{z}{U_0}}{\left(1 + 33 \frac{fz}{U_0}\right)^{\frac{5}{3}}} \quad (6-7)$$

Donde $\sigma_x = 2.185u_*$

Las fórmulas son equivalentes si z se pondera para igualarse a L_x (usar uno u otro depende de cómo se mida el tamaño de la turbulencia, pero se trata del mismo principio).

Por diseño, toda curva de viento así generada tendrá la energía que corresponde al auto espectro de Kaimal, con los parámetros aquí usados. La validación de la técnica se realiza a partir de los diversos trabajos que generó la iniciativa Aeolus, en Dinamarca [36]. En particular se revisó y cotejó lo programado con el código y los resultados del proyecto SimWindFarm para MatLab.

En la Figura 6-4 se presenta un ejemplo de lo obtenido. A la izquierda, una muestra de 10[min] de viento turbulento. A la derecha, (ejes loglog), la densidad espectral usada S_f . La media es de 10[m/s], y la intensidad de la turbulencia asciende a 10[%].

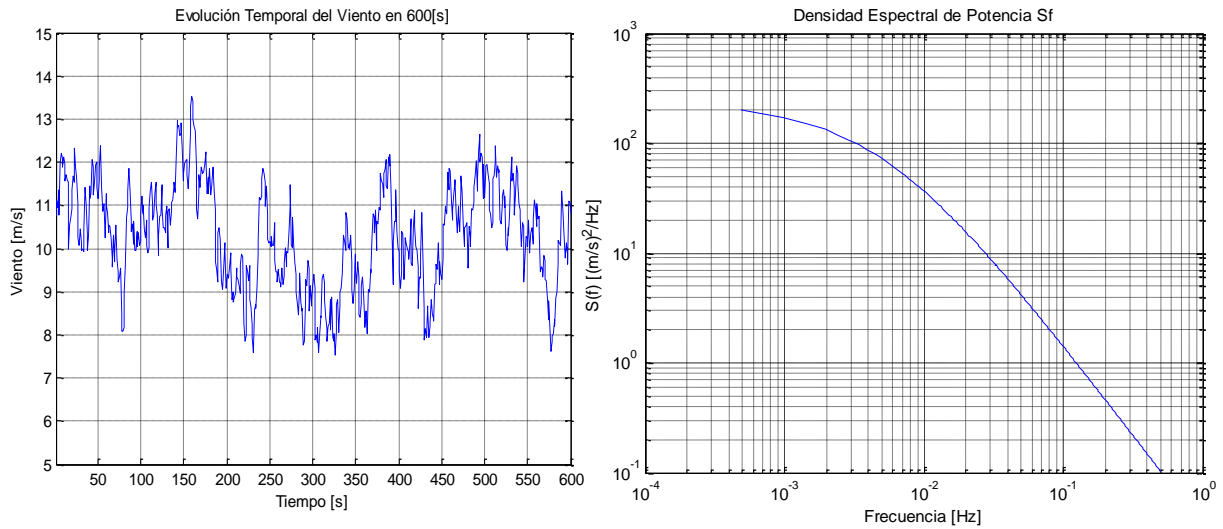


Figura 6-4. Generador de viento y espectro de frecuencia.

Antes de concluir esta sección es importante notar que las máquinas perciben el viento desfasado temporalmente, dependiendo de cuán alejada se encuentren de la primera. Además del déficit espacial, incluido con el modelo para la estela (y descrito en el inciso siguiente), el viento demora un período no despreciable de tiempo en avanzar la distancia entre turbinas (dentro de una fila). Este tiempo se modela como $\Delta t = \frac{\Delta f}{v_{medio}}$, donde Δf [m] corresponde a la distancia entre filas, y v_{medio} $\left[\frac{m}{s}\right]$ a la velocidad media en el intervalo.

6.4 Modelo para la estela

Existen múltiples trabajos para integrar el desarrollo de la estela y el déficit correspondiente de viento en las turbinas a lo largo de un parque eólico. No hay, aún, modelos transversalmente aceptados. De hecho, observaciones empíricas prueban que, en general, la evolución no es determinística. Sin embargo, si se sabe que los principales factores que alteran la evolución de la estela son la topología del parque y la velocidad media del viento.

Los principales modelos han sido propuestos por investigadores en Universidades e Institutos en Dinamarca. Se cuentan, entre los más aceptados, tres: los modelos de Jensen et al.; Frandsen et al; y Ainslie et al. [38]. El modelo de Frandsen et al., desarrollado el año 2005, se elige para esta investigación por sus simplicidad de implementación y buenos resultados. No es de extrañar que Sten Frandsen, junto con otros investigadores, lo hayan incluido en el programa WasP, del laboratorio Riso. Es más, las últimas versiones del software SimWindFarm para MatLab, desarrolladas bajo el proyecto ICT-Aeolus, también lo incluyen (entre otros trabajos).

Supongamos entonces, simplifícadamente, que el problema se reduce a un parque de topología rectangular, que enfrenta el viento por una de sus filas, tal y como muestra la Figura 6-5. Por supuesto, la restricción en la dirección del viento es relajable; para otras direcciones basta recalcular la topología que mejor se ajuste al modelo rectangular.

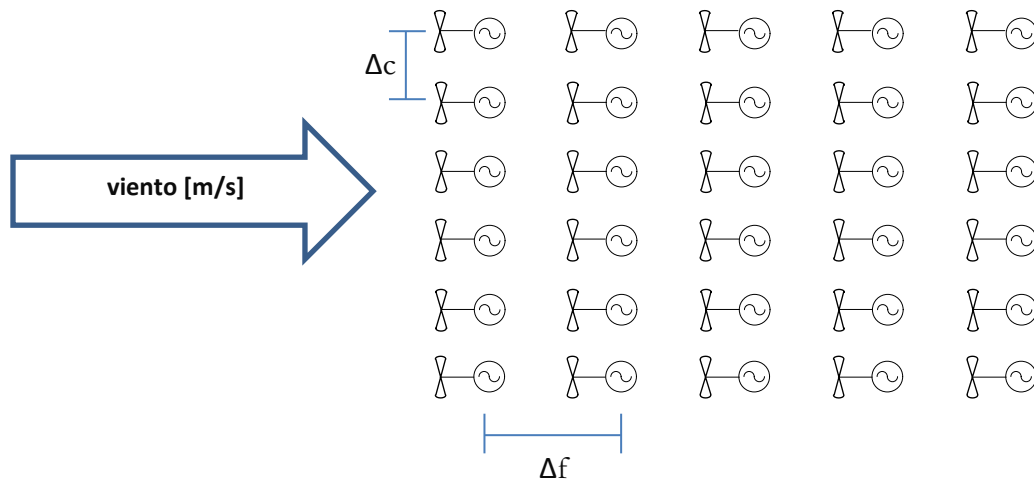


Figura 6-5. Topología simplificada de un parque eólico, para el desarrollo del modelo de estela de Frandsen.

El modelo detalla dos fases. La primera corresponde al análisis del déficit de viento producto de la primera turbina, y se denomina “single-wake model”. La segunda etapa describe la evolución del déficit para múltiples turbinas detrás de la primera. Esta fase se conoce como “multiple-wake model”. La predicción de la primera etapa entrega la condición inicial de las posteriores.

En términos físicos, el modelo se basa en la conservación del momento del viento, atravesando las diversas turbinas. Cabe notar en este punto que la segunda fase, “multiple wake model”, tiene tres regímenes. El primero corresponde a una expansión cuadrática de la estela. El segundo, a una expansión lineal una vez que las estelas de columnas consecutivas se juntan. El tercero refiere a la situación en la que la estela se une al viento geostrófico [39]. Sin embargo, este último caso no fue programado. Ninguno de los parques en consideración es tan largo. Cada fase se describe a continuación.

6.4.1 Fase I. Déficit en la 2º turbina

Las ecuaciones para obtener la velocidad que enfrenta la segunda turbina son las siguientes:

$$\begin{aligned} \frac{U}{U_0} &= \frac{1}{2} \left(1 + \sqrt{1 - \frac{2A_R}{A(x)} C_T} \right) \\ A(x) &= \frac{\pi}{4} D(x)^2 \\ D(x) &= \left(\beta^{\frac{k}{2}} + \alpha \frac{x}{D_0} \right)^{\frac{1}{k}} D_0 \\ A_R &= \frac{\pi}{4} D_0^2 \\ \beta &= \frac{1}{2} \frac{1 + \sqrt{1 - C_T}}{\sqrt{1 - C_T}} \\ C_T &= 3.5 \left(\frac{2U_0 - 3.5}{U_0^2} \right) \end{aligned} \tag{6-8}$$

En lo anterior,

U : Velocidad del viento que enfrenta la 2º turbina [m/s]

U_0 : Velocidad del viento que enfrenta la 1º turbina [m/s]

D_0 : Diámetro de las Aspas [m]

α : Parámetro experimental que determina el decaimiento asintótico. Usualmente, $\alpha \in [0.3, 0.7]$.

k : Parámetro que determina el orden de la expansión. En esta fase se sugiere $k=2$.

En la publicación, este modelo se compara con otros usando $CT = 0.7$ (fijo) y $\alpha = 0.3$. Sin embargo, investigaciones posteriores sugieren que se utilice $\alpha = 0.7$ para la expansión de la estela.

6.4.2 Fase II. Régimen 1 (expansión cuadrática)

Este régimen de expansión supone que la estela crece cuadráticamente, (forma circular). Una vez que alcanza el suelo, sólo crece hacia arriba y los lados, aunque todavía con forma de circunferencia en el extremo. Las ecuaciones para este caso son:

$$c_{n+1} = 1 - \left(\frac{A_n}{A_{n+1}} (1 - c_n) + \frac{1}{2} \frac{A_R}{A_{n+1}} C_T c_n \right)$$

$$c_n = \frac{U(n)}{U_0}$$

$$D(x) = \left(\beta^{\frac{k}{2}} + \alpha \left(\frac{\Delta f}{D_0} \right) n \right)^{\frac{1}{k}} D_0 \quad (6-9)$$

$$A(n) = \frac{\pi}{4} D(n)^2 - A_{cutOff}$$

Las expresiones para A_R , β y C_T se mantienen fijas, tal y como se obtuvieron en la fase anterior. Es posible redefinir C_T y β por paso, pero en general esto no genera un impacto significativo, por lo que por simplicidad, se mantienen fijos.

Es interesante notar que el comportamiento asintótico de este régimen está directamente emparentado con el valor de decaimiento: la constante α . En efecto, de la primera ecuación en (6-9), muy lejos de la primera turbina, se cumple que:

$$c_\infty = \frac{A_{n+1} - A_n}{A_{n+1} - A_n + \frac{A_R C_T}{2}} \quad (6-10)$$

Si no se considera la pérdida de área de la estela producto del choque con el suelo, (y usando la tercera y cuarta expresiones en (6-9),

$$c_\infty = \frac{\alpha}{\alpha + \frac{C_T D_0}{2 \Delta f}} \quad (6-11)$$

Así, conocer el déficit asintótico determinará el valor de α para una topología fija de parque eólico, y viceversa. Si se incluye la pérdida de área por el suelo, la ecuación es parecida:

$$c_{\infty} = \frac{\alpha - \frac{D_0 \Delta A_c}{A_R \Delta f}}{\alpha - \frac{D_0 \Delta A_c}{A_R \Delta f} + \frac{C_T D_0}{2 \Delta f}} \quad (6-12)$$

Donde ΔA_c es la diferencia entre los descuentos de área de la estela debido al choque con el suelo.

6.4.3 Fase II. Régimen 2 (expansión lineal)

Una vez que el área de la estela crece lo suficiente como para juntarse con la generada por alguna columna colindante de turbinas, el aumento de área total cambia de forma. Ya no existe región lateral, sino sólo crecimiento hacia arriba. Dicho crecimiento se supone lineal (y se ajusta con otros modelos, obteniendo buenos resultados). Las ecuaciones que definen este régimen son las siguientes:

$$h(n) = \frac{c_m}{1 - c_m} \frac{\pi C_T}{8 s_{\Gamma} s_F} (n \Delta f - x_1) + h_1$$

$$s_{\Gamma} = \frac{\Delta f}{D_0} \quad (6-13)$$

$$s_F = \frac{\Delta c}{D_0}$$

x_1 : Distancia entre la 1° fila y la 1° turbina en la que las estelas se mezclan.

h_1 : Altura de la estela para la 1° turbina en la que las estelas se mezclan.

c_m : Parámetro que depende del comportamiento asintótico final. La expresión al respecto es la siguiente:

$$c_{\infty} = \frac{1}{1 + \frac{1 - c_m}{c_m} \left(\frac{\Delta c}{\Delta f} \right)} \quad (6-14)$$

Tal y como con el régimen anterior, se nota que el déficit asintótico depende de c_m , y viceversa. Para la implementación existen dos alternativas. Por un lado, se puede suponer el

déficit asintótico conocido (expresiones (6-11) ó (6-12) según corresponda), y despejar c_m . Por otro lado, si se dispone de algún valor empírico conocido c_∞ , se puede imponer y despejar c_m .

En función de la altura $h(n)$ se define una nueva expresión para el crecimiento del área. De esta forma, se puede seguir usando la ecuación de conservación de momento, planteada como la primera expresión de (6-9). Las expresiones son:

$$A_{n+1} = A_n + \Delta h s_T D_0$$

$$\Delta h = h(n + 1) - h(n)$$
(6-15)

Queda detallar algunos aspectos relativos a la implementación, y mostrar algunos ejemplos de la evolución de la estela obtenida. Respecto a la programación del algoritmo, cabe señalar:

- Se elige que $\alpha = 0.7$, y $c_\infty = 0.8$. Para el decaimiento se siguieron las recomendaciones de la publicación. Para el déficit asintótico se estudiaron valores empíricos de potencia a lo largo de grandes columnas de turbinas encontrados en otras investigaciones. Dado que la última turbina extrae, en el peor caso, alrededor del 50% de la potencia de la 1ª, se eligió 0.8 como parámetro intermedio (la potencia extraída del viento está acotada superiormente por una expresión proporcional al cubo de la velocidad) [38].
- Siempre se incluye el descuento de área por el enfrentamiento de la estela con el suelo.
- La validación del algoritmo se realizó usando las mismas figuras que ofrece la publicación para cada etapa y régimen correspondiente.

A continuación se incluyen dos ejemplos del resultado obtenido para la evolución espacial del déficit de velocidad en las turbinas.

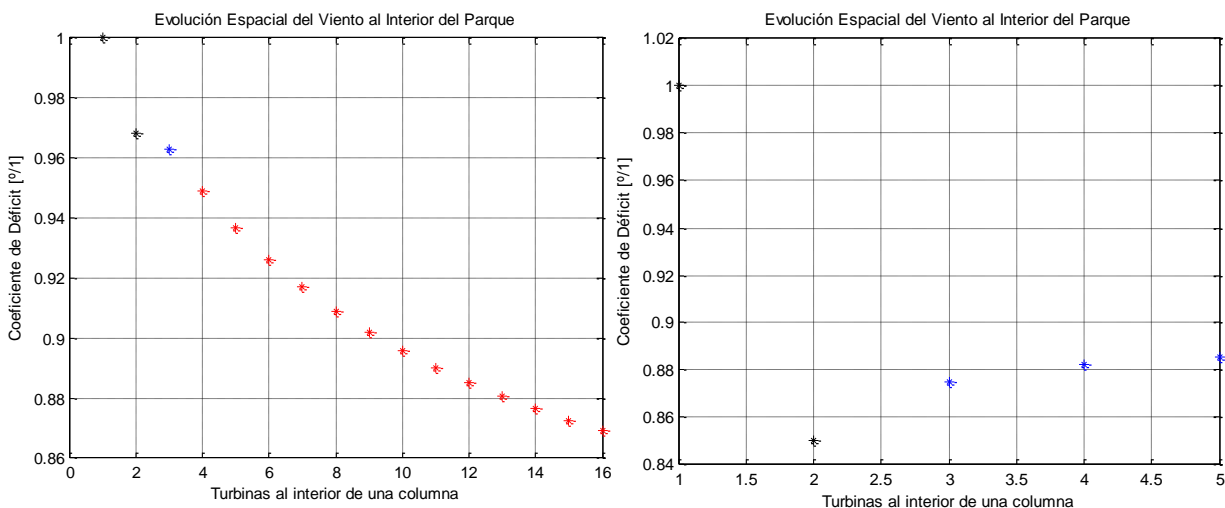


Figura 6-6. Déficit calculado de acuerdo al modelo de estela implementado: parques Ckani (figura izquierda), y Quillahua (derecha). La velocidad media que enfrenta la 1ª turbina es de 10[m/s].

En las figuras anteriores se nota la versatilidad del modelo. En negro se grafican los valores para el déficit de la 1° y 2° turbina de una columna. La 1° recibe el viento directamente, por lo que el valor 1, de déficit nulo, es condición inicial. En la 2° turbina, el déficit se puede evaluar como la respuesta del modelo “single –wake”, o un valor empírico conocido a priori. En Ckani, el valor se obtiene del modelo, mientras que en Quillahua, se fija como si fuese conocido, 0.85.

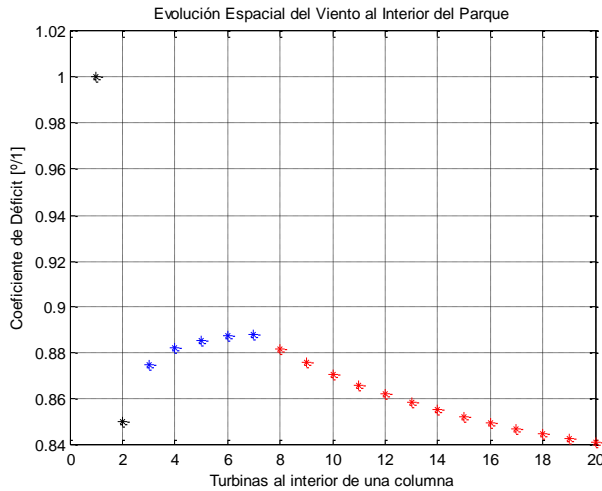


Figura 6-7. Evolución del déficit en Quillahua, si hubieran 20 máquinas por columna en vez de 5.

En azul se grafican los puntos que corresponden al modelo “multiple-wake”, régimen cuadrático de expansión de estela. En rojo, finalmente, se incluye el déficit según el modelo “multiple-wake”, régimen de expansión lineal. Cabe notar cómo el régimen cuadrático de expansión tiende a un valor asintótico distinto que el régimen lineal (que tiende a 0.8, fijo de antemano).

Esto es coherente con lo observado en las ecuaciones (6-11) y (6-12). Si Quillahua tuviera (hipotéticamente) 20 máquinas en vez de 5 por columna, el resultado sería lo que ilustra la Figura 6-7. Se nota directamente, en esta evolución de déficit, el cambio en el comportamiento asintótico, propio de cada régimen.

6.5 Energía eólica en régimen estacionario

Antes de cerrar esta sección, resta hacer explícitas las curvas de transferencia viento/potencia con la que se representan, en principio, las máquinas. Mediante estas curvas, y teniendo datos de viento local disponibles, es posible generar las curvas de potencia en régimen estacionario.

De acuerdo a lo expresado en la metodología, se eligieron las curvas de los fabricantes de las unidades Vestas V90 de 2 y 3 [MW] de capacidad, con máquinas eléctricas tipo DFIG. Las máquinas de 1.5[MW] se modelaron como una ponderación de las curva de máquinas de 2[MW] de capacidad.

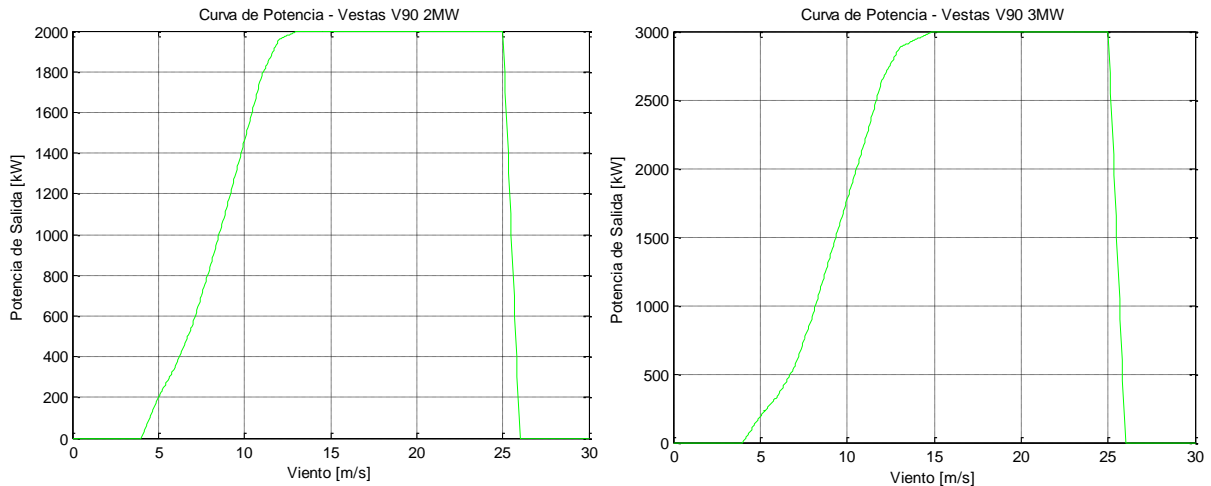


Figura 6-8. Curvas de transferencia viento/potencia, turbinas Vestas V90. Valores según informa el fabricante [40] [41].

¿Por qué es posible reemplazar las máquinas por las curvas de transferencia? En principio, no debiera ser posible hacerlo. El comportamiento de la máquina está influenciado por un sinnúmero de variables. Entre ellas: inercias de las turbinas y del sistema mecánico; velocidad del viento; respuesta del controlador (estrategia de control); sistemas de protecciones en operación; etc. Esto no es novedad: el efecto de la turbulencia y la dinámica de las máquinas se estudia en diversos grupos de investigación en el mundo. La representación usando la curva de transferencia es una simplificación. Como tal, es válida bajo ciertas hipótesis y útil ante objetivos particulares, cuidadosamente definidos.

Incluir todas las máquinas de todos los parques para el estudio, con resolución de 1[s], cada 10[min], durante las cuatro estaciones del año, es casi impracticable. En su defecto, ciertas variaciones se estudian usando las curvas de transferencia. La curva es considerada un modelo de régimen estacionario. Por tanto, usarla implica despreciar la dinámica de los sistemas eléctricos y mecánicos de las máquinas. Esto es posible pues dichos sistemas operan en escalas de tiempo mucho menores que las escalas de tiempo de interés en esta investigación [42]. Sin embargo, no debe perderse de vista que los efectos dinámicos sí existen, y que sí pueden influenciar la potencia efectiva que entrega la máquina. Diversos trabajos destacan este punto [43].

Si bien existen algunas investigaciones que pretenden diseñar modelos dinámicos simplificados de los parques [44], esta investigación no los utiliza. Para los efectos sistémicos, se utiliza únicamente la curva de transferencia de viento/potencia. En cambio, para el estudio de la evolución de la frecuencia en el SING, se incluyen los modelos completos de las unidades, tal y como se describe en el capítulo anterior.

Capítulo 7

Resultados y Discusión

7.1 Escenarios de integración eólica

Las proyecciones de potencia instalada programaron en una *macro*, en Microsoft Excel 2010. De esta forma, todos los resultados son replicables. Si bien es posible realizar sensibilidad sobre 7 variables, esto sólo será usado para enriquecer la discusión. Para la construcción de los escenarios, los 7 factores nombrados son parámetros fijos, y toman los siguientes valores:

- Demanda (Base/Alta) = Base
- Retrasos inicio construcción [año] = 1.5
- Retrasos duración construcción [%] = 30
- Factor de Planta Centrales Eólicas = 0.28
- Factor de Planta Centrales Geotérmicas = 0.85
- Factor de Planta Centrales Solares = 0.28
- Inicio de la Proyección = 2017

Dicho esto, y antes de presentar los escenarios, corresponde destacar ciertos puntos:

- La potencia instalada eólica crece desde el escenario variable 1 hasta el número 5. En adelante, y hasta el escenario variable final (n° 32), la potencia renovable total al 2020 crece sólo por la instalación de centrales solares.
- El proyecto eólico Quillahua se encuentra en construcción, y el proyecto Ckani, en “estado liberado” (ver información de estados de proyectos en inciso 4.2.1). Por esto, la potencia total entre ambas iniciativas es la base al año 2012.
- Al año 2020, las proyecciones indican potencias instaladas entre 567[MW] en el caso más pesimista y 1344 [MW] en el más optimista. Proporcional a la demanda base, y considerando el factor de planta eólico mencionado, esto representa el 5.63% y el 13.36% de la energía consumida anual, respectivamente.
- Debido al ordenamiento de los proyectos producto de la evaluación, y los retrasos por construcción, la única iniciativa geotérmica actualmente en gestión, “Cerro Pabellón”, no aparece los escenarios. Por esta razón, la proyección indicaría que no habría desarrollo de energía geotérmica al menos hasta el 2020. Si en vez de proyectar la potencia instalada entrante a partir del 2016, esto se realiza desde el 2017, centrales geotérmicas sí aparecen (esto se discute más abajo).
- Se eligen como escenarios de integración “baja”, “media” y “alta”, los escenarios variables número 1, 3 y 5 respectivamente. El escenario variable 2 no aumenta la potencia instalada eólica al 2020, sino sólo la solar, por lo que no aporta información nueva. Por otro lado, el escenario variable 4 considera menos potencia eólica que el máximo disponible. Así, de ser incluido, correspondería al escenario de integración media. Sin embargo, la potencia instalada es sólo 150[MW] menor que el escenario siguiente. Por esto, y para hacer los escenarios lo más distinguibles entre ellos como sea posible, la elección de escenarios excluye el n° 4.

A continuación se incluyen los resultados para: potencia entrante anual; potencia total acumulada; y energía renovable como porcentaje de la demanda total.

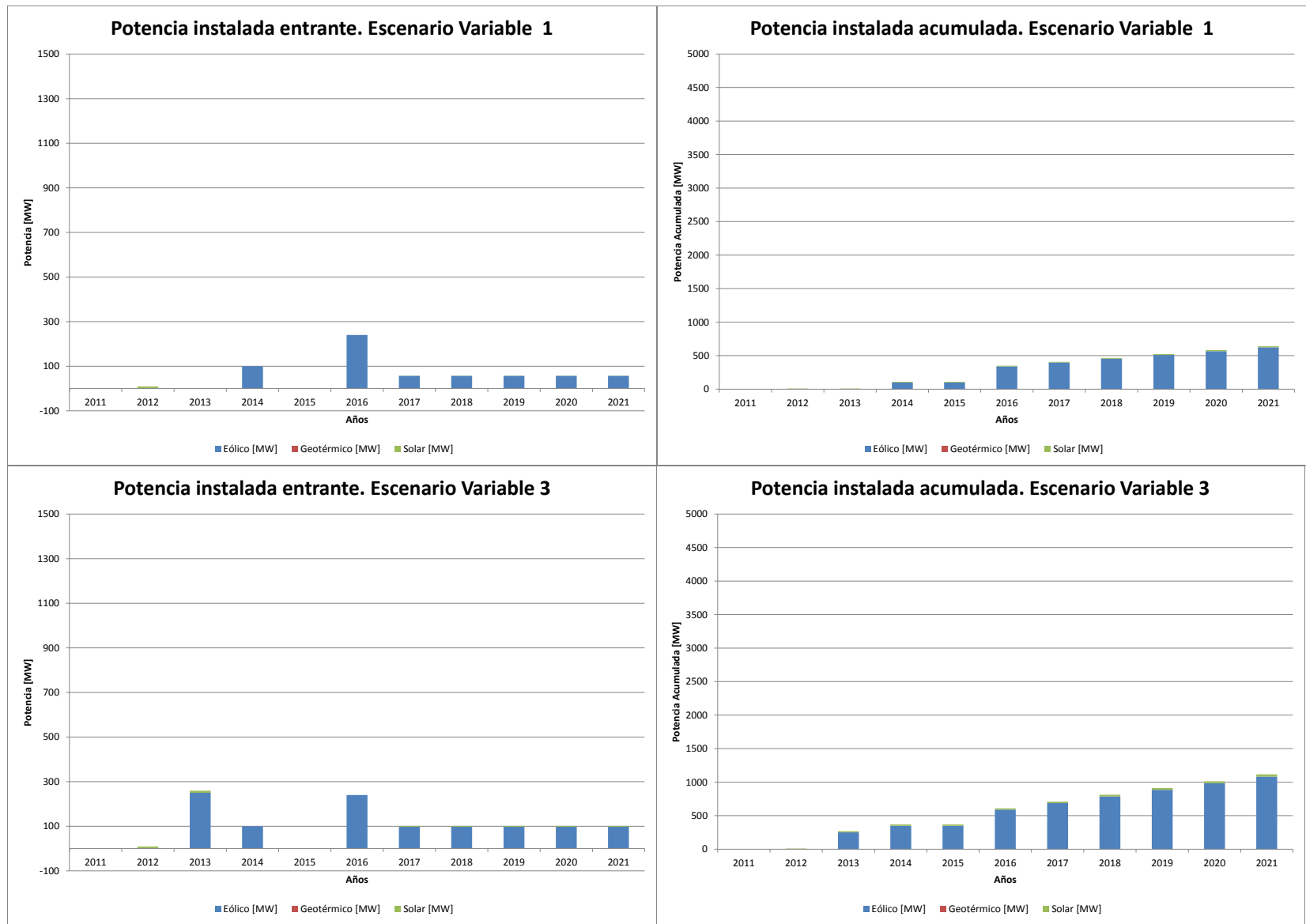


Figura 7-1. Proyecciones de potencia instalada entrante al final de cada año [2011,2021]. Escenarios variable 1 y variable 3.

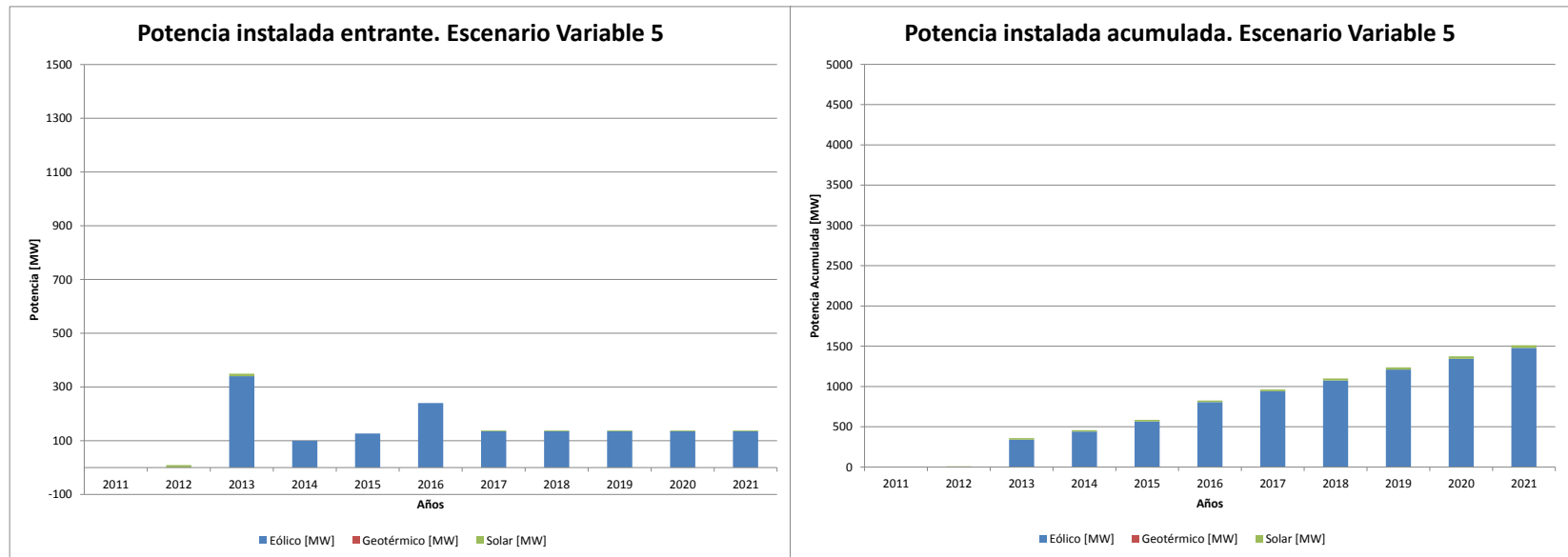


Figura 7-2. Proyecciones de potencia instalada entrante y acumulada, al final de cada año [2011,2021]. Escenario variable 5.

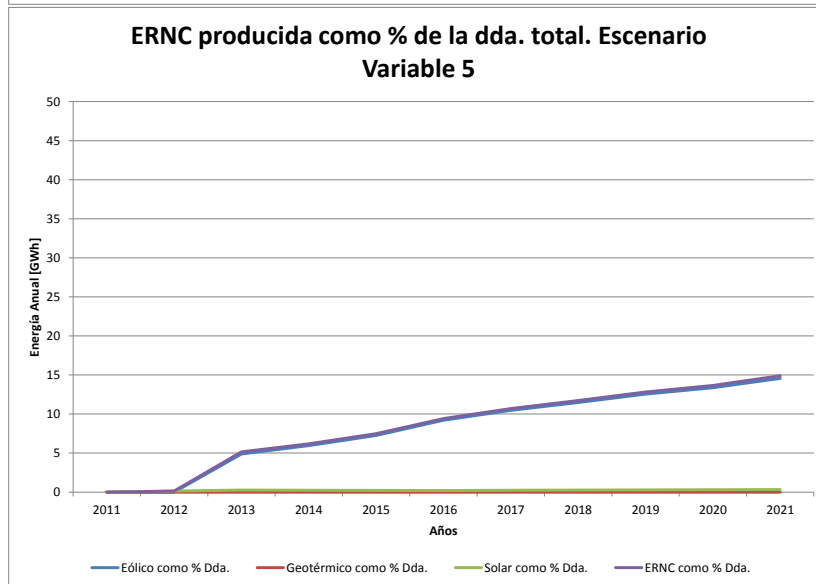
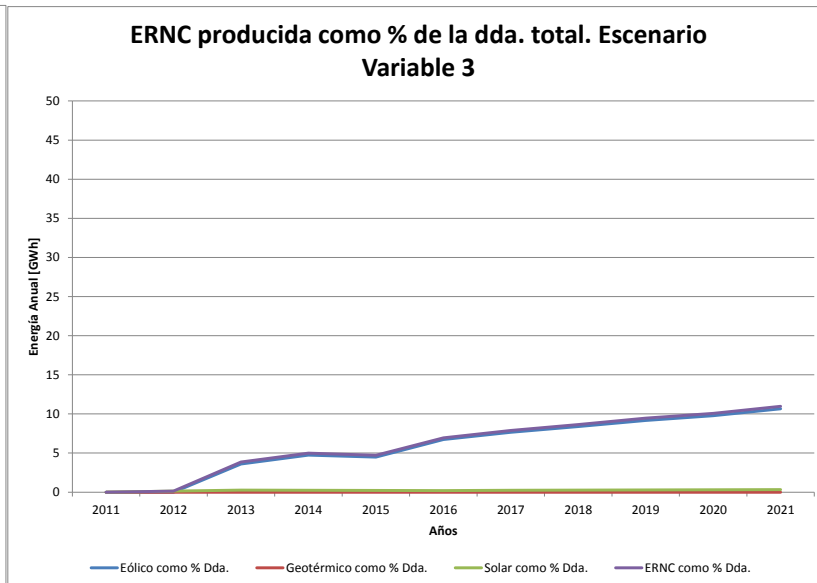
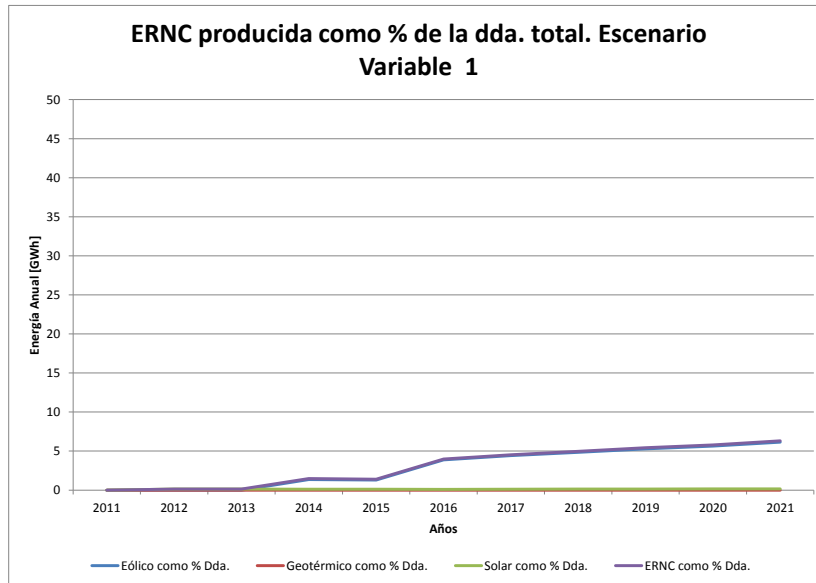


Figura 7-3. Proyecciones de energía renovable total, como porcentaje de la demanda total, al final de cada año. Escenarios variable 1 (integración baja); variable 3 (integración media) y variable 5 (integración alta).

Para resumir, se incluye una tabla que describe la matriz energética del SING al 2020, para cada escenario.

| | | Generación eólica |
|---------------------|---------------------------------|----------------------|
| Escenario 1. | Capacidad Instalada [MW] | 567 |
| Integración | Energía/Demanda Base [%] | 5.64 |
| Baja | Energía/Demanda Alta [%] | 4.11 |
| Escenario 2. | Capacidad Instalada [MW] | 983 |
| Integración | Energía/Demanda Base [%] | 9.77 |
| Media | Energía/Demanda Alta [%] | 7.13 |
| Escenario 3. | Capacidad Instalada [MW] | 1344 |
| Integración | Energía/Demanda Base [%] | 13.36 |
| Alta | Energía/Demanda Alta [%] | 9.74 |

Tabla 7-1. Matriz energética convencional y eólica, SING al 2020.

La energía producida en base a generación convencional no queda completamente definida, pues la proyección de estos escenarios no completa la matriz energética del SING. Los porcentajes de penetración de energía eólica no necesariamente corresponden a la penetración de la energía renovable total, al 2020.

¿Cuán realista es proyectar que a fines del próximo año, 2013 existan sobre 300[MW] instalados eólicos en el SING (como sugiere el escenario favorable), considerando que todavía no existen parques eólicos operativos? Para responder esto es importante distinguir la dimensión del problema. La evaluación de proyectos que permite la generación de escenarios no define la fecha de instalación de los parques. Esta fecha se establece en base a la información que entregan los titulares, y suposiciones de retraso de todos los proyectos (en promedio), tanto en el inicio de la construcción, como en la duración de dicha fase. Más detalle en este punto, si bien habría proyectado más adecuadamente la integración, no entregaría información nueva respecto de la capacidad instalada proyectada.

El verdadero problema es que existe demasiada incerteza respecto a estos valores. No sólo son proyectados con baja precisión por sus titulares en las DIAs pues se trata de Ingeniería Básica y no Ingeniería de Detalle, sino además dependen de un sinnúmero de factores que ni siquiera ellos controlan del todo. Sin embargo, y con propósitos meramente académicos, se estudió el efecto de realizar un análisis de sensibilidad en los retrasos de construcción. Al realizar el ejercicio en el parámetro “demora del inicio de construcción”, (manteniendo los demás parámetros constantes), los escenarios naturalmente desplazan su fecha de instalación. Los resultados para la proyección, en potencia instalada acumulada, se incluyen más abajo.

Dado que no todos los datos proyectados se muestran en la evolución de la energía eólica, es de interés plantear ¿qué forma tendría la matriz energética del SING al 2020, que satisfaga la ley 2020? Queda caracterizar la matriz energética del SING al 2020 que satisfaría el proyecto de ley 2020. En lo que sigue se proyecta la demanda como predice el caso base y se mantienen los parámetros usados para las experimentaciones anteriores. El primer escenario de matriz energética que genera 20% de su demanda total en base a la explotación de recursos renovables (al año 2020), sería:

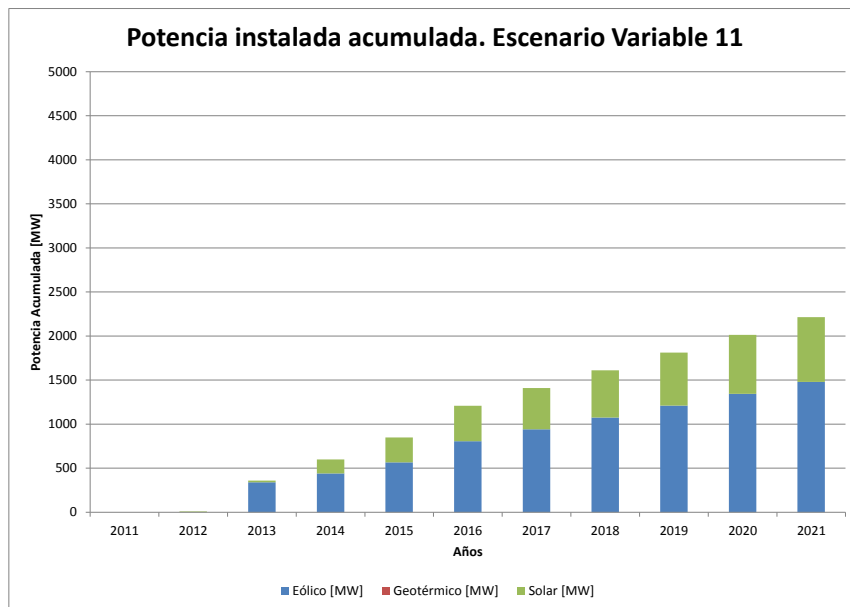


Figura 7-4. Proyecciones de potencia instalada acumulada anual [2011,2021]. Primer escenario que cumpliría con el mandato del proyecto de ley 2020, proyectando desde el 2017.

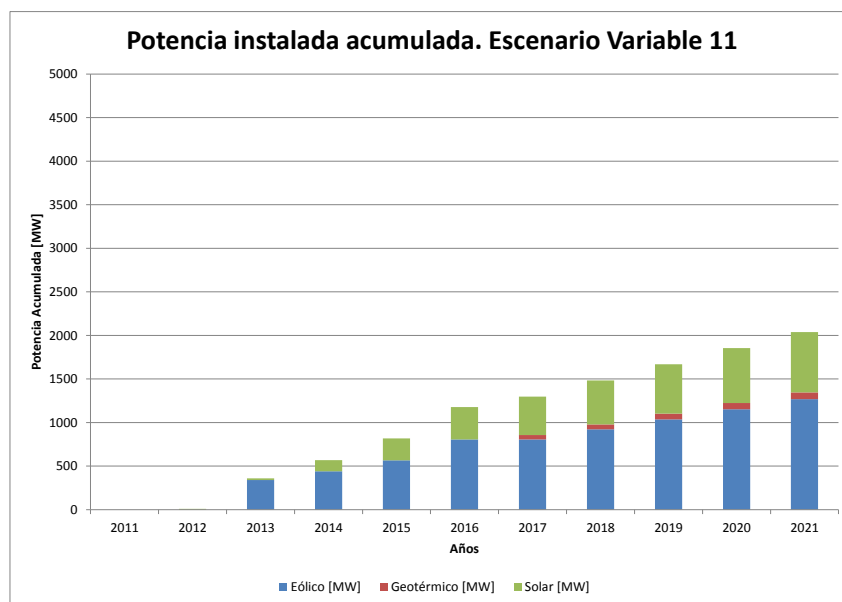


Figura 7-5. Proyecciones de potencia instalada acumulada anual [2011,2021]. Primer escenario que cumpliría con el mandato del proyecto de ley 2020, proyectando desde el 2018.

Existen más escenarios, pero los recién expuestos son aquellos que se componen del menor número de proyectos (y por esto, bajo la metodología de trabajo, los más probables de ocurrir). A continuación se incluye la evolución de la energía renovable como porcentaje de la demanda total, para ambos casos.

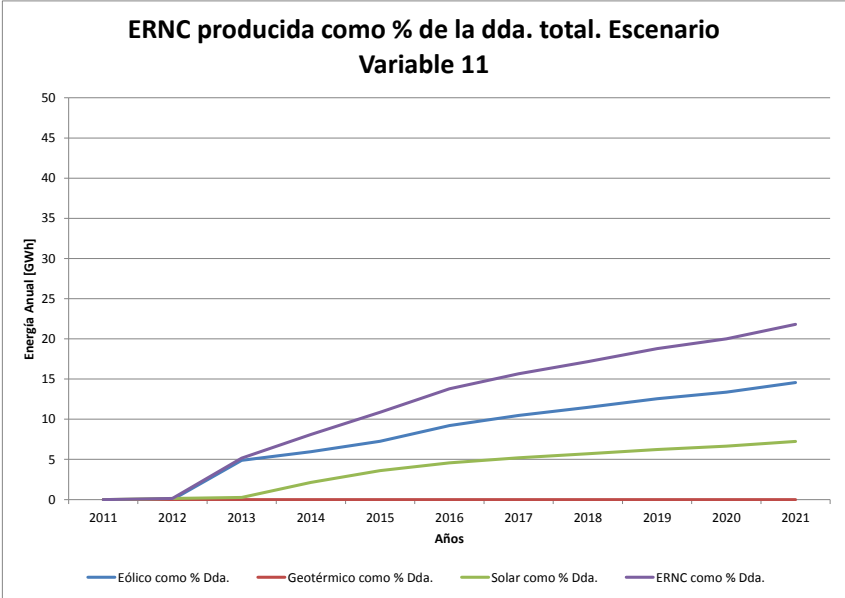


Figura 7-6. Proyecciones de energía anual [2011,2021]. Primer escenario que cumpliría con el mandato del proyecto de ley 2020, proyectando desde el 2017.

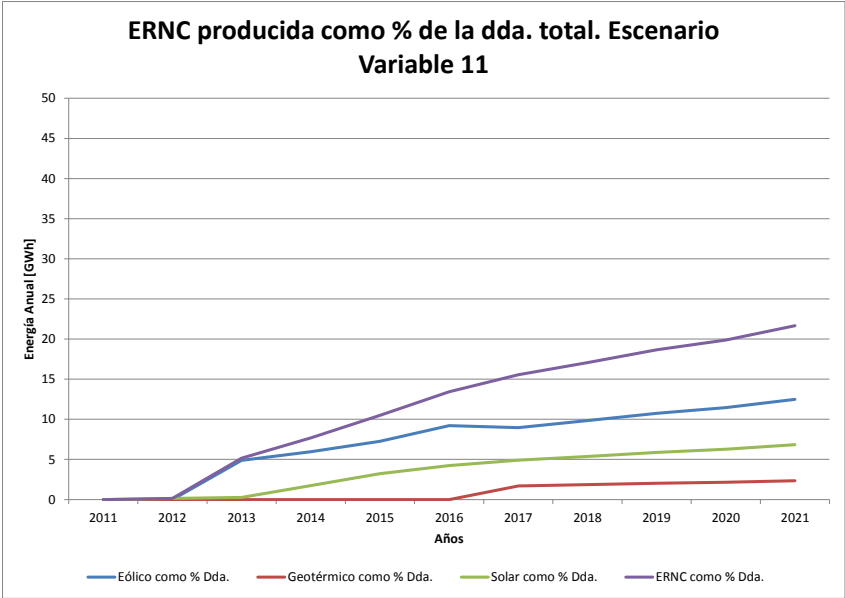


Figura 7-7. Proyecciones de energía anual [2011,2021]. Primer escenario que cumpliría con el mandato del proyecto de ley 2020, proyectando desde el 2018.

7.2 Evaluación del impacto de la integración eólica en el SING

Lo primero es definir qué combinación de parques eólicos satisface la potencia instalada obtenida en el inciso anterior. Hasta el final del año 2016, los parques reales determinan la potencia instalada. Sin embargo, de allí en adelante, la proyección de crecimiento agrega capacidad de generación proporcional a la información disponible de años anteriores. Como estas sumas no corresponden al agregado de proyectos particulares, la potencia instalada al final del año 2020 no será igual a la suma de alguna combinación de proyectos. Eso sí, cada proyección de capacidad instalada puede modelarse con la operación de ciertos parques, siempre que se respete el orden de los proyectos según el análisis de riesgo. Esto se resume en la Tabla 7-.

| Integración Baja | | Integración Media | | Integración Alta | |
|------------------|-------|----------------------|-------|----------------------|-------|
| ID Parque | P[MW] | ID Parque | P[MW] | ID Parque | P[MW] |
| Quillahua | 100 | Quillahua | 100 | Quillahua | 100 |
| Ckani | 240 | Ckani | 240 | Ckani | 240 |
| Granja Calama | 250 | Granja Calama | 250 | Granja Calama | 250 |
| | | Parque Calama | 112 | Parque Calama | 112 |
| | | Valle de los Vientos | 90 | Valle de los Vientos | 90 |
| | | V1r | 180 | V1r | 180 |
| | | | | V2r | 180 |
| | | | | V3r | 180 |
| P. Parques [MW] | 590 | | 972 | | 1332 |
| P. Estudio [MW] | 567 | | 983 | | 1344 |
| Error [MW] | 23 | | 11 | | 12 |

Tabla 7-2. Capacidad instalada de generación eólica por escenario.

7.2.1 Modificación de reservas primaria y secundaria

7.2.1.1 Requerimiento de reserva en giro por el efecto de la inyección eólica

La presente sección de resultados contiene 4 tablas. Las gráficas asociadas a cada distribución de probabilidad se adjuntan en los anexos, apartado de resultados. Se consideraron 3 escenarios de integración; intensidades de turbulencia en 15% y 20%; y 4 ventanas de tiempo (1, 5, 10 y 30[min]).

Las tablas hacen explícitas las magnitudes efectivas que se requieren para cubrir el 90%, 95% y 97% de los casos. La obtención de estos valores se realiza por medio de

interpolación con spline, usando la función distribución acumulada como la integral de las distribuciones graficadas.

| Escenario de integración | Intensidad de la turbulencia [%] | Reserva[MW] 90% cobertura | Reserva[MW] 95% cobertura | Reserva[MW] 97% cobertura |
|--------------------------|----------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Baja | 15 | 16.5175 | 18.8171 | 20.417 |
| | 20 | 20.7827 | 23.5936 | 25.5169 |
| Media | 15 | 21.4345 | 24.4724 | 26.5423 |
| | 20 | 27.0253 | 30.7625 | 33.2327 |
| Alta | 15 | 24.8193 | 28.3316 | 30.7449 |
| | 20 | 31.412 | 35.6447 | 38.4651 |

Tabla 7-3. Reserva en ventana de tiempo de 1[min]. Efecto medido: intermitencia eólica.

| Escenario de integración | Intensidad de la turbulencia [%] | Reserva[MW] 90% cobertura | Reserva[MW] 95% cobertura | Reserva[MW] 97% cobertura |
|--------------------------|----------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Baja | 15 | 21.2712 | 23.929 | 25.8054 |
| | 20 | 26.4591 | 29.6764 | 31.8879 |
| Media | 15 | 29.021 | 32.8844 | 35.6457 |
| | 20 | 36.4932 | 41.0732 | 44.3864 |
| Alta | 15 | 34.9689 | 39.9075 | 43.2079 |
| | 20 | 44.1851 | 49.9618 | 54.0137 |

Tabla 7-4. Reserva en ventana de tiempo de 5[min]. Efecto medido: intermitencia eólica.

| Escenario de integración | Intensidad de la turbulencia [%] | Reserva[MW] 90% cobertura | Reserva[MW] 95% cobertura | Reserva[MW] 97% cobertura |
|--------------------------|----------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Baja | 15 | 24.8725 | 28.059 | 30.1021 |
| | 20 | 30.7785 | 34.7079 | 37.2841 |
| Media | 15 | 35.499 | 40.0151 | 43.0283 |
| | 20 | 44.4704 | 49.8469 | 53.5126 |
| Alta | 15 | 44.0244 | 49.7862 | 53.5055 |
| | 20 | 55.484 | 62.369 | 66.8313 |

Tabla 7-5. Reserva en ventana de tiempo de 10[min]. Efecto medido: intermitencia eólica.

| Escenario de integración | Intensidad de la turbulencia [%] | Reserva[MW] 90% cobertura | Reserva[MW] 95% cobertura | Reserva[MW] 97% cobertura |
|--------------------------|----------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Baja | 15 | 54.0355 | 64.9814 | 72.4486 |
| | 20 | 57.2144 | 68.2523 | 75.4939 |
| Media | 15 | 79.4053 | 96.4099 | 107.5232 |
| | 20 | 84.2237 | 100.5226 | 111.1969 |
| Alta | 15 | 110.3005 | 133.6248 | 148.849 |

| | | | | |
|--|-----------|----------|----------|---------|
| | 20 | 114.8975 | 138.1286 | 153.026 |
|--|-----------|----------|----------|---------|

Tabla 7-6. Reserva en ventana de tiempo de 30[*min*]. Efecto medido: intermitencia eólica.

7.2.1.2 Requerimiento de reserva en giro por el efecto de la variabilidad de la demanda

Primero que todo, los datos de demanda del SING fueron filtrados. Se extrajo datos repetidos y variaciones erróneas (superiores a 100[MW] en 1 [min]). Se nota que, debido a que la resolución de los datos es de 1[*min*], el menor tamaño de ventana es de 2 [*min*]. Por esta razón, se calculan las máximas exigencias de reserva para ventanas de tiempo de 2, 5, 10 y 30[*min*]. Se agregan sólo las tablas, al igual que en la sección anterior, indicando los máximos requerimientos de reserva. Las gráficas van incluidas en los anexos, apartado de resultados. Considerando un aumento del 60% en la variabilidad respecto de lo observado el 2012, los datos al 2020 son los siguientes:

| Ventana de Tiempo [<i>min</i>] | Reserva[MW] 90% cobertura | Reserva[MW] 95% cobertura | Reserva[MW] 97% cobertura |
|----------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| 2 | 12.2948 | 15.0558 | 16.756 |
| 5 | 20.124 | 24.3727 | 27.6316 |
| 10 | 31.13 | 38.1466 | 44.7602 |
| 30 | 65.2389 | 83.2443 | 101.1059 |

Tabla 7-7. Reserva en giro para ventanas de tiempo variables, SING 2020. Efecto: variabilidad de la demanda.

7.2.1.3 Requerimiento de reserva en giro total

Los resultados corresponden a tablas con la reserva energética total para intervalos de confianza de 90, 95 y 97%. Se realiza sensibilidad a la intensidad de turbulencia (15 y 20%), y a la ventana de tiempo (2, 5, 10 y 30[*min*]).

| Escenario de integración | Intensidad de la turbulencia [%] | Reserva[MW] 90% cobertura | Reserva[MW] 95% cobertura | Reserva[MW] 97% cobertura |
|--------------------------|----------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Baja | 15 | 26.8119 | 30.2052 | 32.5202 |
| | 20 | 30.5846 | 34.2328 | 36.7305 |
| Media | 15 | 31.8403 | 35.6639 | 38.2863 |
| | 20 | 36.8505 | 41.1524 | 44.1 |
| Alta | 15 | 35.0551 | 39.2381 | 42.1109 |
| | 20 | 41.0747 | 45.8414 | 49.1219 |

Tabla 7-8. Requerimientos de reserva en giro total, para ventana de tiempo de 2[*min*], SING 2020.

| Escenario de integración | Intensidad de la turbulencia [%] | Reserva[MW] 90% cobertura | Reserva[MW] 95% cobertura | Reserva[MW] 97% cobertura |
|--------------------------|----------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Baja | 15 | 37.3119 | 41.7683 | 45.1693 |
| | 20 | 41.4302 | 46.2494 | 49.7703 |
| Media | 15 | 43.8997 | 49.1257 | 52.8951 |
| | 20 | 49.5284 | 55.336 | 59.4376 |
| Alta | 15 | 49.0947 | 54.9792 | 59.179 |
| | 20 | 56.6531 | 63.3325 | 68.088 |

Tabla 7-9. Requerimientos de reserva en giro total, para ventana de tiempo de 5[min], SING 2020.

| Escenario de integración | Intensidad de la turbulencia [%] | Reserva[MW] 90% cobertura | Reserva[MW] 95% cobertura | Reserva[MW] 97% cobertura |
|--------------------------|----------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Baja | 15 | 46.275 | 53.7328 | 59.8557 |
| | 20 | 50.8701 | 58.4907 | 64.5824 |
| Media | 15 | 54.5125 | 62.4044 | 68.4849 |
| | 20 | 61.9916 | 70.3077 | 76.5091 |
| Alta | 15 | 61.6979 | 70.0421 | 76.2785 |
| | 20 | 72.0885 | 81.2492 | 87.8482 |

Tabla 7-10. Requerimientos de reserva en giro total, para ventana de tiempo de 10[min], SING 2020.

| Escenario de integración | Intensidad de la turbulencia [%] | Reserva[MW] 90% cobertura | Reserva[MW] 95% cobertura | Reserva[MW] 97% cobertura |
|--------------------------|----------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Baja | 15 | 98.0952 | 118.046 | 133.098 |
| | 20 | 100.8734 | 120.2605 | 135.1583 |
| Media | 15 | 119.2642 | 140.9371 | 155.936 |
| | 20 | 121.5673 | 142.8074 | 157.6586 |
| Alta | 15 | 144.6086 | 170.0633 | 187.2976 |
| | 20 | 147.5482 | 172.5933 | 189.2395 |

Tabla 7-11. Requerimientos de reserva en giro total, para ventana de tiempo de 30[min], SING 2020.

7.2.1.4 Discusión

Lo básico es que se obtuvo el requerimiento técnico de reserva en giro del sistema, incluyendo la intermitencia eólica y la variabilidad de la demanda. La idea es no repetir los valores en esta sección, sino destacar algunas tendencias. Sin embargo, y antes de discutir los datos propiamente, debe quedar claro que lo obtenido obedece a criterios técnicos y no económicos. En cualquier caso, un criterio económico que no satisfaga la norma técnica no es factible, luego este cálculo da paso a la minimización económica como una etapa posterior.

Observando las tablas de datos es directo que la máxima exigencia de reserva en giro, crece tanto con la turbulencia como con el grado de integración de los parques. Sin embargo, las variaciones con la turbulencia no son comparables con los aumentos por la capacidad instalada. Esto termina de derribar el mito de que, asintóticamente, la intermitencia tiende a cero cuando la potencia instalada es muy grande y se encuentra muy dispersa localmente. En efecto, mientras mayor es la integración de energía renovable, más es la distancia en [MW] entre intervalos de confianza del 90%, 95% y 97% de los casos.

Una inspección detallada tanto de las tablas como de las curvas obtenidas permite afirmar que grandes desbalances de energía ocurren, pero lentamente. En ventanas de tiempo de 10[*min*], el total de potencia exigida desde el punto inicial no es mayor a 90[MW] incluso en el escenario de alta integración y 20% de intensidad de turbulencia. En los gráficos, esto se comprueba poniendo atención en la forma de las distribuciones de probabilidad. Se nota que a medida que crece el tamaño de la ventana de tiempo, las densidades son más angostas, i.e., es menos probable salir de la zona típica. El análisis de desbalances en ventanas de 2[*min*] es consistente con lo anterior. Dependiendo de la intensidad de la turbulencia y del grado de integración de parques en el sistema, el desbalance máximo se encuentra en el rango [20,50][MW].

7.2.2 Respuesta del CPF ante variaciones críticas de viento

7.2.2.1 Modificaciones a la red inicial SING 2020

En los escenarios de mayor demanda, algunas líneas operaron a su capacidad nominal. El problema que esto ocasiona es el incremento desmesurado del consumo de reactivos. Lo anterior puede afectar la estabilidad. Dado que es muy poco probable que se permitan tales desestabilizaciones producto de la operación de las líneas, se optó por aumentar la capacidad. Los aumentos realizados son los siguientes:

- Línea Crucero – Chacaya 220kV pasa de simple a doble circuito.
- Línea Laberinto – Nva. Zaldívar 220kV pasa de simple a doble circuito.
- Se habilita la línea de respaldo entre las barras Laberinto 220kV y El Cobre 220kV. Esa misma línea se incluye como doble circuito.

7.2.2.2 Resultados

Esta sección corresponde a la evaluación del modelo dinámico del SING ante grandes variaciones de viento. Su desarrollo, conforme a la metodología en el inciso 4.6.1., exige gráficas de la evolución de la frecuencia, la tensión, y otras variables de interés en función del tiempo.

Para orientar la discusión y no sobrecargar el capítulo de gráficas, esta sección sólo incluye tablas con los índices calculados. Estos son:

- Frecuencia: f_0 [Hz], f_{Min} [Hz], f_{Max} [Hz], df/dt_{Max} [Hz/s]

| | | f_0 [Hz] | f_{Min} [Hz] | f_{Max} [Hz] | $abs(df/dt)_{max}$ [Hz/s] |
|--------------------|---------------------|------------|----------------|----------------|---------------------------|
| Integración | Demanda Base | 50 | 49.9626 | 50.017 | -0.0099 |
| Baja | Demanda Alta | 50 | 49.9697 | 50.01 | -0.0061 |
| Integración | Demanda Base | 50 | 49.9181 | 50.0145 | -0.0189 |
| Media | Demanda Alta | 50 | 49.9388 | 50.0093 | -0.0143 |
| Integración | Demanda Base | 50 | 50 | 50.0673 | 0.0129 |
| Alta | Demanda Alta | 50 | 50 | 50.0494 | 0.0094 |

Tabla 7-12. Máximos y mínimos de frecuencia observados ante variaciones críticas por escenario.

- Velocidad del rotor de la máquina: Error máximo, Δw_{Rot} [°/1]

| Integración Baja | | Integración Media | | Integración Alta | |
|------------------|------------------|----------------------|------------------|----------------------|------------------|
| Parque | Δw [°/1] | Parque | Δw [°/1] | Parque | Δw [°/1] |
| Quillahua | 0.013287 | Quillahua | 0.025916 | Quillahua | 0.01157 |
| Ckani | 0.005561 | Valle de los Vientos | 0.032752 | Valle de los Vientos | 0.010302 |
| Granja Calama | 0.010082 | Ckani | 0.011369 | Ckani | 0.006074 |
| | | Granja Calama | 0.005583 | Granja Calama | 0.005031 |
| | | Parque Calama | 0.008582 | Parque Calama | 0.006929 |
| | | V1r | 0.009709 | V1r | 0.010406 |
| | | | | V2r | 0.009364 |
| | | | | V3r | 0.008372 |

Tabla 7-13. Máximo error de control de la velocidad del rotor para las unidades representantes de los parques.

- Potencia inyectada por parque (minuto de variación crítica): P_0 [MW], P_{Min} [MW], P_{Max} [MW]

Integración Baja

| Parque | P_0 | P_{Min} [MW] | P_{Max} [MW] |
|---------------|---------------|----------------|----------------|
| Quillahua | 51.5018 | 45.0635 | 52.6118 |
| Ckani | 100.8 | 100.284 | 104.2678 |
| Granja Calama | 140.2011 | 130.0702 | 140.9571 |
| <i>Total</i> | <i>292.48</i> | <i>281.257</i> | <i>294.4</i> |

Tabla 7-14. Oscilación de potencia observada, escenario de integración bajo.

Integración Media

| Parque | P_0 | P_{Min} [MW] | P_{Max} [MW] |
|----------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Quillahua | 82.2736 | 74.9086 | 82.2736 |
| Valle de los Vientos | 51.0444 | 42.6877 | 51.5435 |
| Ckani | 156.8741 | 149.0809 | 157.7823 |
| Granja Calama | 161.519 | 160.6111 | 165.4823 |
| Parque Calama | 63.9871 | 62.3619 | 66.4105 |
| V1r | 130.4095 | 131.9912 | 126.5229 |
| <i>Total</i> | <i>645.9776</i> | <i>625.5477</i> | <i>648.9572</i> |

Tabla 7-15. Oscilación de potencia observada, escenario de integración medio.

Integración Alta

| Parque | P_0 | P_{Min} [MW] | P_{Max} [MW] |
|----------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Quillahua | 74.1507 | 71.3177 | 75.588 |
| Valle de los Vientos | 50.8312 | 50.8312 | 53.5534 |
| Ckani | 155.9019 | 155.9019 | 162.2652 |
| Granja Calama | 99.3546 | 99.3546 | 104.0501 |
| Parque Calama | 84.3587 | 84.3587 | 87.1379 |
| V1r | 124.0068 | 124.0068 | 128.8366 |
| V2r | 126.0271 | 122.4034 | 130.366 |
| V3r | 49.1761 | 48.8777 | 51.9848 |
| <i>Total</i> | <i>763.7574</i> | <i>763.7574</i> | <i>788.1426</i> |

Tabla 7-16. Oscilación de potencia observada, escenario de integración alto.

7.2.2.3 Discusión

Lo primero es notar que la frecuencia oscila de acuerdo a lo esperado: crece con aumentos en la inyección eólica y disminuye en caso contrario. Los límites de operación normal, 49.90[Hz] y 50.10[Hz], no son traspasados en ninguna simulación. Los resultados para la máxima exigencia sobre la reserva en giro confirman lo anterior. Los efectos observables sobre 50[Hz], son pequeños (el peor se observa en el caso de integración alta y demanda base, con frecuencia cercana a 50.07[Hz]). Sin embargo, los efectos bajo la frecuencia nominal son más nocivos. El peor observado es menor a 49.935[Hz], cercano a la cota inferior por norma de 49.90[Hz] (experimento de integración media, demanda base).

La tensión, por otro lado, oscila muy poco, y también se mantiene en el rango nominal $[0.97,1.03][\text{p.u.}]$ en todas las simulaciones. Esto implica que las variaciones de potencia activa generan desplazamientos leves en las curvas de operación de las máquinas: el impacto es casi nulo en el balance de reactivos del sistema.

Es interesante comparar las variaciones de frecuencia para todos los escenarios, en los casos de demanda base y alta. Se observa que, con mayores consumos, la atenuación en frecuencia es mayor. Esto es, las magnitudes extremas alcanzadas durante la simulación son menores que en el caso de demanda base, para todas las integraciones eólicas evaluadas. Esto es consistente pues mientras mayor sea el consumo, dado que la potencia renovable es la misma, se necesitan más máquinas térmicas para compensar. Eso sí, no hay variaciones significativas en las pendientes de las curvas, lo que también es consistente con el SING. Las máquinas incluidas son sólo térmicas, y por tanto sus controladores exhiben comportamientos similares.

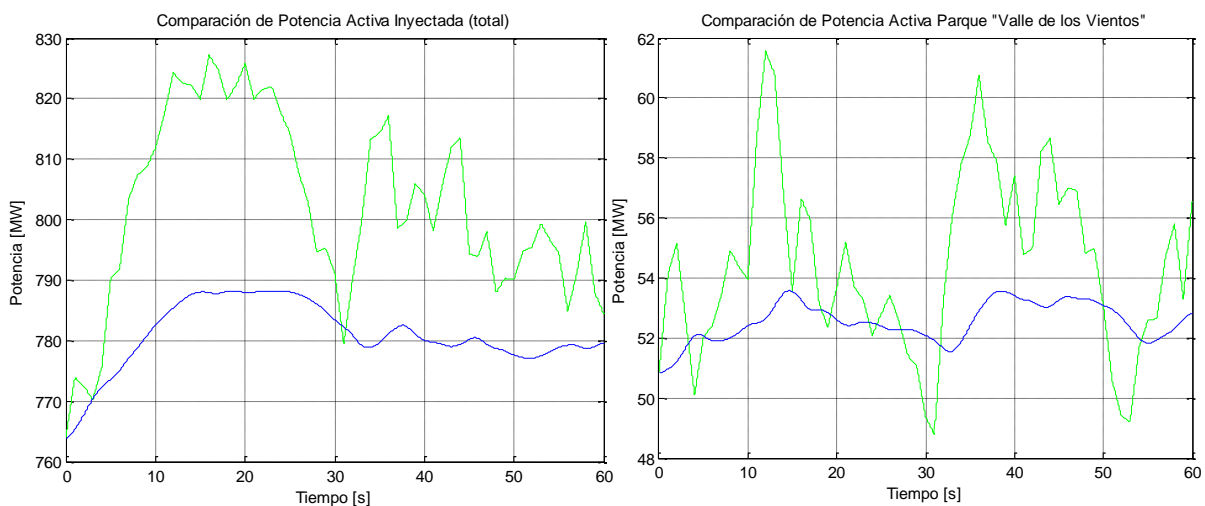


Figura 7-8. Comparación entre las potencias del modelo de MatLab y la simulación dinámica de DigSILENT PF. A la izquierda, la potencia total inyectada en el sistema durante el minuto crítico. A la derecha, la comparación particular para el parque "Valle de los Vientos".

Es importante discutir si la potencia generada por el modelo de MatLab es igual a la simulada en DIgSILENT PF. Si no es así, ¿a qué se debe esta diferencia? Para estudiar esto se incluye a continuación la comparación entre la suma de la potencia eólica inyectada generada por MatLab, y la observada en DIgSILENT PF (escenario de integración alta usado en el análisis de demanda base y alta).

Observando la Figura 7-8 es claro que las potencias no son iguales. Los resultados de la simulación dinámica parecen corresponder a un filtro de la inyección generada en MatLab (usando la metodología de 4.6.1).

Las diferencias se explican por la interacción de varios elementos. Por un lado, existen leves diferencias entre la velocidad de giro del rotor de las máquinas y las referencias del controlador de velocidad. El error es pequeño: algunas décimas o centésimas de la velocidad en p.u. En este sentido, los especialistas Marino Maragno y Stefan Weigel, (del soporte de DIgSILENT PF en Alemania), sugieren que los resultados de los modelos dinámicos respecto de oscilaciones de viento sean vistos como críticos. Esto pues, inicialmente, dichos modelos se diseñaron para estudiar estabilidad transitoria ante diversas contingencias de red. Aún, aseguran que para oscilaciones de viento de baja magnitud, los modelos operan correctamente, tal y como aquí se observó.

Por otro lado, la suposición de que los parques eólicos se comportan como curvas de transferencia de potencia estáticas no es válida en simulaciones dinámicas, y sólo sirve como una aproximación inicial. Dependiendo tanto de la magnitud de la velocidad del viento como de su historia (es decir, si viene en aumento, estática o disminuyendo), la respuesta del generador eólico de DIgSILENT muestra histéresis. Es decir, para una misma velocidad de viento se observan diferentes valores de potencia a la salida. Sin embargo, este efecto puede estar aumentado por la simplificación de cada parque a partir de una sola máquina. Es de esperar que, conforme crezca el detalle del modelo, (y disminuya por tanto la potencia de cada aerogenerador), las diferencias de potencia para una misma velocidad de viento sean menos notorias.

Capítulo 8

Conclusiones y Trabajo Futuro

La participación de las energía renovables no convencionales en la matriz energética nacional es un tema de gran controversia. Para ofrecer herramientas técnicas que aporten a la discusión, el presente trabajo evalúa el impacto de la integración de la energía eólica en el SING, al año 2020. Particularmente, la investigación se enfoca en cuantificar el efecto de la intermitencia de dicha generación renovable en el control primario de frecuencia y en la modificación de la reserva en giro.

Al respecto, se diseñó primero una metodología que permite encontrar la composición de la matriz energética del SING, entre los años 2011 y 2021. La aplicación de la herramienta mencionada permitió proyectar la capacidad instalada eólica, al año 2020, en tres escenarios de integración: bajo; medio y alto. El escenario bajo dispone de 590[MW] nominales, repartidos entre tres centrales. Asimismo, las proyecciones media y alta indican 972[MW] y 1332[MW], repartidos entre seis y ocho parques, respectivamente. Cabe destacar que, a la fecha, existen 100[MW] eólicos en construcción, y 240[MW] en condiciones de iniciar dicha etapa.

Es importante insistir aquí en que las proyecciones mencionadas consideran sólo el caso eólico. En este sentido, es interesante proyectar la composición de la matriz de energías renovables del SING, que satisfaría los mandatos del proyecto “ley 2020”, (en tramitación vigente en el poder legislativo). La técnica aquí mencionada ofrece numerosas soluciones. De ellas, se presentan aquellas que incluyen el menor número de proyectos de generación.

El desagregado de potencia por energético, para la primera opción, es: 668[MW] en plantas de generación solar; 1344[MW] en parques eólicos y 0[MW] en centrales geotérmicas.

Para la segunda alternativa: 630[MW] en plantas de generación solar; 1152[MW] en parques eólicos y 71[MW] en centrales geotérmicas.

El promedio de inversión por MW construido⁷ es de 2.33[MM USD] en el caso eólico; 3.17[MM USD] en la alternativa solar; y 3.6[MM USD] en la opción geotérmica. Según esto, los costos de inversión en infraestructura ascienden a 5,249[MM USD] para la primera alternativa, y 4,936[MM USD] para la segunda. Los montos son cuantiosos y exigirán un esfuerzo conjunto entre el gobierno y los privados.

Los escenarios de penetración eólica fueron simulados en dos herramientas computacionales distintas. La primera consiste en un equivalente reducido del SING en el software de simulación DIgSILENT PF. Los modelos dinámicos allí implementados permitieron evaluar la respuesta del CPF ante grandes variaciones de viento.

La segunda herramienta fue concebida para caracterizar la evolución temporal y espacial del viento al interior de los parques eólicos. A través de las curvas de viento, y usando la metodología descrita en 4.6.2, fue posible estimar los nuevos requerimientos de reserva primaria y secundaria del SING al 2020, producto de la entrada progresiva de parques eólicos y su inyección intermitente.

Después de analizar y discutir los resultados, se concluye que el CPF no se deteriora producto de la intermitencia de la inyección, ni siquiera en el caso de integración alta. A su vez, la reserva primaria tampoco se ve modificada. Se observa que las variaciones de potencia demoran en ocurrir, por lo que el efecto, en términos estadísticos, se observa en el CSF, y no en el CPF.

En ventanas de tiempo de 30[*min*] (correspondientes al límite entre reserva secundaria y terciaria), se cubre el 97% de los máximos requerimientos con 135[MW] para el escenario de integración bajo, 157[MW] para el escenario de integración medio, y 189[MW] para la integración alta. Es decir, la reserva secundaria puede duplicarse y hasta triplicarse respecto del valor actual (60[MW]), mientras que la reserva primaria se mantiene constante.

En resumen, el efecto neto de la integración de energía eólica es nocivo en las reservas secundarias. La solución en este punto apunta a incluir equipos de almacenamiento energético para apoyar la compensación de los desbalances.

En este sentido, la continuación natural del presente trabajo es desarrollar estrategias de control para equipos de almacenamiento energético. La idea sería que estos se encarguen de compensar los desbalances de potencia. Así, se podría investigar qué estrategia de control maximiza el aprovechamiento del recurso eólico disponible, y simultáneamente minimiza el

⁷ Valores obtenidos a partir de lo informado por los titulares en las DIAs presentadas al SEIA.

gasto por reserva en giro térmica. Sin embargo, antes de aventurar este tipo de análisis es preciso validar los datos de velocidad del viento obtenidos mediante simulaciones. Es importante puntualizar aquí que el software generado utiliza algoritmos y estrategias ampliamente usadas en grupos de investigación y la industria eléctrica. Por esto, datos empíricos con resolución de 1[s] estarían destinados a adecuar los parámetros de los modelos, más que a evaluar el rendimiento que ofrece.

Asimismo, sería interesante mejorar el modelo de red desarrollado en DIgSILENT PF, particularmente respecto de la técnica de agregado de máquinas para la simulación de los parques. En principio se recomienda incluir una máquina por fila, asumiendo que unidades de igual fila operan en condiciones similares (al menos en promedio).

Por último, la misma técnica aquí desarrollada puede extenderse a otras energías renovables. De esta forma, se podría detallar el impacto de la intermitencia de la generación en la integración progresiva de capacidad instalada, sobre la red eléctrica.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía Gobierno de Chile, "Estrategia Nacional de Energía 2012-2030," Santiago de Chile, 2012.
- [2] Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. (2012, Marzo) Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. [Online]. <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=270212&tipoVersion=0>
- [3] Rodrigo Palma Behnke, "Efecto de la Penetración de Centrales Eólicas en la Seguridad de Sistemas Interconectados," in *Seguridad de la Operación del Sistema Eléctrico*, Santiago, 2009, pp. 1-12.
- [4] David Maggio, Kenneth McIntyre, Vijay Betanabhatla, John Dumas, John Adams Shun-Hsien Huang, Impact of Wind Generation on System Operations in the Deregulated Environment: ERCOT Experience, 2009, The authors are with Electrical Reliability Council of Texas.
- [5] Hamed Golestani Far, Hadi Banakar, Ping-Kwang Keung, Boon Teck-Ooi Changling Luo, "Estimation of Wind Penetration as Limited by Frequency Deviation," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 3, pp. 783-791, September 2007.
- [6] Mesun E. Baran, Subhashish Bhattacharya, Alex Q. Huang Sercan Teleke, "Optimal Control of Battery Energy Storage for Wind Farm Dispatching," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, no. 3, pp. 787 - 794, September 2010.
- [7] Gareth A. Taylor, Chris A. Smith, Malcolm R. Irving Dominic D. Banham-Hall, "Flow Batteries for Enhancing Wind Power Integration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 3, pp. 1690-1697, August 2012.

- [8] Byoung Yoon Shin, Sangchul Han, Seyong Jung, Byungjun Park, Gilsoo Jang Hansang Lee, "Compensation for the Power Fluctuation of the Large Scale Wind Farm using Hybrid Energy Storage Application," *IEEE Transaction on Applied Superconductivity*, vol. 22, no. 3, June 2012.
- [9] Alexandre Oudalov, Adrian Timbus Cherry Yuen, "The Provision of Frequency Control Reserves From Multiple Microgrids," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 173 - 183, January 2011.
- [10] Lingling Fan, Dale Osborn, Subbaraya Yuvarajan Zhixin Miao, "Wind Farms with HVdc Delivery in Inertial Response and Primary Frequency Control," *IEEE Transaction on Energy Conversion*, vol. 25, no. 4, pp. 1171 - 1178, December 2010.
- [11] J. Pecos Lopes Rogério G. de Almeida, "Participation of DFIG in System Frequency Regulation," *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 944 - 950, August 2007.
- [12] Nilanjan Senroy K.V. Vidyanandan, Primary Frequency Regulation by Deloaded Wind Turbines using Variable Droop, 2012, Article accepted for inclusion in 'IEEE Transactions on Power Systems'.
- [13] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, 1st ed., Mark G. Lauby Neal J. Balu, Ed. California, USA: McGraw - Hill, 1994.
- [14] P. Kundur, Power System Stability in the New Industry Environment: Challenges and Solutions, 2007, Tutorial dictado en Pontificia Universidad Católica de Chile, 26 de Marzo.
- [15] Estudios Eléctricos, "Esquema de Regulación Distribuída de Frecuencia en el SIC," CDEC - SIC, Santiago, Informe Técnico EE-ES-2009-411, 2009.
- [16] R. Palma, L. Vargas W. Brokering, *Ñom Lufke (el rayo domado) o los Sistemas Eléctricos de Potencia*, Primera ed., Pearson, Ed. Santiago, Chile: Prentice Hall, 2008.
- [17] Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile. (2009, Octubre) Superintendencia de Electricidad y Combustibles. [Online]. http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,3435544,33_3467525&_dad=portal&_schema=PORTAL
- [18] Synex, ElectroNet Ltda., MOE, Quantum, y otros., "Estudio de Transmisión Troncal," Comisión Nacional de Energía, Santiago, Estudio 2010.
- [19] Miguel Neicún, "Metodología para la Planificación de la Expansión en Transmisión Considerando la Estabilidad de Tensión del Sistema," Universidad de Chile, Santiago, Tesis de Ingeniero Civil Eléctrico 2011.

- [20] CDEC-SING. (2012, Julio) Sitio Web del CDEC-SING / Ruta: Datos del SING/Instalaciones del SING/Descripción Topología/Unilineal Simplificado. [Online]. cdec2.cdec-sing.cl/
- [21] CDEC-SING. (2012, Julio) Sitio Web del CDEC-SING / Ruta: Datos del SING/Instalaciones del SING/Descripción Topología/Unilineal (dwf). [Online]. cdec2.cdec-sing.cl/
- [22] CNE, "Informe de Fijación de Precio de Nudo," CNE, Gobierno de Chile, Santiago, Estudio 2011.
- [23] CDEC-SING, "Informe de Expansión Sistema de Transmisión Troncal del SING," CDEC-SING, Santiago, Estudio 2011.
- [24] CDEC-SING, "Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas," CDEC-SING, Santiago, Estudio 2011.
- [25] J. Nielsen H. Knudsen, "Introduction to the Modelling of Wind Turbines," in *Wind Power in Power Systems*, Thomas Ackermann, Ed. Stockholm, Sweden: John Wiley and Sons Ltd, 2005, ch. 24, pp. 525-541.
- [26] H. Polinder, W.L. Kling J.G. Slootweg, "Reduced-order Modelling of Wind Turbines," in *Wind Power in Power Systems*, Thomas Ackermann, Ed. Stockholm, Sweden: Wiley and Sons Ltd, 2005, ch. 25, pp. 555 - 559.
- [27] R. Iravani A. Tabesh, "Small-signal Model and Dynamic Analysis of Variable Speed Induction Machine Wind Farms," *IET Renewable Power Generation*, vol. 2, no. 4, pp. 215-227, February 2008.
- [28] Nirmal-Kumar C. Nair S. Zhao, "Behaviour of Doubly-Fed Induction Generator Unit during System Disturbance," in *Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Sydney, 2008, pp. P 162; 1-6.
- [29] J.,Y. Yu, Y.-T. Chen L. Wang, "Dynamic Stability Improvement of an Integrated Offshore Wind and Marine-Current Farm Using a Flywheel Energy-Storage System," *IET Renewable Power Generation*, vol. 5, no. 5, pp. 387-396, January 2011.
- [30] Kuo-Hua Wang Li Wang, "Dynamic Stability Analysis of a DFIG-Based Offshore Wind farm Connected to a Power Grid Through an HVDC Link," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1501-1510, August 2011.
- [31] DIgSILENT GmbH, "Dynamic Modelling of Doubly-Fed Induction Machine Wind-Generators," DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Baden-Württemberg, Technical Reference 2003.

- [32] Z.P. Song, J.P. Wang, Y. Xue H.Q. Zhou, A Review on Dynamic Equivalent Methods for Large Scale Wind Farms, 2011, Hohai University & State Grid Electrical Power Research Institute. Nanjing, P.R. China.
- [33] A. G. Sánchez, A.M. Rizzato M.G. Molina, "Dynamic Modelling of Wind Farms with Variable-Speed Direct-Driven PMSG Wind Turbines," in *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, Sao Paulo, 2010, pp. 816-823.
- [34] Departamento de Geofísica de la U. de Chile. (2012, Mayo) Explorador Eólico Solar. [Online]. <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>
- [35] Pedro Rosas, "Dynamic Influences of Wind Power on the Power System," Oersted Institute, Technical University of Denmark, Lyngby, Denmark, Phd Thesis - Technical Report Riso R-1408 ISBN 87-91184-16-9, 2003.
- [36] Thomas Bak, ICT - Aeolus Project, 2011, Partners: Aalborg University - ISC Ltd. - Lund University - University of Zagreb - ECN - Vestas Wind Systems.
- [37] DTU - Danmarks Tekniske Universitet. (2012, July) WAsP – the Wind Atlas Analysis and Application Program. [Online]. <http://www.wasp.dk/>
- [38] Fernando Borbón Guillén, "Development of a Design Tool for Offshore Wind Farm Layout Optimization," Technische Universiteit Delft, Eindhoven, The Netherlands, Master of Science Thesis 2010.
- [39] R. Barthelmie, S. Pryor, O Rathmann, S Larsen, J Hojstrup S. Frandsen, "Analytical Modelling of Wind Speed Deficit in Large Offshore Wind Farms," *Wiley Interscience - Wind Energy*, vol. 9, pp. 39-53, January 2006.
- [40] Vestas, Product Brochure - V90-1.8/2.0MW, 2009, Operating Data IEC II A / www.vestas.com.
- [41] Vestas, Product Brochure - Vestas V90-3.0MW, 2009, Operating Data IEC IA for high wind; IEC IIA for medium wind / www.vestas.com.
- [42] N. A. Cutululis, A. Viguera-Rodríguez, L.E. Jensen, J. Hjerrild, M. Heyman Donovan, H. Madsen Paul Sorensen, "Power Fluctuations From Large Wind Farms," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 958-965, August 2007.
- [43] Joachim Peinke Julia Gottschall, "Stochastic modelling of a wind turbine's power output with special respect to turbulent dynamics," in *The Science of Making Torque from Wind - Journal of Physics, Conference Series 75*, Oldenburg, Germany, 2007, pp. 659-675.
- [44] P.E. Mercado, G.O. Suvire L.J. Ontiveros, "A New Model of the Doubly-Fed Induction Generator Wind Turbine," in *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and*

Exposition: Latin America, Sao Paulo, 2010, pp. 263-269.

- [45] Vladislav Ahkmatov, "Mechanical System of a Wind Turbine, Generic Blade - Angle Control, IG of FS Wind Turbines," in *Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power*, Vladislav Ahkmatov, Ed. Lyngby, Denmark: Orsted-DTU, 2003, ch. 2 - 4, pp. 21 - 56.
- [46] Keith Watt, "Simulación dinámica para distintos escenarios de penetración eólica en el SIC," Universidad de Chile, Santiago, Memoria de Título de Ingeniero Civil Eléctrico 2008.
- [47] DIgSILENT GmbH, "Induction Machine," DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Baden-Württemberg, Technical Reference 2010.
- [48] F. Massaro, E. Telaretti L. Dusonchet, "Transient Stability Simulation of a Fixed Speed Wind Turbine by Matlab/Simulink, 2007.
- [49] DIgSILENT GmbH, "PWM Converter," DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Baden-Württemberg, Technical Reference 2008.
- [50] RISO Lab., Aalborg University, "Dynamic Wind Turbine Models in Power System Simulation Tool DIgSILENT," RISO National Laboratory, Technical University of Denmark, DTU, Denmark, Report ISBN 978-87-550-3553-9 / ISSN 0106-2840, 2007.
- [51] DIgSILENT GmbH, "Synchronous Machine," DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Baden-Württemberg, Technical Reference 2010.
- [52] C. Rahman, C. Suazo, G. Jiménez, R. Torres, E. Pereira, D. Sáez, M. Matus, C. Troncoso, J. Carvacho, K. Watt, J. Monteiro, U. Soto, J. Moya R. Palma, "Desafíos del Operador del Sistema Eléctrico," in *Foro: Integración de Energía Renovable a Gran Escala*, Santiago, 2011, pp. 23 - 38.
- [53] Fundación para la Transferencia Tecnológica UNTEC, "Análisis de Impacto sobre el SIC de generación eólica en la zona de Tal - Tal," Ministerio de Energía, Santiago, Informe Final 2010.
- [54] GTD Ingenieros Consultores LTDA., "Análisis de Impacto de Centrales Eólicas en el SING," Ministerio de Energía - GTZ (cooperación República de Chile - República Federal de Alemania), Santiago, Informe Final PN. 2007.2079.7, 2010.
- [55] Roberto Román, "Memoria de Cálculo: Superficie Requerida Sistemas Solares y Eólicos," Universidad de Chile, Santiago, Estudio 2011.
- [56] Gobierno de Chile. (2012, Julio) Ministerio de Bienes Nacionales. [Online].

www.bienesnacionales.cl

- [57] Centro de Energías Renovables, "Reporte CER Marzo 2012," CER, Gobierno de Chile, Santiago, Resumen Ejecutivo 2012.
- [58] Muhammad H. Rashid et al, *Power Electronics Handbook*, 1st ed., Muhammad H. Rashid, Ed. Florida, USA: Academic Press, 2001.
- [59] Florin Iov, Remus Teodorescu, Zhe Chen Frede Blaabjerg, "Power Electronics in Renewable Energy Systems," in *12th International Power Electronics and Motion Control Conference*, Portoroz, 2006, pp. 1-17.

Anexos

A. Modelos Dinámicos: Detalle

A.1. Generación eólica de velocidad fija

El modelo dinámico presentado incluye los bloques típicos mencionados por las investigaciones en el área. Debido a que este tipo de aerogenerador se encuentra obsoleto, el esquema se hace explícito con el propósito de proveer una base al desarrollo conceptual de las tecnologías posteriores.

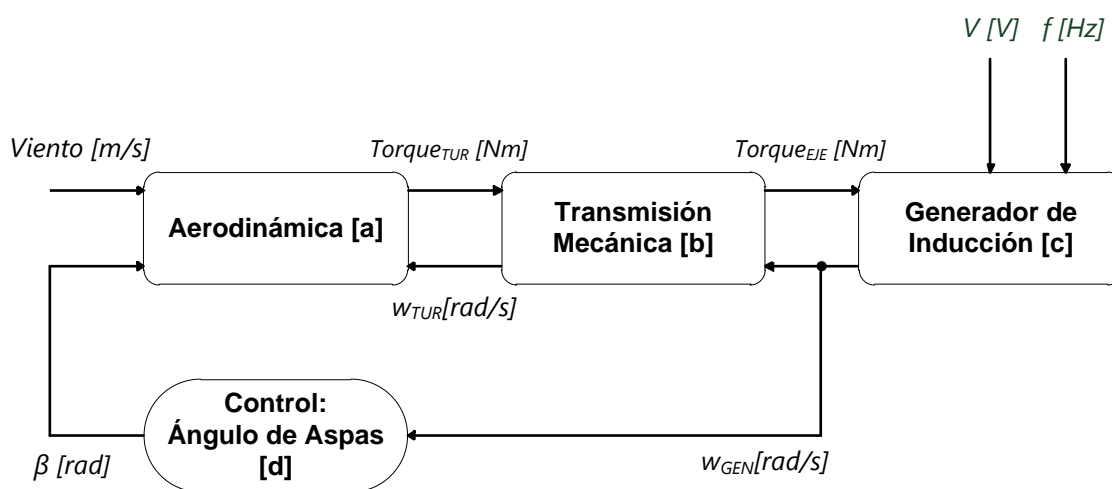


Figura A-1. Modelo fenomenológico de unidades de generación de velocidad fija.

Como ilustra la Figura A-1, el diagrama contiene tres bloques que representan elementos físicos, y uno con una estrategia de control genérica ([d]) corresponde a un control lineal PI). El detalle de cada bloque presentado se presenta a continuación [26], [45]. Las ecuaciones fundamentales se encuentran en **negrita**. En lo que viene, la notación es la siguiente:

| | |
|---|--|
| $P_M [W]$ Potencia Mecánica | $T_{TUR} [Nm]$ Torque en el eje de la turbina (acelerante) |
| λ Razón velocidad punta (TSR) | $T_{EJE} [Nm]$ Torque efectivo en el eje del rotor del generador (acelerante) |
| $\beta [^\circ]$ Ángulo de Aspas | $T_{ELEC} [Nm]$ Torque eléctrico en el eje del rotor del generador (freno) |
| $w_{TUR} \left[\frac{rad}{s} \right]$ Velocidad angular turbina | $(J_{TUR}, J_{GEN}) [Kgm^2]$ Inercias rotacionales, turbina y rotor del generador |

| | |
|--|--|
| $w_{GEN} \left[\frac{rad}{s} \right]$ Velocidad angular del rotor del generador | η_{GEAR} Razón de reducción, caja de transmisión |
| $w_{Ref} \left[\frac{rad}{s} \right]$ Velocidad angular de referencia de la red (En Chile, $2\pi 50$) | $w_n \left[\frac{rad}{s} \right]$ Velocidad angular del sistema de referencia en que se expresan los enlaces de flujo magnético |
| $\theta [rad]$ Ángulo entre ejes, modelo dos masas | $(U_S, U_R) \left[\frac{0}{1} \right]$ Tensiones (complejas e instantáneas), modelo equivalente, estator y rotor |
| $v_v \left[\frac{m}{s} \right]$ Velocidad del viento | $(i_S, i_R) \left[\frac{0}{1} \right]$ Corrientes (complejas e instantáneas), modelo equivalente, estator y rotor |
| $R [m]$ Radio de la Turbina | $(\varphi_S, \varphi_R) \left[\frac{0}{1} \right]$ Enlace de flujo magnético, estator y rotor |
| $(R_S, R_R) \left[\frac{0}{1} \right]$ Resistencias estator y rotor | $(X_{SS}, X_{RR}, X_{SR}) \left[\frac{0}{1} \right]$ Impedancias bobinados; autoinducción estator, autoinducción rotor e inducción mutua |

Tabla A-1. Notación para las ecuaciones del modelo completo, parte 2.

A.1.1. Aerodinámica [a]

Este bloque representa el fenómeno físico de conversión de energía eólica a mecánica. Así, describe la transformación de la energía cinética del viento en potencia mecánica, y por tanto, en torque sobre el eje de rotación. Consideremos entonces una masa de aire m , desplazándose a velocidad v constante. Su energía cinética puede escribirse como,

$$E_C = \frac{1}{2} m v^2 \quad (A-1)$$

El movimiento de la masa implica una variación instantánea en su densidad. Al derivar con respecto al tiempo la ecuación anterior, se obtiene

$$\frac{dE_C}{dt} = P(t) = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^2 \frac{dx}{dt} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (A-2)$$

Es decir, la potencia instantánea del viento que atraviesa una turbina es proporcional a parámetros relativamente constantes (densidad del aire y área de circunferencia), y al cubo de su velocidad. Sin embargo, la potencia y consecuentemente el torque sobre el eje de la turbina, es menor. Para entenderlo, basta reflexionar brevemente: si toda la potencia del viento fuera transformada en torque sobre el eje de rotación, la masa de aire se detendría por completo y no

habría viento más allá de la turbina. Esto no es así. El límite teórico, conocido como límite de Betz, corresponde a la fracción $16/27$, o aproximadamente un 59% del total. Si notamos P_T como la potencia total y P_M como la potencia mecánica en la turbina, se cumple que,

$$P_M = C_P P_T \quad (\text{A-3})$$

El coeficiente de eficiencia de conversión C_P es, en general, una función que depende de dos variables. La primera es el ángulo de las aspas β . La segunda es la razón entre la velocidad de un punto fijo sobre la turbina, girando, y la velocidad del viento:

$$\lambda = \frac{w_{TUR} R}{v_v} \quad (\text{A-4})$$

En consecuencia, la potencia efectiva por extraer de la turbina es,

$$P_M(t) = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_P(\lambda, \beta) \quad (\text{A-5})$$

El bloque se completa con la expresión,

$$T_{TUR}(t) = \frac{P_M(t)}{w_{TUR}} \quad (\text{A-6})$$

La función $C_P(\lambda, \beta)$ no tiene una expresión analítica definida, pues depende del tipo de turbina. En este sentido se distinguen dos métodos de cálculo: BEM (del inglés, *Blade Element Momentum*), y AEC (del inglés, *Aeroelastic Code*). El método BEM considera que tanto las aspas como la torre son sólidos rígidos. Por esta razón, el análisis fuerzas en estado estacionario (o estático) origina torque sobre el eje de rotación. El método AEC en cambio no realiza estas suposiciones, modelando el comportamiento mecánico dinámicamente.

El método aquí detallado es una extensión del análisis estacionario, es decir, es el resultado del cálculo BEM. Ahkmatov y Knudsen (2001) afirman que no existe riesgo en la estabilidad de tensión de largo plazo debido a perturbaciones de pequeña señal, originadas por la dinámica de los elementos mecánicos (y la eventual excitación de la construcción de la turbina producto de variaciones abruptas de viento). Si corresponde, en cualquier caso, notar que es poco realista, o al menos incompleto, modelar las turbulencias en el viento con estas ecuaciones. Las variaciones en la magnitud de la velocidad satisfacen las suposiciones cuasi estáticas sólo si demoran no menos de 5 a 10 segundos en establecerse.

Las ecuaciones del análisis cuasi estático de las aspas son (Heier, 1998):

$$C_P(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \theta - c_4 \theta^{c_5} - c_6 \right) \exp\left(-\frac{c_7}{\lambda_i}\right) \quad (\text{A-7})$$

$$\lambda_i = \left[\left(\frac{1}{\lambda + c_8 \theta} \right) - \left(\frac{c_9}{1 + \theta^3} \right) \right]^{-1} \quad (\text{A-8})$$

Las curvas para el coeficiente de eficiencia, incluidas en la documentación de los fabricantes, son ligeramente diferentes. Por esto, Ackermann et al (2005) realizó una optimización multidimensional de las ecuaciones anteriores, con el objetivo de encontrar los parámetros c_7 a c_9 que minimizan el error entre datos reales y el modelo teórico. El resultado es genérico y por tanto apropiado para un análisis con el enfoque PSDS. Sin embargo estudios más detallados referidos por ejemplo al aprovechamiento económico de las turbinas, debieran usar datos exclusivos, directamente del fabricante.

Los resultados de las curvas para el coeficiente de eficiencia, (en la literatura referido como coeficiente de potencia), se incluyen a continuación. Una gráfica cubre el coeficiente en función de la razón de velocidades λ (o TSR, del inglés *Tip Speed Ratio*), para varios valores de β . La otra, desarrolla C_p en función del ángulo de aspas β para valores fijos de λ .

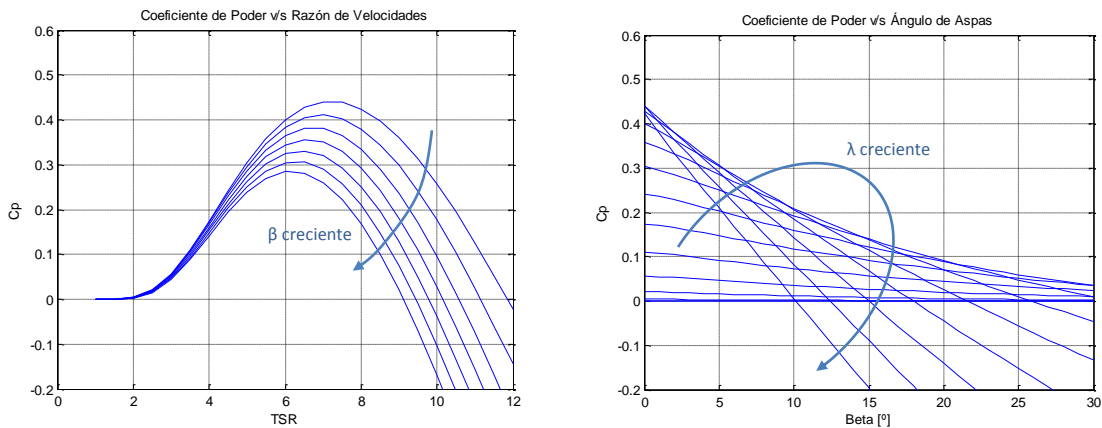


Figura A-2. (Izq.) Coeficiente de poder v/s λ , a β fijo; (Der) Coeficiente de poder v/s β , a λ fijo. Las curvas se obtienen de la solución de las ecuaciones (A-7) y (A-8). $\lambda \in [1,12]$; $\beta \in [0,30]$.

Cabe destacar que algunos trabajos utilizan matrices de datos para el coeficiente de poder, interpolando datos mediante algoritmos numéricos (como *spline*) para proveer más precisión [46].

A.1.2. Transmisión mecánica [b]

Como ilustra la Figura A-3, sólo una sección de la transmisión es de interés. Los autores en general suponen ideal (rígida en términos mecánicos), la turbina y la caja de

reducción, por lo que consideran sólo la conexión hacia el rotor en el modelo dinámico. Esta conexión se puede describir usando dos técnicas: el modelo de masa concentrada; y el de dos masas en interacción.

Existe convergencia en el uso del modelo de dos masas para unidades de generación de velocidad fija. La razón es que la baja constante de rigidez implica que existe acoplamiento suave y oscilaciones de tensión durante la operación del sistema. Las oscilaciones se propagan desde el sistema mecánico al generador y por lo tanto es necesario incluirlas.

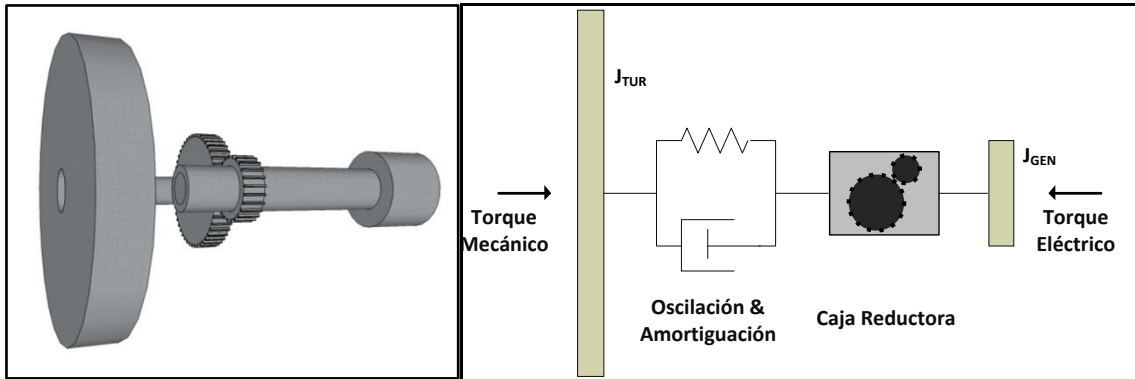


Figura A-3. Transmisión Mecánica. (Izq.) Modelo físico (no a escala), construido en software Google SketchUp 8.0; (Der) Esquema conceptual.

No hay convergencia sin embargo, en el modelo adecuado para unidades de generación eólica de velocidad variable. Ackermann (2005) argumenta que los sistemas eléctricos y mecánicos en dichas unidades están, en gran medida, desacoplados por la operación de los equipos de electrónica de potencia. Sin embargo, Ahkmatov (2003) disiente, notando lo siguiente:

- a. Perturbaciones en la red pueden excitar y sobre-excitar las oscilaciones del eje, por lo que si no son amortiguadas, es necesario detener la unidad generadora.
- b. Oscilaciones mecánicas producen, sí o sí, oscilaciones en la potencia activa inyectada a la red. La frecuencia natural del fenómeno es del orden de algunos Hz. En casos extremos puede haber oscilación mutua entre parques y generación convencional, sin contar el esfuerzo y posible sobre exigencia sobre el VSC para mantener la salida de acuerdo a lo deseado.

En vista de estas razones, este trabajo decide utilizar los modelos de dos masas para el sistema de transmisión de todas las unidades de generación. Se incluirán las ecuaciones asociadas a la rigidez no ideal, pero se despreciarán las constantes de amortiguación (en general el parámetro es despreciable, y sólo aumenta inútilmente la complejidad computacional). Las expresiones relevantes son las siguientes:

$$\frac{dw_{TUR}}{dt} = \frac{T_{TUR} - T_{EJE}}{J_{TUR}} \quad (A-9)$$

$$\frac{d\theta}{dt} = w_{TUR} - \frac{w_{GEN}}{\eta_{GEAR}} \quad (A-10)$$

$$T_{EJE} = K\theta \quad (A-11)$$

A.1.3. Generador de inducción [c]

La Figura A-4 ilustra en términos físicos y esquemáticos el circuito eléctrico de la máquina de inducción. La literatura clásica distingue dos estados típicos de operación: dinámica, y estacionaria. Estos estados tienen incidencia directa en la descripción de los fenómenos físicos involucrados, y por tanto, en el conjunto de ecuaciones que los modelan.

El análisis de estado estacionario cubre los fenómenos de régimen permanente. Así, se supone que tanto voltajes como corrientes (y lógicamente enlaces de flujo magnético), al interior de la máquina y en bornes, son sinusoidales. Esto permite utilizar los fasores como herramienta matemática para resolver las ecuaciones.

Por otro lado, el análisis dinámico no realiza estas suposiciones, y por tanto permite investigar efectos transitorios. El conjunto de ecuaciones es más complejo, con dependencia temporal y espacial en las variables. La solución del sistema a menudo se realiza usando varios sistemas de referencia, algunos de ellos rotatorios. La idea de esto es reescribir las ecuaciones para abordarlas de forma más simple, y sólo entonces, resolverlas.

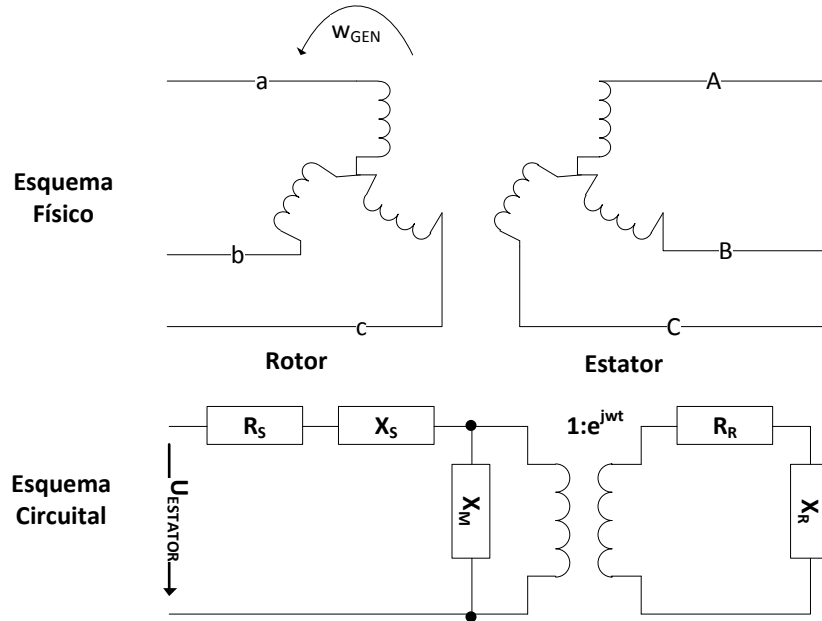
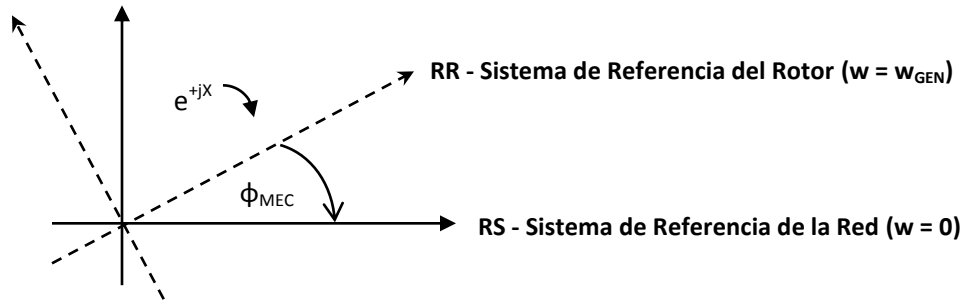


Figura A-4. Esquema físico y circuital (implementación por defecto del software DlgSILENT PowerFactory), de la máquina de inducción.

La solución del modelo dinámico expresa las variables de interés como vectores (instantáneamente), descomponiéndolas por componentes. Los ejes se denominan *eje D* (o *directo*) y *eje Q* (o *en cuadratura*). Algunos autores describen este procedimiento como *Control Vectorial*⁸, pues por su diseño, permite desacoplar espacialmente el control de potencia activa y reactiva de la máquina, simplificando la forma de las ecuaciones y facilitando su resolución. Preferentemente (Kundur, 1994), los ejes se eligen de forma tal que *Q* adelanta 90° a *D*, en la



dirección de rotación de la tensión de la red.

Figura A-5. Sistemas de referencia para control vectorial, de la red y del rotor. El sentido de giro, >0 y <0 se adopta de acuerdo a la convención usada en la implementación de DlgSILENT.

⁸ No se debe confundir *Control Vectorial* con las siglas SVM, FOC o DTC. La primera significa *Modulación de Vectores en el Espacio*, y corresponde a una técnica de modulación de tensión para convertidores de potencia. Las restantes corresponden a estrategias de control óptimo sobre las corrientes (o el torque) de la máquina de inducción (*Field Oriented Control* o *Direct Torque Control*).

De acuerdo a la literatura (Kundur, 1994), las ecuaciones de la máquina (modelo general), son las siguientes:

$$\begin{aligned}
 v_{DS} &= R_S i_{DS} - \omega_S \varphi_{QS} + \frac{d\varphi_{DS}}{dt} \\
 v_{QS} &= R_S i_{QS} + \omega_S \varphi_{DS} + \frac{d\varphi_{QS}}{dt} \\
 v_{DR} &= R_R i_{DR} - s \omega_S \varphi_{QR} + \frac{d\varphi_{DR}}{dt} \\
 v_{QR} &= R_R i_{QR} + s \omega_S \varphi_{DR} + \frac{d\varphi_{QR}}{dt}
 \end{aligned}
 \tag{A-12}$$

$$\begin{aligned}
 \varphi_{DS} &= L_{SS} i_{DS} + L_M i_{DR} \\
 \varphi_{QS} &= L_{SS} i_{QS} + L_M i_{QR} \\
 \varphi_{DR} &= L_{RR} i_{DR} + L_M i_{DS} \\
 \varphi_{QR} &= L_{RR} i_{QR} + L_M i_{QS}
 \end{aligned}
 \tag{A-13}$$

En lo anterior, ω_S [rad/s] es la frecuencia eléctrica de la red. Asimismo,

$$s = 1 - \frac{p f_{mec}}{2 f_{elec}}
 \tag{A-14}$$

Donde f_{MEC} [Hz], f_{ELEC} [Hz] y p corresponde al número de polos.

El sistema se completa con la ecuación de movimiento, (torque eléctrico en el eje, i.e., en el rotor)

$$J \frac{dw_{mec}}{dt} = T_{elec} - T_{mec} = \frac{3}{2} (\varphi_{QR} i_{DR} - \varphi_{DR} i_{QR}) \frac{p}{2}
 \tag{A-15}$$

Las variables (voltajes y corrientes), tanto de estator como del rotor, se encuentran expresadas en el sistema de referencia que gira con velocidad síncrona. Es decir, rotan siguiendo la tensión de la red.

Se distinguen tres órdenes del modelo, relacionados con el grado de simplificación de la operación y el detalle de la investigación en curso. Estos son: sistemas de quinto orden; tercer orden; y primer orden.

- El conjunto completo es de quinto orden. Así, el primer modelo incluye todas las ecuaciones tal como se expresan más arriba.
- Sin embargo, para estudios de estabilidad en grandes SI, los transientes de estator son despreciables frente al término $\omega_S \varphi_S$. Por esta razón, despreciar la derivada del enlace de flujo en el voltaje de estator, ecuación (A-12), disminuye la carga computacional sin perder precisión significativa en los resultados. Este es el modelo de tercer orden.

- Por último, existe un modelo simplificado de primer orden, que desprecia los transientes del rotor y el estator.

En la implementación en el software de simulación DIGSILENT PF, la máquina de inducción posee un modelo integrado por defecto. Este modelo considera las siguientes ecuaciones [47]:

$$\begin{aligned}
 u_S &= R_S i_S + \frac{1}{w_n} \frac{d\varphi_S}{dt} + j \frac{w_{Ref}}{w_n} \varphi_S & \varphi_S &= X_{SS} i_S + X_{SR}^T i_R \\
 0 &= R_R i_R + \frac{1}{w_n} \frac{d\varphi_R}{dt} + j \frac{w_{Ref} - w_{GEN}}{w_n} \varphi_R & \varphi_R &= X_{SR} i_S + X_{RR} i_R
 \end{aligned}
 \tag{A-16} \tag{A-17}$$

El modelo se completa con la ecuación de movimiento,

$$J_{GEN} \frac{dw_{GEN}}{dt} = T_{EJE} - T_{ELEC}
 \tag{A-18}$$

Como se ve, los voltajes de rotor y estator están planteados en el plano complejo. El software resuelve las ecuaciones como un sistema lineal con variables de estado, eligiendo en este caso la corriente del estator y el flujo del rotor como tales. No se considera saturación de flujo, por lo que la elección de variables de estado está basada fundamentalmente en el comportamiento de los algoritmos numéricos.

En términos prácticos, la corriente y el flujo del rotor pueden ser vectores para las máquinas con doble jaula o jaula de ardilla. El caso en estudio es el de jaula simple, por lo que las variables son unidimensionales.

Por último, corresponde mencionar que las ecuaciones fueron escritas como si las variables de rotor y estator estuvieran representadas en un mismo sistema de referencia, que rota con velocidad síncrona (voltaje de red). Sin embargo, el software opera sólo con las variables del estator en este sistema. Las tensiones y corrientes del rotor en cambio, se representan en el sistema de referencia que gira con el rotor, a frecuencia mecánica. Por esto, si por alguna razón es necesario operar estas variables (por ej., en los convertidores de las unidades generadoras de velocidad variable), los vectores deben adecuarse a la referencia que corresponda. Matemáticamente, basta revisar la notación de la Figura A-5.

A.1.4. Control: ángulo de aspas [d]

El control por ángulo de aspas no es la única alternativa disponible para unidades de generación de velocidad fija. La necesidad de limitar la potencia activa inyectada para velocidades de viento muy altas (sobre 12[m/s] aprox.) ha sido cubierta por tres técnicas:

control pasivo por pérdida aerodinámica (del inglés, *passive stall control*); control activo por pérdida aerodinámica (del inglés, *active stall control*); y control por ángulo de aspas (del inglés, *pitch control*). El ángulo en cuestión se describe en la Figura A-6.

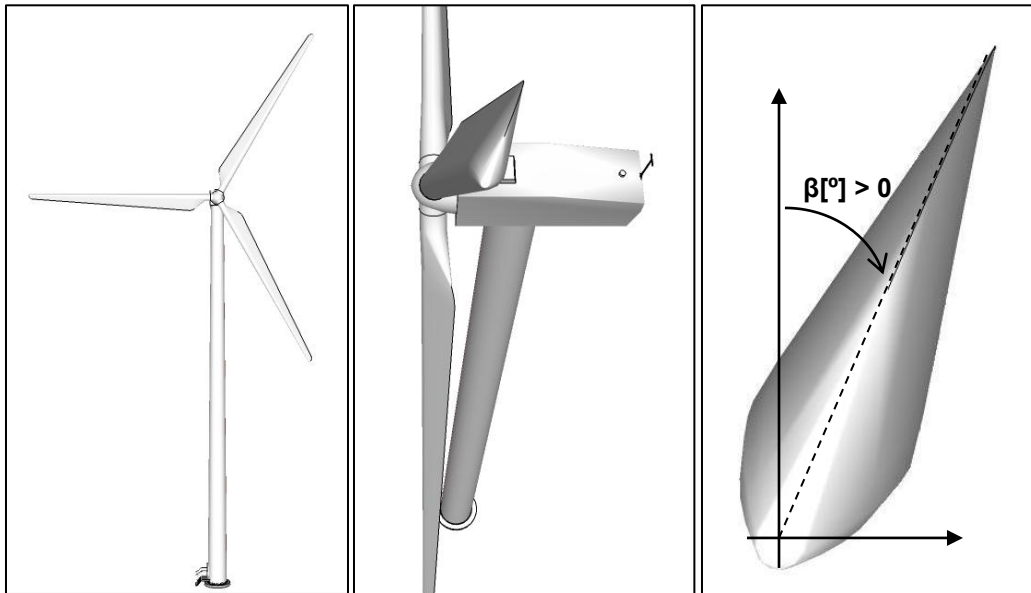


Figura A-6. (izq.) Vista frontal unidad de generación eólica; (med) Acercamiento aspas; (der) Ángulo de rotación de las aspas (sistema de referencia). Modelo realizado en software Google SketchUp 8.0.

En el control pasivo, las aspas se encuentran soldadas al rotor con un ángulo fijo. Sin embargo, la geometría del perfil del asa es diseñada para asegurar que, cuando la velocidad de viento aumente demasiado, aparezcan turbulencias aerodinámicas en uno de los lados del asa, limitando la potencia máxima. Para entender esta disminución, consideremos que en operación normal, el asa se mueve debido a la fuerza sobre ella, ocasionada por la diferencia de presiones en sus caras. La turbulencia hace que el empuje, debido a la baja presión sobre la superficie superior del asa, disminuya.

Esta estrategia de control es fija y exhibe sobre oscilaciones de potencia, entre otras desventajas. Por esta razón, existen dos técnicas adicionales que manipulan el ángulo de aspas activamente. Ya sea utilizando sistemas hidráulicos o servomotores, la regulación permite maximizar la potencia extraíble ante velocidades de viento bajas. Sin embargo, el motivo fundamental es posibilitar la limitación del máximo de potencia, en rangos de viento sobre un valor máximo.

En el control por pérdida aerodinámica activa, las aspas se giran incrementando el ángulo de ataque del viento y, por tanto, aumentando la turbulencia. En el control por ángulo en cambio, el giro es en el sentido opuesto, i.e., alejando ligeramente las aspas del viento.

En este trabajo, el control implementado es por ángulo de aspas, i.e., aumentando el valor de β respecto de la operación normal, ante velocidades de viento altas. El control es PI,

incluyendo los desfases de tiempo de los servomotores, para introducir estas constantes de tiempo en la dinámica de la simulación. Cabe notar que el control utiliza como variable de entrada la velocidad de rotación, pese a que esto no es fijo ni definitivo. Otros autores utilizan combinaciones de variables, dependiendo de los criterios y objetivos de control [48].

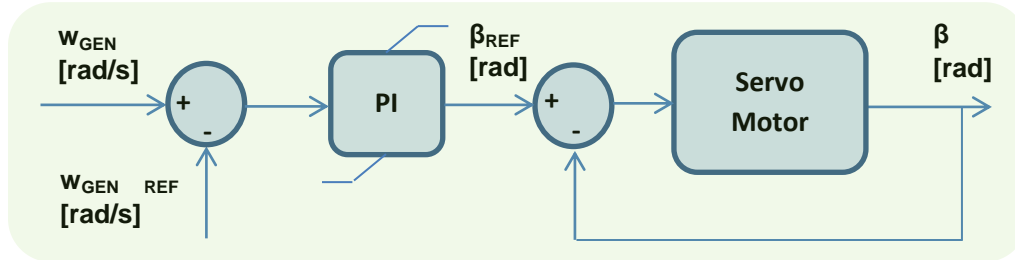


Figura A-7. Esquema de control implementado. El bloque del servomotor incluye limitadores y constantes de retardo para simular la operación mecánica.

A.2. Generación eólica velocidad variable: DFIG

Se agregan, como ilustra la Figura 5-5, 6 elementos respecto del diagrama original, Figura A-1. Estos son: 2 convertidores de potencia; 2 estrategias de control; un enlace de voltaje continuo; y un modelo de red. El modelo de red depende de la aplicación en cuestión, por lo que esta sección no lo describe. Puede suponerse, por simplicidad, que se trata de un consumo pasivo, o una red infinita.

Sin embargo, sí se desarrollan las estrategias de control; los modelos de los convertidores; y el enlace de voltaje continuo. Si bien no se incluye en forma explícita, el esquema actual contempla una protección que se activa ante valores anómalos en tres variables: velocidad de rotación, voltaje y corriente por el rotor del generador.

A.2.1. Conversor de potencia

Existen tres tópicos fundamentales en el modelamiento de los convertidores de potencia. Estos son: orden de complejidad; pérdidas; y estrategia de modulación. El presente trabajo utiliza un esquema de frecuencia fundamental.

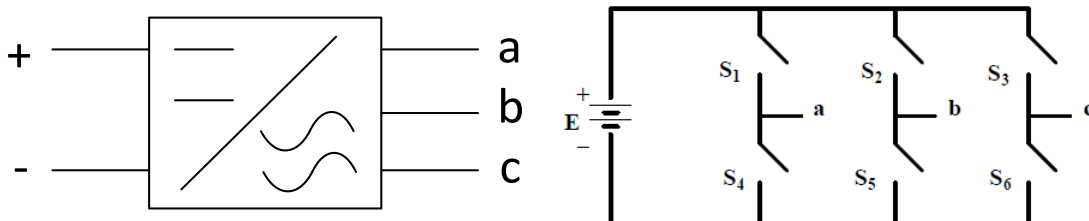


Figura A-8. (izq.) Esquema simplificado de un conversor de potencia; (der) Modelo con interruptores y 3 piernas.

El orden de complejidad del modelo define qué armónicas se consideran en las variables eléctricas. Si se pretende estudiar fenómenos transientes con constantes de tiempo menores a 100[ms], es lógico incluir el modelo físico de cada interruptor: cada IGBTs incluye resistencias intrínsecas y reactancias parásitas, entre otros aspectos. Los tiempos de conmutación no son ideales y por tanto la corriente arroja armónicas, aunque atenuadas, de muy alto orden.

Dado que los fenómenos transientes de corta duración no son relevantes, es natural simplificar el modelo utilizando un esquema de 1° orden (o frecuencia fundamental). La modulación utilizada, sin importar cuál sea, tendrá conmutaciones ideales.

Sin embargo, es necesario definir si se trata de una fuente de corriente o una de tensión. La primera asume que las variaciones de amperaje son suficientemente rápidas como para ser consideradas. Por lo tanto, la variable manipulada no es el índice de modulación, sino directamente la intensidad, en sus componentes eje directo y cuadratura. Esta simplificación es exagerada en dos sentidos: desacopla (parcialmente), el enlace de continua de la modulación de tensión; y desprecia los transientes de corriente que pueden activar las protecciones de los convertidores. Por estas razones se elige un modelo fuente de tensión y no de corriente⁹.

Por otro lado, y en concordancia con la elección de la frecuencia fundamental, el modelo no considera pérdidas de energía. Esto es cercano a la realidad en el sentido que los convertidores de potencia modernos alcanzan eficiencias superiores al 95%. Sin embargo, si para efectos de la obtención de proyecciones de generación de una unidad eólica fuese necesario incluir pérdidas de los convertidores, bastaría incluir una eficiencia en la ecuación de conservación.

El software de simulación DIGSILENT ofrece únicamente modulación rectangular (o de onda plena), y sinusoidal, para sus convertidores. Por esto, el presente trabajo utiliza modulación sinusoidal. Sin embargo, la convención actual indica que la mejor estrategia es la modulación vectorial. Lo anterior dadas sus propiedades en mitigación de contenido armónico, aumento de la magnitud de tensión y disminución de pérdidas energéticas. Con todo, la técnica usada en este trabajo no es relevante, salvo por los factores de ponderación de los índices de modulación. Mientras el convertidor no se sature, i.e., $\|\vec{m}\| \leq 1$, este supuesto no causa ningún conflicto. La estrategia de control limita los valores de \vec{m} para que nunca superen el límite.

Las ecuaciones que resumen el modelo, de acuerdo a los esquemas de control en cascada, y siguiendo la notación de las ecuaciones (A-16) y (A-17), son las siguientes [49]:

⁹ El modelo aludido en este trabajo como ‘fuente de corriente’ no corresponde a aquel que en la literatura se conoce como ‘inversor fuente de corriente’. Aquí, como lo realiza Ackermann et al., 2006, se designa como ‘fuente de corriente’ a la aproximación de 1° orden que asume que, dadas las constantes de tiempo de los fenómenos de interés, aproximar la corriente real como la referencia no restringe la generalidad de los resultados.

$$\begin{aligned}
u_{X_{Real}} &= m_{Real}^X U_{DC} \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \\
u_{X_{Imag}} &= m_{Imag}^X U_{DC} \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}}
\end{aligned} \tag{A-19}$$

$$P_X = \sqrt{3} \text{Re}(u_X i_X^*) = U_{DC} I_{DC} = P_{DC}$$

En lo anterior, X es una variable genérica que puede representar al rotor o al estator según corresponda, y el factor $\frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}}$ es consecuencia de la modulación sinusoidal (U_X e I_X son tensión e intensidad entre fases). Para completar el sistema se escribe:

$$\begin{aligned}
u_S &= u_{S_{Real}} + j u_{S_{Imag}} \\
u_R &= u_{R_{Real}} + j u_{R_{Imag}}
\end{aligned} \tag{A-20}$$

Cabe mencionar en este punto que las ecuaciones aquí presentadas, con componentes real e imaginaria, están expresadas en el sistema de referencia solidario con la red. Esto a pesar que, en la implementación de DIGSILENT, las tensiones y corrientes de rotor y estator están expresadas en el sistema de referencia del rotor. Variaciones de sistemas de referencia (en la medida de lo necesario), pueden llevarse a cabo mediante la aplicación del método descrito en la Figura A-10.

A.2.2. Enlace de tensión continua

Como se nota en el inciso anterior, los convertidores de potencia no exhiben pérdidas resistivas. Sin embargo, esto no implica que en todo momento se cumpla que la potencia que entra por el rotor sea la misma que la que se extrae por el convertidor del lado de la red. Entre medio existe un condensador, quien mantiene la magnitud del voltaje continuo de acuerdo a la siguiente expresión:

$$U_{DC}(t) = \sqrt{U_{DC}^2(0) + \frac{2}{C} \int_0^t (P_{Rotor}(\tau) - P_{Red}(\tau)) d\tau} \tag{A-21}$$

Donde C es la constante de capacidad del enlace, y $U_{DC}(0)$ es la tensión inicial.

Este dispositivo almacena energía, y por tanto es fundamental modelarlo para incluir las variaciones en la inyección de potencia, producto de las oscilaciones de U_{DC} .

A.2.3. Control: Aspectos genéricos

Como destaca la Figura 5-5, las referencias para cada caso son:

| Conexión convertor/MI | VARIABLES CONTROLADAS |
|-----------------------|---|
| Rotor | P[W] y Q[VA] en PCC |
| Estator | U_{DC} [V] e I_s [A] (f.p. del convertor) |

Tabla A-2. Variables controladas por cada convertor.

En el convertor del lado del rotor, la referencia de potencia activa proviene de un bloque de optimización MPPT (del inglés, *Maximum Power Point Tracker*), mientras que la referencia de reactivos se fija en cero (pese a que podría fijarse en otro valor). Las referencias no son arbitrarias: la optimización maximiza la potencia extraíble mientras que consumo nulo de reactivos permite no alterar la magnitud de la tensión observada en la barra.

Por otro lado, el convertor del estator opera usualmente con sus dos referencias fijas. La referencia de U_{DC} se mantiene en $1[^\circ/1]$, mientras que la referencia de I_s es: $1[^\circ/1]$ para la componente en cuadratura (potencia activa); y $0[^\circ/1]$ para la componente en eje directo (potencia reactiva). Mantener el enlace de tensión continua en valores estables permite que el convertor del lado del rotor maneje en forma precisa la tensión sobre los bobinados de la máquina. Asimismo, evitar que la corriente del estator tenga componente en eje directo permite manejar el factor de potencia de la unidad convertora del lado del estator, llevándolo a magnitudes cercanas a 1.

Los esquemas de control se presentan a continuación:

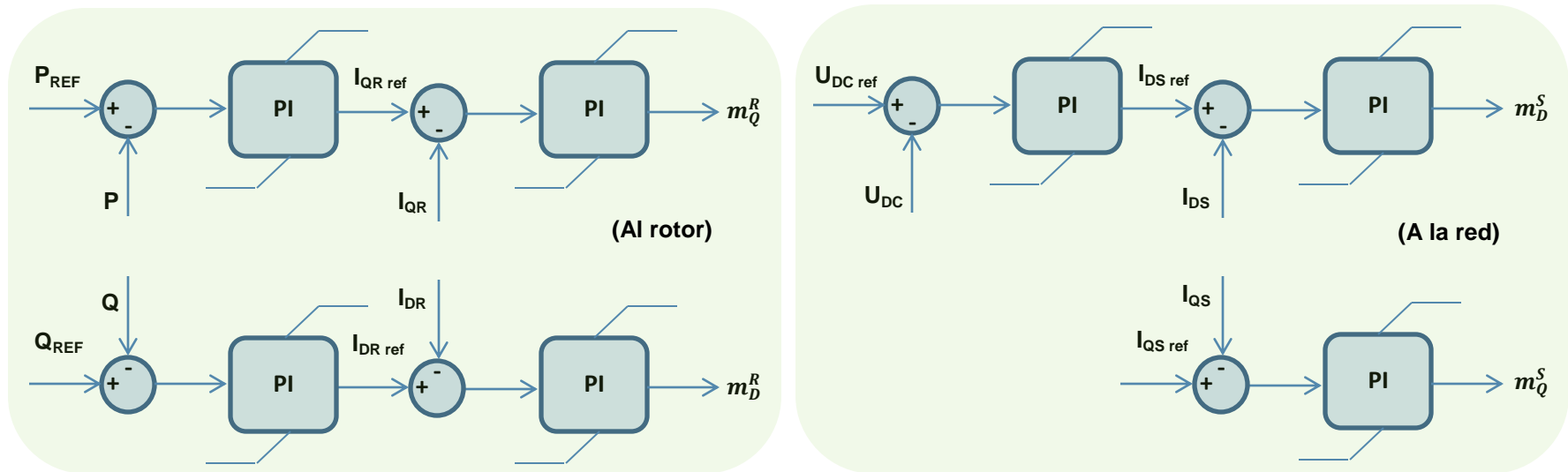


Figura A-9. Esquemas de control en cascada: (izq.) convertor del rotor (der) convertor lado de la red.

En este punto, es de fundamental importancia notar los sistemas de referencia en los que se expresa cada una de las variables:

- a. Convertor del lado del Rotor

En este convertor se pretende controlar la potencia activa y reactiva en el punto de conexión a la red. Si se desprecian pérdidas resistivas en el estator y ambas potencias se expresan en el sistema de referencia del flujo del estator, se cumple que: (Heier, 1998)

- El torque eléctrico (y por tanto la potencia activa) depende de la componente en cuadratura de la corriente del rotor; y
- Los reactivos intercambiados entre el estator y la red dependen de la componente eje directo de la corriente del rotor.

Por esta razón, las referencias de potencia deben expresarse en el sistema de referencia del flujo de estator. Así, se podrá controlar potencia activa y reactiva independientemente, a través de las componentes D y Q de corriente (y por tanto, de las componentes de tensión del rotor).

Sin embargo, las corrientes en cuestión se expresan en DIGSILENT en el sistema de referencia del rotor. Luego, para comparar las referencias de corriente (resultantes de la aplicación de control PI a las consignas de potencia), con las mediciones reales, estas últimas deben operarse como sigue:

$$I_{Rot}^{SRFS} = I_{Rot}^{SRR} e^{j(\phi_{Mec} - \phi_{DQ})} \quad (A-22)$$

Donde ϕ_{Mec} es el ángulo mecánico entre el rotor y el sistema de referencia de la red, y ϕ_{DQ} es el ángulo de atraso del flujo de estator respecto de la tensión de barra:

$$\phi_{DQ} = \tan^{-1} \left(\frac{\varphi_{QS}}{\varphi_{DS}} \right) \quad (A-23)$$

Por otro lado, en el software de simulación elegido, el índice de modulación (entrada del DFIG, segunda etapa del control cascada), también está expresado en el sistema de referencia del rotor. En consecuencia, las referencias obtenidas (m_D y m_Q), deben manipularse: el vector m debe expresarse de vuelta, en el sistema de referencia del rotor. La operación es,

$$m^{SRR} = m^{SRFS} e^{j(-\phi_{Mec} + \phi_{DQ})} \quad (A-24)$$

A continuación se ilustran las referencias usadas junto con el camino descrito en la ecuación (A-24). La expresión (A-22) describe el mismo camino pero en sentido opuesto.

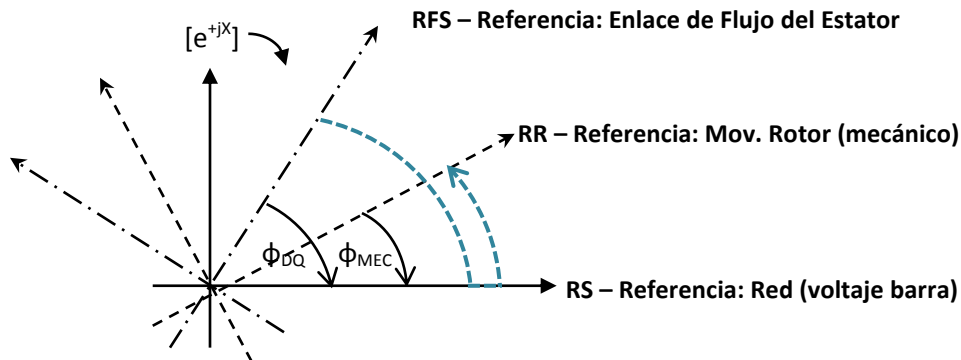


Figura A-10. Sistemas de referencia utilizados. En color se destaca el camino para transformar variables desde el RFS hasta el RR.

b. Conversor del lado del estator

Mediante este conversor se pretende controlar la tensión del enlace de continua y la componente reactiva de la corriente de estator de la máquina de inducción. El voltaje DC está

directamente relacionado con el intercambio de potencia activa entre el rotor y la red, pues se modela con un condensador (ver inciso “Enlace de tensión continua”). Asimismo, la componente reactiva de la corriente de estator está directamente relacionada con el intercambio de reactivos entre el convertor y los nodos PCC y estator.

En el software de simulación, la corriente del estator I_s se encuentra expresada en el sistema de referencia adosado al rotor de la máquina, al igual que la tensión de estator. Sin embargo, el control del convertor se realiza en el sistema solidario con la red. Esto, pues allí las componentes en eje directo y cuadratura del índice de modulación inciden directamente en los intercambios de potencia activa y reactiva, respectivamente (i.e., hacen variar U_{DC} e I_s).

En consecuencia, es necesario realizar dos manipulaciones de variables. Con la primera, se debe llevar las mediciones de corriente a los ejes D y Q adosados a la red, para realizar el control. La segunda debe reescribir el índice de modulación m (vectorial), en el sistema de referencia del rotor. El manejo matemático es equivalente al mencionado en el punto anterior.

A.2.4. Control: Elementos adicionales

En la Figura A-9, los esquemas de control en cascada asumen conocidas las variables P_{REF} y Q_{REF} para el convertor del lado del rotor, y $U_{DC REF}$ e $I_{QS REF}$ para el del estator. Cabe preguntar entonces, ¿de dónde provienen estas variables?

Los valores no son arbitrarios. Q_{REF} e $I_{QS REF}$ son nulos para que el intercambio de reactivos entre la red, el convertor del lado del estator y la máquina de inducción, sea nulo. Por otro lado, P_{REF} y $U_{DC REF}$ están asociados a la optimización de potencia del viento y el control de tensión del enlace de continua, respectivamente. Ambos se discuten a continuación.

A.2.5. MPPT y P_{REF}

Para el convertor del rotor, el punto PCC se espera libre de consumo de reactivos, (pese a que se puede pedir que se inyecten), y óptimo respecto a la inyección de potencia activa. Por esta razón, es lógico que Q_{REF} sea nulo, y que P_{REF} sea la consecuencia de alguna rutina de optimización. En efecto, la referencia de potencia activa es resultado del cálculo del bloque MPPT. Sin embargo, este bloque no opera en forma independiente, sino está directamente ligado al control del ángulo de las aspas.

En la literatura se observa que existen dos alternativas de operación. Estas se esquematizan a continuación [50]:

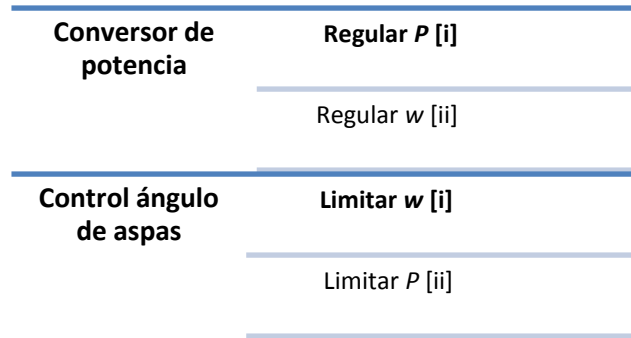


Figura A-11. Alternativas de operación del Convertor de Potencia y el Controlador del Ángulo de Aspas. En negrita el modo elegido

El esquema más usado es el [i]: regulando potencia activa con el convertor, y limitando velocidad angular de giro de la turbina con el control de aspas. De acuerdo a las ecuaciones (A-5), (A-7) y (A-8), la máxima potencia extraíble del viento depende, en su parámetro de eficiencia (o coef. de poder), del ángulo de aspas; β , y de la razón entre la velocidad de giro del extremo de cada aspa y la velocidad del viento, λ .

El menor ángulo β maximiza la potencia activa de salida ($\beta = 0^\circ$). Por esto, fijando el parámetro en cuestión, sólo queda λ en libertad. Al graficar la salida de potencia activa en función de la velocidad de giro de las aspas (para diversas velocidad de viento), se obtiene lo siguiente:

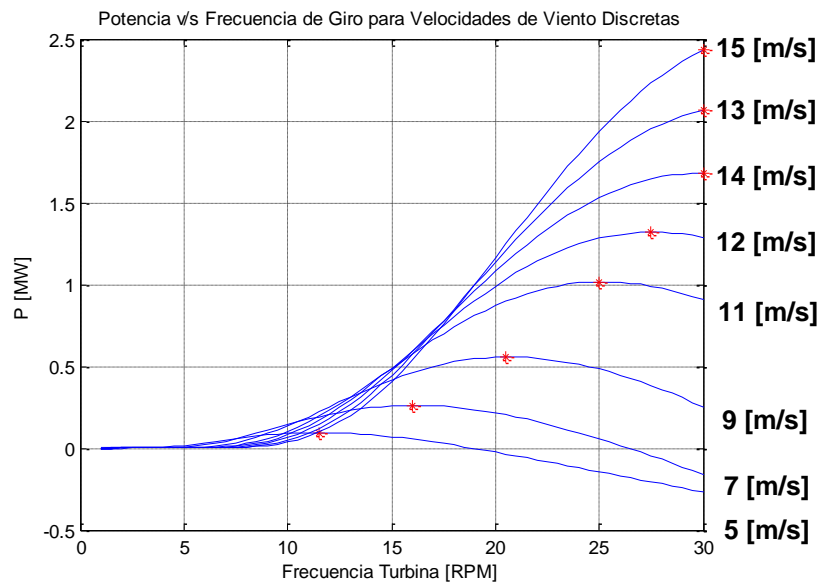


Figura A-12. Potencia de una turbina de 2[MW] nominal y 30[m] de radio de aspas ($\beta=0^\circ$, $\rho=1.225[\text{Kg}/\text{m}^3]$). En el extremo derecho se agrega la velocidad de viento para cada curva. En rojo: valores máximos.

Según se observa, para una velocidad de viento dada existe una única velocidad angular de la turbina que maximiza la potencia activa. Así, llevar la unidad de generación a este punto de operación es el objetivo del MPPT.

Sin embargo, no es posible medir con precisión la velocidad del viento que enfrenta la turbina. En consecuencia, la curva de la Figura A-12 se obtiene *a priori*, y la optimización aerodinámica es teórica. Conociendo la velocidad de rotación del sistema mecánico y midiendo la potencia inyectada, es posible determinar si la unidad se encuentra en el punto de operación óptimo o no.

Para comprender la operación del MPPT a cabalidad, supongamos que en cierto instante la unidad generadora se encuentra en un punto de conversión de energía óptimo. Si el viento disminuye su velocidad, pero la potencia inyectada se ajusta gradualmente para que la máquina de inducción no desacelere el rotor, la unidad se ubicará en una curva $P-\omega$ inferior y por tanto la velocidad de giro ω óptima será diferente (menor a la anterior). Asimismo, si el viento aumenta su velocidad pero el rotor no se acelera, la unidad operará en una curva $P-\omega$ superior, por lo que el giro óptimo ω ahora será mayor al actual. Gráficamente, los cambios se ven como sigue: (acercamiento Figura A-12)

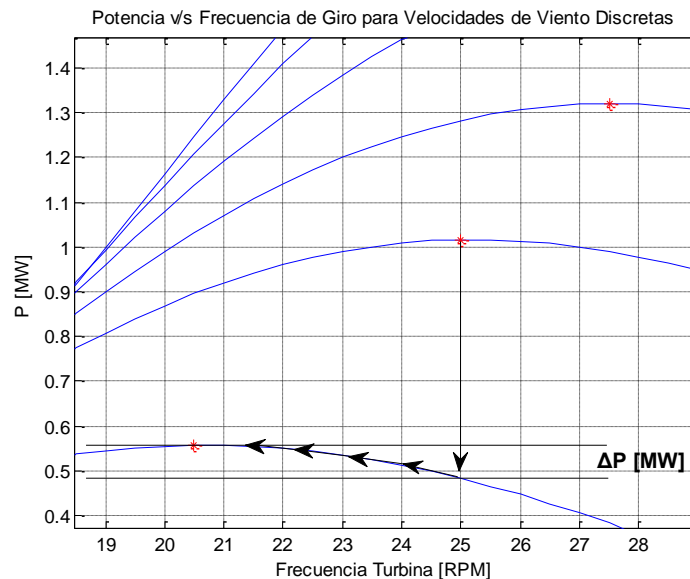


Figura A-13. Trayectoria de una unidad de 2 [MW] nominal y 30[m] de radio ($\beta=0^\circ$, $\rho=1.225[\text{Kg}/\text{m}^3]$). La unidad generadora se sitúa en una curva aerodinámica inferior, a 100[kW] del óptimo, justo después de la bajada.

En operación real, el descenso en la gráfica anterior no será estrictamente vertical, pues la máquina podría desacelerar si el consumo no servido no es absorbido por otra unidad. En ese caso, la generación faltante saldrá de la energía cinética del rotor y la máquina se frenará. En cualquier caso, variaciones de potencia siempre conllevan un salto desde la curva $P-\omega$ actual a otra, y por tanto, un nuevo óptimo de operación. Este puede alcanzarse mediante una disminución o aumento en la velocidad de rotación, según corresponda.

A.2.6. Reservas de Energía y U_{DC}

En la literatura, las investigaciones suelen fijar como objetivo la mantención de la tensión del enlace de continua. Esto permite el correcto funcionamiento de las estrategias de control, que en último término manipulan la tensión sobre el rotor y el estator por medio de modulación vectorial. Sin embargo, existen algunas investigaciones que proponen almacenar energía en el condensador para luego liberarla ante fuertes perturbaciones de la red. Estas estrategias se enmarcan en la optimización del comportamiento de unidades de generación durante y después de falla: el estudio de FRT. El presente trabajo no incluye estas variaciones, pues el rango de tiempo de los fenómenos en estudio tiene resolución de segundos, mucho mayor a la escala de tiempo de duración de los fenómenos mencionados.

A.3. Generación Eólica de Velocidad Variable: PMSG

A.3.1. Máquina sincrónica de imanes permanentes

Las máquinas sincrónicas son utilizadas prácticamente en toda central generadora lo que destaca su importancia en los sistemas de potencia actuales. Pueden encontrarse conectadas a la red o trabajando en sistemas aislados, sirviendo en el último caso una o más cargas según sea necesario. En el caso en que se encuentren conectadas a la red, la velocidad de giro y amplitud de voltaje en bornes de estator es fija, impuesta por ésta. La regulación de excitación y esfuerzos mecánicos en el eje se traducen en alteraciones de potencia reactiva y activa hacia o desde la red.

Se componen de dos elementos fundamentales: campo y armadura. El campo se encuentra en el rotor, y corresponde a la excitación de la máquina (flujo que, en rotación, induce tensiones alternas en el estator). Dependiendo de la forma del campo, se describen máquinas ‘de polos salientes’ y otras ‘de rotor bobinado’. Por otro lado, la armadura corresponde a los bobinados de estator. Es claro notar con esto que la máquina de ‘imanes permanentes’ puede modelarse con corriente, y por tanto flujo, constante.

Las ecuaciones que se presentan a continuación corresponden a las tensiones del estator y rotor (o campo), simplificadas. Esto pues los transientes de estator no se consideran, debido a que la derivada de primer orden del flujo es despreciable respecto de los términos que la acompañan (el mismo flujo, linealmente). Las ecuaciones del modelo dinámico, de acuerdo a Kundur, (1994), son:

$$\begin{aligned}
v_{ds} &= -\varphi_{qs}\omega_r - r_a i_{ds} & \varphi_{ds} &= -L_d i_{ds} + L_{afd} i_{fd} \\
v_{qs} &= -\varphi_{ds}\omega_r - r_a i_{qs} & \varphi_{qs} &= -L_q i_{qs} \\
e_{fd} &= \frac{d\varphi_{fd}}{dt} + r_{fd} i_{fd} & \varphi_{fd} &= L_{ffd} i_{fd}
\end{aligned}
\tag{A-25} \tag{A-26}$$

Por notación,

v_{ds}, v_{qs} : Tensión de estator en ejes dq;

$\varphi_{ds}, \varphi_{qs}$: Enlace de flujo de estator, ejes dq;

i_{ds}, i_{qs} : Corrientes de estator, ejes dq;

r_a, r_{fd} : Resistencias de fase y de campo respectivamente;

φ_{fd} : Enlace de flujo de campo;

e_{fd}, i_{fd} : Tensión y corriente de excitación (campo), respectivamente;

L_d, L_q : Constantes resultantes de la operación entre las inductancias propias y mutuas de fase;

L_{ffd}, L_{afd} : Inductancia propia del campo y mutua campo-fase, respectivamente;

ω_r : Velocidad angular de rotación del eje.

Lo anterior es el resultado de la aplicación de ciertas hipótesis sobre el modelo general. Estas son las siguientes:

- No contempla amortiguación en el campo,
- No incluye la componente 0 en dq en la tensión de estator pues asume que el sistema está balanceado, (sólo permitiría el estudio de fallas trifásicas)
- Desprecia los transientes de estator.

Cabe notar en este punto que, como la excitación se realiza por medio de imanes permanentes, los términos e_{fd} e i_{fd} pierden sentido. El valor de φ_{fd} en (A-25) y (A-26) se mantiene constante.

El esquema anterior quedaría incompleto sin la ecuación de movimiento. Esta expresión es la misma que la detallada para la máquina de inducción en la sección A.1.4. Sin embargo, el torque eléctrico es diferente. Usando la notación mencionada anteriormente,

$$T_e = \frac{3}{2} (\varphi_d i_q - \varphi_q i_d) \frac{p}{2} \quad (\text{A-27})$$

donde p corresponde al número de polos.

Para terminar corresponde describir, aunque brevemente, la forma de las expresiones anteriores en el software de simulación DIGSILENT. Las ecuaciones son [51]: ($[\circ/1]$)

$$\begin{aligned} v_{ds} &= r_s i_d - x_q'' i_q - n \varphi_q'' \\ v_{qs} &= r_s i_q - x_d'' i_d + n \varphi_d'' \quad (\text{A-28}) \\ \varphi_e &= cte \end{aligned} \quad \begin{aligned} \varphi_d'' &= k_e \varphi_e + k_D \varphi_D \\ \varphi_q'' &= k_x \varphi_x + k_q \varphi_Q \end{aligned} \quad (\text{A-29})$$

La notación asociada es la siguiente:

v_{ds}, v_{qs} : Tensión de estator en ejes dq;

i_d, i_q : Corrientes de estator, ejes dq;

x_q'', x_d'' : Reactancias subtransitorias, ejes dq.

φ_d'', φ_q'' : Flujos subtransitorios estator

$\varphi_D, \varphi_Q, \varphi_x$: Flujos adicionales por inductancias de amortiguación, modelos de polos salientes y rotor bobinado

φ_e : Enlace de flujo de campo;

r_s : Resistencia de fase;

n : Número de vueltas del enlace de flujo (flujo total = n * flujo espira).

El sistema se completa con la expresión para el torque eléctrico, ($[\circ/1]$)

$$T_e = (\varphi_d i_q - \varphi_q i_d) \quad (\text{A-30})$$

Para más detalles se recomienda revisar la referencia técnica de DIGSILENT para estas máquinas.

A.3.2. Diagrama de control

Las variables involucradas en el esquema de control anterior son: potencia activa en bornes del generador; tensión del enlace DC; tensión alterna en bornes de la máquina; y consumo de reactivos en el punto de conexión con la red. Las referencias están dadas por el estado de operación de la red en régimen permanente, y por el MPPT en el caso de la potencia activa. Así, la idea es mantener la tensión en el estator del generador, no consumir reactivos de la red y prevenir excursiones del voltaje continuo en el enlace. Esto mientras se inyecta el valor óptimo de potencia de acuerdo a las condiciones de viento.

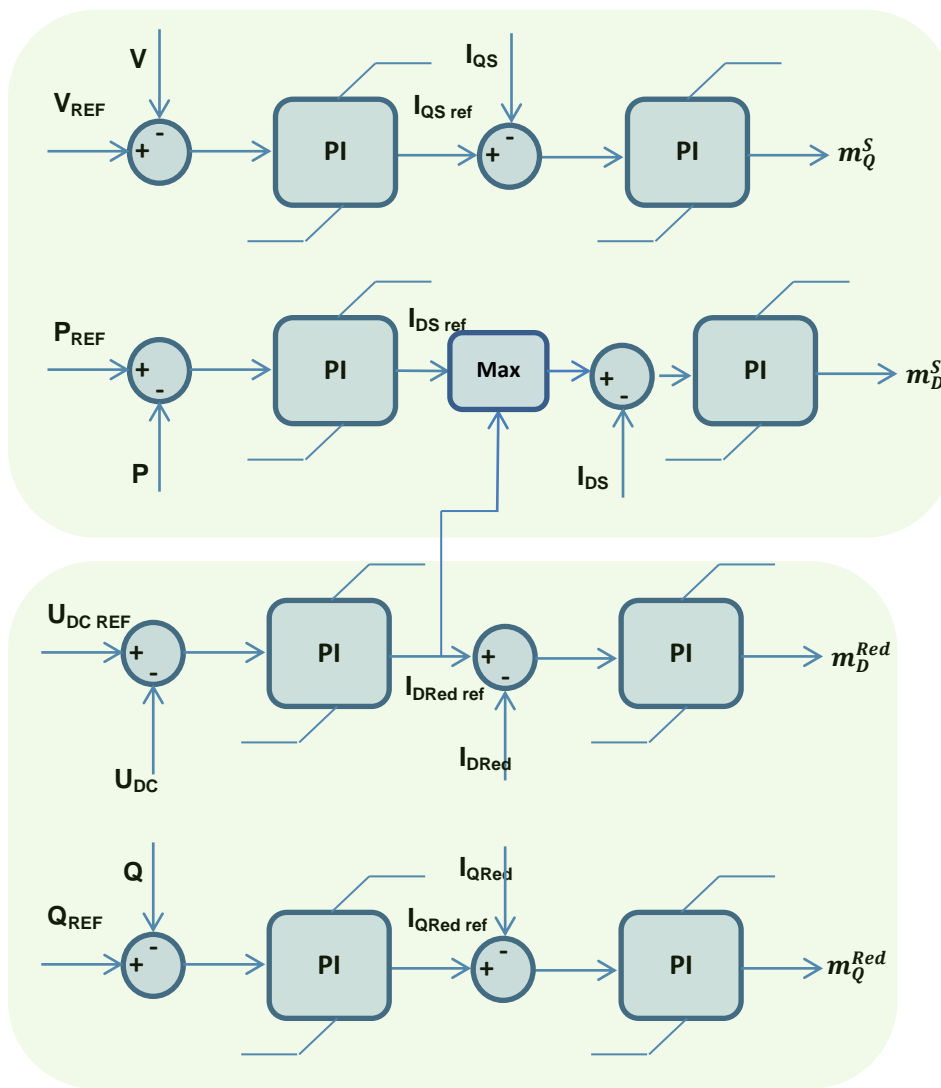


Figura A-14. Esquema de control PI en cascada del modelo. La figura superior corresponde al control que deriva en el convertidor conectado con el estator de la máquina sincrónica. La figura inferior describe el controlador que recae en el convertidor del lado de la red.

Si bien el esquema es similar al observado con la máquina DFIG, cabe notar el cruce de referencias entre ambos esquemas. El esquema superior elige el máximo entre las consignas de corriente obtenidas a partir del error en potencia activa y tensión DC. Esto se explica porque la excursión en voltaje continuo puede afectar la estabilidad de la planta.

Si el consumo de potencia desde la red es mayor que la energía mecánica sobre la turbina, el diferencial faltante será cubierto por el enlace DC: el condensador descargará parte de la energía que almacena. Esta variación de voltaje incide directamente en el control del convertidor del estator, pues para obtener un valor determinado de tensión, el índice de modulación tendrá que ser mayor al calculado con U_{DC} nominal (con los consiguientes problemas que esto acarrea). Para evitar lo anterior, se decide extraer tanta potencia como para cubrir ambos requerimientos.

Este esquema no es la única solución que se ha implementado en la literatura. La situación más usual en la que la tensión continua oscila ocurre cuando la potencia inyectada por la turbina cambia (en la búsqueda del óptimo respecto a la velocidad de giro). Es natural esperar que las variaciones de potencia en la salida se amplifiquen producto de las variaciones en el voltaje del condensador: físicamente corresponde a una realimentación positiva. Alternativas de amortiguación de oscilaciones de velocidad son variaciones de potencia en contrafase o filtros en las referencias de tensión DC, entre otras [50]. Más detalles pueden revisarse en la literatura.

B. Proyección de la Matriz Renovable del SING al 2020

B.1. Introducción

Al revisar otros estudios de integración de ERNC a Sistemas Interconectados Chilenos, se observa que la metodología en esta etapa es diferente. Trabajos desarrollados al interior de universidades e informes del sector público y privado proyectan bloques de generación, y evalúan el efecto de la integración progresiva sobre la red eléctrica [3] [52] [53] [54].

Típicamente, la idea es determinar la cantidad de potencia instalada que genera efectos no controlables ante fallas: desestabilización del balance de reactivos del SI, o excursión de frecuencia lejos de la banda nominal. Los estudios suelen concentrarse en el impacto de grandes pérdidas de generación convencional o renovable, por efecto de contingencias al interior del sistema. Se consideran también fallas en líneas de transmisión, entre otros problemas.

Este estudio no se constituye como un análisis de estabilidad ante la integración de energía eólica. Por esto, determinar la cantidad de potencia instalada que desestabilizaría la red no es posible. Más aún, como la presente investigación se desarrolla como un análisis de escenarios, debe previamente definirse qué porcentajes de integración corresponden a cada caso.

Si se aprueba la ley 2020, el mínimo al año 2020 de energía renovable en el SING (y en el SIC), será de un 20% (sobre la demanda total). Si no, el mínimo corresponderá a 8%. Sin embargo, nada asegura, en el SING al menos, que este porcentaje sea cubierto únicamente por la explotación eólica. *¿Cuánto de ese porcentaje correspondería en el caso optimista?, o ¿cuánto en el pesimista?*

En el SIC, la incertidumbre al respecto es mucho menor que en el SING. El potencial de ERNC en el SIC está constituido principalmente por energía eólica y mini hidro [52]. Sin embargo, las centrales mini hidráulicas no sólo demoran mucho tiempo en ser construidas, sino ofrecen una capacidad instalada, en general, inferior al caso eólico.

En el SING la incerteza es mayor. La energía eólica no es la única fuente renovable disponible. Existe además, abundante recurso solar (el desierto con mayor radiación en el mundo). Si bien esta alternativa todavía es más costosa que la eólica, los precios han mostrado pendientes decrecientes durante los últimos años, con factores de planta muy superiores al caso eólico (particularmente, la tecnología termo solar) [55]. Lo anterior sin contar el recurso

geotérmico, todavía en prospección en diversos lugares del país, pero disponible tanto para el SIC como para el SING.

La explotación del recurso eólico en el SING no se encuentra aislada del desarrollo de otras fuentes de generación renovable. Si se desea proyectar el impacto de la energía eólica, corresponde poner los datos en el contexto de la explotación de todas las ERNC disponibles. Por supuesto, el estudio no pretende predecir el futuro. En cambio, y puesto que se trata de un análisis de escenarios, ofrece una visión de las consecuencias que tendrían diversos niveles de penetración de ERNC en la matriz de generación del futuro.

B.2. Metodología

La ejecución de proyectos de generación en base a ERNC está determinada por agentes privados del mercado. Sin embargo, existe una base de datos pública que reúne información acerca de todas las iniciativas que se han presentado (a la fecha), en esta materia. Se trata del Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (en adelante, SEIA). Sin importar de qué tipo de energía se trate, todo proyecto de generación (en este caso, con potencia nominal superior a 3[MW]), debe, en algún momento, recibir una aprobación en su Resolución de la Comisión Ambiental (en adelante, RCA).

Por supuesto, no todos los proyectos que ingresan en busca de la aprobación del SEIA obtienen tal autorización. Más aún, el sólo permiso no garantiza que el proyecto se llevará a cabo, sino sólo constituye un trámite menos, del listado total que debe gestionarse. En opinión de autoridades del CER, es una falacia pensar que, por que el SEIA se encuentra tramitando muchas iniciativas, la integración de ERNC a los sistemas eléctricos nacionales será de gran magnitud en los próximos años. Esto no es de extrañar. Basta notar que la inversión que exige cada proyecto para su realización es cuantiosa. En el caso del SING, los proyectos eólicos oscilan entre 2 y 2.5[MM USD/MW], y los solares, entre 2.5 y 3.5[MM USD/MW].

Por lo anterior, la base de la metodología consiste en ordenar todos los proyectos vigentes de acuerdo a cuán pronta, temporalmente, se encuentre su realización, considerando los principales trámites que debe enfrentar. De la revisión de las Declaraciones de Impacto Ambiental presentadas al SEIA, se desprende una ruta típica de tramitación de los proyectos. Dicha ruta se esquematiza en la Figura B-1.

Los pasos a. y b. de la etapa I son obviamente consecutivos y abarcan el desarrollo de la gestión ambiental. En la etapa II en cambio, los pasos a. al d., pese a ser representativos, no ocurren en forma consecutiva (al menos no necesariamente). Sí se observa, en general, que la gestión del financiamiento ocurre simultáneamente con alguna de las otras tareas (cualquiera de ellas). Cada una de ellas se describe brevemente a continuación:

- **Terrenos:** Los proyectos deben obtener permisos de construcción. Si el terreno es de propiedad fiscal, debe gestionarse arriendo más concesión onerosa [56].
- **Financiamiento:** Dada la magnitud económica de las iniciativas en general es necesario agrupar inversionistas y concretar alianzas o acuerdos financieros.
- **Licitación:** Si los dueños del proyecto no realizan ingeniería, es necesario gestionar el concurso con la posterior adjudicación de las obras.
- **Adicionales:** En ocasiones es necesario gestionar SS/EE o líneas de transmisión como empalmes a sistemas eléctricos existentes.

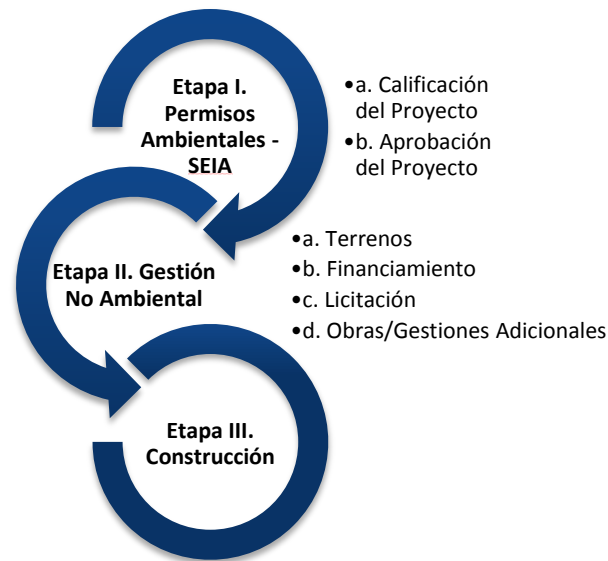


Figura B-1. Ruta de tramitación tentativa de una central de generación en base a ERNC.

Queda claro que los proyectos que se encuentren en la etapa III de construcción tendrán las mayores puntuaciones. Esto también es válido para las iniciativas liberadas, i.e., aquellas que cumplan con todas las gestiones de las etapas I y II, pero todavía no hayan iniciado la construcción. Sin embargo, no queda claro cómo discriminar iniciativas detenidas en la etapa II. Ni siquiera se puede afirmar con certeza qué proyectos, de los que se encuentren en gestiones ambientales, tengan menos probabilidades de concretarse que otros con sus trámites completos. Hace falta información para discriminar.

| Aspecto de Evaluación | Ponderación [%] | Escala/Sistema de Medida | Puntaje |
|------------------------------|-----------------|---|---------|
| Potencia Instalada | 5 | RANGO DE POTENCIA INSTALADA [MW] | |
| | | <40 | 10 |
| | | 40-80 | 15 |
| | | 80-120 | 20 |
| | | 120-160 | 25 |
| | | 160-200 | 30 |
| | | 200-240 | 35 |
| | | >240 | 40 |
| Gestión No Financiera | 10 | EXPERIENCIA PREVIA EN GESTIÓN NO FINANCIERA DE ERNC | |
| | | Experiencia con Generación Convencional | 0 |
| | | Experiencia con ERNC, proyecto de menor magnitud | 5 |
| | | Experiencia con ERNC, proyectos de similar magnitud | 10 |
| | 10 | GESTIÓN AMBIENTAL: SEIA | |
| | | RCA en calificación | 0 |
| | | RCA aprobada | 10 |
| | 10 | GESTIÓN NO AMBIENTAL. USO DE TERRENOS Y LICITACIÓN DE OBRAS | |
| | | Falta gestionar ambos puntos | 0 |
| | | Gestión de terrenos o licitación de obras completa (una exclusivamente) | 5 |
| | | Gestión completa | 10 |
| Gestión Financiera | 15 | RETORNO DE LA INVERSIÓN SEGÚN ENERGÉTICO EXPLOTADO | |
| | | Geotérmico | 0 |
| | | Solar (fotovoltaico) | 5 |
| | | Eólico | 10 |
| | 30 | APOYO DE SOCIOS ESTRATÉGICOS | |
| | | No posee socios estratégicos actualmente | 0 |
| | | No posee socios estratégicos actualmente, pero el titular posee alta capacidad de inversión | 5 |
| | | Posee socios estratégicos actualmente | 10 |
| | 20 | PRESTACIÓN DEL SERVICIO: GESTIÓN DE FINANCIAMIENTO | |
| | | El titular no presta el servicio | 0 |
| | | El titular gestiona la inversión para sus proyectos pero no presta el servicio | 5 |
| | | El titular presta el servicio a diversas empresas | 10 |

Tabla B-1. Aspectos considerados en la evaluación de proyectos, con el desglose por elemento. Se incluyen puntajes y ponderación asociada.

La problemática se resuelve diseñando una estrategia de evaluación de proyectos. La técnica consiste en puntuar las iniciativas de acuerdo a diversos aspectos que inciden en su realización. Se cuentan aspectos propios de la posición del proyecto en la ruta de gestión propuesta, pero también se agregan otros. Ejemplificando, se incluyen: la capacidad de gestión del financiamiento de la empresa dueña del proyecto; la experiencia con gestión/construcción/operación de plantas de generación en base a ERNC, etc.

La información asociada a cada aspecto fue recolectada de Prensa Local, las DIAs y los sitios web de las empresas a cargo de los proyectos, entre otros documentos.

Los aspectos considerados y la ponderación de cada uno en el puntaje total se detallan en la Tabla B-1.

La herramienta para listar las iniciativas en orden es la base de la metodología de proyección. Los proyectos en construcción o liberados¹⁰, son los primeros en ser incluidos. Proyectos en las etapas I y II de la ruta son ordenados según la puntuación obtenida para cada caso, tal y como se explicó anteriormente. El esquema que ilustra el proceso completo se incluye en la Figura B-2.

El año en que cada proyecto culmina su construcción y comienza su operación depende de algunos parámetros adicionales, incluidos en el bloque “Parámetros”. Por un lado, se considera el retraso típico en el inicio de la construcción, producto de la gestión no ambiental antes descrita. También se incluyen retrasos en la construcción proyectada para cada proyecto, pues las DIAs ofrecen cronogramas simples asociados sólo a ingeniería básica. Los retrasos son porcentuales respecto al tiempo total estimado de construcción. Por último, y para las proyecciones de energía anual por tipo de energía, son necesarias las demandas del sistema y los factores de planta esperados de las plantas de generación ERNC.

¹⁰ Un proyecto se dice “liberado” si, de acuerdo a la ruta de proyectos presentada, aprueba las etapas I y II, pero aún no comienza la construcción.

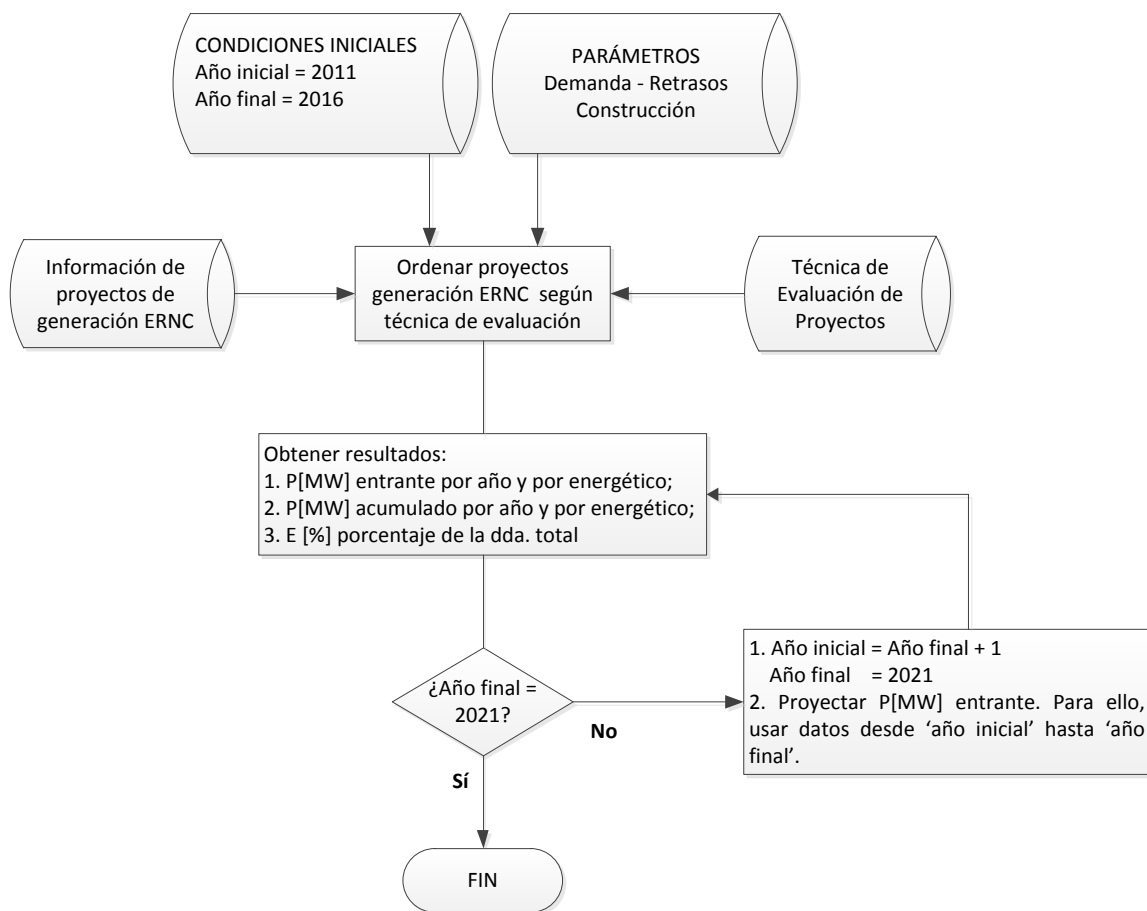


Figura B-2. Metodología de proyección de potencia instalada por año.

B.3. Listado de proyectos resultado de la evaluación

| Información de Proyectos ERNC | | | | | Resultado | | | |
|-------------------------------|-------------------|---------|------------|--------------------------------|------------------------|----------|----------------------|-----------|
| ID | Fuente de Energía | PN [MW] | Fecha RCA* | Tiempo de Construcción [meses] | Entrada Estimada [año] | Posición | Costo total [MM USD] | MM USD/MW |
| 1G | Geotérmica | 50 | 21-04-2012 | 30 | 2017 | 18 | 180.00 | 3.60 |
| 2E | Eólica | 90 | 10-05-2010 | 16 | 2013 | 14 | 200.70 | 2.23 |
| 3E | Eólica | 250 | 10-05-2010 | 16 | 2013 | 12 | 700.00 | 2.80 |
| 5E | Eólica | 126.5 | 12-01-2012 | 17 | 2015 | 13 | 280.00 | 2.21 |
| 1S | Solar | 9 | 22-01-2010 | 12 | 2012 | 10 | 40.00 | 4.44 |
| 2S | Solar | 9 | 09-08-2010 | 12 | 2013 | 11 | 40.00 | 4.44 |

Tabla B-2. Listado de proyectos SEIA ordenados según evaluación de proyectos. Parte 1.

| Información de Proyectos ERNC | | | | | Resultado | | Costo total [MM USD] | MM USD/MW |
|-------------------------------|-------------------|---------|------------|--------------------------------|------------------------|----------|----------------------|-----------|
| ID | Fuente de Energía | PN [MW] | Fecha RCA* | Tiempo de Construcción [meses] | Entrada Estimada [año] | Posición | | |
| 3S | Solar | 30 | 20-12-2011 | 12 | 2014 | 19 | 96.00 | 3.20 |
| 3S | Solar | 30 | | 12 | 2016 | 19 | 96.00 | 3.20 |
| 3S | Solar | 30 | | 12 | 2017 | 19 | 96.00 | 3.20 |
| 4S | Solar | 30 | 03-06-2011 | 12 | 2014 | 22 | 96.00 | 3.20 |
| 5S | Solar | 30 | 10-09-2011 | 12 | 2014 | 23 | 96.00 | 3.20 |
| 6S | Solar | 16 | 14-07-2011 | 12 | 2014 | 24 | 71.00 | 4.44 |
| 7S | Solar | 9 | 14-07-2011 | 12 | 2014 | 25 | 40.00 | 4.44 |
| 8S | Solar | 7.5 | 03-06-2011 | 12 | 2014 | 26 | 40.00 | 5.33 |
| 9S | Solar | 50 | 14-07-2011 | 12 | 2014 | 17 | 154.60 | 3.09 |
| 9S | Solar | 50 | | 12 | 2015 | 17 | 154.60 | 3.09 |
| 9S | Solar | 50 | | 12 | 2016 | 17 | 154.60 | 3.09 |
| 9S | Solar | 50 | | 12 | 2018 | 17 | 154.60 | 3.09 |
| 9S | Solar | 50 | | 12 | 2019 | 17 | 154.60 | 3.09 |
| 10S | Solar | 8 | 16-11-2011 | 9 | 2014 | 29 | 31.87 | 3.98 |
| 11S | Solar | 30 | 11-02-2012 | 12 | 2014 | 20 | 105.00 | 3.50 |
| 12S | Solar | 30 | 25-01-2012 | 12 | 2014 | 21 | 103.00 | 3.43 |
| 13S | Solar | 30 | 24-03-2012 | 8 | 2014 | 28 | 80.70 | 2.69 |
| 13S | Solar | 40 | | 12 | 2015 | 28 | 107.60 | 2.69 |
| 13S | Solar | 40 | | 12 | 2017 | 28 | 107.60 | 2.69 |
| 14S | Solar | 30 | 24-03-2012 | 12 | 2015 | 30 | 82.00 | 2.73 |
| 15S | Solar | 18 | 24-03-2012 | 21 | 2015 | 31 | 70.00 | 3.89 |
| 16S | Solar | 9 | 25-05-2012 | 24 | 2016 | 42 | 20.00 | 2.22 |
| 17S | Solar | 75 | 06-07-2012 | 10 | 2015 | 35 | 250.00 | 3.33 |
| 18S | Solar | 30 | 08-08-2012 | 12 | 2015 | 40 | 66.67 | 2.22 |
| 18S | Solar | 30 | | 12 | 2016 | 40 | 66.67 | 2.22 |
| 18S | Solar | 30 | | 12 | 2017 | 40 | 66.67 | 2.22 |
| 18S | Solar | 30 | | 12 | 2019 | 40 | 66.67 | 2.22 |
| 18S | Solar | 30 | | 12 | 2020 | 40 | 66.67 | 2.22 |
| 18S | Solar | 30 | | 12 | 2021 | 40 | 66.67 | 2.22 |

Tabla B-3. Listado de proyectos SEIA ordenados según evaluación de proyectos. Parte 2.

| Información de Proyectos ERNC | | | | | Resultado | | | |
|-------------------------------|-------------------|---------|------------|--------------------------------|------------------------|----------|----------------------|-----------|
| ID | Fuente de Energía | PN [MW] | Fecha RCA* | Tiempo de Construcción [meses] | Entrada Estimada [año] | Posición | Costo total [MM USD] | MM USD/MW |
| 19S | Solar | 30 | 08-08-2012 | 12 | 2015 | 41 | 66.67 | 2.22 |
| 19S | Solar | 30 | | 12 | 2016 | 41 | 66.67 | 2.22 |
| 19S | Solar | 30 | | 12 | 2017 | 41 | 66.67 | 2.22 |
| 19S | Solar | 30 | | 12 | 2019 | 41 | 66.67 | 2.22 |
| 19S | Solar | 30 | | 12 | 2020 | 41 | 66.67 | 2.22 |
| 19S | Solar | 30 | | 12 | 2021 | 41 | 66.67 | 2.22 |
| 20S | Solar | 20 | 18-08-2012 | 12 | 2015 | 16 | 52.00 | 2.60 |
| 20S | Solar | 40 | | 12 | 2016 | 16 | 104.00 | 2.60 |
| 20S | Solar | 40 | | 12 | 2017 | 16 | 104.00 | 2.60 |
| 20S | Solar | 40 | | 12 | 2019 | 16 | 104.00 | 2.60 |
| 20S | Solar | 40 | | 12 | 2020 | 16 | 104.00 | 2.60 |
| 20S | Solar | 40 | | 12 | 2021 | 16 | 104.00 | 2.60 |
| 21S | Solar | 180 | 03-10-2012 | 18 | 2016 | 27 | 1305.00 | 7.25 |
| 21S | Solar | 180 | | 18 | 2018 | 27 | 1305.00 | 7.25 |
| 22S | Solar | 80 | 06-10-2012 | 18 | 2016 | 36 | 320.00 | 4.00 |
| 23S | Solar | 69 | 09-10-2012 | 24 | 2016 | 39 | 215.00 | 3.12 |
| 24S | Solar | 116 | 09-10-2012 | 24 | 2016 | 37 | 358.00 | 3.09 |
| 25S | Solar | 145 | 09-10-2012 | 24 | 2016 | 32 | 449.00 | 3.10 |
| 26S | Solar | 101 | 09-10-2012 | 24 | 2016 | 38 | 314.00 | 3.11 |
| 27S | Solar | 63 | 09-10-2012 | 24 | 2016 | 33 | 195.00 | 3.10 |
| 28S | Solar | 144 | 09-10-2012 | 24 | 2016 | 34 | 447.00 | 3.10 |
| 29S | Solar | 53 | 23-10-2012 | 12 | 2015 | 15 | 150.00 | 2.83 |

Tabla B-4. Listado de proyectos SEIA ordenados según evaluación de proyectos. Parte 3.

C. Despacho Económico de Carga

Esta sección incluye los despachos económicos realizados para las simulaciones dinámicas implementadas en DIgSILENT. El despacho se realizó por lista de mérito tal y como se hace explícito en el inciso 4.4.4.

| CONSUMO | | | | | |
|--------------------------------------|--------|----------------------------|-----------------|---|----------------------|
| Demanda [MW] | 3076 | Reserva en Giro** [MW] | 209.168 | | |
| GENERACIÓN | | | | | |
| ERNC | | CONVENCIONAL* | | *Sin Salta de AES GENER | |
| Eólico al Inicio [MW] | 292.48 | Unidad | Nominal [MW] | Despacho [MW] | Reserva en Giro [MW] |
| Tasa de crecimiento 2010-2020 87% | | NTO2 | 133.025 | 111.000 | 22 |
| | | NTO1 | 133.025 | 111.000 | 22 |
| | | TARAPACÁ I | 200.005 | 178.000 | 22 |
| | | TARAPACÁ II | 200.005 | 178.000 | 22 |
| | | MEJILLONES I | 374.000 | 350.000 | 22 |
| | | MEJILLONES II | 374.000 | 350.000 | 22 |
| | | CT ANDINA | 165.070 | 143.000 | 22 |
| | | HORNITOS | 165.070 | 143.000 | 22 |
| | | CTM2 | 167.705 | 145.000 | 22 |
| | | CC1 GNL | 390.000 | 369.000 | 21 |
| | | CC2 GNL | 390.000 | 369.000 | 21.000 |
| | | CTM1 | 167.705 | 145.000 | 22 |
| | | U15 | 124.950 | 102.000 | 22 |
| | | ANGAMOS I | 260.516 | 192.000 | - |
| | | ANGAMOS II | 260.516 | 0.000 | 0 |
| | | DESPACHO TOTAL [MW] | 2886.000 | Este despacho incluye un 3.3% adicional del total del consumo en pérdidas en LT's | |
| | | DESPACHO MÍN [MW] | 2885.028 | | |
| | | RESERVA TOTAL [MW] | 284.000 | | |

Tabla C-1. Despacho 1. Integración Baja – Demanda Base.

| CONSUMO | | | | | |
|---------------------------------------|----------|----------------------------|-----------------|---|----------------------|
| Demanda [MW] | 4213 | Reserva en Giro** [MW] | 286.484 | | |
| GENERACIÓN | | | | | |
| ERNC | | CONVENCIONAL* | | *Sin Salta de AES GENER | |
| Eólico al Inicio [MW] | 292.48 | Unidad | Nominal [MW] | Despacho [MW] | Reserva en Giro [MW] |
| Tasa de crecimiento 2010-2020 154% | | NTO2 | 133.025 | 111.000 | 22 |
| | | NTO1 | 133.025 | 111.000 | 22 |
| | | TARAPACÁ I | 200.005 | 178.000 | 22 |
| | | TARAPACÁ II | 200.005 | 178.000 | 22 |
| | | MEJILLONES I | 374.000 | 350.000 | 22 |
| | | MEJILLONES II | 374.000 | 350.000 | 22 |
| | | CT ANDINA | 165.070 | 143.000 | 22 |
| | | HORNITOS | 165.070 | 143.000 | 22 |
| | | CTM2 | 167.705 | 145.000 | 22 |
| | | CC1 GNL | 390.000 | 369.000 | 21 |
| | | CC2 GNL | 390.000 | 369.000 | 21 |
| | | CTM1 | 167.705 | 144.000 | 22 |
| | | U15 | 124.950 | 102.000 | 22 |
| | | ANGAMOS I | 260.516 | 238.000 | 22 |
| | | ANGAMOS II | 260.516 | 238.000 | 22 |
| | | U14 | 124.950 | 102.000 | 22 |
| | | CTTAR | 158 | 136 | 22 |
| | | U13 | 78.2 | 56 | 22 |
| | | U12 | 78.2 | 56 | 22 |
| | | U16 GNL | 425 | 395 | 22 |
| | CTM3 GNL | 250 | 145 | - | |
| | | DESPACHO TOTAL [MW] | 4059.000 | Este despacho incluye un 3.3% adicional del total del consumo en pérdidas en LT's | |
| | | DESPACHO MÍN [MW] | 4059.549 | | |
| | | RESERVA TOTAL [MW] | 438.000 | | |

Tabla C-2. Despacho 2. Integración Baja – Demanda Alta.

| CONSUMO | | | | | |
|--------------------------------------|------------|------------------------|-----------------|---|----------------------|
| Demanda [MW] | 3072 | Reserva en Giro** [MW] | | 208.896 | |
| GENERACIÓN | | | | | |
| ERNC | | CONVENCIONAL* | | *Sin Salta de AES GENER | |
| Eólico al Inicio [MW] | 645.9 | Unidad | Nominal [MW] | Despacho [MW] | Reserva en Giro [MW] |
| Tasa de crecimiento 2010-2020 90% | | NTO2 | 133.025 | 111.000 | 22 |
| | | NTO1 | 133.025 | 111.000 | 22 |
| | | TARAPACÁ I | 200.005 | 178.000 | 22 |
| | | TARAPACÁ II | 200.005 | 178.000 | 22 |
| | | MEJILLONES I | 374.000 | 352.000 | 22 |
| | | MEJILLONES II | 374.000 | 352.000 | 22 |
| | | CT ANDINA | 165.070 | 143.000 | 22 |
| | | HORNITOS | 165.070 | 143.000 | 22 |
| | | CTM2 | 167.705 | 145.000 | 22 |
| | | CC1 GNL | 390.000 | 369.000 | 21 |
| | | CC2 GNL | 390.000 | 369.000 | 21.000 |
| | | CTM1 | 167.705 | 80.000 | - |
| | | U15 | 124.950 | 0.000 | 0 |
| | | ANGAMOS I | 260.516 | 0.000 | 0 |
| | ANGAMOS II | 260.516 | 0.000 | 0 | |
| DESPACHO CONVENCIONAL [MW] | | | 2531.000 | Este despacho incluye un 3.3% adicional del total del consumo en pérdidas en LT's | |
| DESPACHO MÍN [MW] | | | 2527.476 | | |
| RESERVA TOTAL [MW] | | | 240.000 | | |

Tabla C-3. Despacho 3. Integración Media – Demanda Base.

| CONSUMO | | | | | |
|---------------------------------------|---------|----------------------------|-----------------|---|----------------------|
| Demanda [MW] | 4213 | Reserva en Giro** [MW] | | 286.484 | |
| GENERACIÓN | | | | | |
| ERNC | | CONVENCIONAL* | | *Sin Salta de AES GENER | |
| Eólico al Inicio [MW] | 645.9 | Unidad | Nominal [MW] | Despacho [MW] | Reserva en Giro [MW] |
| Tasa de crecimiento 2010-2020 154% | | NTO2 | 133.025 | 111.000 | 22 |
| | | NTO1 | 133.025 | 111.000 | 22 |
| | | TARAPACÁ I | 200.005 | 178.000 | 22 |
| | | TARAPACÁ II | 200.005 | 178.000 | 22 |
| | | MEJILLONES I | 374.000 | 350.000 | 22 |
| | | MEJILLONES II | 374.000 | 350.000 | 22 |
| | | CT ANDINA | 165.070 | 143.000 | 22 |
| | | HORNITOS | 165.070 | 143.000 | 22 |
| | | CTM2 | 167.705 | 145.000 | 22 |
| | | CC1 GNL | 390.000 | 369.000 | 21 |
| | | CC2 GNL | 390.000 | 369.000 | 21 |
| | | CTM1 | 167.705 | 144.000 | 22 |
| | | U15 | 124.950 | 102.000 | 22 |
| | | ANGAMOS I | 260.516 | 238.000 | 22 |
| | | ANGAMOS II | 260.516 | 238.000 | 22 |
| | | U14 | 124.950 | 102.000 | 22 |
| | | CTTAR | 158 | 136 | 22 |
| | U13 | 78.2 | 56 | 22 | |
| | U12 | 78.2 | 56 | 22 | |
| | U16 GNL | 425 | 183 | - | |
| | | DESPACHO TOTAL [MW] | 3702.000 | Este despacho incluye un 3.3% adicional del total del consumo en pérdidas en LT's | |
| | | DESPACHO MÍN [MW] | 3706.129 | | |
| | | RESERVA TOTAL [MW] | 350.000 | | |

Tabla C-4. Despacho 4. Integración Media – Demanda Alta.

| CONSUMO | | | | | |
|--------------------------------------|-------|----------------------------|-----------------|---|----------------------|
| Demanda [MW] | 3072 | Reserva en Giro** [MW] | | 208.896 | |
| GENERACIÓN | | | | | |
| ERNC | | CONVENCIONAL* | | *Sin Salta de AES GENER | |
| Eólico al Inicio [MW] | 763.8 | Unidad | Nominal [MW] | Despacho [MW] | Reserva en Giro [MW] |
| Tasa de crecimiento 2010-2020 90% | | NTO2 | 133.025 | 111.000 | 22 |
| | | NTO1 | 133.025 | 111.000 | 22 |
| | | TARAPACÁ I | 200.005 | 178.000 | 22 |
| | | TARAPACÁ II | 200.005 | 178.000 | 22 |
| | | MEJILLONES I | 374.000 | 352.000 | 22 |
| | | MEJILLONES II | 374.000 | 352.000 | 22 |
| | | CT ANDINA | 165.070 | 143.000 | 22 |
| | | HORNITOS | 165.070 | 143.000 | 22 |
| | | CTM2 | 167.705 | 145.000 | 22 |
| | | CC1 GNL | 390.000 | 369.000 | 21 |
| | | CC2 GNL | 390.000 | 328.000 | 62.000 |
| | | CTM1 | 167.705 | 0.000 | 0 |
| | | U15 | 124.950 | 0.000 | 0 |
| | | ANGAMOS I | 260.516 | 0.000 | 0 |
| | | ANGAMOS II | 260.516 | 0.000 | 0 |
| | | DESPACHO TOTAL [MW] | 2410.000 | Este despacho incluye un 3.3% adicional del total del consumo en pérdidas en LT's | |
| | | DESPACHO MÍN [MW] | 2409.576 | | |
| | | RESERVA TOTAL [MW] | 281.000 | | |

Tabla C-5. Despacho 5. Integración Alta – Demanda Base.

| CONSUMO | | | | | |
|---------------------------------------|---------|----------------------------|-----------------|---|----------------------|
| Demanda [MW] | 4213 | Reserva en Giro** [MW] | | 286.484 | |
| GENERACIÓN | | | | | |
| ERNC | | CONVENCIONAL* | | *Sin Salta de AES GENER | |
| Eólico al Inicio [MW] | 763.8 | Unidad | Nominal [MW] | Despacho [MW] | Reserva en Giro [MW] |
| Tasa de crecimiento 2010-2020 154% | | NTO2 | 133.025 | 111.000 | 22 |
| | | NTO1 | 133.025 | 111.000 | 22 |
| | | TARAPACÁ I | 200.005 | 178.000 | 22 |
| | | TARAPACÁ II | 200.005 | 178.000 | 22 |
| | | MEJILLONES I | 374.000 | 350.000 | 22 |
| | | MEJILLONES II | 374.000 | 350.000 | 22 |
| | | CT ANDINA | 165.070 | 143.000 | 22 |
| | | HORNITOS | 165.070 | 143.000 | 22 |
| | | CTM2 | 167.705 | 145.000 | 22 |
| | | CC1 GNL | 390.000 | 369.000 | 21 |
| | | CC2 GNL | 390.000 | 369.000 | 21 |
| | | CTM1 | 167.705 | 144.000 | 22 |
| | | U15 | 124.950 | 102.000 | 22 |
| | | ANGAMOS I | 260.516 | 238.000 | 22 |
| | | ANGAMOS II | 260.516 | 238.000 | 22 |
| | | U14 | 124.950 | 102.000 | 22 |
| | | CTTAR | 158 | 136 | 22 |
| | U13 | 78.2 | 56 | 22 | |
| | U12 | 78.2 | 56 | 22 | |
| | U16 GNL | 425 | 65 | - | |
| | | DESPACHO TOTAL [MW] | 3584.000 | Este despacho incluye un 3.3% adicional del total del consumo en pérdidas en LT's | |
| | | DESPACHO MÍN [MW] | 3588.229 | | |
| | | RESERVA TOTAL [MW] | 350.000 | | |

Tabla C-6. Despacho 6. Integración Alta – Demanda Alta.

D. Resultados: Detalle de las gráficas obtenidas

Esta sección incluye todos los resultados gráficos de las simulaciones. La primera parte contiene las distribuciones de probabilidad con las que se calcularon las reservas energéticas. Se incluyen los requerimientos de reserva debido a la inyección eólica solamente, y los requerimientos totales sobre la red.

La segunda parte incluye todas las gráficas obtenidas en DIGSILENT, para la evolución de la frecuencia, tensión, y otras variables de interés sobre el SING, en el estudio sobre el CPF. Las simulaciones consideran un periodo total de 1[μ min], y describen la máxima dispersión de potencia eólica total observada para cada escenario de integración.

D.1. Máxima exigencia de reserva en ventanas de tiempo variables

Las gráficas se incluyen a continuación.

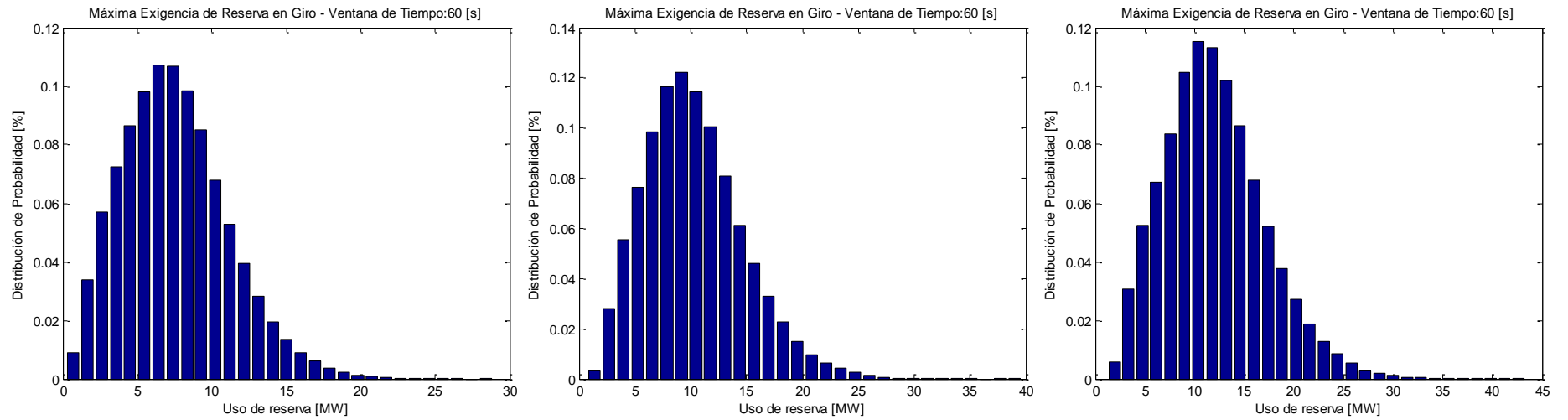


Figura D-1. Intensidad de Turbulencia=10% , ventana de tiempo =1[min]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (izq.), medio (med) y alto (der).

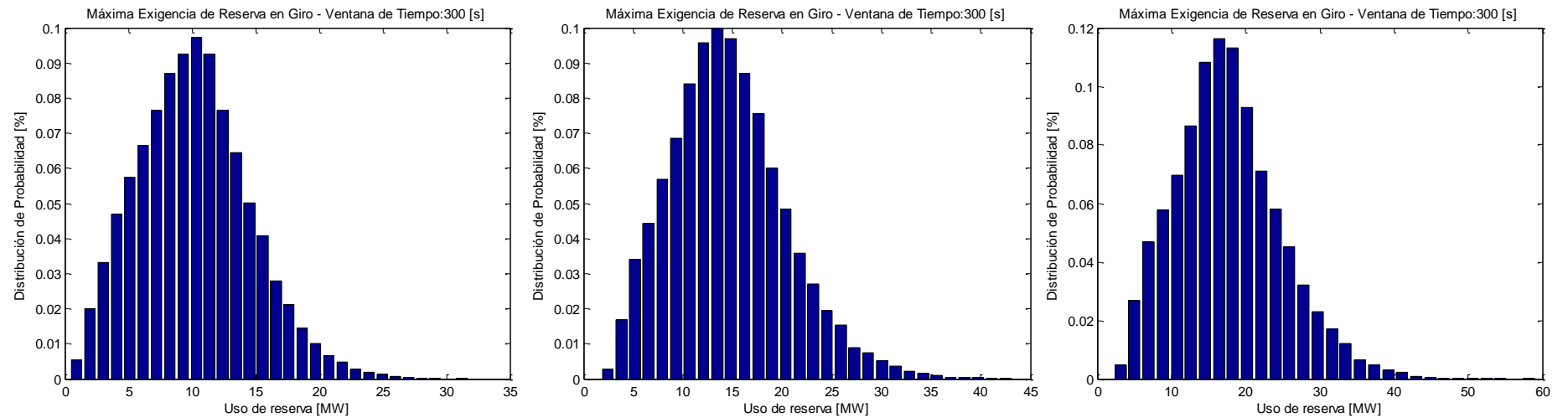


Figura D-2. Intensidad de Turbulencia=10% , ventana de tiempo =5[min]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (izq.), medio (med) y alto (der).

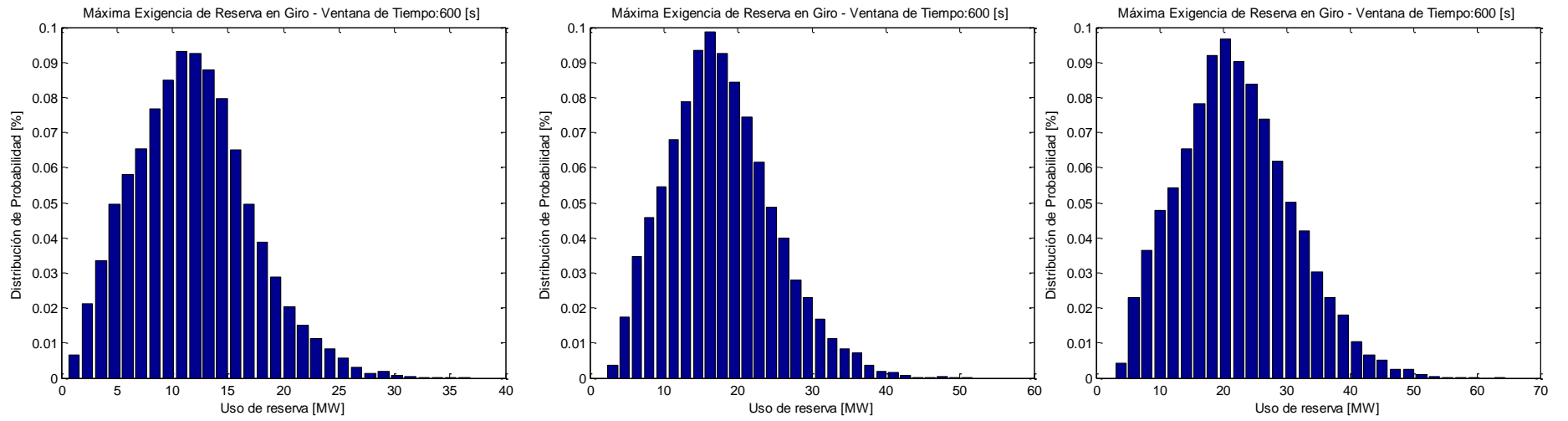


Figura D-3. Intensidad de Turbulencia=10% , ventana de tiempo=10[*min*]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (izq.), medio (med) y alto (der).

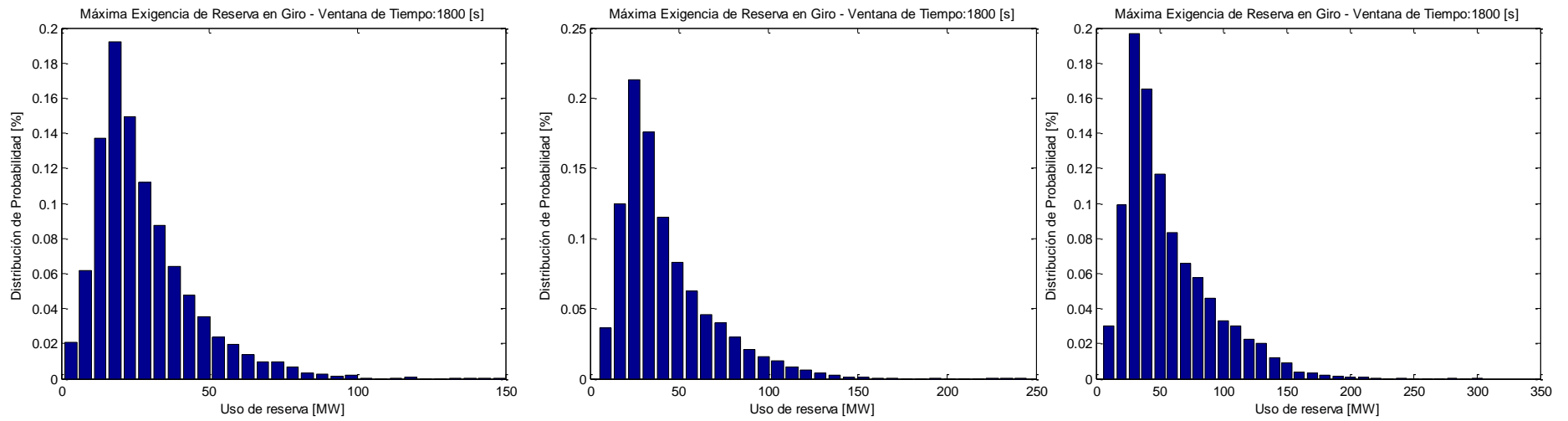


Figura D-4. Intensidad de Turbulencia=10% , ventana de tiempo =30[*min*]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (izq.), medio (med) y alto (der).

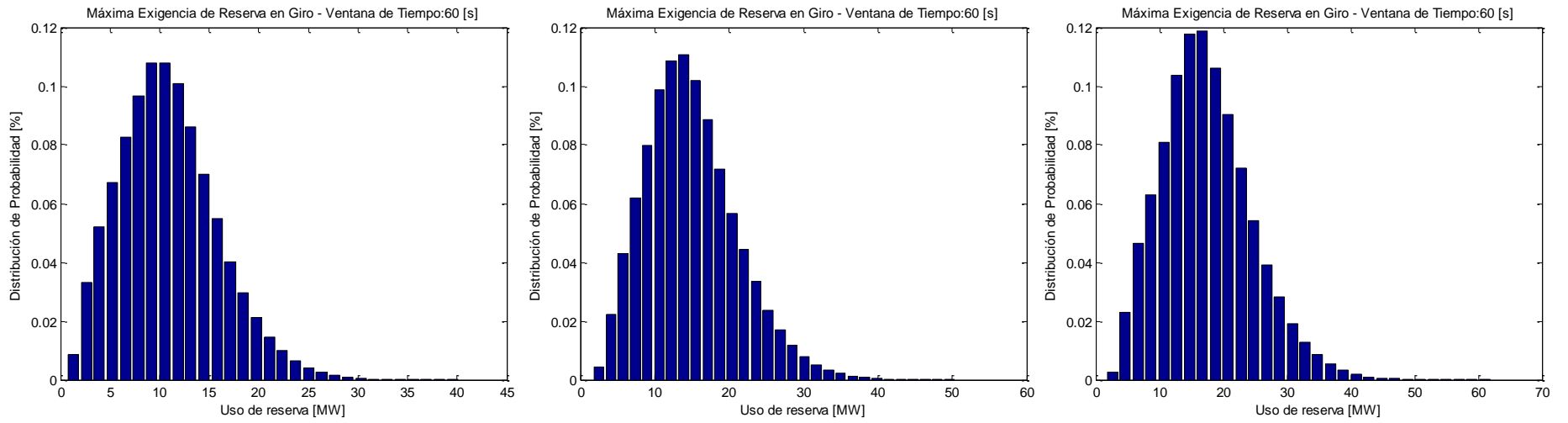


Figura D-5. Intensidad de Turbulencia=15% , ventana de tiempo=1[min]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (izq.), medio (med) y alto (der).

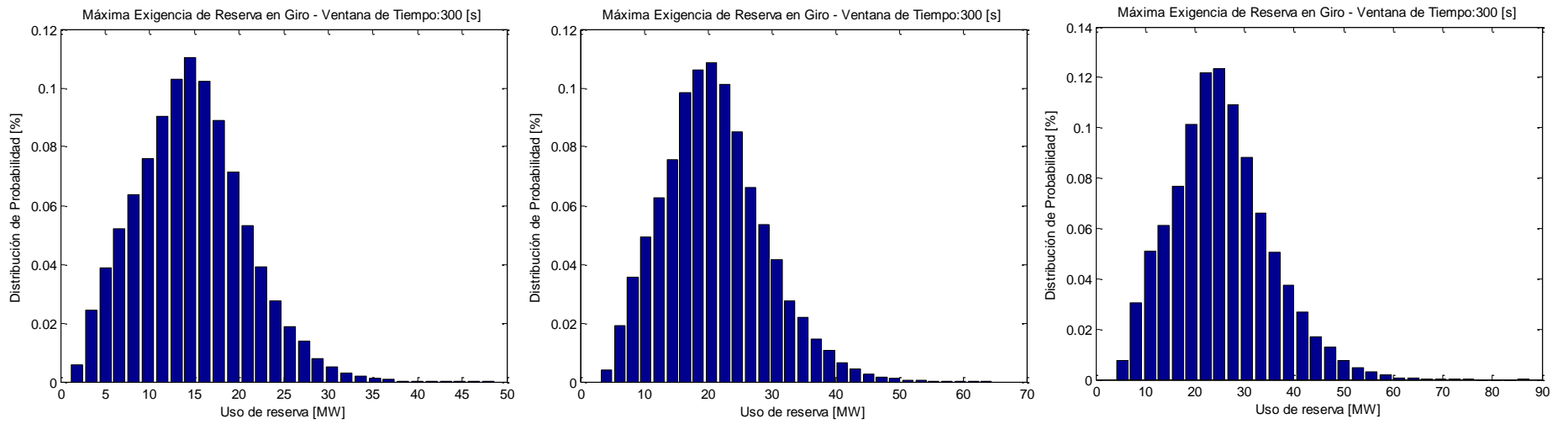


Figura D-6. Intensidad de Turbulencia=15% , ventana de tiempo=5[5min]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (izq.), medio (med) y alto (der).

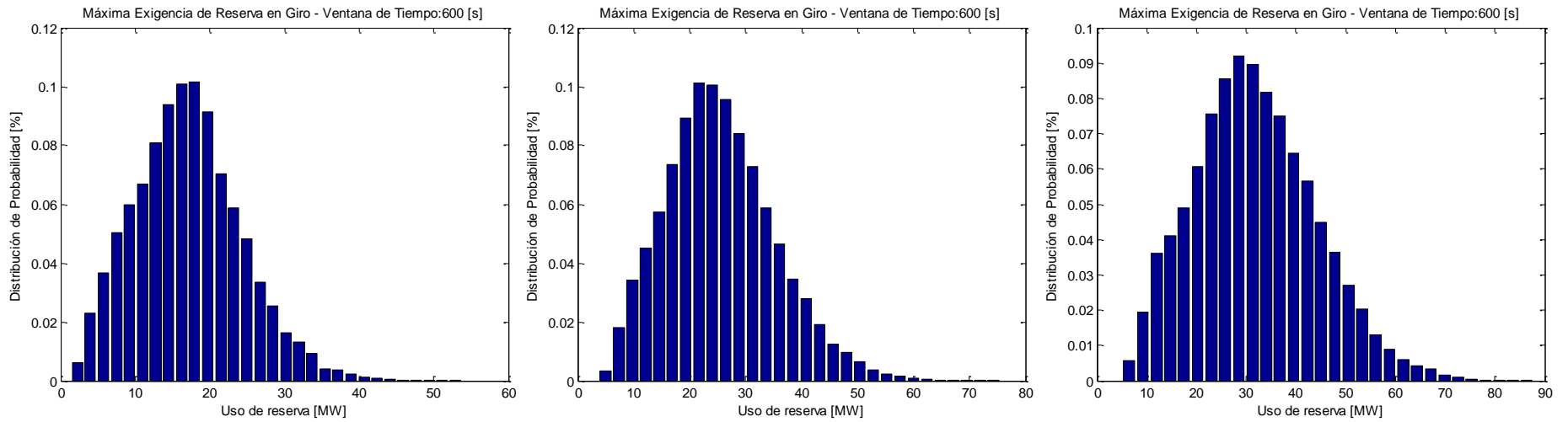


Figura D-7. Intensidad de Turbulencia=15% , ventana de tiempo=10[*min*]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (izq.), medio (med) y alto (der).

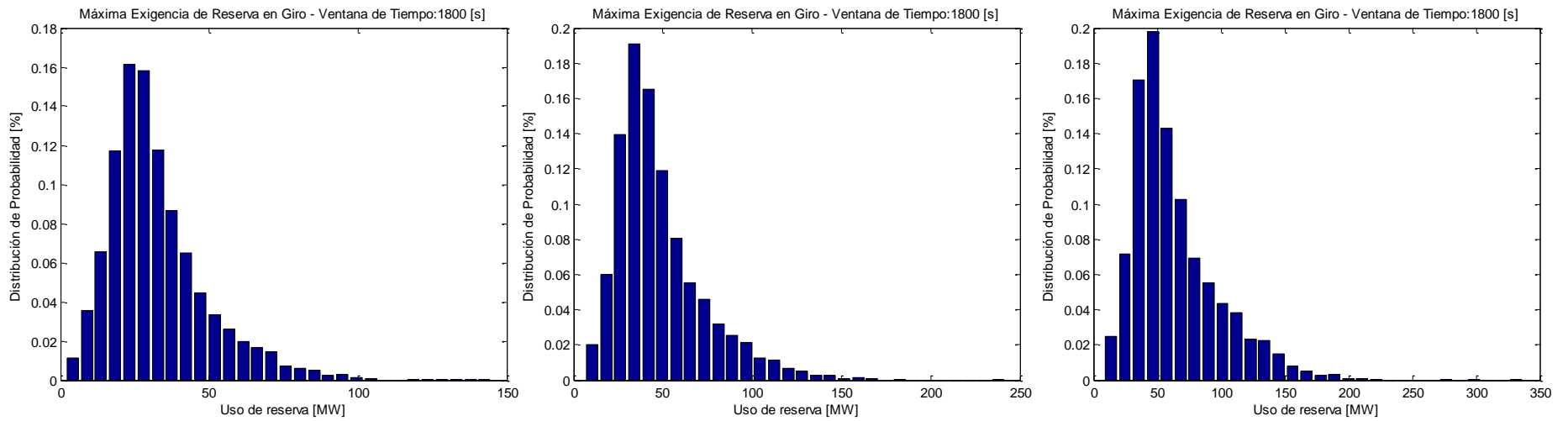


Figura D-8. Intensidad de Turbulencia=15% , ventana de tiempo=30[*min*]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (izq.), medio (med) y alto (der).

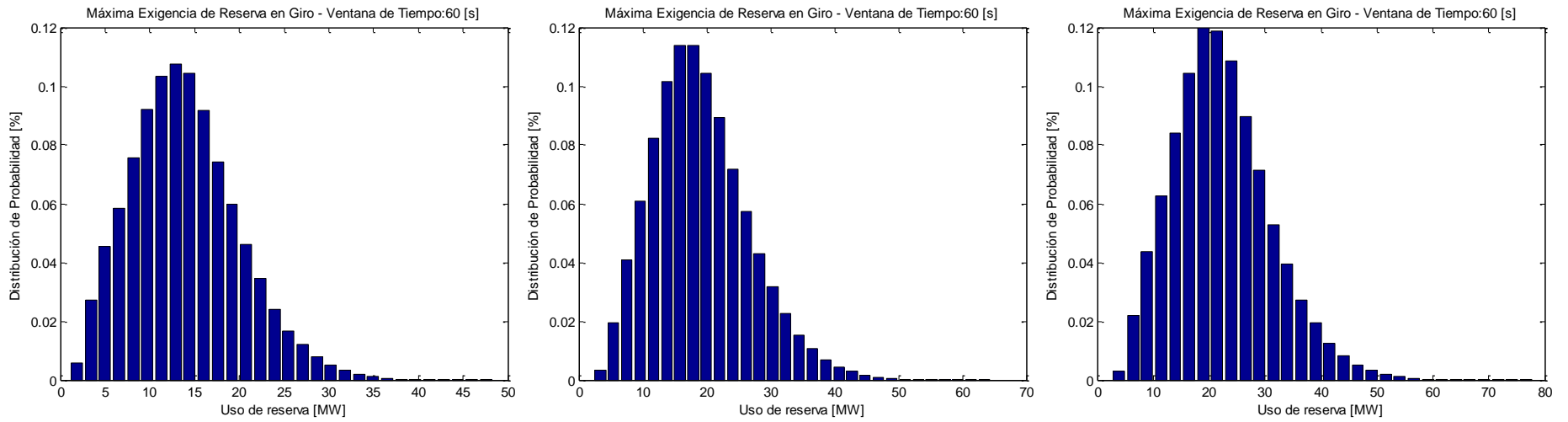


Figura D-9. Intensidad de Turbulencia=20% , ventana de tiempo=1[*min*]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (izq.), medio (med) y alto (der).

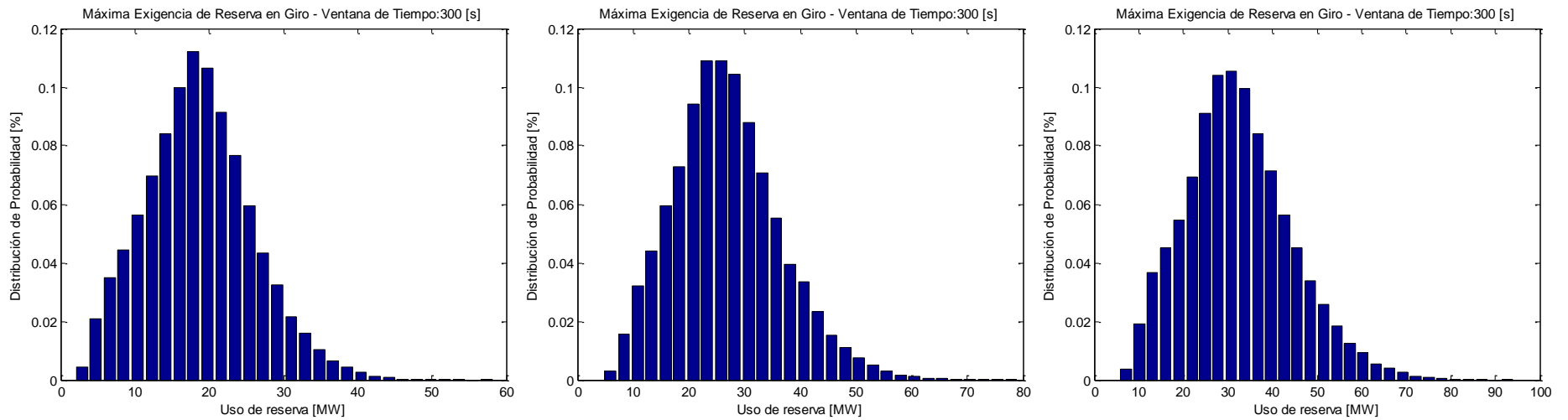


Figura D-10. Intensidad de Turbulencia=20% , ventana de tiempo=5[*min*]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (izq.), medio (med) y alto (der).

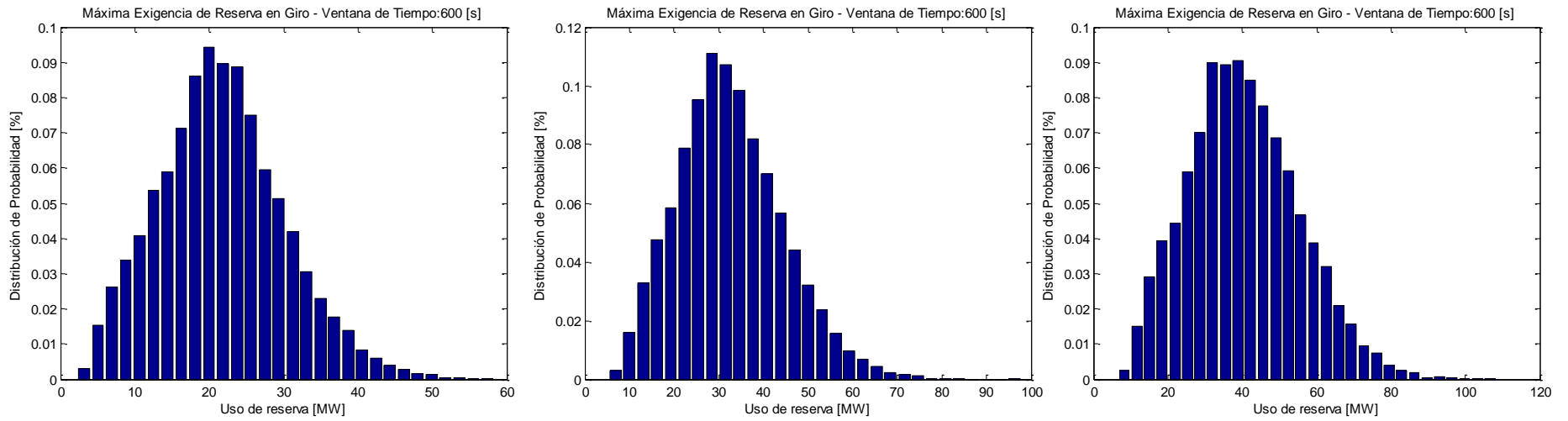


Figura D-11. Intensidad de Turbulencia=20% , ventana de tiempo=10[min]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (izq.), medio (med) y alto (der).

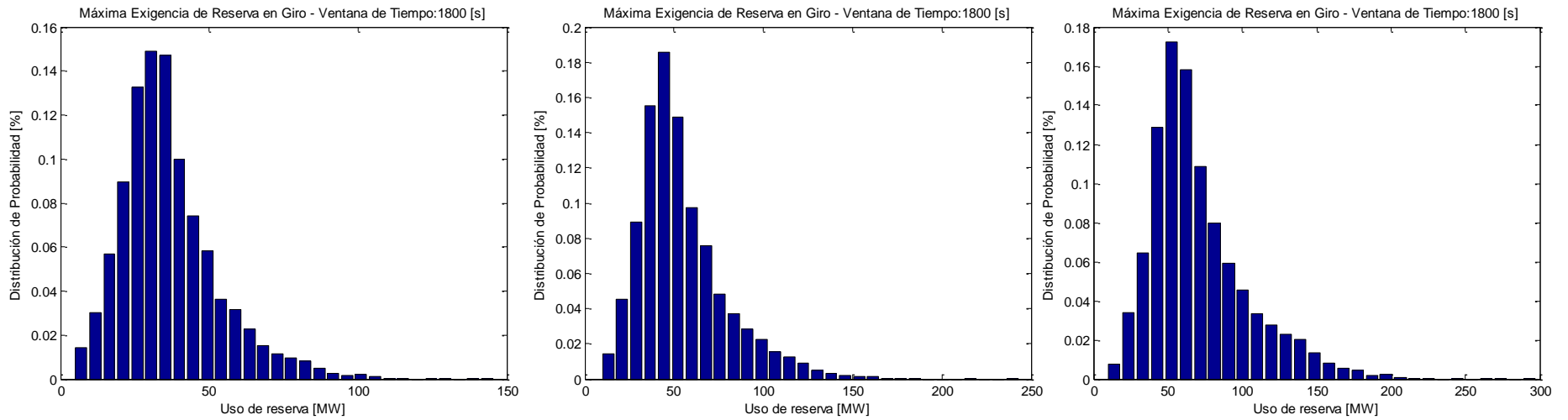


Figura D-12. Intensidad de Turbulencia=20% , ventana de tiempo=30[min]. Máxima exigencia de reserva en giro debido a la intermitencia en la inyección eólica. De izquierda a derecha, escenarios de integración: bajo (izq.), medio (med) y alto (der).

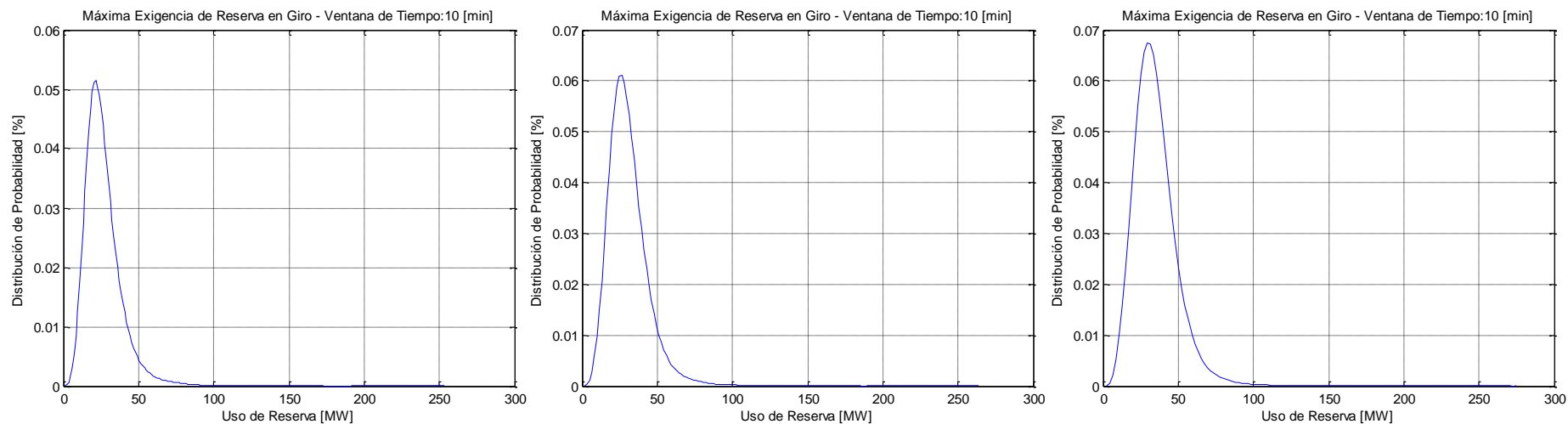


Figura D-13. Máxima exigencia de reserva en giro sobre el sistema. De izquierda a derecha, escenarios de integración baja, media y alta. Intensidad de turbulencia=10%. Ventana de tiempo=10[min]

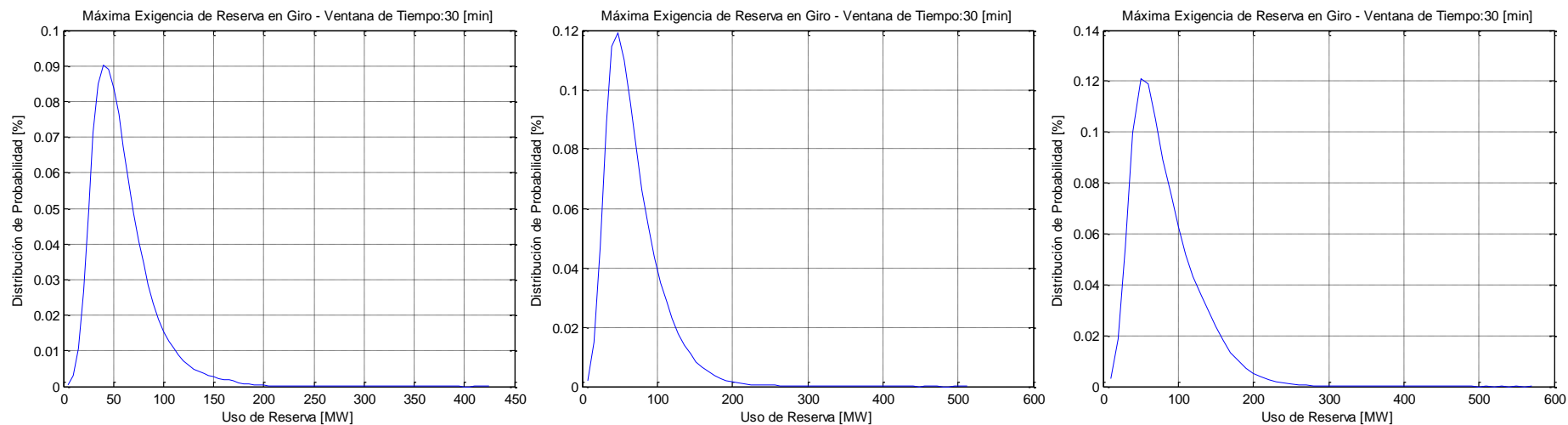


Figura D-14. Máxima exigencia de reserva en giro sobre el sistema. De izquierda a derecha, escenarios de integración baja, media y alta. Intensidad de turbulencia=10%. Ventana de tiempo=30[min]

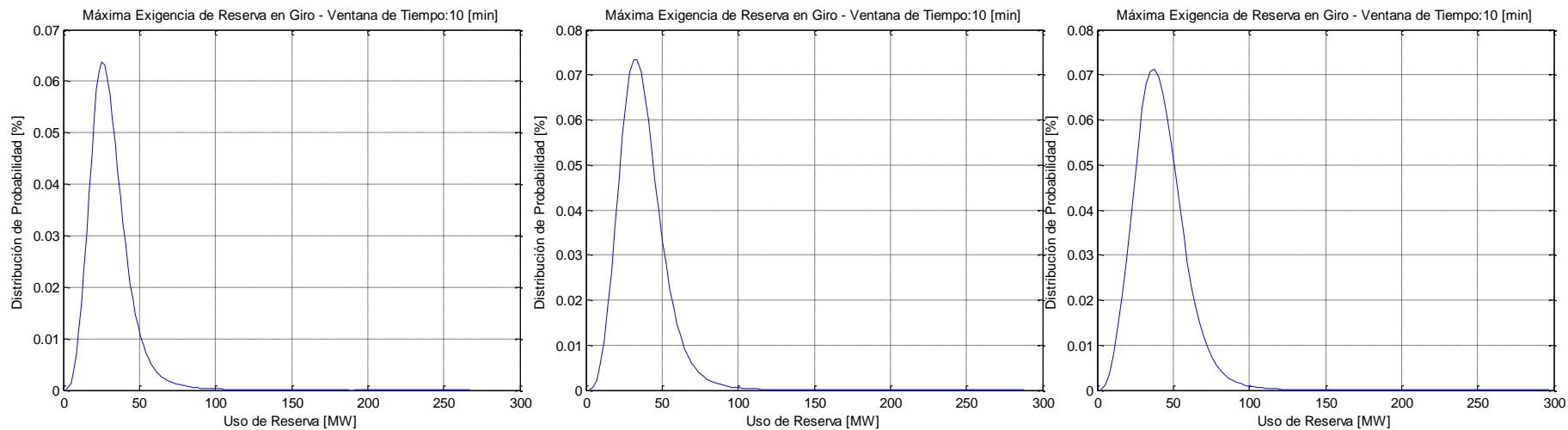


Figura D-15. Máxima exigencia de reserva en giro sobre el sistema. De izquierda a derecha, escenarios de integración baja, media y alta. Intensidad de turbulencia=15%. Ventana de tiempo=10[min]

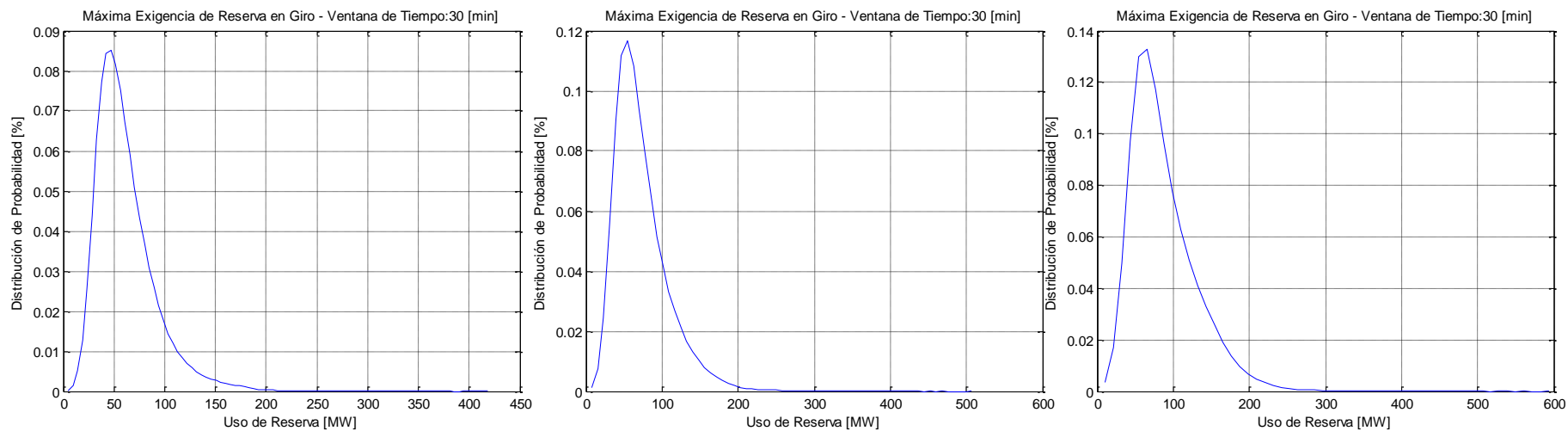


Figura D-16. Máxima exigencia de reserva en giro sobre el sistema. De izquierda a derecha, escenarios de integración baja, media y alta. Intensidad de turbulencia=15%. Ventana de tiempo=30[min]

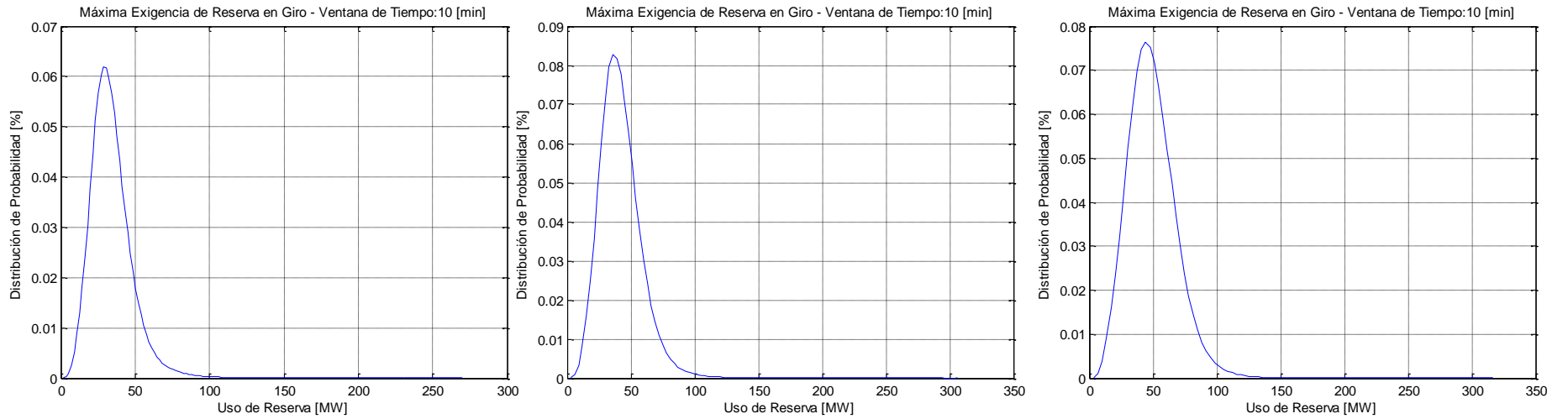


Figura D-17. Máxima exigencia de reserva en giro sobre el sistema. De izquierda a derecha, escenarios de integración baja, media y alta. Intensidad de turbulencia=20%. Ventana de tiempo=10[min]

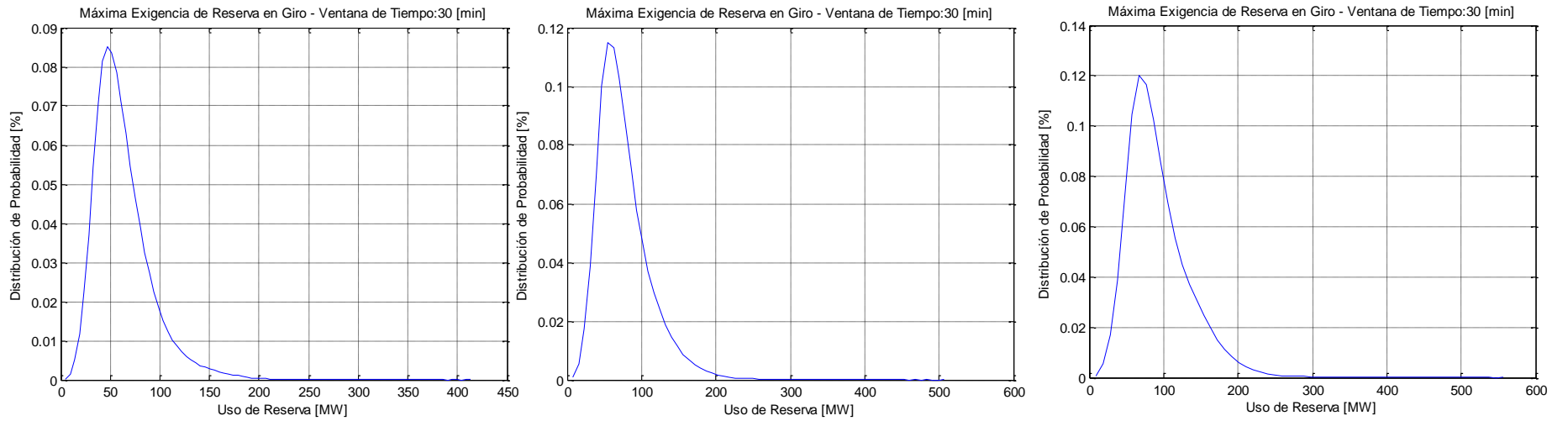


Figura D-18. Máxima exigencia de reserva en giro sobre el sistema. De izquierda a derecha, escenarios de integración baja, media y alta. Intensidad de turbulencia=20%. Ventana de tiempo=30[min]

D.2. Frecuencia, tensión, velocidad del rotor y potencia inyectada para el análisis sobre CPF

Las gráficas correspondientes son las siguientes:

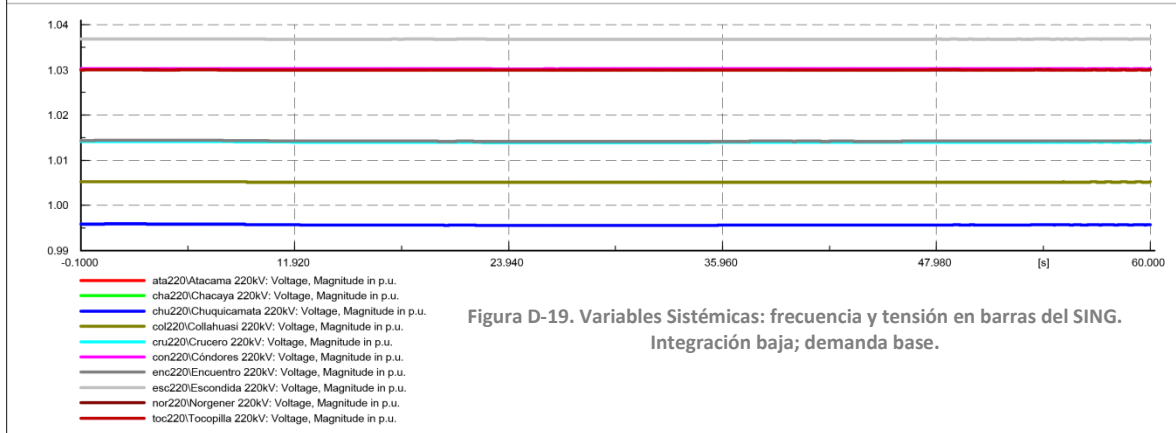
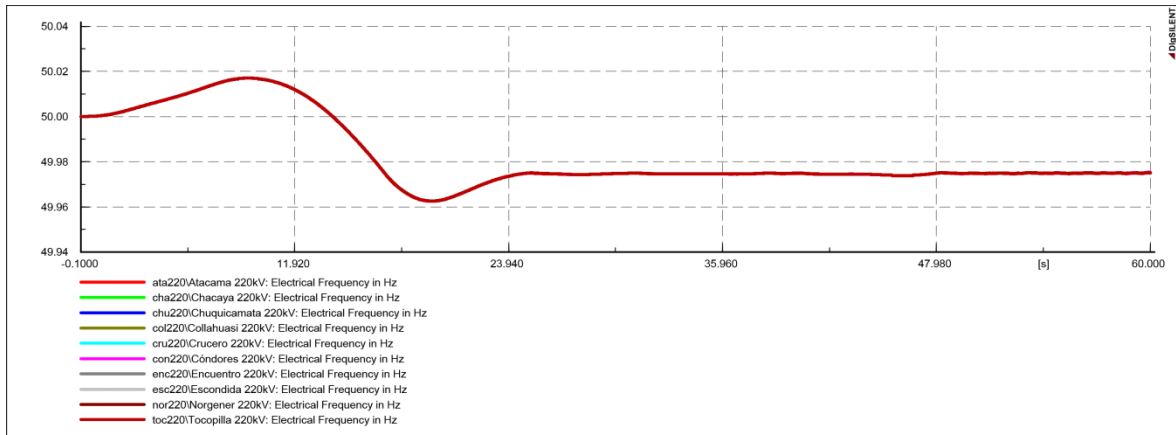


Figura D-19. Variables Sistémicas: frecuencia y tensión en barras del SING. Integración baja; demanda base.

Variables Sistémicas Date: 7/9/2012
 Annex: /1

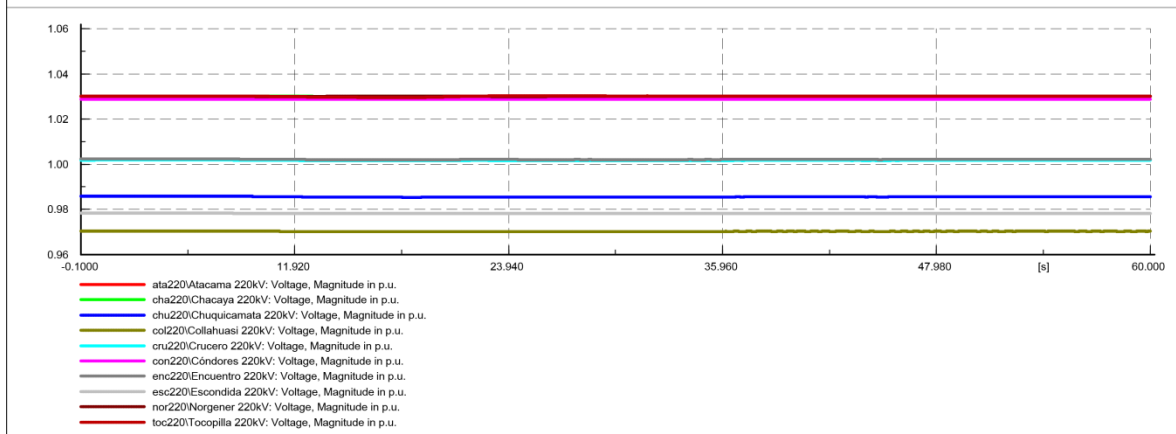
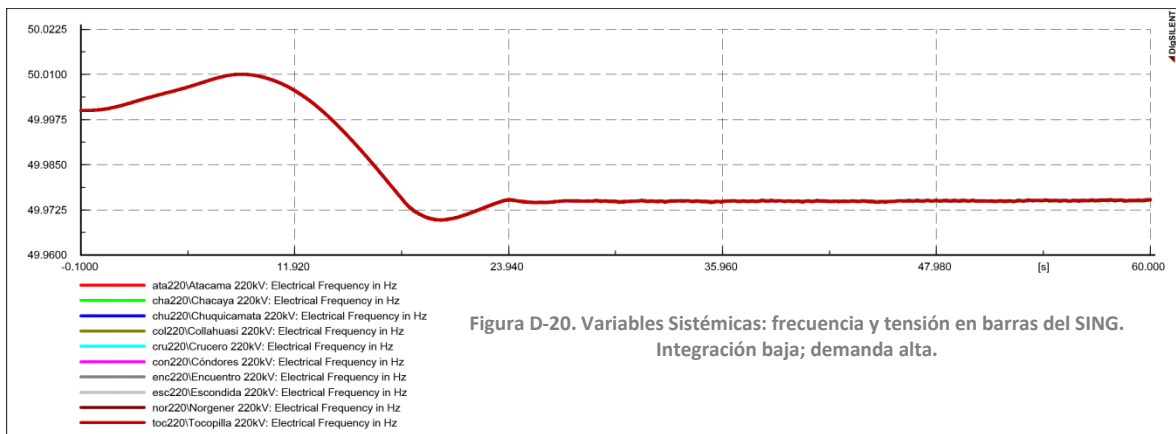


Figura D-20. Variables Sistémicas: frecuencia y tensión en barras del SING. Integración baja; demanda alta.

Variables Sistémicas Date: 7/9/2012
 Annex: /1

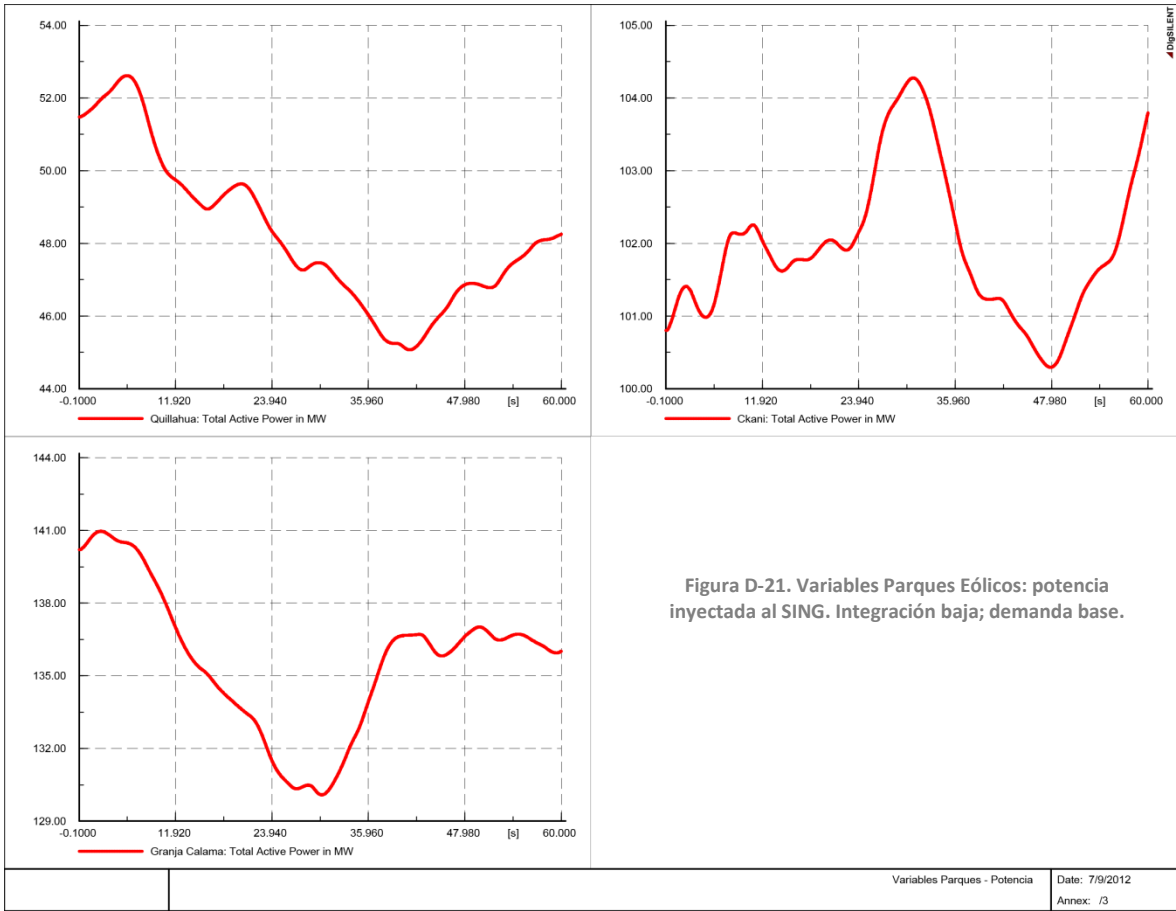


Figura D-21. Variables Parques Eólicos: potencia inyectada al SING. Integración baja; demanda base.

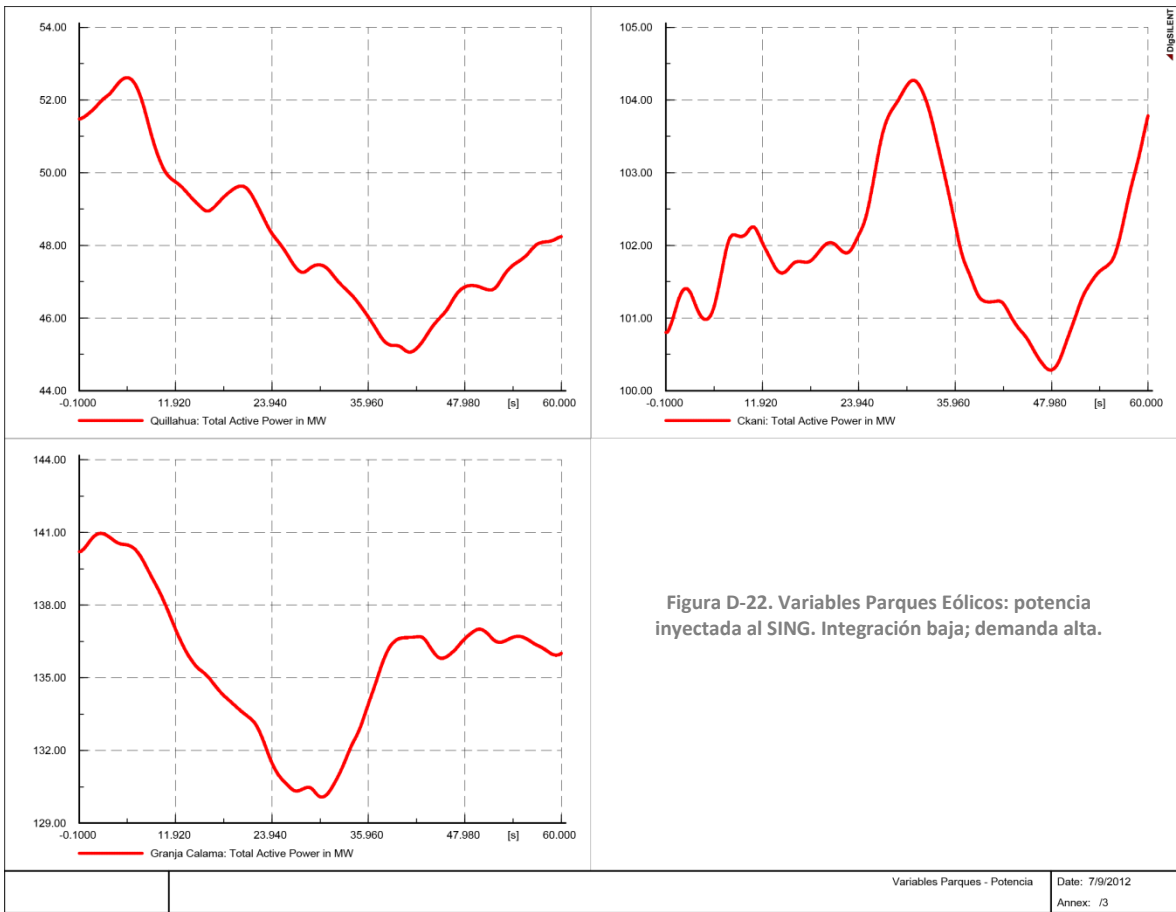
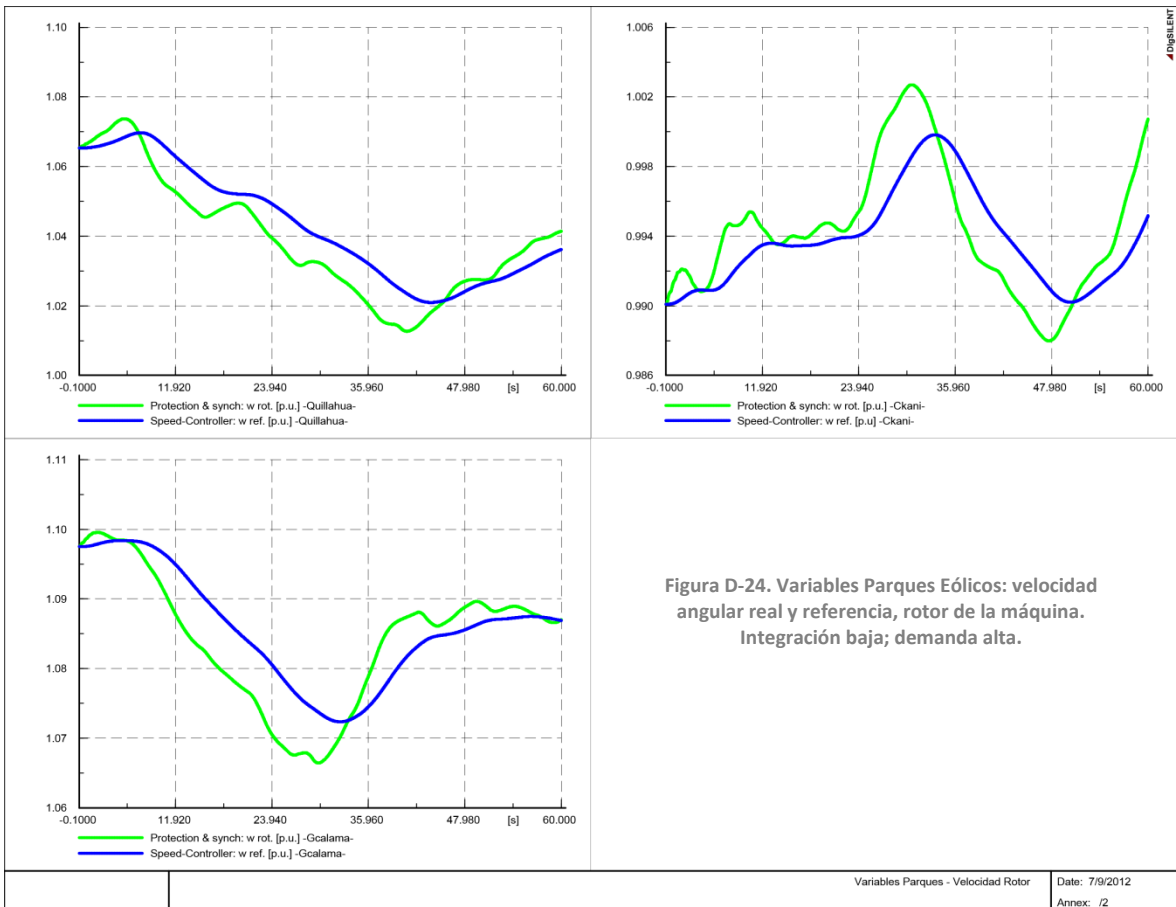
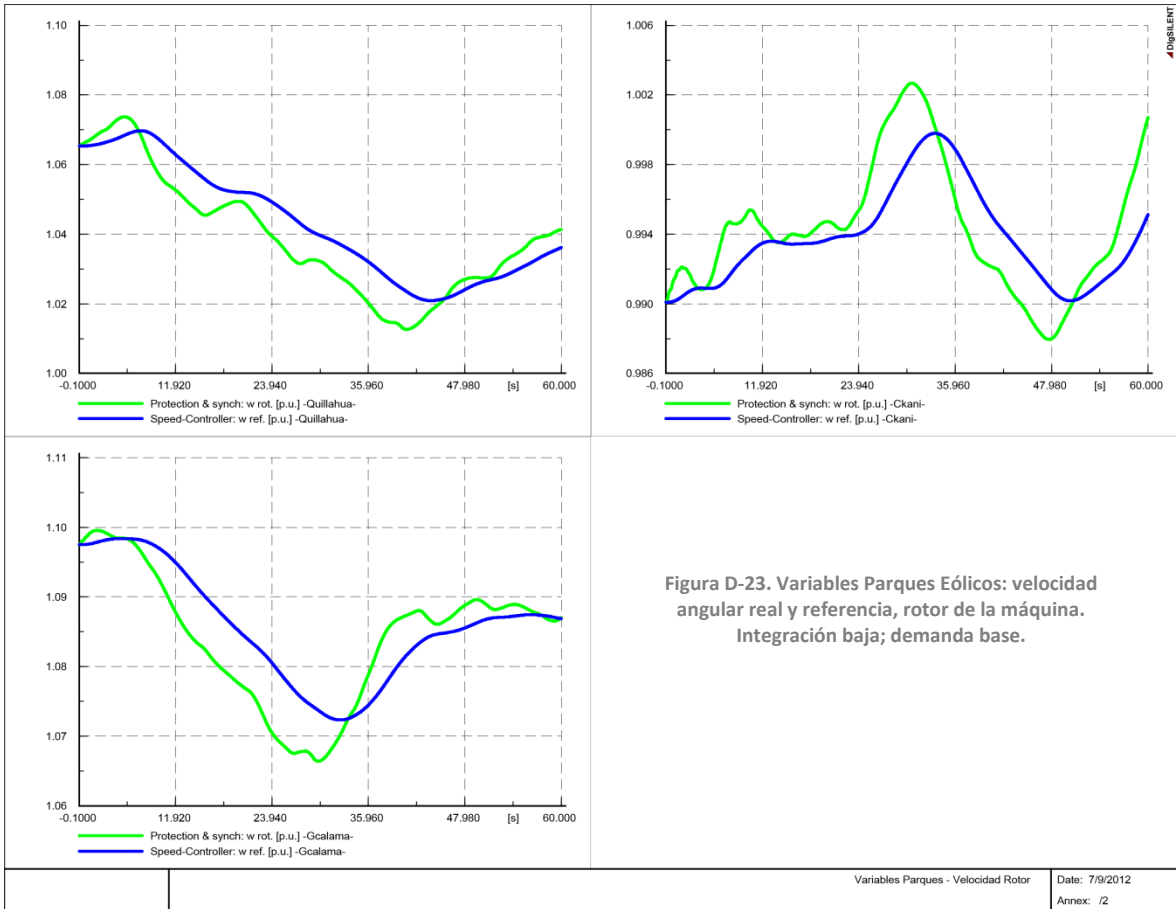


Figura D-22. Variables Parques Eólicos: potencia inyectada al SING. Integración baja; demanda alta.



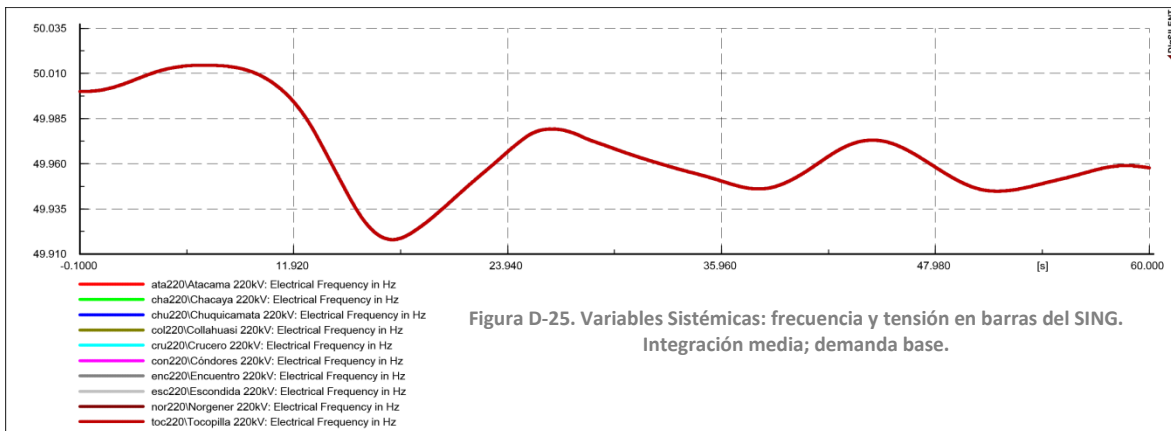
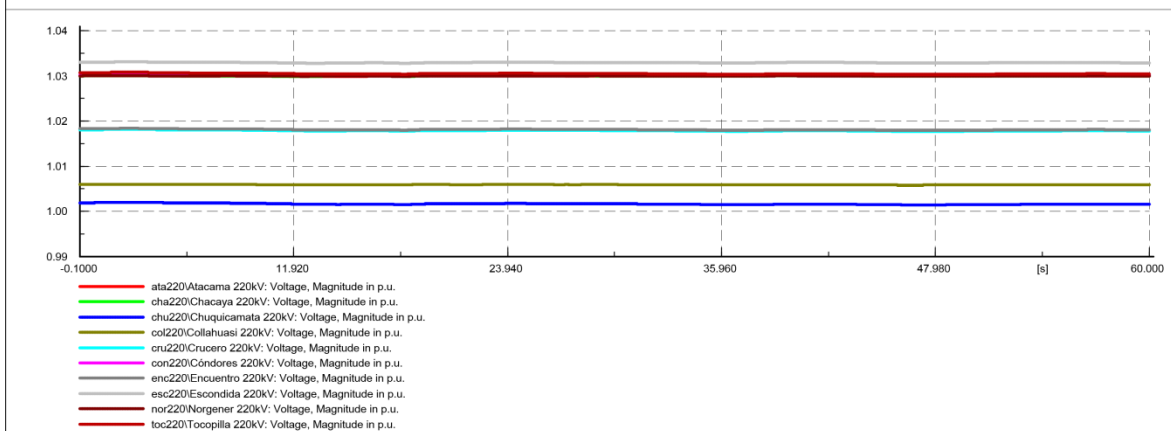


Figura D-25. Variables Sistémicas: frecuencia y tensión en barras del SING.
Integración media; demanda base.



Variables Sistémicas Date: 7/9/2012
Annex: /1

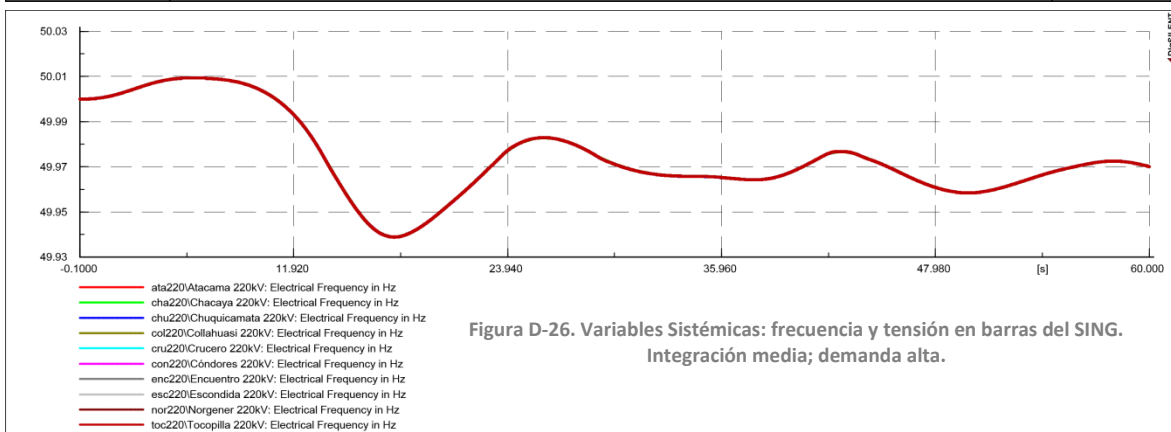
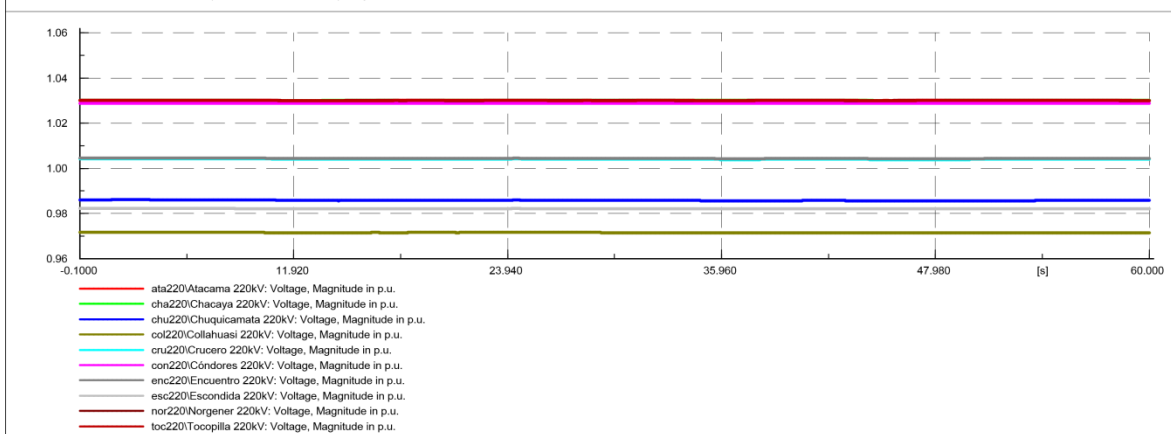


Figura D-26. Variables Sistémicas: frecuencia y tensión en barras del SING.
Integración media; demanda alta.



Variables Sistémicas Date: 7/10/2012
Annex: /1

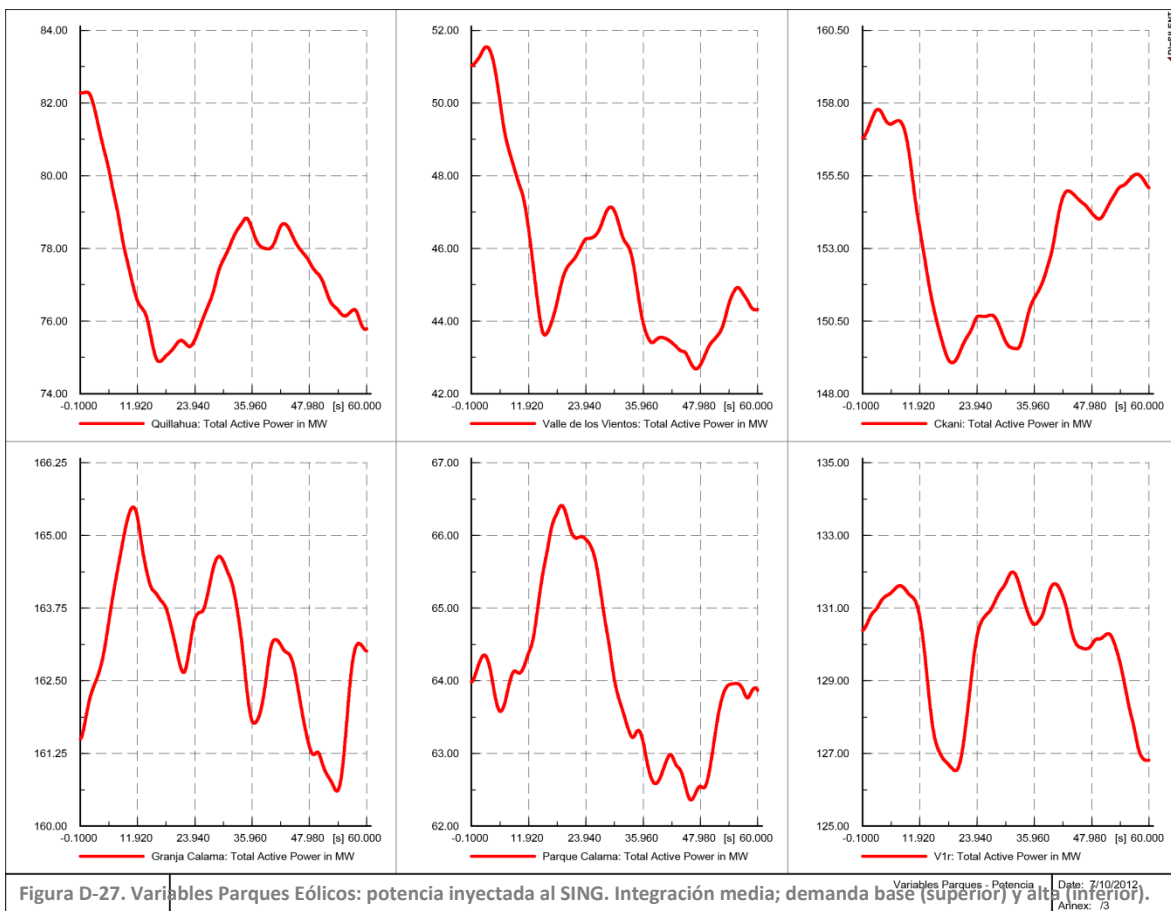
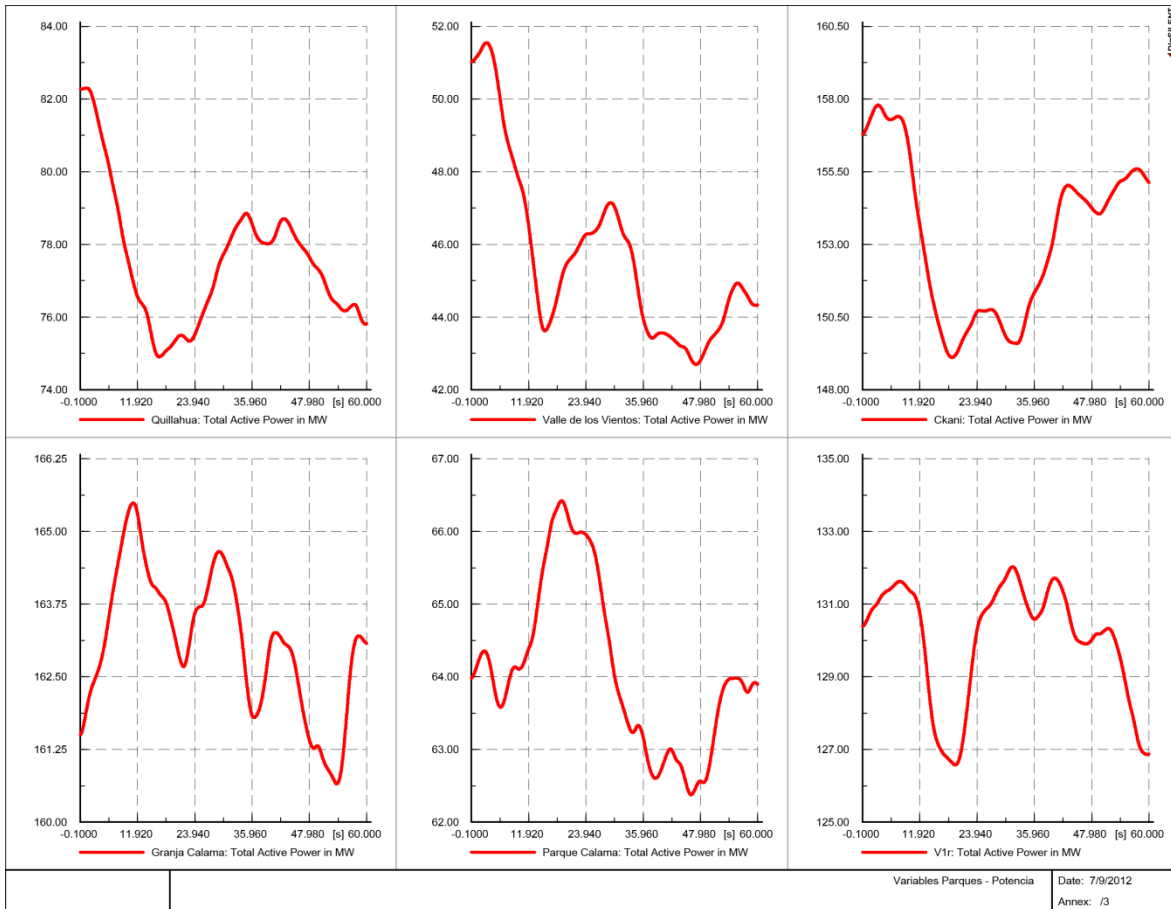


Figura D-27. Variables Parques Eólicos: potencia inyectada al SING. Integración media; demanda base (superior) y alta (inferior).

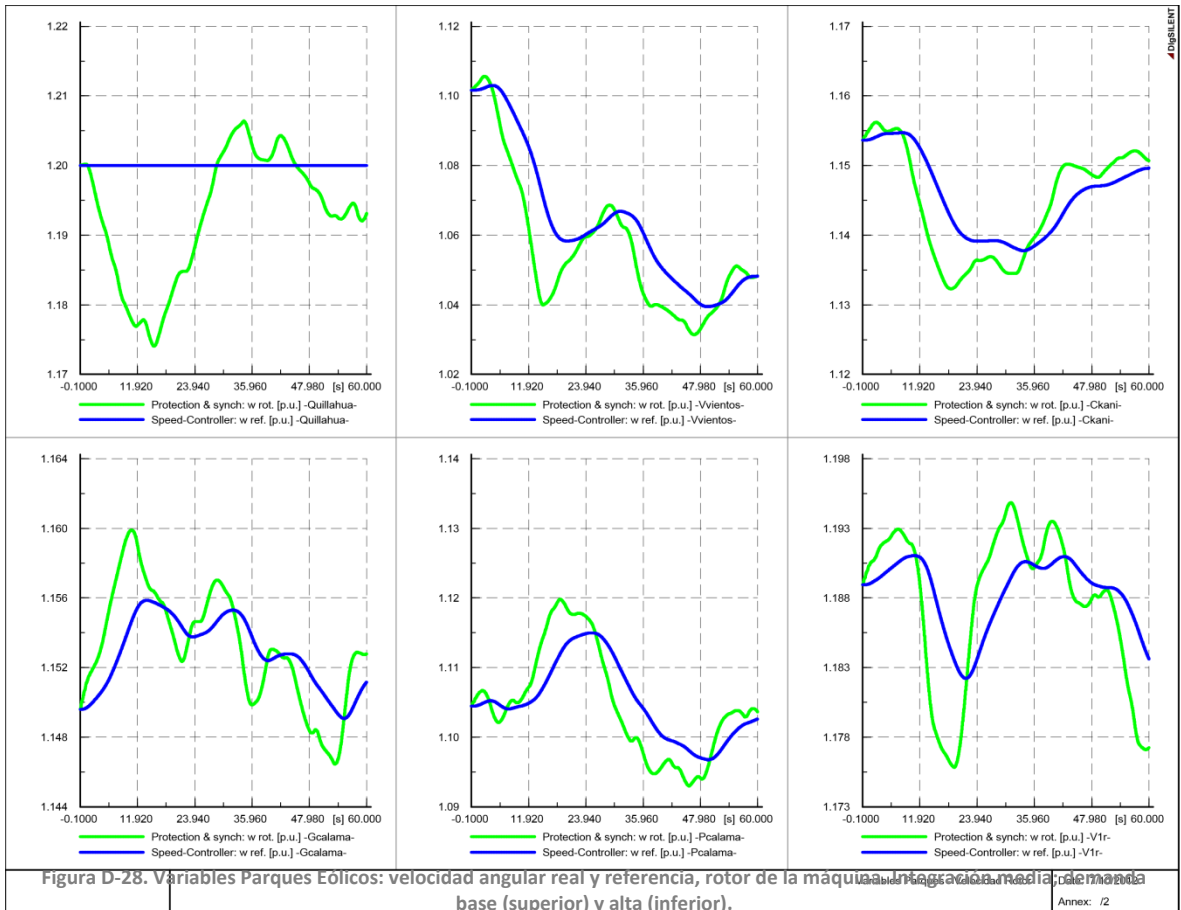
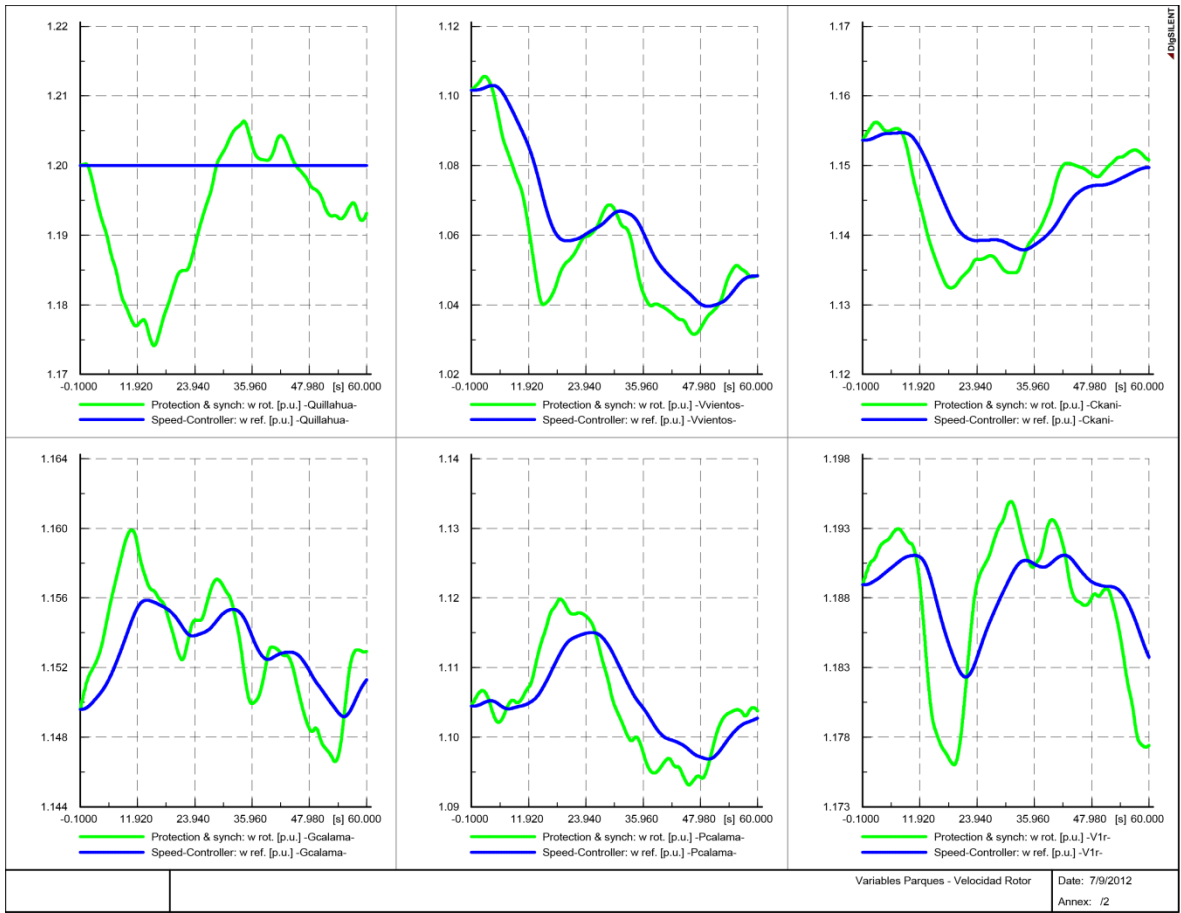


Figura D-28. Variables Parques Eólicos: velocidad angular real y referencia, rotor de la máquina. Integración Real de la potencia base (superior) y alta (inferior).

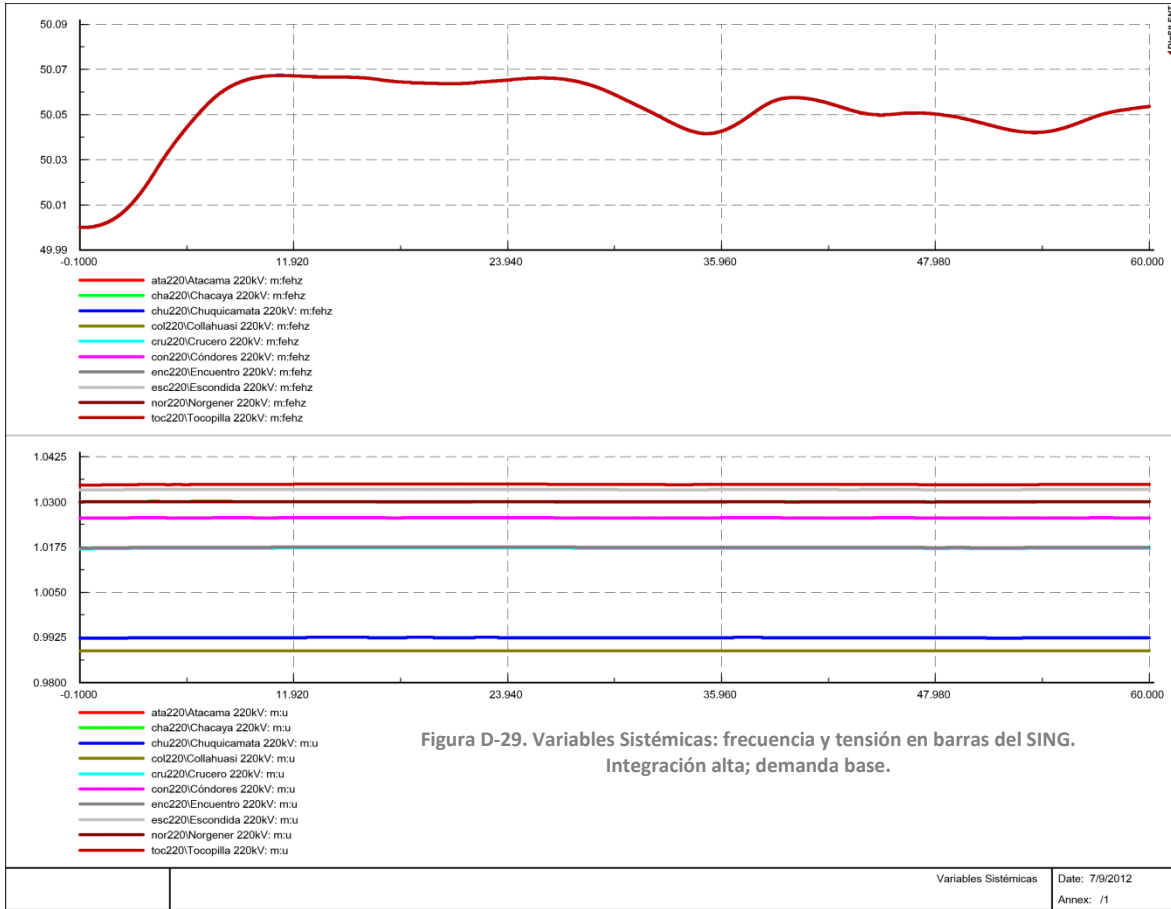


Figura D-29. Variables Sistémicas: frecuencia y tensión en barras del SING.
Integración alta; demanda base.

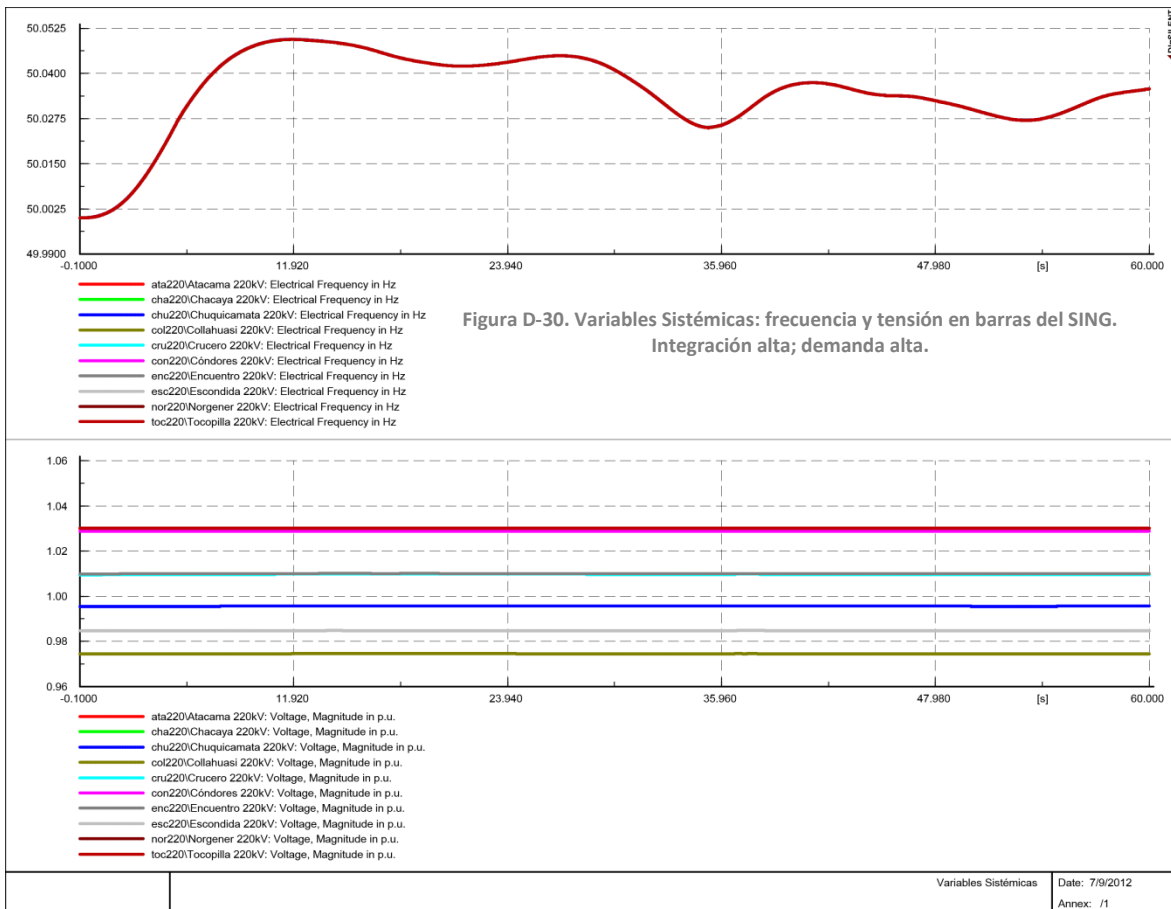


Figura D-30. Variables Sistémicas: frecuencia y tensión en barras del SING.
Integración alta; demanda alta.

