



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

**ESTRATEGIAS DE REGULACIÓN PRIMARIA DE
FRECUENCIA EN GENERADORES EÓLICOS**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA**

ROBERTO ANDRÉS MÖLLER LOBOS

PROFESOR GUÍA:

CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN

ROBERTO CÁRDENAS DOBSON
NELSON MORALES OSORIO

SANTIAGO, DE CHILE
SEPTIEMBRE, 2012

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA
OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA.
POR : ROBERTO MÖLLER L.
FECHA : 05/09/2012
PROF.GUÍA : Dr. CLAUDIA RAHMANN Z.

Estrategias de Regulación Primaria de Frecuencia en Generadores Eólicos

En el marco de la inminente masificación del uso de energías renovables no convencionales en los sistemas eléctricos nacionales, y en específico en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), y considerando que en el sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA) ya se encuentra más de 1 GW en proyectos eólicos, resulta de vital importancia la realización de estudios dinámicos con el fin de analizar los efectos de la incorporación de esta tecnología en la estabilidad del sistema. En particular, y considerando la poca flexibilidad del parque generador existente en el SING, resulta de especial interés estudiar el control primario de frecuencia (CPF).

En el marco anterior, el presente trabajo se centra en analizar la estabilidad de frecuencia del SING proyectado al año 2020 frente a diferentes estrategias para el CPF en generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG). Las estrategias analizadas son el control *deload* vía convertidor, el control *droop* y un control de frecuencia mediante baterías (BESS). El análisis anterior se realiza para 4 escenarios de penetración de energía eólica y mediante el software DigSilent. El trabajo incluye la modelación dinámica de cada uno de los componentes del SING proyectado al año 2020, de los parques eólicos (considerando modelos agregados) y de las distintas estrategias de control.

En general, los resultados obtenidos demuestran que las tres estrategias de control evaluadas apoyan en forma efectiva al CPF mejorando el desempeño del sistema. En particular, para el escenario con mayor penetración de energía eólica (15% de la capacidad instalada) en el caso en que los parques no participan del control de frecuencia, se observa la activación de ciertos esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) en el sistema. En el caso en que los parques participen en el CPF con alguna de las tres estrategias estudiadas, dicha situación no ocurre. Finalmente, las simulaciones realizadas muestran un desempeño destacado del control *deload* y el control con baterías, alcanzando ambos, mejoras por sobre el 50% en el escenario de mayor penetración de energía eólica.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer de forma especial a mi profesora guía, Claudia Rahmann, por su increíble disposición y apoyo, y por el infinito conocimiento que me ha entregado en el último año y medio. También quiero agradecer a los profesores miembros de la comisión por el tiempo dedicado y las recomendaciones realizadas a mi trabajo.

Quiero agradecer a la gente con que compartí en esta facultad, y especialmente a Felipe Castro, Alejandro León y Eric Sierra, por ser unos amigos increíbles. Además me gustaría agradecer a mi equipo de fútbol de eléctrica y a cada una de las personas que asistió a los partidos que organicé.

No puedo dejar de mencionar a mis amigos del colegio, Felipe Mellado, Ismael González y Renato Villanueva. Gracias por el apoyo en las buenas y en las malas.

Quiero agradecer también a mis tíos Cristian y Karin García que en momentos difíciles siempre nos apoyaron. También a mis abuelos (Tata y Lela) y a mis tías Claudia, Paty y Tucky, por ser un apoyo fundamental a lo largo de mi vida.

Además quiero dar gracias de corazón a mis hermanos Esteban, Isabel y Arturo. Sin ellos y su constante apoyo, esto no sería posible.

Por último, quiero agradecer en forma especial a la persona que más compartió conmigo a lo largo de mi viaje universitario. Gracias Jenita por tu cariño, tu comprensión, tu apoyo y tu amor, te convertiste en un pilar fundamental en mi vida.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. Introducción.....	1
1.1 Motivación.....	1
1.2 Objetivo general	2
1.3 Objetivos específicos.....	2
1.4 Supuestos del trabajo.....	2
1.5 Estructura del trabajo.....	3
2. Estabilidad de frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia	4
2.1 Respuesta inercial del sistema de potencia durante perturbaciones	5
2.2 Control primario de frecuencia (CPF).....	6
2.3 Control secundario de frecuencia (CSF)	7
2.4 CPF de los SEP frente a grandes inyecciones de generación eólica.....	8
3. Fundamentos de la energía eólica.....	10
3.1 Generadores eólicos actuales.....	10
3.1.1 Generadores de velocidad fija.....	10
3.1.1.1 Generadores de inducción de velocidad fija	10
3.1.2 Generadores velocidad variable	11
3.1.2.1 Generadores sincrónicos de imanes permanentes con etapa inversora	11
3.1.2.2 Generador Doblemente Alimentado (DFIG)	12
3.2 Operación de los generadores eólicos	13
3.2.1 Potencia extraíble desde el viento.....	13
3.2.2 Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).....	14
4. Estrategias de compensación de los efectos de la generación eólica en el CPF.	15
4.1 Control de frecuencia mediante aerogeneradores.....	15
4.1.1 Control “droop” o característica potencia/frecuencia	15
4.1.2 Control <i>deload</i>	16
4.1.2.1 Pitch control.....	17

4.1.2.2	Control de la velocidad de la turbina	19
4.1.2.3	Comparación y elección.....	20
4.2	Conexión adicional de equipos de almacenamiento.....	21
4.2.1	Volantes de inercia (Flywheel)	25
4.2.2	Almacenamiento de energía por superconductores.....	26
4.2.3	Supercondensadores.....	28
4.2.4	Almacenamiento de energía con aire comprimido.....	29
4.2.5	Sistema de baterías.....	30
4.3	Resumen de las tecnologías seleccionadas para el CPF	32
5.	Metodología.....	33
6.	Modelos dinámicos.....	39
6.1	Modelo del aerogenerador.....	39
6.1.1	Modelo del generador	39
6.1.2	Modelo mecánico.....	41
6.1.3	Modelo aerodinámico	43
6.1.4	Control de ángulo.....	44
6.1.5	Convertidor PWM.....	45
6.1.6	Relación potencia mecánica potencia eléctrica.....	46
6.2	Control de los convertidores	47
6.2.1	Lado del rotor.....	47
6.2.2	Lado de la red.....	52
6.3	Diseño de controladores	55
6.3.1	Diseño control <i>droop</i>	55
6.3.2	Diseño control <i>deload</i> vía convertor	58
6.3.3	Control incluyendo equipos de almacenamiento (BESS)	61
6.3.4	Índices de desempeño	65
7.	Análisis y resultados	67

7.1	Desempeño de las diferentes estrategias para el CPF.....	67
7.1.1	Sin control de frecuencia.....	67
7.1.2	Control Droop	68
7.1.3	Control Deload.....	71
7.1.4	Apoye mediante BESS.....	74
7.1.5	Comparación entre esquemas para el CPF.....	77
7.1.5.1	Escenario con 5% de penetración eólica.....	77
7.1.5.2	Escenario con 10% de penetración eólica.....	81
7.1.5.3	Escenario con 15% de penetración eólica.....	82
8.	Conclusiones.....	84
9.	Referencias	87
	Anexos	90
	Anexo A: Descripción del SING.....	90
	Anexo B: Sistema eléctrico utilizado en las simulaciones	91
	Anexo C: Condiciones de operación	92
	Anexo D: Señales de control escenario E10 y E15	97
	Anexo E: Transformación DQ	100

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1: Escalas de tiempo de las estrategias de control de frecuencia	4
Figura 3-1: Generador de inducción de velocidad fija.....	11
Figura 3-2: Generador Sincrónico con imanes permanentes	12
Figura 3-3: Generador de inducción doblemente alimentado	13
Figura 3-4: Curva MPPT típica [42].....	14
Figura 4-1: Curva característica frecuencia/potencia.....	15
Figura 4-2: Control droop para turbinas eólicas de velocidad variable	16
Figura 4-3: Estrategias de control para mantener margen de reserva de potencia	17
Figura 4-4: Operación del pitch control.....	18
Figura 4-5: Pitch control modificado para regulación primaria.....	18
Figura 4-6: Control de la velocidad de la turbina para regulación primaria vía convertidor.....	20
Figura 4-7: Respuesta de un sistema usando pitch control y control de velocidad.....	20
Figura 4-8: Tecnologías de almacenamiento.	22
Figura 4-9: Volante de inercia.	25
Figura 4-10: SMES.	27
Figura 4-11: Estructura interna de un supercondensador.....	28
Figura 4-12: Esquemático de planta CAES con almacenamiento subterráneo.....	29
Figura 5-1: Diagrama de la metodología	33
Figura 5-2: Ubicación de los parques eólicos	34
Figura 5-3: Metodología para desarrollar el estudio dinámico	38
Figura 6-1: Esquema aerogenerador en base a DFIG	39
Figura 6-2: Modelo máquina de inducción doblemente alimentada [20].	39
Figura 6-3: Modelo mecánico del eje de la turbina.	41
Figura 6-4: Modelo mecánico.....	43
Figura 6-5: Esquema modelo de la turbina.	44
Figura 6-6: Esquema de control del ángulo de las aspas.	45
Figura 6-7: Modelo convertidor PWM.	46
Figura 6-8: Esquema de control de la DFIG	47
Figura 6-9: Esquema de control del convertidor del lado del rotor.	48
Figura 6-10: Modelo DigSilent control PQ.....	49
Figura 6-11: Modelo DigSilent control de corriente rotor.	50
Figura 6-12: Modelo digilent convertidor del lado de la red.	52

Figura 6-13: Modelo DigSilent control de tensión DC.....	53
Figura 6-14: Modelo digsilent control de corriente conversor del lado de la red.	54
Figura 6-15: Función básica del control droop	55
Figura 6-16: Característica control droop	56
Figura 6-17: Funciones del control droop implementado	56
Figura 6-18; Curvas de desempeño del aerogenerador y punto de operación del droop.	57
Figura 6-19: Posibles coeficientes de potencia del aerogenerador.	58
Figura 6-20: Implementación del control droop en digsilent.....	58
Figura 6-21: Función básica del control deload.....	59
Figura 6-22: Variables de entrada y salida del control deload implementado	59
Figura 6-23: Operación con deloading.....	60
Figura 6-24: Implementación del control deload en digsilent	60
Figura 6-25: Esquema de batería y su controlador	61
Figura 6-26: Esquema en Digsilent de la batería y su controlador	62
Figura 6-27: Modelo de la batería.....	62
Figura 6-28: Esquema del control de frecuencia de la batería	64
Figura 6-29: Esquema de control de potencia del BESS	64
Figura 6-30: Control de carga del BESS.....	65
Figura 6-31: Definición del índices de desempeño.....	66
Figura 7-1: Frecuencias en Encuentro 220 kV. Todos los escenarios y sin control “eólico”	67
Figura 7-2: Frecuencias en Encuentro 220 kV [PU]. Control droop.	68
Figura 7-3: Frecuencia Encuentro 220 KV [PU]. Desempeño Droop E5.....	69
Figura 7-4: Frecuencia encuentro 220 kv [pu]. Desempeño droop E10.	70
Figura 7-5: Frecuencia encuentro 220 kv [pu]. Desempeño droop E15.	70
Figura 7-6: Frecuencias en Encuentro 220 kV [pu]. Control deload.	71
Figura 7-7: Frecuencia encuentro 220 kv [pu]. Desempeño deload E5.....	72
Figura 7-8: Frecuencia Encuentro 220 KV [PU]. Desempeño deload E10.	73
Figura 7-9: Frecuencia Encuentro 220 KV [PU]. Desempeño deload E15.	73
Figura 7-10: Frecuencias en Encuentro 220 kV [PU]. Respaldo con BESS.....	74
Figura 7-11: Frecuencia encuentro 220 kv [pu]. Desempeño BESS E5.....	75
Figura 7-12: Frecuencia encuentro 220 kv [pu]. Desempeño BESS E10.	76
Figura 7-13: Frecuencia encuentro 220 kv [pu]. Desempeño BESS E15.	76
Figura 7-14: Frecuencias en Encuentro 220 kV [pu]. Escenarios E5	77
Figura 7-15: Potencia WT y referencias del control deload. Escenario E5	79

Figura 7-16: Potencia WT y referencias del control droop. Escenario E5.....	80
Figura 7-17: Potencia inyectada por cada parque en MW. E5.....	81
Figura 7-18: Frecuencias en Encuentro 220 kV [PU]. Escenario E10.....	81
Figura 7-19: Frecuencias en Encuentro 220 kV [PU]. Escenario E15.....	83
Figura 0-1: Diagrama unilineal del SING proyectado al año 2020	91
Figura 0-2: Potencia WT y referencias del control deload. Escenario E10.	97
Figura 0-3: Potencias WT y referencias del control deload. Escenario E15.....	97
Figura 0-4: Potencia inyectada por cada parque en MW. E10.....	98
Figura 0-5: Potencia WT y referencia control deload. Escenario E15.....	98
Figura 0-6: Potencia WT y referencias del control droop. Escenario E15.....	99
Figura 0-7: Potencia Inyectada por cada parque en MW. E15.	99
Figura 0-8: sistema de referencia trifásico y DQ	100

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4-1: Tecnologías de almacenamiento y aplicaciones	23
Tabla 4-2: Tecnologías de almacenamiento y aplicación.	24
Tabla 5-1: Escenarios de penetración eólica para el SING en el año 2020	35
Tabla 5-2: Datos utilizados para calcular la capacidad instalada.....	35
Tabla 5-3: capacidades instaladas en los parques del SING al 2020 según penetración eólica.....	36
Tabla 5-4: Condición de operación del sistema	36
Tabla 5-5: Generación según escenario, tipo de control y tipo de unidad	37
Tabla 6-1: Significado variables modelo del eje de la turbina.....	42
Tabla 6-2: Significado de las variables del modelo del eje de la turbina.....	43
Tabla 6-3: Variables del modelo aerodinámico.	44
Tabla 6-4: Variables del control PQ.	49
Tabla 6-5: Variables/parámetros modelo control de corriente del rotor.	51
Tabla 6-6: variables control de tension DC.	53
Tabla 6-7: Variables/parámetros control corriente.	54
Tabla 6-8: Matriz para el cálculo de C_p	57
Tabla 6-9: Variables en el modelo de la batería.....	63
Tabla 7-1: Índices de desempeño control droop	71
Tabla 7-2: Índices de desempeño control deload.....	74
Tabla 7-3: Índices de desempeño control BESS.....	77

Tabla 7-4: Resumen índices de desempeño E5.....	78
Tabla 7-5: Resumen índices de desempeño E10.....	82
Tabla 7-6: Resumen índices de desempeño E15.....	83
Tabla 0-1: Despacho centrales convencionales. Escenarios E0 y E5	92
Tabla 0-2: Despacho centrales convencionales. Escenarios E10 y E15	93
Tabla 0-3: Despachos "Eólicos" para casos con BESS y sin control.....	94
Tabla 0-4: Despachos "Eólicos" para control de load y control droop	94
Tabla 0-5: Factores de planta y valores máximos de generación por parque	94
Tabla 0-6: Valores variables/parámetros del modelo del eje de la turbina	95
Tabla 0-7: Valores de las Variables/parámetros del modelo de la turbina.	95
Tabla 0-8: Valores de las Variables/parámetros del control PQ.	95
Tabla 0-9: variables/parámetros modelo control de corriente del rotor.	96
Tabla 0-10: variables/parámetros control de tensión DC.....	96

1. Introducción

1.1 Motivación

Innumerables estudios han demostrado que la continua y prolongada emisión de gases contaminantes a la atmósfera, debido al desarrollo de las actividades del ser humano, ha provocado un evidente cambio climático en el planeta. Esto ha originado una conciencia medioambientalista en las personas a lo largo del mundo, las que han exigido a sus autoridades que tomen medidas con respecto a la situación. En diversos países las leyes medioambientales ya fueron promulgadas y Chile no ha sido la excepción [61]. Distintas industrias han comenzado a realizar acciones que permitan reducir sus productos contaminantes y así disminuir las emisiones que afectan al medio ambiente. En particular, la industria eléctrica ha sido objeto de críticas, debido a que las centrales generadoras de tipo termoeléctrica tradicional, suelen ser bastante contaminantes. Es por esto que en distintos países, se están originando iniciativas para instalar una mayor cantidad de plantas generadoras que funcionan en base a energías renovables no convencionales, las cuales evitan las emisiones por combustión durante su operación.

Esta memoria pretende evaluar el impacto de incluir generación eólica en uno de los sistemas eléctricos de potencia de Chile, específicamente del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Las principales razones para incluir este tipo de energía en la matriz energética chilena radican en los siguientes factores: La problemática medioambiental antes mencionada, la escasez de recursos combustibles derivados del carbono y los altos precios que ello conlleva, la dependencia energética existente por la compra de dichos recursos a otros países y a la existencia de un gran potencial de generación eólica en el norte del país. En el sistema de evaluación de impacto ambiental existe más de 1 GW de generación eólica ya aprobado para el SING [59],[60].

Con el desarrollo de la memoria se pretende fomentar la integración de la generación eólica de manera que esta apoye a la estabilidad del sistema. Para ello se comparan algunas estrategias para el control primario de frecuencia mediante generadores eólicos, estableciendo cuál de los métodos es el que permite dar una mayor robustez al sistema. El análisis se realiza para diversos escenarios buscando generar una visión amplia que permita brindar los criterios necesarios para que, al momento de escoger alguna de las estrategias, se opte por la más adecuada. Además con la inclusión de energías renovables, los costos de la energía del sistema bajan, lo que es un beneficio para el usuario final.

1.2 Objetivo general

El objetivo general del presente trabajo consiste en analizar el impacto de grandes inyecciones de generación eólica en la estabilidad de frecuencia del SING para el año 2020 y el efecto de incorporar diferentes estrategias para el control primario de frecuencia en los generadores eólicos.

1.3 Objetivos específicos

Mediante el desarrollo de esta memoria se persiguen los siguientes objetivos específicos:

1. Revisión bibliográfica de diferentes estrategias de control primario de frecuencia en generadores eólicos.
2. Revisión bibliográfica de las tecnologías actuales de generadores eólicos para la construcción de parques. Selección de una de ellas.
3. Modelación dinámica del generador eólico seleccionado incluyendo distintas estrategias para el control primario de frecuencia.
4. Aplicación de técnicas de agregación para los generadores eólicos de forma tal de reducir los tiempos de simulación involucrados en el estudio.
5. Implementación y validación de los modelos dinámicos desarrollados para los generadores eólicos.
6. Desarrollo de un modelo simplificado de SING al año 2020.
7. Incorporación de los modelos de los parques eólicos desarrollados al modelo del SING al año 2020.
8. Estudio de la estabilidad de frecuencia del sistema ante distintos escenarios de penetración eólica al año 2020, incluyendo distintas estrategias para el control primario de frecuencia.

1.4 Supuestos del trabajo

Se presentan los supuestos de trabajo considerados en el estudio:

- Los sistemas eléctricos de potencia migrarán gradualmente desde los sistemas de potencia tradicionales con generación eléctrica provista casi exclusivamente por grandes centrales generadoras a sistemas más flexibles donde se incorporan diferentes tecnologías no convencionales como la generación eólica, solar o geotérmica y equipos de almacenamiento. Específicamente se considerará que al sistema de potencia analizado contará con centrales generadoras tradicionales y centrales de generación eólica para el año 2020.
- La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia depende fuertemente de las estrategias de control del sistema, de sus características técnicas y de las condiciones de operación del mismo siendo, por ende, un atributo que varía en el tiempo.

- Los niveles admisibles de generación a partir de energías renovables no convencionales (ERNC) que pueden ser incorporado a un sistema dependen fuertemente no sólo de las características técnicas del mismo sino también de la tecnología ERNC utilizada (generador de inducción o sincrónico, uso o no de convertidores, existencia de crowbar, etc.).

1.5 Estructura del trabajo

La presente memoria se encuentra organizada en 9 capítulos más anexos. El contenido de cada uno de ellos se presenta a continuación.

El primer capítulo corresponde a la introducción de la memoria, en donde se presenta la motivación por la cual se origina, el objetivo general y los objetivos específicos que se persiguen, los supuestos utilizados para desarrollar el trabajo y finalmente se presenta la estructura del trabajo.

En el capítulo 2 se presenta la base teórica para comprender la estabilidad de frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia y los efectos de grandes inyecciones de generación eólica en la estabilidad de los SEP.

En el capítulo 3 se establecen los fundamentos teóricos acerca de la energía eólica, entre los que destacan una introducción a este tipo de energía, la revisión de las tecnologías actuales de generadores eólicos y cómo éstos operan.

En el capítulo 4 se detallan algunas de las estrategias existentes para realizar el control de frecuencia mediante aerogeneradores, ya sea utilizando el propio aerogenerador o utilizando la conexión adicional de equipos de almacenamiento.

En el capítulo 5 se describe la metodología utilizada para alcanzar los objetivos de la presente memoria.

En el capítulo 6 se realiza la modelación del generador doblemente alimentado, de los controladores y de los inversores, para cada una de las estrategias de control escogidas.

En el capítulo 7 se presentan los resultados obtenidos a partir de la memoria.

En el capítulo 8 se destacan las conclusiones más importantes del trabajo.

El capítulo 9 corresponde a las referencias utilizadas en la memoria.

La última sección corresponde a los anexos, en dónde se abordan algunos tópicos no tratados directamente en la memoria.

2. Estabilidad de frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia

La frecuencia de un sistema eléctrico, depende del balance entre las potencias activas.

$$P_{\text{Generación}} = P_{\text{Demanda}} + P_{\text{Pérdidas}} \quad (1)$$

En régimen permanente todos los generadores síncronos de una red eléctrica funcionan en sincronismo, es decir, la frecuencia de giro de cualquiera de ellos multiplicada por el número de pares de polos es precisamente la frecuencia eléctrica del sistema. Si se produce una variación de potencia activa en la demanda, esto se verá reflejado en la frecuencia del sistema. La energía almacenada en las masas rotantes de las turbinas y generadores circulará hacia o desde la red en función del déficit o superávit de potencia. Si el aporte de energía mecánica es insuficiente se reducirá la velocidad de rotación de las máquinas (sub frecuencia) y si el aporte de energía mecánica es superior a lo requerido se incrementará la velocidad de rotación de éstas (sobre frecuencia), por lo que es necesario que los generadores puedan equiparar las diferencias de potencia activa que se produzcan con el fin de mantener la frecuencia en rango.

Para alcanzar el equilibrio de potencias propuesto en la ecuación (1), el control de la frecuencia suele organizarse en distintos niveles dependiendo de cada país. Cada uno de los niveles opera en un margen de tiempo e involucra un conjunto de variables provenientes de una parte más o menos amplia del sistema eléctrico.

La Figura 2-1 muestra las escalas de tiempo involucradas de los diferentes tipos de control para el caso de una caída en la frecuencia del sistema debido a la salida intempestiva de una unidad de generación o un aumento significativo en la carga.

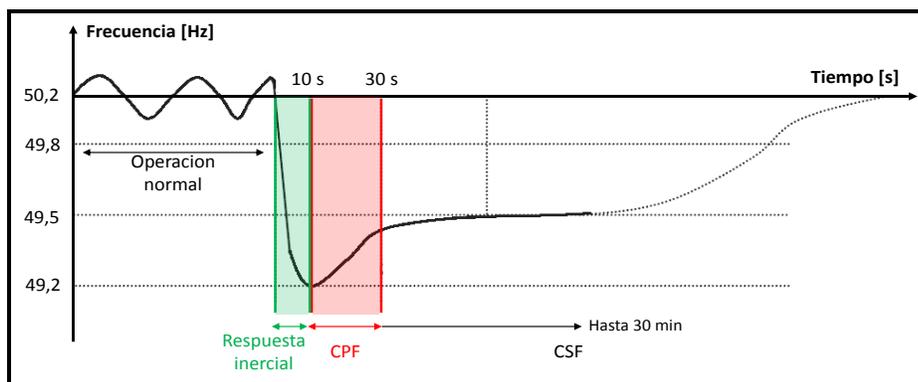


FIGURA 2-1: ESCALAS DE TIEMPO DE LAS ESTRATEGIAS DE CONTROL DE FRECUENCIA¹

¹ Los tiempos involucrados pueden cambiar dependiendo de las características de cada sistema eléctrico de potencia.

La respuesta inercial y los controles de frecuencia asociados a los tiempos de respuesta que se observan en la Figura 2-1 se describen a continuación.

2.1 Respuesta inercial del sistema de potencia durante perturbaciones

En generadores convencionales, la respuesta inmediata ante cambios en la frecuencia del sistema es aumentar o disminuir la velocidad de las masas giratorias hasta que la tasa de cambio de la frecuencia sea cero. Si el balance planteado en la ecuación (1) es alterado, la frecuencia eléctrica experimenta un cambio con respecto a su valor original. Por ejemplo, si la potencia activa generada es menor que la potencia activa demandada más las pérdidas, se producirá una caída en la frecuencia del sistema. Esto se debe a que durante los primeros segundos luego de ocurrido el desbalance la falta de energía en el sistema es tomada de la energía almacenada en los rotores de los generadores, de forma tal de limitar el desbalance entre carga y generación, llevándolos a una disminución en su velocidad y a la pertinente caída en la frecuencia por debajo del valor nominal. Luego de un breve periodo de tiempo (algunos segundos), el control primario de frecuencia (CPF) ejerce su acción mediante los controladores de los generadores convencionales, aumentando la potencia de salida para restaurar el balance carga-generación. El actuar del CPF marca el final de la respuesta inercial del sistema.

Se denomina respuesta inercial debido a que la inercia del sistema de potencia² es la variable que limita la tasa de cambio de la frecuencia del sistema durante los primeros segundos: a menor inercia de sistema, mayor es la caída de la frecuencia frente a una perturbación y viceversa. Luego, una reducción de la inercia³ del sistema provoca caídas de frecuencia mayores, lo que, dependiendo de las condiciones de operación, podría llevar a situaciones críticas con la estabilidad del sistema. En sistemas de potencia con baja inercia, grandes desviaciones de frecuencia podrían llevar a:

- Activación de los relés de baja frecuencia asociados a los esquemas de desconexión automática de carga (EDAC)⁴ llevando a una desconexión masiva de consumos con las pertinentes consecuencias socio-económicas que ello trae consigo.
- Disminución del desempeño del control primario de frecuencia, debido a la falta de reservas de potencia activa utilizadas para llevarlo a cabo, usualmente proporcionadas por máquinas convencionales de grandes contantes de inercia.

² La cual se calcula en base a la suma de las inercias de cada unidad generadora del sistema.

³ Que puede producirse debido al intercambio entre generación convencional por generación no convencional.

⁴ A modo de ejemplo, en el caso del SING, los primeros escalones EDAC que se activan es para frecuencias iguales a 49 Hz (es decir, frente a desviaciones de 2% con respecto al valor nominal).

La respuesta inercial del sistema es incapaz de anular las variaciones de frecuencia que se producen ante una perturbación y sólo tiene relación con qué tan “profunda” es la desviación en la frecuencia. Es por esto que es necesario incluir más etapas en el proceso de regulación de frecuencia ante una falla, con el fin de lograr restablecer la frecuencia a su valor original. La siguiente etapa es el denominado control primario de frecuencia. Este se detalla a continuación.

2.2 Control primario de frecuencia (CPF)

El control primario de frecuencia corresponde a la acción automática que realizan los reguladores de velocidad de los generadores con el fin de corregir los desbalances instantáneos entre generación y carga, controlando así las variaciones en la frecuencia del sistema. Ante un desbalance entre la potencia eléctrica generada y la consumida, el principal objetivo del CPF consiste en estabilizar la frecuencia del sistema en un valor cercano al valor nominal. Opera en un rango de tiempo que va desde los 2 a los 30 segundos (dependiendo del tipo de generador) después de ocurrida una falla [62]. Este control tiene directa relación con las reservas de potencia que se activan automáticamente en los primeros segundos después de ocurrido un cambio en la frecuencia del sistema (ya sea por variaciones normales de la demanda o producto de una contingencia).

Normalmente el CPF es asignado a un grupo de unidades generadoras las cuales deben ser capaces de realizar la regulación de frecuencia del sistema. Así, el CPF se hace a partir de aportes instantáneos de las unidades generadoras de acuerdo a su reserva primaria, a las características técnicas de estatismo y a las bandas muertas de los sistemas de control de velocidad. Cabe destacar que las unidades que participan en el CPF deben ser despachadas en una potencia tal que permita preservar su capacidad para incrementar carga mediante CPF, en cambio las unidades que no participen en el CPF pueden ser despachadas hasta su potencia máxima.

Luego de ocurrida una falla, los generadores que permanecen conectados a la red son incapaces de entregar el déficit de potencia existente en el sistema de forma instantánea debido a las constantes de tiempo de las máquinas involucradas, las cuales producen retardos. La falta de energía que se produce en el sistema, es obtenida de la energía que se almacena en los rotores de los generadores, lo que provoca una disminución en la velocidad en éstos y la consecuente caída de la frecuencia por debajo del valor nominal⁵ (respuesta inercial del sistema). Luego de algunos segundos, los reguladores de velocidad de las turbinas reaccionan efectuando un control proporcional en las compuertas o válvulas de las unidades dependiendo el tipo de central (hidráulica o térmica). De esta forma la potencia mecánica aumenta y por ende la potencia eléctrica generada por las unidades también aumenta. Por otra parte, la demanda (sensible a la

⁵ En caso contrario, es decir, 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 en la frecuencia del sistema.

frecuencia) disminuye el consumo en la misma tasa que desciende la frecuencia. A medida que este proceso avanza, la generación iguala a la demanda estabilizando la frecuencia del sistema hasta alcanzar un nuevo equilibrio. La acción descrita corresponde al denominado control primario de frecuencia (CPF).

De acuerdo a la norma técnica chilena, el control primario de frecuencia se define de la siguiente manera: *“Acción de control ejercida rápidamente sobre la frecuencia de un sistema interconectado a través de equipos instalados en las unidades generadoras que permiten modificar en forma automática su producción”* [1].

En el caso específico del SING y ante una contingencia, es el uso de la reserva primaria más el aporte de los relés de baja frecuencia, lo que mantiene a la frecuencia dentro de los márgenes permitidos [1],[2].

Una vez finalizado el proceso del control primario de frecuencia, el sistema logra alcanzar un equilibrio entre la potencia activa generada y la potencia activa consumida, pero aún existe una desviación de la frecuencia eléctrica del sistema con respecto a su valor nominal, por lo que es necesaria otra etapa en el proceso del control de frecuencia ante una perturbación. Esta nueva etapa es el control secundario de frecuencia (CSF) el cual se detalla a continuación.

2.3 Control secundario de frecuencia (CSF)

Es el control de frecuencia cuya función principal es compensar el error de frecuencia final que queda luego de la acción del control primario y además es el que restituye las reservas primarias. Este control actúa después del control primario, ya que su tiempo de respuesta es mayor. Opera en un rango de tiempo que abarca desde los segundos (a partir de los 30 segundos aproximadamente) hasta varios minutos después de ocurrida una contingencia y no interviene en la acción del CPF.

Al igual que en el CPF, en el CSF también se asigna un grupo de unidades las cuales deben ser capaces de realizar esta regulación. La principal función de dichas unidades es restaurar la frecuencia del sistema a su valor nominal, por lo que deben operar bajo su potencia máxima asignado parte de su capacidad como reserva. El control ocurre mediante la modificación de las consignas de potencia activa de las unidades asignadas al CSF, pertenecientes al área de control en que se produce el desequilibrio.

De acuerdo a la norma técnica chilena, el CSF se define de la siguiente manera: *“Acción manual o automática destinada a compensar el error final de frecuencia resultante de la acción del CPF que ejercen los controladores de velocidad de las unidades generadoras dispuestas para tal fin. El tiempo de respuesta de esta acción es del orden de varios minutos, no pudiendo exceder los 15 minutos, y a su vez debe ser sostenible durante 30 minutos. Es función del CSF*

restablecer la frecuencia del sistema interconectado en su valor nominal, permitiendo a las unidades generadoras participantes del CPF restablecer su producción de acuerdo al orden económico del despacho.” [1].

En Chile el CSF es efectuado de forma manual, mediante la acción de los operadores de la planta, quienes siguen las instrucciones entregadas por el despachador, en un proceso que se efectúa de manera lenta y coordinada, debido a que toma en cuenta las características propias de cada unidad.

En el caso que el CSF fuese insuficiente para lograr establecer la frecuencia en su valor nominal, es necesario utilizar los recursos de reserva detenida o aplicar la desconexión manual de carga.

2.4 CPF de los SEP frente a grandes inyecciones de generación eólica

Ante el escenario de altas inyecciones de generación eólica, el control de la frecuencia del sistema incrementa su complejidad [5]. El mayor problema que surge del uso masivo de la energía eólica, radica en la naturaleza estocástica del viento. Las variaciones de velocidad del viento hacen que la potencia producida por los generadores eólicos presente fluctuaciones que se traducen en desequilibrios entre generación y carga, aumentando la complejidad del control de frecuencia del sistema. Dichas variaciones de potencia no tienen mayores impactos si la cantidad de energía eólica producida es pequeña (en proporción al sistema en que esté inserto el parque eólico) y a su vez bien distribuida a lo largo de un área extensa. Sin embargo, a medida que la cantidad de energía producida mediante generadores eólicos aumenta, el control de frecuencia no puede ser manejado con las reservas de potencia existentes, requiriéndose reservas adicionales ya sea por parte de la generación convencional o por parte de equipos de almacenamiento adicionales. Lo anterior se debe principalmente a:

- Frente a la generación eólica, el sistema debe estar preparado no sólo para compensar el incremento máximo probable de la demanda o la pérdida del mayor generador, sino también debe compensar las variaciones en la potencia eólica generada.
- A diferencia de las centrales convencionales, las turbinas eólicas generalmente no incluyen CPF en su sistema de control⁶.

Luego, bajo un aumento de las inyecciones de energía eólica, la capacidad de regulación de frecuencia de un sistema de potencia se ve reducida.

⁶ Aún en el caso en que las turbinas eólicas incluyen CPF, dada la no controlabilidad del viento, la “calidad” de la regulación no se compara con la entregada por una central convencional.

En los últimos años se han publicado diversos trabajos orientados a estudiar el cómo realizar el control de frecuencia del sistema ante una gran penetración de generación eólica [4],[5],[6]. Esto debido a las dificultades para asignar reservas en este tipo de parques y a la baja en la generación convencional (la cual se encarga del CPF) producto de esta masiva integración. Básicamente son dos los enfoques existentes:

- 1) Modificación de la estructura de control de los generadores eólicos de forma tal de permitirles participar del CPF de la red, lo que implica una disminución en su eficiencia debido a que los generadores no operan en su punto óptimo⁷ y
- 2) Conexión de equipos adicionales de almacenamiento de energía.

Es importante destacar que el desempeño del CPF de un sistema de potencia⁸, frente a grandes inyecciones de generación eólica no sólo depende del tipo de tecnología, del nivel de penetración y de la distribución en la red, sino también de las características técnicas asociadas a las unidades de generación del sistema, como la velocidad de toma y bajada de carga, del tiempo mínimo de operación y detención o de la potencia mínima de operación. De esta forma, el impacto de altas inyecciones de energía eólica así como el conjunto de medidas correctivas a tomar dependerán fuertemente del sistema de potencia en cuestión, requiriéndose, por ende, la realización de estudios independientes para cada caso.

⁷ Ver sección 6.3.2

⁸ Visto como la acción coordinada del CPF de todas las unidades generadoras del sistema que participan del mismo

3. Fundamentos de la energía eólica

3.1 Generadores eólicos actuales

Existen diversos tipos de aerogeneradores y una variada gama de clasificaciones para estos, sin embargo, la clasificación que más se utiliza se realiza en base a la velocidad del aerogenerador, obteniéndose sistemas de velocidad fija o sistemas de velocidad variable. Los aerogeneradores de velocidad fija se caracterizan por operar en régimen permanente a una velocidad prácticamente constante e independiente de la velocidad del viento. Casi en su totalidad usan generadores de inducción para convertir la energía del viento en energía eléctrica. En cambio los aerogeneradores de velocidad variable pueden utilizar máquinas de inducción o máquinas síncronas para obtener energía del viento y tienen la particularidad de que pueden mantener el torque prácticamente constante en el eje. Estos tipos de generadores se describen brevemente a continuación.

3.1.1 Generadores de velocidad fija

3.1.1.1 Generadores de inducción de velocidad fija

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

Entre las ventajas pueden considerarse el menor tamaño y bajo costo de inversión, operación y mantenimiento. Además, pueden ser controlados mediante métodos simples entre los que destacan el control de entrada por pérdida y el control por variación del paso de pala. Entre las desventajas se cuenta que tienen problemas en cuanto a la calidad de suministro asociado al impacto sobre la tensión en régimen permanente debido a la incapacidad de la máquina de controlar reactivos y que las turbinas de velocidad fija traspasan casi la totalidad de las oscilaciones de potencia, tales como variaciones en el viento o vibraciones mecánicas, a la red. La mejor forma de control de tensión para este tipo de aerogeneradores es a través de la conexión y desconexión de un banco de condensadores para así poder regular el consumo de reactivos, sin embargo, debido a la poca precisión de este proceso, los generadores de inducción de velocidad fija prácticamente ya no se utilizan para la construcción de parques en la actualidad, por lo que para este estudio tampoco son utilizados. En la Figura 3-1 puede apreciarse un esquema del generador de inducción de velocidad fija.

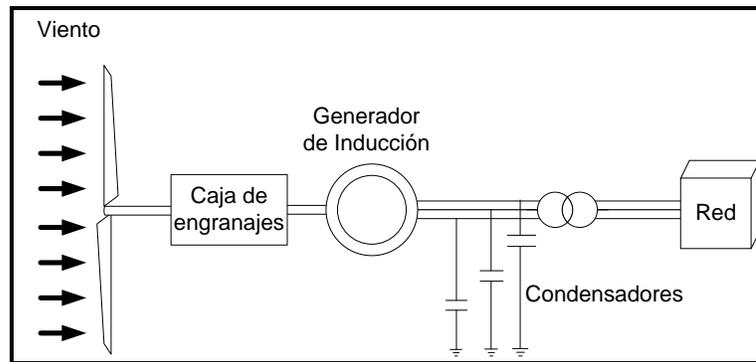


FIGURA 3-1: GENERADOR DE INDUCCIÓN DE VELOCIDAD FIJA

3.1.2 Generadores velocidad variable

Entre los generadores de velocidad variable destacan el generador síncrono de imanes permanentes con etapa inversora y el generador de inducción doblemente alimentado.

3.1.2.1 Generadores sincrónicos de imanes permanentes con etapa inversora

Para la utilización de generadores sincrónicos en sistemas eléctricos de potencia se requiere que el generador siempre gire a una velocidad constante (en sincronismo) con las restantes máquinas sincrónicas conectadas a la red, lo que en el caso de la energía eólica es complicado debido a la velocidad variable del viento. Sin embargo, con los actuales avances de la electrónica de potencia, es posible conectar estos generadores sincrónicos de velocidad variable a la red eléctrica mediante una etapa de rectificación e inversión. Así es posible rectificar la señal de corriente alterna desacoplándola de la red eléctrica, para luego ser convertida, mediante una etapa inversora, en una señal de corriente alterna de igual frecuencia que la de la red eléctrica.

Entre las ventajas de este tipo de generadores se puede mencionar la mayor capacidad de control de potencia activa y reactiva en bornes, mejorando notoriamente la calidad del servicio. Sin embargo, el uso de rectificadores e inversores de potencia con igual potencia a la del parque, elevan considerablemente los costos de inversión [63]. Además, las etapas rectificadora e inversora conllevan a un notorio aumento de la contaminación armónica de la red, la cual, en el caso de un aumento masivo de esta tecnología, pueden dañar la integridad del sistema interconectado. Por último, al utilizar imanes en el rotor, el peso de este tipo de máquinas aumenta considerablemente, lo que dificulta su utilización en aerogeneradores. En la Figura 3-2 puede apreciarse el esquema de un generador síncrono con imanes permanentes.

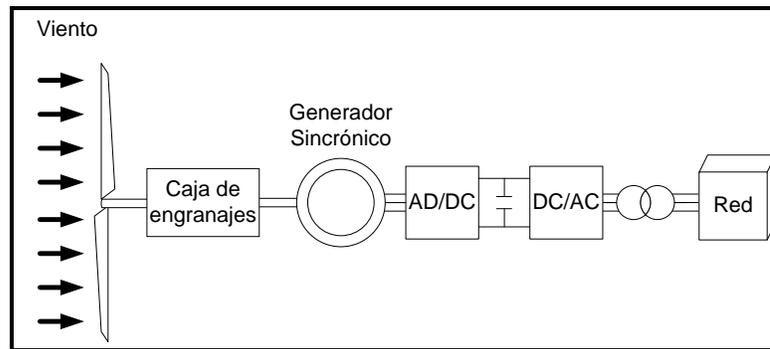


FIGURA 3-2: GENERADOR SINCÓNICO CON IMANES PERMANENTES

Esta tecnología sí es utilizada en la actualidad, sin embargo la tendencia en la construcción de parques eólicos apunta a la utilización de DFIG [57].

3.1.2.2 Generador Doblemente Alimentado (DFIG)

El generador de inducción doblemente alimentado corresponde a una máquina de inducción la cual alimenta al estator y al rotor con corrientes alternas, a diferencia de las máquinas de inducción con rotor en jaula de ardilla en donde sólo se puede alimentar al estator. Este acceso al rotor se realiza vía anillos rasantes y una etapa de inversión AC/DC/AC.

Entre las ventajas que presenta la DFIG se cuenta que puede ejercer un control sobre los reactivos del rotor, lo cual permite un manejo de la velocidad frente a variaciones del viento y perturbaciones del sistema eléctrico, para así ofrecer una mejor calidad del servicio. Este control se ejerce actuando sobre la parte del convertidor conectado a la red, lo que permite absorber o producir potencia reactiva, aunque el rango de variación depende de las dimensiones del convertidor. Además es posible controlar la frecuencia actuando sobre la parte del convertidor del lado del rotor, que hace variar el torque y, por consiguiente, la potencia entregada.

Entre las desventajas puede mencionarse que su capacidad para poder soportar huecos de tensión es limitada y ante huecos importantes debe desconectarse de la red. Además tiene un mayor costo debido a la necesidad de un inversor y a que el acceso al rotor introduce mayores costos de mantenimiento. Por último, al utilizar un conversor AC/DC/AC se produce contaminación armónica en la red, la cual, en el caso de un aumento masivo de esta tecnología, pueden dañar la integridad del sistema interconectado. El esquema de la DFIG puede apreciarse en la Figura 3-3

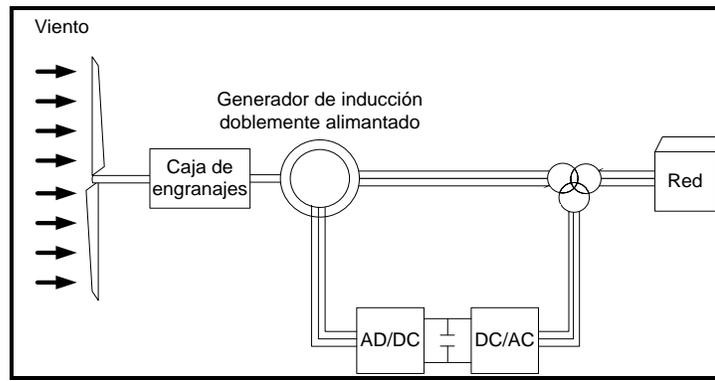


FIGURA 3-3: GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO

La DFIG es por lejos la máquina con doble alimentación más utilizada y es una de las más comunes en la construcción de aerogeneradores [57] por lo que se utiliza este tipo de máquinas en la modelación de los parques eólicos para este proyecto.

3.2 Operación de los generadores eólicos

3.2.1 Potencia extraíble desde el viento

Una masa de aire en movimiento a una cierta velocidad tiene una energía cinética asociada. El cálculo de la potencia utilizable por un aerogenerador a partir de una masa de aire en movimiento [43],[44] determina que la potencia mecánica obtenida se calcula a partir de las siguientes expresiones:

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

$$\lambda = \frac{\omega_p \times R}{v} \quad (3)$$

En donde P_v es a la potencia mecánica obtenida por el aerogenerador desde una masa de aire con densidad ρ y velocidad v que incide sobre las aspas del aerogenerador que barren un área A . Además ω_p corresponde a la velocidad angular de las aspas, R es su radio y λ es la tasa entre la velocidad rotacional de las aspas y la velocidad del viento (TSR⁹ es su nomenclatura en inglés). $C_p(\lambda, \beta)$ corresponde al coeficiente de potencia y se define como la fracción de potencia contenida en el viento incidente que es realmente capturada por el aerogenerador. Es una medida de la eficiencia de la máquina. Existe un valor máximo teórico para este coeficiente que es conocido como el límite de Betz, que establece que una turbina eólica puede convertir en energía

⁹ Por sus siglas en inglés Tip Speed Ratio

mecánica como máximo teórico, un 59,26 % de la energía cinética del viento que incide sobre ella. La demostración de este límite puede encontrarse en [45].

3.2.2 Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT¹⁰)

El seguimiento del punto de máxima potencia es una estrategia de control mediante la cual los aerogeneradores de velocidad variable aprovechan la energía contenida en la masa del viento incidente logrando extraer la máxima potencia posible. Esta consiste en que el generador es capaz de operar en todo momento con el máximo coeficiente de potencia C_p posible. Así, para cada viento incidente, el generador ajusta la velocidad del rotor con el fin de obtener el coeficiente de potencia máximo.

A continuación se presenta una curva típica de MPPT y el desempeño del generador para distintos vientos incidentes, en donde el eje horizontal representa la velocidad del rotor, el eje vertical representa la potencia mecánica extraída y *Pref* representa el seguimiento del punto de máxima potencia activa.

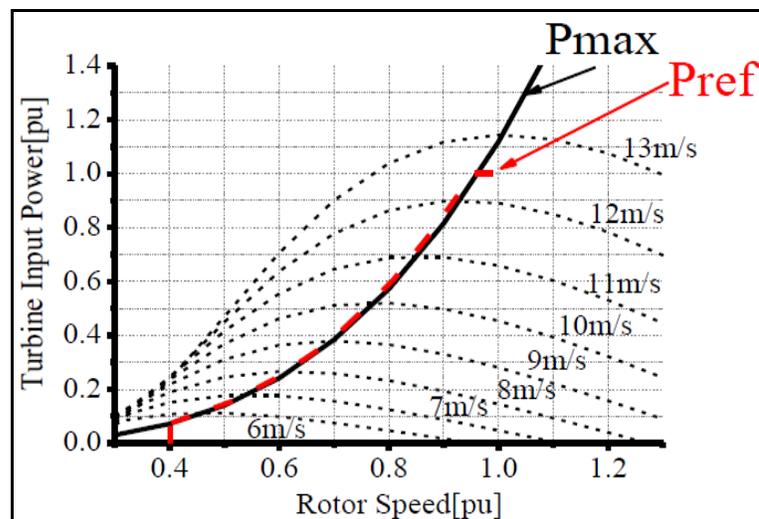


FIGURA 3-4: CURVA MPPT TÍPICA [42]

Para una potencia de salida fija (un viento incidente dado), el aerogenerador opera en la intersección entre la curva de desempeño y la curva del máximo seguimiento de potencia.

¹⁰ Por sus siglas en inglés Maximum Power Point Tracking

4. Estrategias de compensación de los efectos de la generación eólica en el CPF.

4.1 Control de frecuencia mediante aerogeneradores

Existen básicamente 2 enfoques relacionados con estrategias para realizar control primario de frecuencia en una turbina eólica de velocidad variable, de forma tal de contribuir al control de frecuencia de un sistema de potencia [12]:

- Control *droop* o característica potencia/frecuencia: Que replica el control “*droop*” de un generador síncrono convencional.
- Control *deload*: Que provee de reservas de potencia para permitir la regulación por parte de la turbina eólica.

4.1.1 Control “droop” o característica potencia/frecuencia

Este control se caracteriza porque un cambio en la potencia de salida de la turbina es proporcional a la variación de la frecuencia. La curva característica frecuencia/potencia del control *droop* es mostrada en la Figura 4-1 [7],[12],[22]. De esta forma, el control *droop* en una turbina eólica es equivalente al control primario de frecuencia usado en los generadores síncronos convencionales [4],[13],[14],[22].

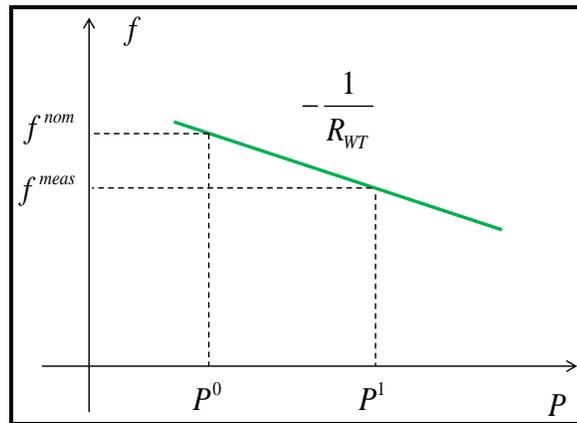


FIGURA 4-1: CURVA CARACTERÍSTICA FRECUENCIA/POTENCIA.

La variación de frecuencia está dada por $\Delta f = f^{meas} - f^{nom}$, donde f^{meas} es la frecuencia medida y f^{nom} es la frecuencia nominal (o de referencia) del sistema. La señal de control para la potencia (i.e., el aumento en la potencia de salida) está dada por:

$$\Delta P = P^1 - P^0 = -\frac{\Delta f}{R_{WT}} \quad (4)$$

Donde R_{WT} es la velocidad de ajuste (estatismo), P^1 es la potencia total correspondiente a f^{meas} y P^0 es la potencia total inicial correspondiente a f^{nom} . Para los reguladores de velocidad de los generadores convencionales, el valor de R generalmente se establece en un 5%, por lo cual una desviación de frecuencia de un 5% causa una variación de un 100% en la potencia de salida [22],[23].

La Figura 4-2 muestra el diagrama de control usando una característica *droop* [5],[6],[9],[12]-[14],[21]-[23]. Ante caída en la frecuencia del sistema producto de un desbalance entre generación y carga, el aumento ΔP en la potencia de referencia del generador es tomado de la energía cinética almacenada lo que produce una disminución adecuada en la velocidad de la máquina. Con el fin de evitar que la velocidad del generador disminuya a valores demasiado bajos durante este proceso de liberación de energía, la acción del control *droop* debe ser terminada “a tiempo” [12].

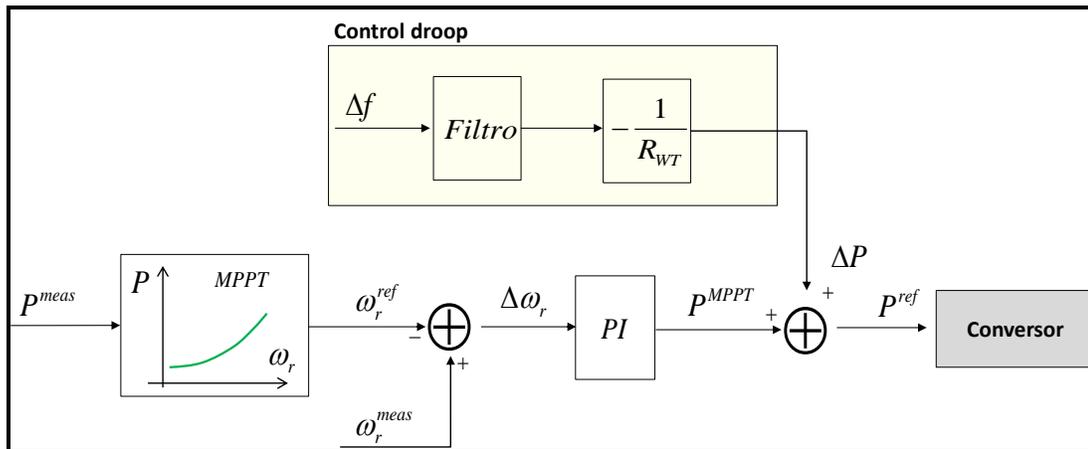


FIGURA 4-2: CONTROL DROOP PARA TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDAD VARIABLE

4.1.2 Control *deload*

Las turbinas eólicas de velocidad variable generalmente son operadas con el fin de seguir la curva de máximo seguimiento de potencia (MPPT) con el fin de aprovechar la energía del viento incidente y así extraer la máxima potencia posible. El control *deload* opera la turbina eólica en un nivel de potencia menor al máximo disponible a partir del viento. De esta forma, el generador opera fuera del máximo de la curva de MPPT manteniendo un nivel de reserva de potencia para participar de la regulación primaria en caso de desbalances entre carga y generación.

Las estrategias de control *deload* que permiten ajustar la potencia de salida del generador eólico de forma tal de mantener un margen de reserva para regulación primaria de frecuencia son básicamente dos [12],[23]-[25].

1. Control *deload* vía pitch control
2. Control *deload* a través del control de la velocidad de la turbina vía conversor

Se han publicado diversos estudios en el área de regulación primaria de frecuencia de generadores eólicos usando pitch control, control de la velocidad mediante el conversor o una combinación de ambas estrategias [4],[5]-[7],[11],[12],[16],[22]-[25]. La Figura 4-3 muestra gráficamente las dos alternativas.

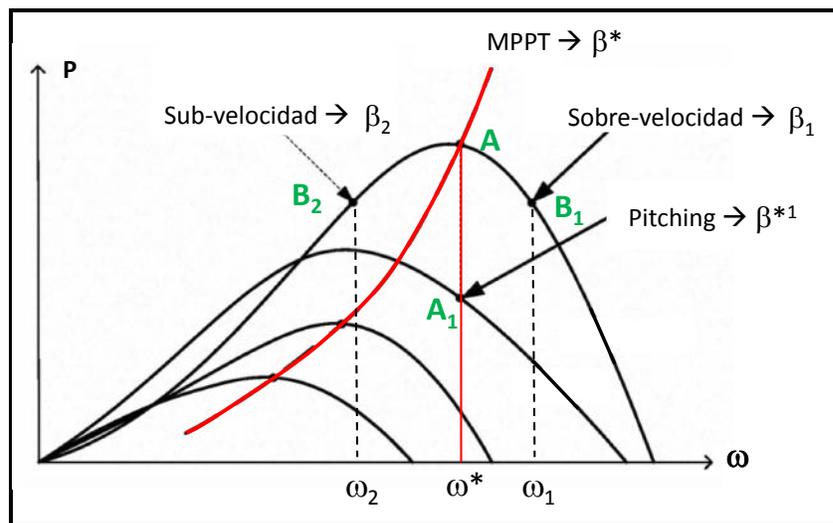


FIGURA 4-3: ESTRATEGIAS DE CONTROL PARA MANTENER MARGEN DE RESERVA DE POTENCIA

4.1.2.1 Pitch control

El pitch control es una estrategia de control que permite al aerogenerador ajustar el ángulo de las aspas con el fin de limitar la potencia capturada por la turbina. En operación normal esto lo realiza para velocidades del viento altas, con el fin de evitar que la potencia mecánica generada exceda la máxima soportada por el generador eléctrico. Para velocidades de viento en el rango de operación normal (velocidades del viento medias), el pitch control se establece en un ángulo β^* que permite capturar la máxima potencia de la energía del viento incidente (punto A de la Figura 4-3). En caso de velocidades de viento altas, este controlador ejerce su acción aumentando el ángulo β de forma tal de reducir el coeficiente de potencia limitando, por ende, la potencia del viento capturada por la turbina. En la Figura 4-4 es posible observar el rango de acción para un pitch control normal.

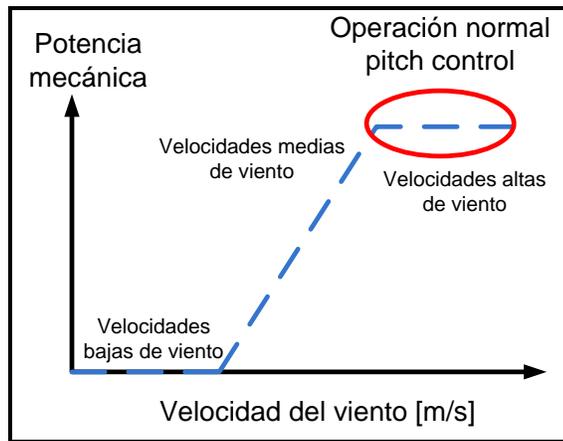


FIGURA 4-4: OPERCIÓN DEL PITCH CONTROL

Con el fin de asignar reserva de potencia vía pitch es necesario operar al aerogenerador en un nivel de potencia menor que el óptimo para una determinada velocidad del viento (fuera de la curva de MPPT). El *deloading* vía pitch se realiza manteniendo la velocidad “óptima” de la máquina (punto A_1 de la Figura 4-3– se cambia la curva de desempeño del generador pero la velocidad de giro se mantiene en ω^*) [4]-[24]. De esta manera se evita operar la máquina de forma acelerada o desacelerada. Luego, cuando sea necesario inyectar potencia activa, la máquina se desacelera hasta alcanzar el punto de MPPT.

La siguiente figura muestra un diagrama del *deloading* vía pitch control modificado para permitir que los generadores eólicos participen en la regulación primaria de frecuencia operándolos a un nivel de potencia menor que el óptimo para una determinada velocidad del viento (fuera de la curva de MPPT) [12].

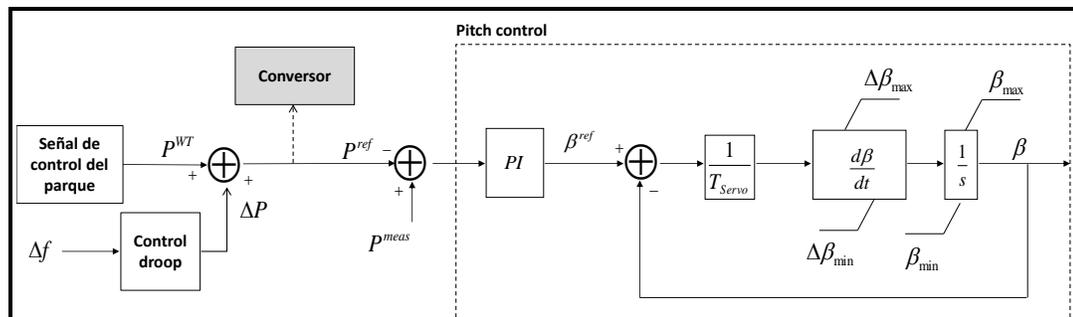


FIGURA 4-5: PITCH CONTROL MODIFICADO PARA REGULACIÓN PRIMARIA

Cabe destacar que para el funcionamiento del pitch control modificado es necesario el control droop que se aprecia en el esquema. Este se encarga de transmitir las variaciones de frecuencia del sistema al controlador. El bloque “Señal de control del parque” está compuesto por las curvas de desempeño del generador y de la curva de MPPT. Este utiliza como entrada la velocidad del rotor del generador y como esta es independiente de la frecuencia del sistema

(debido al convertor AC/DC/AC) el control droop es el encargado de avisar acerca de desequilibrios en el sistema.

En este esquema del pitch control, para velocidades de viento altas, un pequeño cambio en el ángulo del pitch puede aumentar o reducir significativamente la potencia de salida del generador. Por el contrario, para velocidades de viento medias (las más comunes en los generadores eólicos), el control de la potencia de salida mediante el pitch control requiere el ajuste permanente de la orientación de las aspas de la turbina [24]. Estos cambios constantes del ángulo β llevan a un mayor desgaste en el mecanismo del pitch junto a posibles vibraciones mecánicas [22]-[24] las que podrían llevar a inestabilidades en el sistema. Esto representa una gran desventaja del pitch control para regulación primaria de frecuencia, al menos para velocidades de viento medias. Adicionalmente, la respuesta del pitch es lenta en comparación con la dinámica del sistema de potencia debido a las constantes de tiempo mecánicas del controlador [4],[12],[16].

4.1.2.2 Control de la velocidad de la turbina

La regulación de frecuencia mediante el control de la velocidad de la turbina vía convertidor también implica operar el generador en un nivel de potencia menor que el óptimo a partir de la potencia del viento incidente, pero a diferencia del control pitch, este controlador opera la máquina de forma acelerada o desacelerada. Para una determinada velocidad del viento, aumentar o disminuir la velocidad del generador (manteniéndose en la curva de MPPT) conlleva a una reducción de la potencia de salida del mismo (puntos B_1 y B_2 de la Figura 4-3). Si la regulación se hace disminuyendo la velocidad de la máquina (punto B_2), cuando se requiera aumentar la potencia de salida para participar de la regulación primaria de frecuencia, el generador debe primero tomar energía cinética para poder aumentar su velocidad. Lo anterior representa una desventaja, pues podría originarse una caída de frecuencia mayor en el sistema. Es por esto que la regulación se realiza operando la máquina en una velocidad mayor que la óptima (punto B_1). De esta forma, cuando se necesite aumentar la potencia de salida para enfrentar desbalances entre generación y carga, el generador debe disminuir su velocidad, lo que trae consigo la liberación de energía cinética a la red, mejorando incluso la respuesta en frecuencia del sistema [4],[24].

La próxima figura muestra el diagrama de control de velocidad de la turbina vía convertidor para regulación primaria de frecuencia [12].

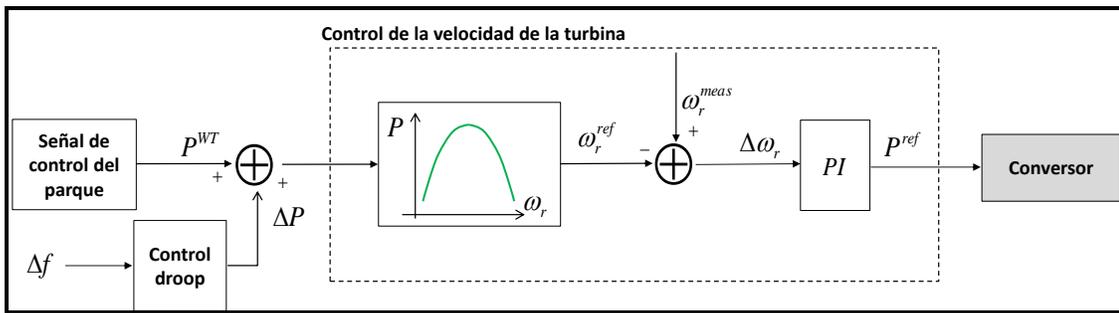


FIGURA 4-6: CONTROL DE LA VELOCIDAD DE LA TURBINA PARA REGULACIÓN PRIMARIA VÍA CONVERTOR

Al igual que en el caso del pitch control, el control *droop* es necesario para transmitir los desbalances de potencia que se producen en la red.

La regulación de frecuencia mediante el control de la velocidad de la turbina vía convertor se caracteriza por constantes de tiempo muy rápidas que le permiten responder a los pocos milisegundos después de ocurrida una perturbación [12],[25]. Sin embargo, esta estrategia de control también tiene desventajas. De forma tal de realizar el proceso de *deloading* mediante un aumento de la velocidad de la máquina, se requieren curvas características apropiadas, que contengan (entre otros), información sobre la velocidad máxima admisible del generador, especialmente para velocidades de viento medias-altas [4].

4.1.2.3 Comparación y elección

La Figura 4-7 permite observar la respuesta de un sistema de potencia con un parque eólico utilizando pitch control, control de velocidad vía convertor y sin ningún tipo de control de frecuencia [4].

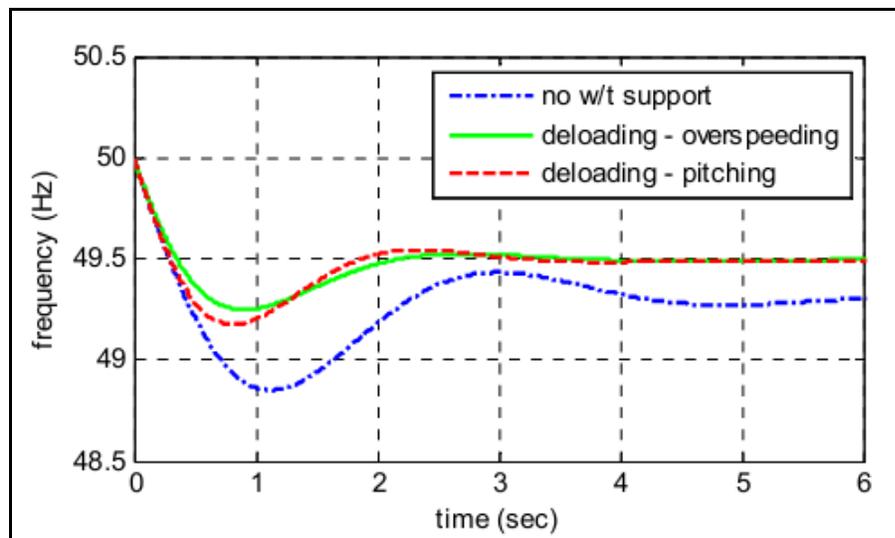


FIGURA 4-7: RESPUESTA DE UN SISTEMA USANDO PITCH CONTROL Y CONTROL DE VELOCIDAD.

De acuerdo a [12],[24],[25] para velocidades de viento altas, la mejor estrategia para el CPF es el pitch control, mientras que para velocidades de viento medias, la regulación mediante el aumento de velocidad del generador (vía convertidor) es la mejor alternativa implicando incluso una contribución adicional a la acción deseada mediante la liberación de energía cinética en el proceso de regulación de frecuencia. Debido a que en este estudio se operaran los aerogeneradores a velocidades del viento medias, el método de *deloading* que se utilizará es el aumento de velocidad vía convertidor.

Ante una eventual implementación, es importante la consideración de otros factores entre los que destacan la complejidad del sistema de control y el estrés en las partes mecánicas de la turbina que la estrategia involucra [4]. De hecho, de forma tal de evitar estrés mecánico innecesario y/o oscilaciones torsionales en el eje mecánico del generador, se debe limitar la tasa de variación de la referencia para el margen potencia [24]. Adicionalmente, es importante destacar que la operación en modo máxima extracción de potencia sólo requiere mediciones de la velocidad del generador y su potencia de salida [4]. Para el caso en que el generador participe en la regulación de frecuencia, la mayoría de las estrategias de control requiere adicionalmente mediciones de la velocidad del viento. Dado que la medición de la velocidad del viento generalmente no se encuentra disponible, se usan cálculos on-line o tablas look-up extendidas [4].

4.2 Conexión adicional de equipos de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento de energía permiten una amplia gama de soluciones para problemas que afectan a los sistemas de potencia, en especial en el caso de sistemas con alta penetración de ERNC. Dependiendo de la tecnología seleccionada, permiten:

- Proveer de reserva en giro
- Balancear y desplazar la demanda
- Controlar la frecuencia
- Regular la tensión
- Reducir la sobrecarga en líneas de transmisión (congestiones)
- Aplazar costos de inversión en transmisión o distribución
- Reducir la capacidad de generación de respaldo requerida por el sistema
- Una mejor integración de tecnologías ERNC (“*smoothing effect*”)
- Ayudar en la partida tras un apagón total del sistema
- Mejorar la calidad del suministro entre otros

En las aplicaciones anteriores, los factores claves para determinar la viabilidad económica de un sistema de almacenamiento son:

- Sus costos (fijos y variables)
- Su eficiencia y vida útil

Las tecnologías de almacenamiento de energía que actualmente se comercializan incluyen las de acumulación por bombeo, baterías electroquímicas, baterías de flujo y aire comprimido. Otras tecnologías que también han sido desarrolladas en los últimos años son los supercondensadores, los volantes de inercia de alta velocidad, y el almacenamiento de energía magnética por superconducción. Estas últimas tienen una respuesta bastante rápida, pero cuentan con una capacidad de almacenamiento muy limitada. Esto hace que su campo de aplicación sea el de mejorar la calidad y confiabilidad del sistema, donde se requiere una alta inyección de potencia en una escala de tiempo muy pequeña (décimas de segundo a algunos minutos), sin embargo, para aplicaciones como equilibrio de carga y recorte de punta, típicamente se requiere entregar potencia no muy grande en el rango comprendido desde los minutos hasta las horas.

Debido a lo anterior, se puede hacer la siguiente clasificación de las tecnologías de almacenamiento:

1. Aplicaciones de gestión de energía: se basan en una inyección continua de potencia por un periodo de tiempo extenso, típicamente durante horas.
2. Aplicaciones de gestión de potencia: requieren una rápida inyección o absorción de energía en periodos de tiempo cortos (desde fracciones de segundo hasta minutos) [30].

La siguiente figura muestra las distintas tecnologías de almacenamiento (de potencia y energía) con su rango temporal de operación así como su capacidad [29]. Las tecnologías para aplicaciones de potencia se encuentran en la parte inferior de la tabla, mientras que las aplicaciones netamente energéticas en la zona superior.

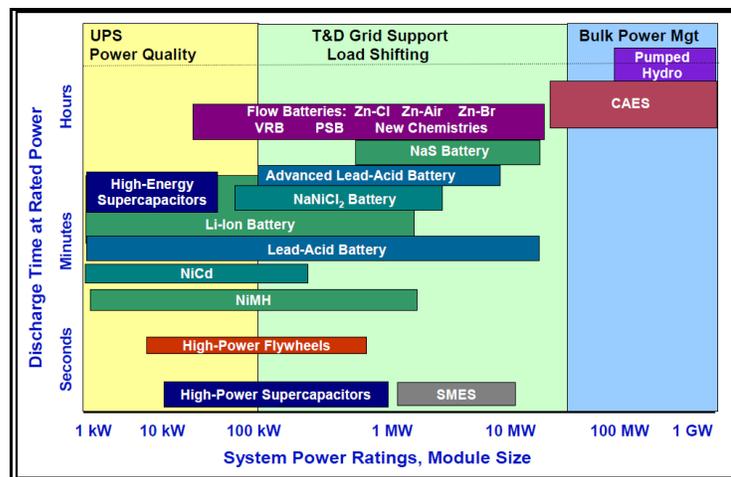


FIGURA 4-8: TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO.

Cabe destacar que algunas tecnologías de almacenamiento pueden ser utilizadas para ambas aplicaciones, sin embargo, la mayoría no son económicas y/o prácticas para aplicaciones de

potencia y energía a la vez [31]. En las Tabla 4-1 y Tabla 4-2 y se muestran las tecnologías de almacenamiento existentes y sus aplicaciones [32]¹¹. Se puede observar que las tecnologías de almacenamiento de energía capaces de realizar control de frecuencia para corto plazo son el banco de baterías electroquímicas o de flujo, los volantes de inercia, el almacenamiento de energía magnética por superconducción y los supercondensadores.

TABLA 4-1: TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO Y APLICACIONES

Duración del almacenamiento a potencia total	Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento.	Central Hidráulica grande	Pilas de combustible + Electrolisis de Hidrogeno	Almacenamiento energético por aire comprimido	Almacenamiento por bombeo de agua	Baterías de flujo	Baterías electroquímicas	Volante de inercia	Almacenamiento de energía magnética por superconducción	Supercondensador
4 meses	Suavizado de carga anual	√	√							
3 semanas	Suavizado de efecto climático	√	√							
3 días	Suavizado de carga y efectos climáticos semanales	√	√	√	√	√				
8 horas	Ciclo de carga diaria, reparación de líneas de transmisión	√	√	√	√	√	√			

¹¹No se consideraran los sistemas de almacenamiento de energía por hidrogeno debido a su bajo desarrollo, baja eficiencia (<50%), falta de experiencia y altos costos. Esta última tecnología todavía se encuentra en desarrollo requiriendo una mayor madurez para que sea factible su uso a gran escala.

TABLA 4-2: TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO Y APLICACIÓN.

Duración del almacenamiento a potencia total	Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento.	Central Hidráulica grande	Pilas de combustible + Electrolisis de Hidrogeno	Almacenamiento energético por aire comprimido	Almacenamiento por bombeo de agua	Baterías de flujo	Baterías electroquímicas	Volante de inercia	Almacenamiento de energía magnética por superconducción	Supercondensador
2 horas	Recorte de punta, reserva, suavizado de potencia eólica.	√	√	√	√	√	√			
20 minutos	Reserva en giro, suavizado de potencia eólica y de nubes para PV	√	√	√	√	√	√	√		
3 minutos	Reserva en giro, suavizado de potencia eólica ante ráfagas de viento		√		√	√	√	√		
20 segundos	Fallas, control de tensión o frecuencia.					√	√	√	√	√

Para poder comparar entre las distintas tecnologías, se deben definir algunos conceptos generales de los sistemas de almacenamiento:

- Profundidad de descarga: Es la relación entre carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Descargas profundas reducen fuertemente el tiempo de vida útil de algunas tecnologías.

$$DoD [\%] = \frac{\text{Energía_extraída}}{\text{Capacidad_nominal}} \times 100$$

- Densidad de energía: cantidad de energía acumulada en un sistema de almacenamiento, por unidad de volumen [kwh/m³]. Una baja densidad indica que el sistema requerirá una mayor área de instalación y viceversa.

- Densidad de potencia: cantidad de potencia que puede entregar un sistema, por unidad de volumen [kw/m³]. Una baja densidad indica que el sistema requerirá una mayor área de instalación y viceversa.

Se procede a realizar una descripción de las tecnologías ya mencionadas.

4.2.1 Volantes de inercia (Flywheel)

Los sistemas de almacenamiento por volantes de inercia (en inglés flywheel energy storage system o FESS) consisten en un rotor de algún material resistente, como acero o fibra de carbono que, para reducir el roce, se encuentra apoyado en cojinetes magnéticos y gira en una cámara al vacío o rellenas de gases de bajo roce. El rotor se encuentra mecánicamente acoplado a una máquina eléctrica que puede funcionar como motor o generador. Esta unidad almacena energía cinética en forma de inercia rotacional que puede transformar en energía eléctrica a través de la máquina eléctrica a la que esta acoplada y viceversa. La energía almacenada se encuentra limitada por el estrés mecánico que puede soportar el material por causa de la fuerza centrífuga a altas velocidades [33].

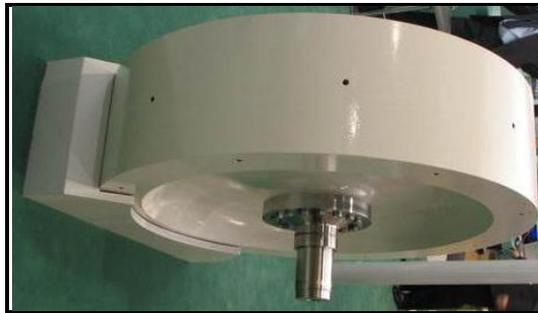


FIGURA 4-9: VOLANTE DE INERCIA.

Entre las características más relevantes de los volantes de inercia se encuentran su alta potencia (5 a 10 veces la de una batería), necesitan poco mantenimiento (considerando que cuenta con partes móviles) y cuentan con un corto tiempo de recarga. Son amigables con el medio ambiente, permiten una descarga profunda, tienen una alta eficiencia y pérdidas menores al 2% en stand-by [29],[34].

Los volantes de inercia de baja velocidad (hasta 10.000 r/min), utilizan gas de helio para reducir fricción y tienen un rotor de hierro, mientras que los volantes de inercia de alta velocidad se mantienen en vacío y su rotor es de materiales resistentes como fibra de vidrio. Estos últimos tienen mayor densidad de energía y potencia que los de baja velocidad [35],[36].

Los volantes de inercia, como unidades de almacenamiento de energía, tienen la capacidad de responder rápidamente, del orden de los 4 [ms], a decenas de miles de ciclos de carga/descarga por año. Su vida útil es de aproximadamente 20 años. En Actualmente existen FESS instalados en

sistemas eléctricos de potencia de más de 10 MW, con las unidades individuales más grandes de volantes de inercia con aproximadamente potencias de 250 kW [27],[29].

En la actualidad, se utilizan volantes de inercia de alta velocidad en aplicaciones aeroespaciales y sistemas de alimentación ininterrumpida. Muchas “granjas de volantes de inercia” (sistemas de almacenamiento compuestos por múltiples volantes de inercia), están en construcción o desarrollo para utilizarse como fuentes de almacenamiento de varios MW para escala comercial [31].

A pesar de sus múltiples ventajas, los volantes de inercia no son aplicables para el control primario de frecuencia debido a los rápidos tiempos de respuesta con que actúan y a que el aporte de energía que realizan no se puede mantener el tiempo suficiente como para aportar al CPF. Es por esto que se descartan para realizar su modelación.

4.2.2 Almacenamiento de energía por superconductores

El almacenamiento de energía magnética por superconducción (SMES)¹² es un sistema que aprovecha el efecto de superconducción a bajas temperaturas de ciertos materiales para almacenar energía eléctrica. Estos sistemas se componen de tres partes: una bobina superconductora, un sistema de condicionamiento de potencia y un sistema de enfriamiento criogénico. El SMES utiliza imanes superconductores criogénicamente¹³ enfriados para producir una bobina esencialmente sin pérdidas. Esta bobina es enfriada por un criostat¹⁴ o dewar¹⁵ que contiene helio líquido. El sistema utiliza un inversor/rectificador para transformar la energía de corriente alterna (desde la red) a corriente continua. Cuando la bobina superconductora se encuentra cargada, la corriente no decaerá y la energía puede ser almacenada indefinidamente. La energía del sistema AC es convertida y almacenada como energía DC en un imán superconductor. Cuando se requiere la energía, el proceso se revierte y se convierte la energía DC en AC a través de un módulo de conversión de potencia.

La eficiencia de carga-descarga de los SMES se encuentra en el rango del 95 al 98%. Ya que la energía se encuentra almacenada como corriente circulante, el SMES es capaz de entregar altos niveles de potencia en pocos milisegundos al sistema. Ya que sus partes principales permanecen inmóviles, el SMES tiene una mayor confiabilidad. Además, se pueden realizar un número casi ilimitado de ciclos de carga y descarga (cientos de miles).

¹² Por sus siglas en inglés Superconducting Magnetic Energy Storage.

¹³ Sistema utilizado para enfriar a temperaturas bajo los -195 °C.

¹⁴ Aparato para mantener temperaturas criogénicas

¹⁵ Recipiente que proporciona aislante térmico que disminuye las pérdidas de calor.

Los SMES de gran tamaño pueden utilizarse para calidad del suministro para cortos periodos, así como realizar balance de carga y como reserva en giro por periodos más largos. Otras de sus aplicaciones son estabilidad transitoria, estabilidad de voltaje, regulación de frecuencia, mejoras a la capacidad de los sistemas de transmisión, entre otros [27],[37].

El costo de un sistema SMES puede dividirse en dos componentes independientes:

1. Costo de capacidad: incluye el costo del conductor, la estructura de la bobina, la cámara criogénica, refrigeración, protección y equipo de control.
2. Costo de potencia: considera el costo de construcción del sistema de conversión de potencia (PCS) que maneja la transferencia desde la bobina al sistema AC [37].

Entre las limitaciones técnicas de las tecnologías SMES destaca que para corrientes o campos magnéticos muy altos, las propiedades de superconducción se pierden para valores superiores a una corriente crítica y campo magnético crítico respectivamente. Esto limita el tamaño máximo del SMES. Además, su densidad de energía es baja en comparación a otras tecnologías y el sistema de criogenización se vuelve más complejo a mayor tamaño [36], razón por la cual y debido a la gran cantidad de reservas que se deben aportar por este medio, se descartan los SMES como equipo de almacenamiento para modelar en este proyecto.



FIGURA 4-10: SMES.

4.2.3 Supercondensadores

Los supercondensadores o capacitores de doble capa electroquímica (EDLC)¹⁶ son equipos que pueden utilizarse como sistemas de almacenamiento de energía. Pueden almacenar carga de forma similar a un condensador convencional, pero ésta no se almacena en dos conductores, sino que en la interface entre la superficie de un conductor y una solución electrolítica.

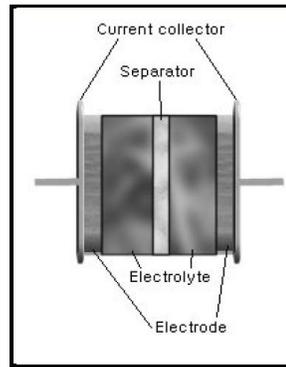


FIGURA 4-11: ESTRUCTURA INTERNA DE UN SUPERCONDENSADOR.

Se puede observar en la figura, que los equipos supercondensadores consisten de dos electrodos los que permiten que se aplique un potencial a lo largo de la celda, por lo tanto presentan dos doble capas, una en cada interfaz electrodo/diodo. Un separador permeable en base a iones se ubica entre los electrodos para prevenir un contacto eléctrico, pero aun así se permite el paso de iones a través del electrolito.

Puede destacarse, entre sus beneficios, que cuenta con una alta densidad de potencia, alta eficiencia, larga expectativa de vida y la posibilidad de cargas y descargas rápidas sin pérdida de eficiencia. Lo último, ya que almacenan la energía eléctrica directamente. Tiene un amplio rango de temperaturas en las que puede operar, entre -40°C y $+65^{\circ}\text{C}$. Es resistente a vibraciones e impactos. Se pueden utilizar para regulación de voltaje, control de frecuencia y otros problemas de calidad del suministro.

Su principal desventaja es su baja densidad energética en comparación con baterías, un orden de magnitud menor, razón por la cual se descartan como equipo de almacenamiento para modelar en esta memoria debido a la necesidad de mantener el aporte energético por a lo menos 30 segundos. En contraste, tiene una alta densidad de potencia, un orden de magnitud mayor [27],[36].

¹⁶Las siglas en inglés de electrochemical double-layer capacitor.

4.2.4 Almacenamiento de energía con aire comprimido

En el sistema de almacenamiento energético por aire comprimido (CAES)¹⁷ la energía es almacenada mecánicamente mediante la compresión de aire. Cuando el aire se expande nuevamente, la energía es liberada a la red [38].

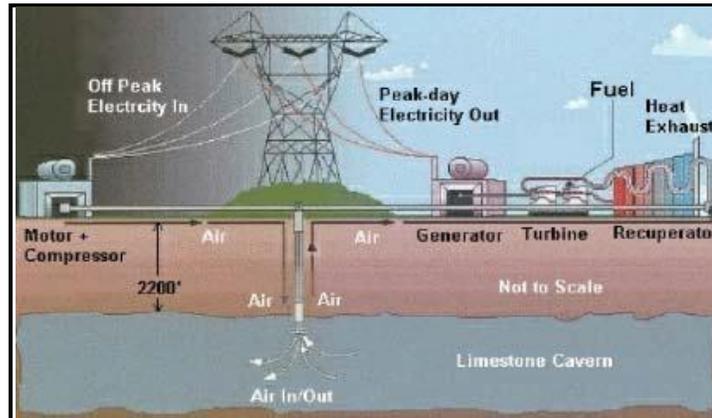


FIGURA 4-12: ESQUEMÁTICO DE PLANTA CAES CON ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO.

En una planta con CAES se almacena energía generada fuera de horas punta (por ejemplo energía generada a partir de fuentes renovables) para comprimir aire y luego almacenarlo en depósitos subterráneos o superficiales [27]. Posteriormente, cuando se desea inyectar energía a la red (demanda punta), la planta recalienta el aire comprimido, lo expande y lo combina con algún combustible para alimentar un generador [27]. La mezcla de aire comprimido y combustible permite reducir fuertemente el consumo de combustible, requiriéndose solo el 40% de la cantidad que se utilizaría en condiciones de generación normales [26].

Una planta con CAES se caracteriza por una respuesta lenta [38], sin embargo, no requiere tiempos de partida tan largos como en el caso de otros tipos de unidades térmicas pudiendo partir en 10 minutos [27].

Este tipo de plantas requieren de un gran volumen de aire comprimido para operar por tiempos prolongados. Algunas opciones de almacenamiento subterráneo del aire comprimido son dentro de minas de piedra dura, acuíferas, cavernas de sal, yacimientos de gas agotados [26],[27]. El factor más importante es que el lugar de almacenamiento sea hermético y espacioso [27]. Un problema de esta tecnología es que cuando la cantidad de aire almacenado se reduce, la presión

¹⁷ Por sus siglas en inglés Compressed Air Energy Storage (CAES).

también lo hace, por lo que resulta difícil mantener la potencia generada “fija” por largos periodos de tiempo [33].

La eficiencia total de una unidad CAES es alrededor de 70% [26]. En términos de capacidad, el almacenamiento mediante CAES junto a las centrales de bombeo son actualmente las únicas tecnologías capaces de abastecer grandes cantidades de energía durante varias horas [29].

En la actualidad existen 2 grandes plantas CAES en operación en el mundo. La más grande fue construida en Alemania en 1978 y cuenta con una capacidad de 290 MW por 4 horas [26],[27]. Sin embargo, debida al poco desarrollo y a la dificultad de encontrar un lugar apropiado para una planta CAES y que se encuentre cerca de los parques eólicos, se descarta esta tecnología para modelar como sistema de almacenamiento en esta memoria.

4.2.5 Sistema de baterías

La tecnología más antigua y madura, entre las baterías, son las de plomo ácido. Su ánodo y cátodo consisten en plomo y dióxido de plomo respectivamente. Presentan eficiencias entre el 60% y el 80%. No presentan impacto medioambiental en su instalación y operación. Sin embargo sus componentes son materiales tóxicos, lo que podría causar problemas al momento de dar de baja al equipo.

Otra tecnología de almacenamiento muy utilizada son las baterías de sulfuro de sodio (NaS), en base a sulfuro y sodio líquido. La batería opera aproximadamente a 300°C (para mantener los electrolitos en estado líquido). Entre sus ventajas consta de una alta densidad energética (650 MJ/m³), una alta eficiencia (cerca al 90%) y una larga vida útil en comparación a otras baterías. Se le ha ocupado para recorte de punta, para afirmar la capacidad de generadores eólicos y entregando servicios auxiliares.

Una tecnología en crecimiento son las baterías de ion litio. Esta batería tiene una alta densidad energética (300 - 400 kWh/m³, 130 kWh/ton), alta eficiencia y largos ciclos de vida. Sus desventajas actuales son un alto costo por su embalaje y de circuitos de protección interna contra sobrecarga. Se debe tener consideraciones especiales con la temperatura de operación la que no debe ser superior a 60°C [31].

Una técnica novedosa es la utilizada por las baterías de flujo, que consiste en dos reservorios de electrolito, almacenados separadamente, desde los cuales circulan los electrolitos por bombeo a través de una celda electroquímica. El tamaño de los reservorios y la cantidad de electrolitos determina la densidad energética de estas baterías. La densidad de potencia depende de la tasa de reacciones que ocurren en los electrodos. Algunas de sus características son: alta potencia, larga vida útil, el valor de su potencia y capacidad son independientes, fácil remplazo

de los electrolitos, plantas de gran tamaño, rápida respuesta, baja eficiencia (por la energía requerida para circular los electrolitos y las pérdidas de las reacciones químicas), ausencia de pérdidas por auto descarga y la posibilidad de aumentar la capacidad de la batería simplemente aumentando la cantidad de solución (lo cual lleva a economías de escala para grandes instalaciones). Las más ampliamente conocidas son las baterías redox de Vanadio y Zinc/Bromuro [26],[39].

Las baterías electroquímicas, como su nombre sugiere, almacenan energía utilizando reacciones químicas entre dos sustancias distintas para crear una corriente eléctrica. Un diseño básico de batería contiene dos electrodos: un ánodo (terminal negativo) y un cátodo (terminal positivo). Se conectan indirectamente a través de un electrolito, el cual es usado como puente por los electrodos. Durante su descarga, cargas eléctricas fluyen del cátodo al ánodo, alimentando a una carga.

Entre las diferentes baterías, las de plomo-ácido y NaS tienen las mejores condiciones para almacenar grandes cantidades de energía por largos periodos de tiempo, pero con potencia instantánea más baja. En comparación, las baterías de Ion-litio funcionan mejor para aplicaciones que requieren ciclos de servicio cortos, como por ejemplo regulación de frecuencia. Las baterías de flujo han visto poco uso comercial en alta potencia hasta la actualidad [41].

Grandes sistemas de baterías

Los grandes sistemas de baterías se conocen como BESS¹⁸. Los BESS usan un módulo convertidor de potencia para la conversión de energía DC (almacenada en las baterías), a AC para poder inyectar a la red. Tienen una rápida respuesta a los cambios en la carga, con tiempos de respuesta de los 20 milisegundos. Los BESS son modulares, silenciosos y no generan polución en su operación. Pueden ser rápida y fácilmente instalados en la mayoría de los lugares del mundo [28],[36].

Se utilizan para problemas de calidad del suministro como regulación de voltaje, control de frecuencia, interrupciones de corto plazo y soporte VAR. También se han utilizado efectivamente para reserva en giro, recorte de punta y balance de carga [27].

Un ejemplo de BESS de plomo-acido de gran tamaño es el instalado en Chino¹⁹, California, de 10 MW/40 MWh [36]. En los últimos años se han hecho innovaciones para mejorar la vida útil de estas baterías, y se han desarrollado versiones pre-comerciales de baterías de plomo-acido avanzadas [29]. La mayor BESS de NaS, una unidad de 34MW/245MWh utilizada para

¹⁸Por sus siglas en inglés Battery Energy Storage System (BESS).

¹⁹Es una ciudad en el Condado de San Bernardino, **California**, Estados Unidos.

estabilización de unidades eólicas, se encuentra en el norte de Japón, país donde se ha dado mucho uso a las baterías NaS [26].

La mayor planta actualmente en funcionamiento en Chile es el BESS de Norgener, en la subestación Andes del SING, Atacama. Tiene una capacidad instalada de 12 MW. Su función es como equipo de respaldo para la unidad generadora térmica Norgener. A inicios de diciembre de 2011 se anunció el funcionamiento de una unidad de 20 MW / 5-7 MWh en Angamos [40].

Entre los equipos mencionados, el que presenta una mayor madurez en su tecnología, que es capaz de aportar grandes cantidades de potencia por periodos de tiempo suficiente para el CPF y es fácilmente implementable, es el BESS en base a una batería de plomo ácido [58], por lo que esta tecnología será la utilizada para ser modelada como sistema de batería en esta memoria.

4.3 Resumen de las tecnologías seleccionadas para el CPF

Luego de la revisión anterior, las tecnologías que son seleccionadas para ser modeladas en Digsilent son las que se presentan a continuación.

- Control *deload* vía convertor
- Control *droop*
- Apoyo mediante un sistema de baterías de ácido plomo.

5. Metodología

La siguiente figura presenta un esquema de la metodología a utilizar en el presente trabajo.

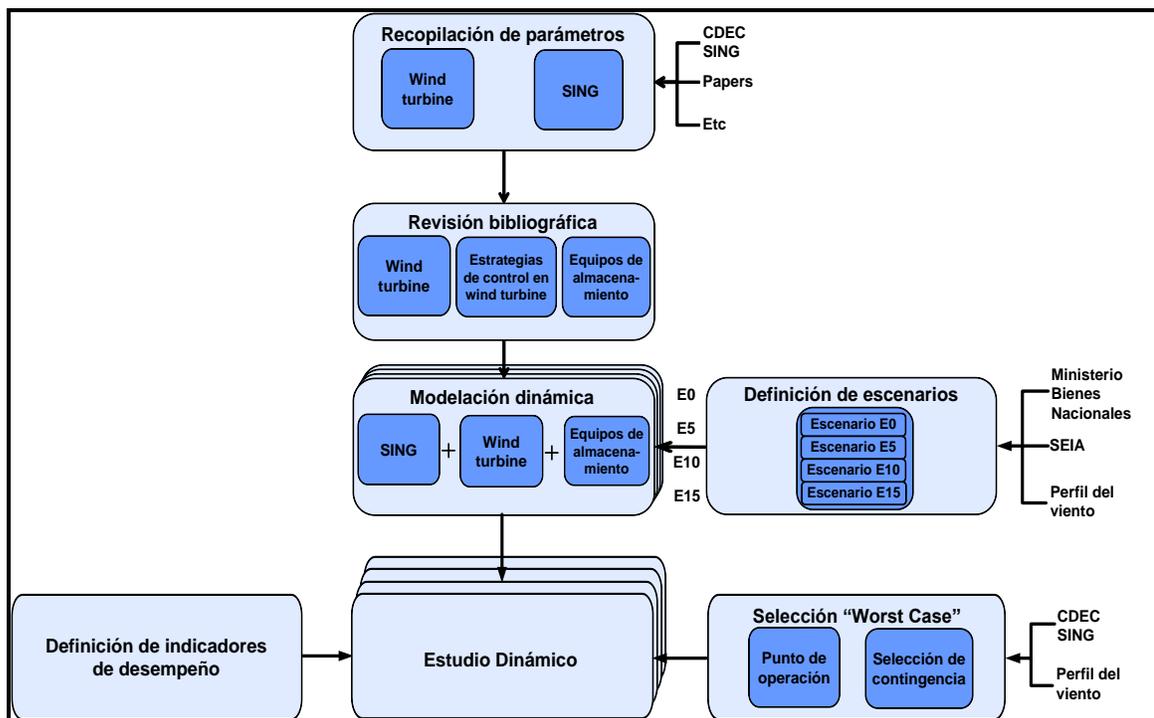


FIGURA 5-1: DIAGRAMA DE LA METODOLOGÍA

Recopilación de parámetros: Corresponde a la recopilación de los parámetros de cada uno de los elementos que componen el sistema eléctrico para que la modelación sea representativa de la realidad.

Revisión bibliográfica: Corresponde a la recopilación de la información acerca de las tecnologías a modelar.

Modelación dinámica: La modelación dinámica logra la implementación de los modelos en un programa computacional con el fin de observar el comportamiento de estos en el tiempo. Esta abarca la modelación del SING proyectado al 2020 en cuanto a generación, transmisión y demanda energética, de los aerogeneradores y de los equipos de almacenamiento. Debe realizarse para cada uno de los escenarios de penetración eólica provenientes del estudio para la definición de escenarios. El programa computacional utilizado para llevar a cabo la modelación dinámica corresponde al *Power Factory Digsilent 14.1.3*²⁰.

²⁰ Cuya licencia se encuentra a disposición del Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile.

Definición de escenarios: Corresponde al estudio en el cual se definen los lugares y los porcentajes de penetración eólica del SING proyectado al año 2020.

Existen en el sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA) proyectos de parques eólicos aprobados para la instalación en el SING cuya suma bordea 1 GW. Estos proyectos ya definieron los lugares geográficos para su instalación y los respectivos potenciales máximos.

La ubicación geográfica en donde se planean instalar los parques eólicos son los que se listan a continuación: Taltal, Calama Poniente, Sierra Gorda y Calama Oriente Norte. El mapa de la ubicación de cada uno de los parques, del punto de conexión al sistema del SING y de sus “potenciales eólicos”, se muestra a continuación.

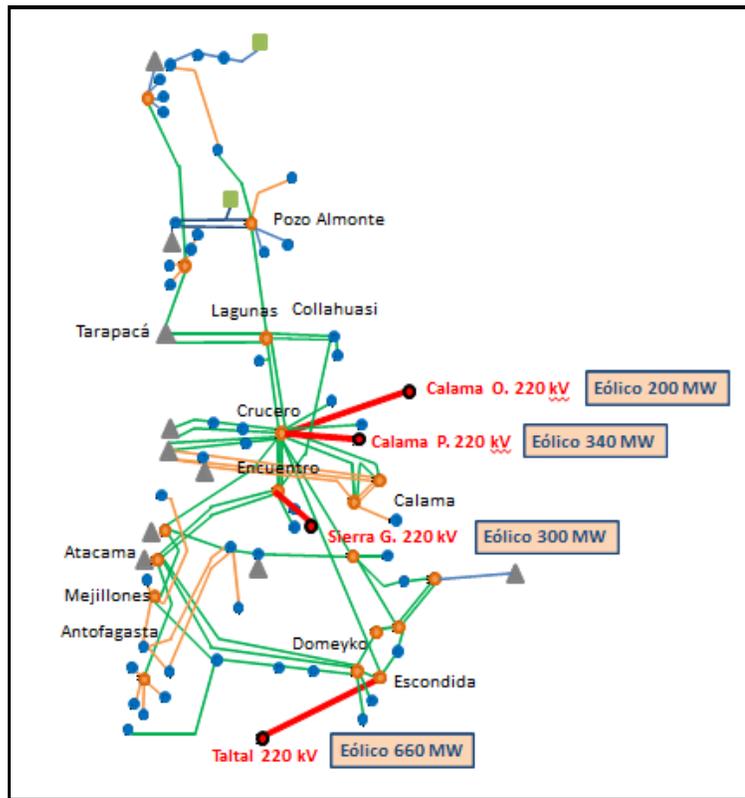


FIGURA 5-2: UBICACIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS²¹

La capacidad convencional instalada del SING proyectado al año 2020 corresponde a 5500 MW aproximadamente. Ésta se obtuvo a partir de un estudio realizado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile.

Considerando que la generación eólica aprobada corresponde a un 18% (aproximadamente) de la capacidad instalada del SING al año 2020 y asumiendo que este porcentaje sólo se logra en

²¹ Notar que el potencial eólico es superior a lo aprobado actualmente.

el mejor de los casos, este es restablecido a un 15% de penetración eólica en el SING al 2020 como escenario de máxima penetración, lo que corresponde a 825 MW. Por otra parte, considerando que en el SIC se han instalado 170 MW de generación eólica en los últimos 5 años (lo que equivale a 35 MW por año), utilizando al misma proyección para el SING desde 2012 al 2020, resulta que la capacidad instalada será de 280 MW (corresponde al 5%). Además se seleccionó un escenario con un 10% de penetración eólica para observar el efecto intermedio entre los dos anteriormente establecidos. Los escenarios seleccionados, la nomenclatura utilizada, los porcentajes de penetración y el equivalente en mega watts se resume en la Tabla 5-1.

TABLA 5-1: ESCENARIOS DE PENETRACIÓN EÓLICA PARA EL SING EN EL AÑO 2020

Escenarios	Nomenclatura	Penetración al 2020	MW
Escenario 1	E0	0%	0
Escenario 2	E5	5%	275
Escenario 3	E10	10%	550
Escenario 4	E15	15%	825

Además utilizando información del Ministerio de Bienes Nacionales y del sistema de evaluación de impacto ambiental, se determinan los criterios para determinar la capacidad instalada de cada uno de los parques en los distintos escenarios.

Los datos utilizados para los cálculos se presentan en la siguiente tabla.

TABLA 5-2: DATOS UTILIZADOS PARA CALCULAR LA CAPACIDAD INSTALADA

Porcentaje de Penetración Eólica	Calama Oriente	Calama Poniente	Sierra Gorda	Taltal
Factor de planta	0,38	0,34	0,34	0,45
Valores máximos por sector MW	200	340	300	660

El cálculo realizado para determinar la capacidad instalada en cada parque se basa en una proporción en cuanto a los valores máximos en MW y en una proporción al factor de planta por sector.

En la siguiente tabla se presentan los resultados obtenidos en cuanto a la capacidad instalada por sector según escenario.

TABLA 5-3: CAPACIDADES INSTALADAS EN LOS PARQUES DEL SING AL 2020 SEGÚN PENETRACIÓN EÓLICA

Penetración	Escenario	Calama	Calama	Sierra	Taltal	Capacidad
		Oriente	Poniente	Gorda		Instalada
		MW	MW	MW	MW	MW
0%	E0	0	0	0	0	0
5%	E5	40	60	60	120	280
10%	E10	80	120	120	240	560
15%	E15	120	180	160	360	820

Selección del “Worst Case”: Representa las condiciones de operación en las cuales el estudio es efectuado. Específicamente corresponden al punto de operación a analizar (hora del año) y a la contingencia que se aplica en cada escenario.

- Punto de operación: Para seleccionar un punto de operación tal que se cumpla el “peor escenario”, es necesario considerar dos aspectos: El primero tiene relación con la cantidad de reservas con que cuenta el sistema (porcentualmente hablando con respecto a la demanda) para afrontar el problema del CPF. Se cumple que a menor cantidad de reserva, peor es la capacidad del sistema para realizar control primario de frecuencia. La segunda tiene que ver con la cantidad de máquinas sin control primario de frecuencia. Se cumple que a mayor cantidad de generación eléctrica sin reserva (porcentualmente hablando con respecto a la demanda), peor es la capacidad del sistema para realizar control primario de frecuencia. Considerando estos dos aspectos es posible determinar que el punto de operación que origina el “worst case” debe satisfacer que el porcentaje de demanda que es cubierto a partir de generación convencional con reservas debe ser mínimo.
- Estudio del perfil del viento en el SING: Corresponde a un estudio histórico de las características del viento en el norte, específicamente de los lugares en los cuales el recurso viento, las condiciones geográficas y la inversión económica sean aptas y rentables para la instalación de centrales eólicas. Las características históricas del viento son de vital importancia para determinar el punto crítico de operación.

A partir de lo anterior se puede determinar a qué hora del año 2020 se produce le menor diferencia entre la generación eólica y la generación convencional. Además se debe considerar que los escenarios deben ser comparables al momento de ocurrir la contingencia. Así se obtiene el siguiente punto de operación.

TABLA 5-4: CONDICIÓN DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

Hora	4785
Demanda	2490 MW

A partir de la hora y consultando los perfiles del viento existentes para dicha hora en cada uno de los sectores, es posible determinar la generación en cada uno de los parques.

TABLA 5-5: GENERACIÓN SEGÚN ESCENARIO, TIPO DE CONTROL Y TIPO DE UNIDAD

Escenario	Gx eólica	Gx Tradicional
E0	0	2570
E5	280	2280
E10	560	1980
E15	820	1720 ²²

- Selección de contingencia: Corresponde a la falla que será evaluada en el desarrollo de la memoria. La falla seleccionada es la salida intempestiva de la unidad generadora más grande en operación dentro del sistema (lo que produce un desbalance en el equilibrio de potencias activas entre generación y demanda). La salida intempestiva de la unidad generadora más grande en operación dentro de sistema puede considerarse como una contingencia crítica debido a que es la falla que provoca un mayor desbalance en la ecuación (1). Sin embargo es posible que una gran alza o una gran disminución repentina en los consumos genere una mayor diferencia entre generación y demanda de potencia activa, convirtiéndose ésta en la contingencia más crítica. La última falla no es considerada debido a la menor probabilidad de ocurrencia de la salida simultánea de varios consumos con respecto a la probabilidad de salida de la central más grande en operación.

La contingencia seleccionada se presenta a continuación.

- Salida intempestiva de la central más grande en operación del sistema: Para todos los escenarios, la unidad en operación con mayor generación es la central Angamos 1, la cual despacha 215 MW. Esta contingencia es aplicada a los 0.3 segundos luego de iniciada la simulación.

Definición de indicadores de desempeño: Se establecen indicadores de desempeño con el fin de contar con una herramienta que entregue información cuantitativa acerca del actuar de los controladores. Los indicadores establecidos son comparativos con respecto al escenario base sin control de cada escenario y evalúan el hundimiento máximo de la respuesta en frecuencia del sistema y el valor de establecimiento de esta.

Estudio dinámico: Se efectúa el estudio del sistema en los escenarios considerados. Este estudio considera la siguiente metodología.

²² Valores redondeados. Para mayor detalle referirse al anexo 9.5

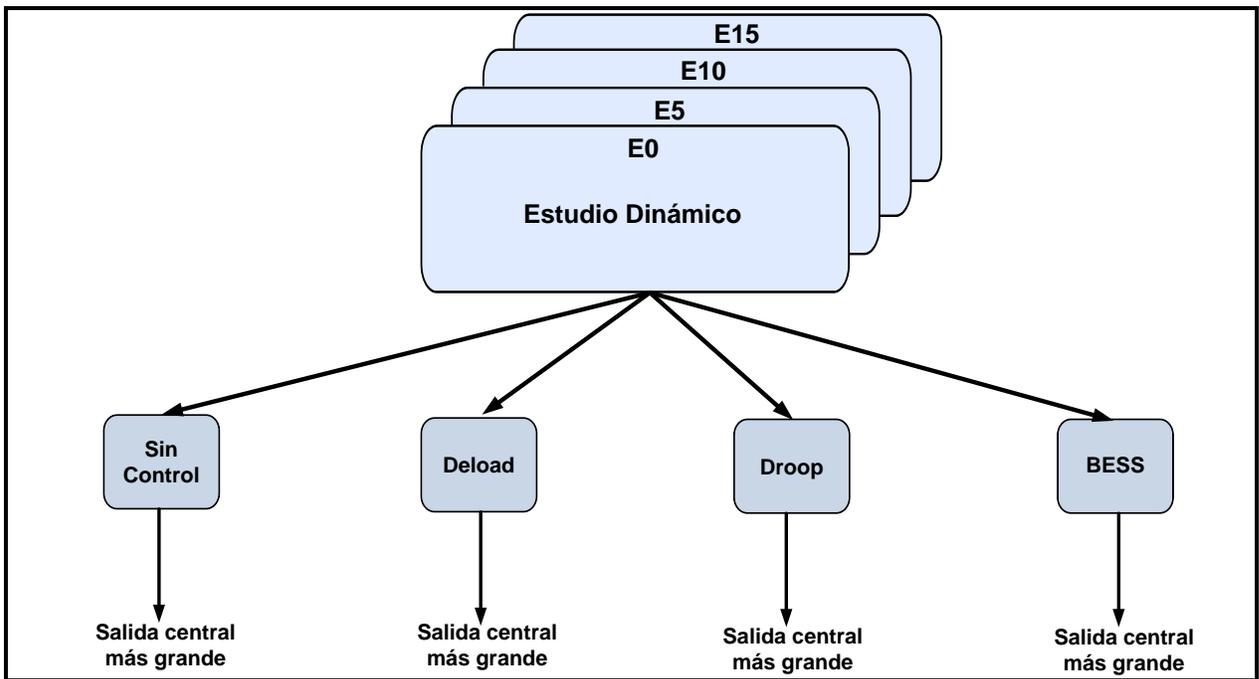


FIGURA 5-3: METODOLOGÍA PARA DESARROLLAR EL ESTUDIO DINÁMICO

Cada escenario es sometido a un estudio dinámico en donde se evalúan las estrategias de control ante la salida de la central más grande operativa en el sistema.

6. Modelos dinámicos

A continuación se procede a presentar la modelación de las partes de un aerogenerador en base a una DFIG. El esquema general de este tipo de aerogeneradores se presenta a continuación.

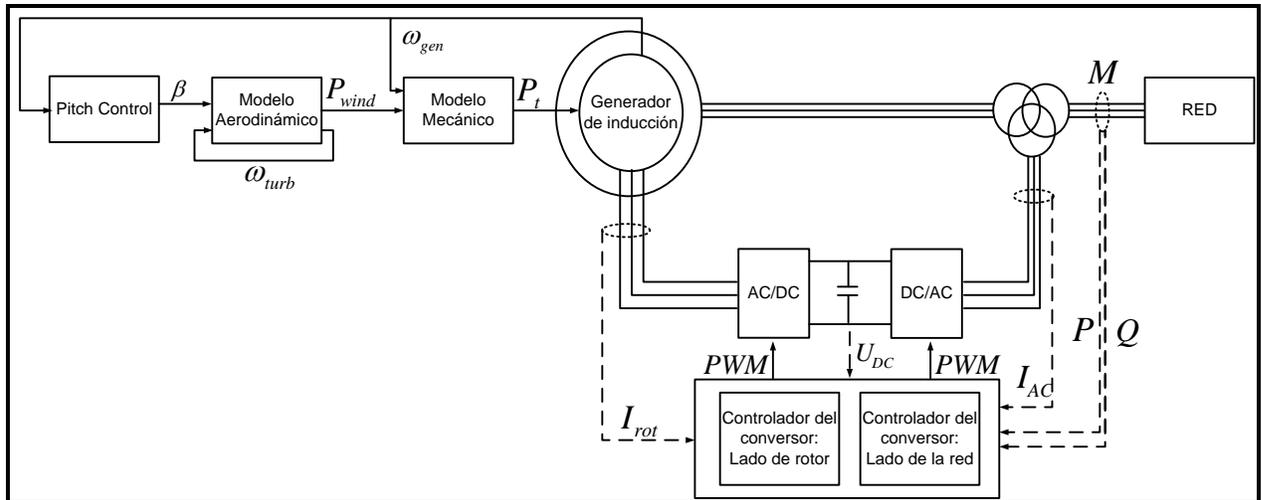


FIGURA 6-1: ESQUEMA AEROGENERADOR EN BASE A DFIG

6.1 Modelo del aerogenerador

6.1.1 Modelo del generador

El generador doblemente alimentado corresponde a un generador de inducción que es excitado a través de los enrollados del estator y del rotor. El enrollado del estator es conectado directamente a la red mientras que el del rotor es conectado mediante un convertidor AC/DC/AC.

El diagrama unilineal del generador de inducción doblemente alimentado es el que se puede observar en la Figura 6-2.

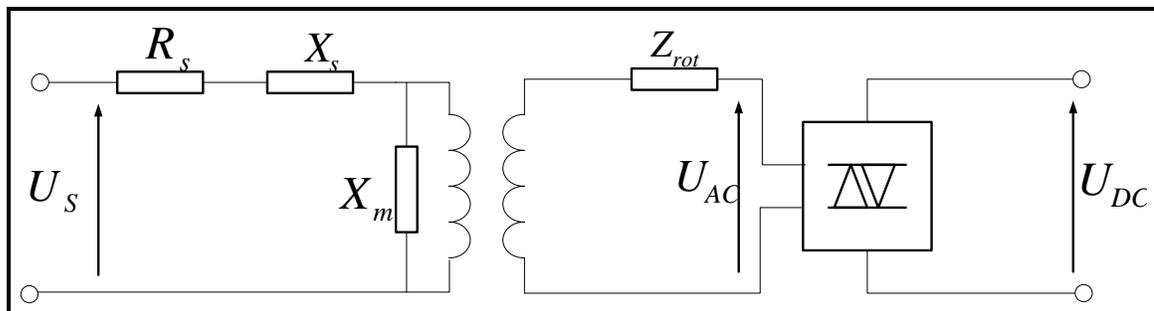


FIGURA 6-2: MODELO MÁQUINA DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADA [20].

Las ecuaciones que modelan la DFIG son las que se presentan a continuación [47].

$$u_s = r_s i_s + j \frac{\omega_{ref}}{\omega_n} \psi_s \quad (5)$$

$$u_r = r_r i_r + \frac{1}{\omega_n} \frac{\partial \psi_r}{\partial t} + j \frac{\omega_{ref} - \omega_n}{\omega_n} \psi_r \quad (6)$$

$$\psi_s = (x_s + x_m) i_s + x_m i_r \quad (7)$$

$$\psi_r = x_m i_s + (x_m + x_r) i_r \quad (8)$$

$$2H \frac{\partial \omega_r}{\partial t} = T_e - T_m \quad (9)$$

$$T_e = \text{Im}(\psi_s i_s^*) \quad (10)$$

El significado de cada una de las variables es presentado a continuación.

TABLA 3.1: VARIABLES MODELO DE MÁQUINA DE INDUCCIÓN

Variable	Significado
u_s	Voltaje del estator
u_r	Voltaje del rotor
i_s	Corriente del estator
i_r	Corriente del rotor
ψ_s	Flujo del estator
ψ_r	Flujo del rotor
R_s	Resistencia del estator
R_r	Resistencia del rotor
ω_{syn}	Velocidad angular síncrona
ω_r	Velocidad angular del rotor
ω_s	Velocidad angular nominal de la red eléctrica
x_r	Reactancia del rotor
x_s	Reactancia del estator
x_m	Reactancia de magnetización

En donde las variables están en por unidad a excepción de las velocidades angulares cuya unidad son los radianes por segundo.

6.1.2 Modelo mecánico

Debido a que los aerogeneradores están expuestos a variaciones del torque mecánico provocados por los cambios existentes en el viento incidente, es necesario realizar una buena representación de la parte mecánica del generador eólico. Esta modelación se suele hacer mediante el modelo de las dos masas [46], en donde se representan por separado la inercia de la turbina y la inercia del generador.

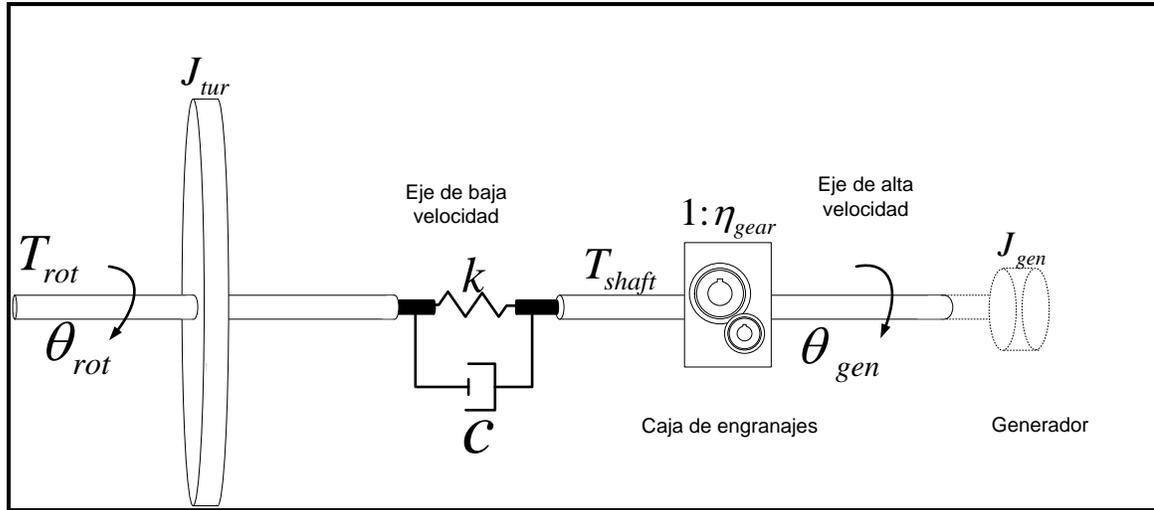


FIGURA 6-3: MODELO MECÁNICO DEL EJE DE LA TURBINA.

La importancia del modelo radica en que las variaciones de torque que se generan en la turbina se transmiten desde el eje de baja velocidad hacia el eje de alta velocidad afectando variables como la tensión, la corriente de la máquina y la velocidad del generador entre otras. En el caso de turbinas de velocidad variable, donde el punto de operación del generador es controlado por el convertidor, las fluctuaciones en el torque mecánico se convierten en variaciones de la velocidad de la turbina [49].

Como es posible observar en la Figura 6-3, el eje que une la turbina con el generador no es completamente rígido debido a que existe una caja de engranajes que separa al eje completo en un eje de alta velocidad y un eje de baja velocidad. Estos transmiten las vibraciones desde la turbina hacia el generador por lo que para lograr este efecto, el eje de baja velocidad es modelado como un resorte de rigidez k y un amortiguador con un coeficiente c , mientras que el eje de alta velocidad se considera rígido. Además se agrega un engranaje ideal de relación $1:n$. Las ecuaciones que modelan este sistema de ejes son las siguientes.

$$\frac{d\theta_{tur}}{dt} = \omega_{tur} \quad (11)$$

$$\frac{d\theta_k}{dt} = \omega_{tur} - \frac{\omega_{gen}}{n_{gear}} \quad (12)$$

$$\frac{d\omega_{tur}}{dt} = \frac{(\tau_{tur} - \tau_{shaft})}{2H_{tur}} \quad (13)$$

$$\tau_{shaft} = c \frac{d\theta_k}{dt} + k\theta_k \quad (14)$$

$$P_{mec_gen} = \omega_{gen} \frac{\tau_{shaft}}{n_{gear}} \quad (15)$$

$$\tau_{tur} = \frac{P_{wind}}{\omega_{tur}} \quad (16)$$

El significado de cada una de las variables es presentado a continuación.

TABLA 6-1: SIGNIFICADO VARIABLES MODELO DEL EJE DE LA TURBINA

Variable	Significado
H_{tur}	Constante de inercia de la turbina
H_{gen}	Constante de inercia del generador
k	Constante de rigidez
c	Coefficiente de amortiguamiento
n_{gear}	Relación caja de cambio
T_{tur}	Torque de la turbina
T_{shaft}	Torque en el eje de baja velocidad
$\dot{\theta}_{tur}$	Velocidad angular de la turbina
ω_{tur}	Velocidad angular de la turbina
ω_{gen}	Velocidad angular del generador
θ_k	Diferencia angular entre los dos extremos del eje flexible
P_{mec_gen}	Potencia mecánica del generador

La modelación del eje que realiza DigSilent se presenta en el bloque “*Shaft Model*” que forma parte del conjunto de bloques “*Prime mover*” (fuerza motriz del aerogenerador), el cual tiene como entrada la potencia extraída del viento y la velocidad del generador ω_{gen} y como salida entrega la potencia mecánica que será utilizada como una de las entradas al generador

P_{mec_gen} . Las ecuaciones que modelan el eje (ecuaciones (11)-(16)) están representadas en los bloques que se presentan en la Figura 6-4.

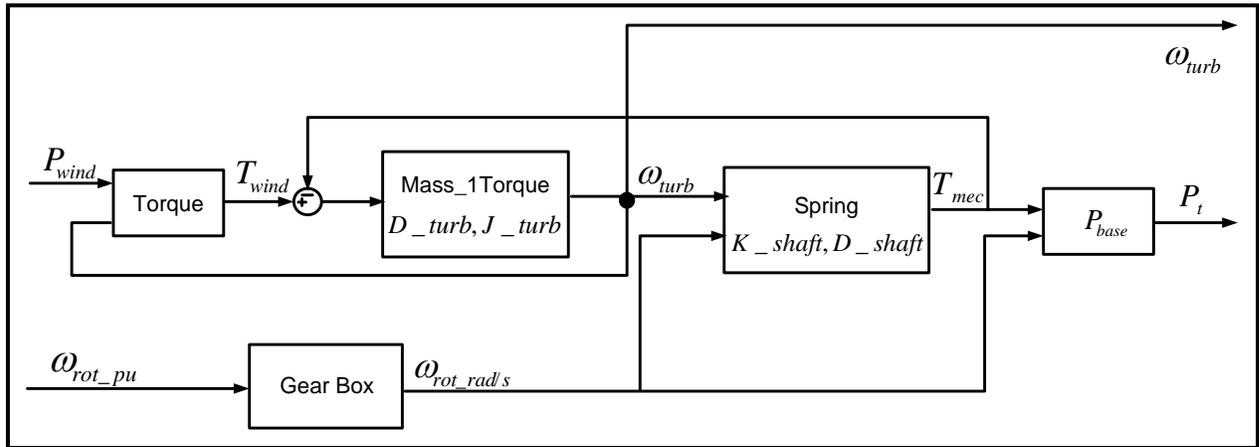


FIGURA 6-4: MODELO MECÁNICO.

El significado de cada una de las variables es presentado en la siguiente tabla.

TABLA 6-2: SIGNIFICADO DE LAS VARIABLES DEL MODELO DEL EJE DE LA TURBINA

Variable	Significado
P_{base}	Potencia nominal del generador [MW]
D_{turb}	Amortiguamiento de la turbina [Nms/rad]
J_{turb}	Inercia del rotor [kgmm]
k_{shaft}	Constante del resorte del modelo del eje [Nm/rad]
D_{shaft}	Constante de amortiguamiento del modelo del eje [Nms/rad]
RPM_{nom}	Velocidad nominal de la turbina [rpm]
P_{wind}	Potencia extraída del viento
$speed_{gen}$	Velocidad del generador
t_1	Diferencia entre T_{turb} y el T_{mec}

6.1.3 Modelo aerodinámico

El viento en su paso por la turbina del aerogenerador se frena, saliendo de la misma con una velocidad menor que con la que entró. Teóricamente, para extraer toda la energía del viento incidente, este debería detenerse completamente en el área del rotor, lo cual no es posible. Por otro lado, si la velocidad del viento no se ve reducida, no se puede extraer nada de su energía. Luego, entre estos dos límites debe existir un óptimo que permita obtener la máxima eficiencia para la conversión de la energía cinética del viento en energía mecánica aprovechable.

La potencia mecánica obtenida del viento se rige por las siguientes ecuaciones (sección 3.2.1)

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (17)$$

$$\lambda = \frac{\omega_{tur} R}{v} \quad (18)$$

El modelo aerodinámico utilizado consiste principalmente en una turbina eólica. Este modelo implementa las ecuaciones (17) - (18) y se representa como se observa a continuación:

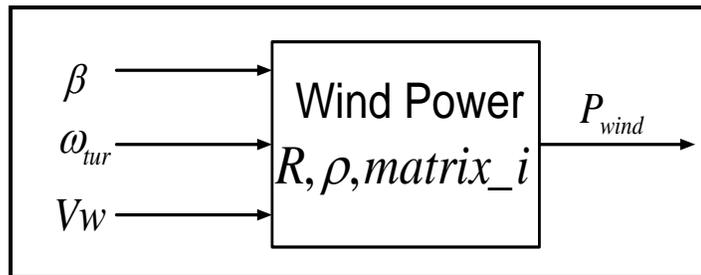


FIGURA 6-5: ESQUEMA MODELO DE LA TURBINA.

Cada una de las variables del modelo se presenta a continuación.

TABLA 6-3: VARIABLES DEL MODELO AERODINÁMICO.

Variable	Significado
β	Ángulo de las aspas
ω_{tur}	Velocidad de la turbina
V_w	Velocidad del viento
R	Radio de las aspas
ρ	Densidad del aire
matrix_i	Matriz que representa la constante $C(\lambda, \beta)$
P_{wind}	Potencia extraída del viento

6.1.4 Control de ángulo

El control del ángulo de las aspas tiene como objetivo evitar que la potencia mecánica generada supere el límite técnico permitido (para velocidades de viento superiores a su velocidad óptima) [50],[51].

El control dinámico del ángulo es implementado a partir de un típico sistema de control [55], en donde el ángulo de la posición de las aspas β , es controlado en función de la velocidad del generador. Para ello usualmente se utiliza un servo el que consiste en un sistema mecánico e hidráulico el cual es utilizado para girar las aspas en su eje longitudinal. El modelo de este

actuador describe la dinámica entre el comportamiento del ángulo de referencia y el ángulo de las aspas.

Las ecuaciones que modelan al pitch control se presentan a continuación [56]:

$$\dot{\beta} = \frac{\beta_{ref} - \beta}{\tau_{servo}} \quad (19)$$

$$\beta_{ref} = k_p e + k_i \int e dt \quad (20)$$

$$e = \omega_{ref} - \omega_{turb} \quad (21)$$

El modelo utilizado es el siguiente:

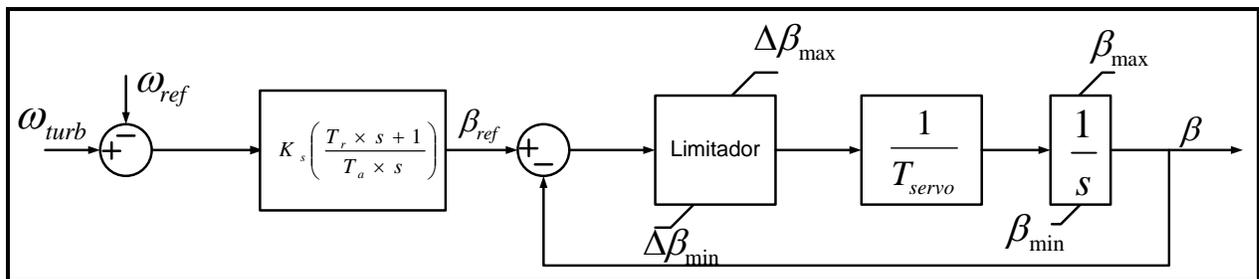


FIGURA 6-6: ESQUEMA DE CONTROL DEL ÁNGULO DE LAS ASPAS.

Como es posible observar, el valor de las velocidades del generador y su referencia se comparan para luego pasar por un controlador PI²³ el cual realiza la función de convertir y ajustar su salida la cual corresponde al ángulo de referencia de las aspas. Finalmente se observa un control retroalimentado para el ángulo β que utiliza como referencia la señal previamente construida. Finalmente y debido a la existencia de limitaciones físicas para el movimiento instantáneo de las partes móviles, al sistema de control se agregan limitadores los cuales se encargan de evitar que los movimientos de las aspas excedan los físicamente permitidos.

6.1.5 Convertidor PWM

Este dispositivo construido típicamente en base a GTO's o IGBT's es el encargado de transformar un voltaje continuo en una tensión alterna controlando potencia de forma bidireccional. Esto lo realiza modificando la magnitud y el ángulo de fase de la tensión del rotor.

²³ Controlador proporcional e integral.

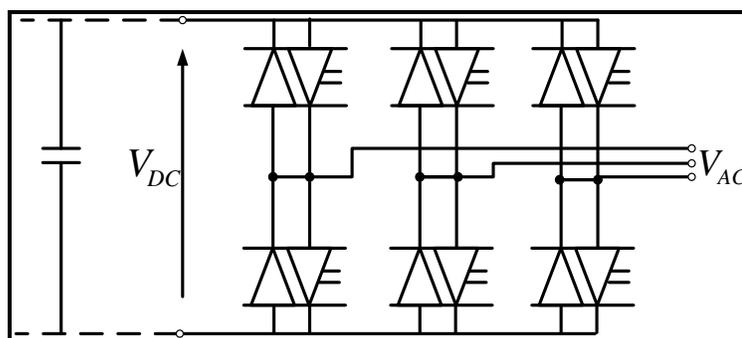


FIGURA 6-7: MODELO CONVERTIDOR PWM.

La relación que asocia la tensión ideal V_{dc} con la tensión V_{ac} , considerando una modulación PWM es la que se presenta a continuación.

$$|V_{ac}| = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} m V_{dc} \quad (22)$$

En donde la variable m corresponde al índice de modulación del PWM y abarca valores en el rango $[0,1)$. Para valores mayores, el conversor se satura lo que origina que la cantidad y la magnitud de las armónicas comienza a aumentar.

Finalmente es necesario considerar la ecuación de conservación de potencia, la cual asume que no existen pérdidas en la operación del PWM²⁴.

$$V_{dc} I_{dc} + \sqrt{3} \operatorname{Re}\{V_{ac} I_{ac}^*\} = 0 \quad (23)$$

6.1.6 Relación potencia mecánica potencia eléctrica

Las ecuaciones que rigen el comportamiento de la potencia activa generada por la DFIG son las que se presentan a continuación.

$$P_{mec} + P_{rot} = P_s \quad (24)$$

$$P_{rot} = \frac{s \times P_{mec}}{(1 - s)} \quad (25)$$

$$P_s = \frac{P_{mec}}{(1 - s)} \quad (26)$$

Que corresponden a las ecuaciones de una DFIG operando de manera sub sincrónica y en donde P_{mec} corresponde a la potencia mecánica que ingresa a la máquinas, P_{rot} es la potencia

²⁴ Las pérdidas que se desprecias son debido al switcheo y al movimiento de los electrones.

inyectada hacia el rotor, P_s corresponde a la potencia de salida del estator y s es el deslizamiento de la máquina.

6.2 Control de los convertidores

El esquema de los controladores de los convertidores es el que se presenta a continuación.

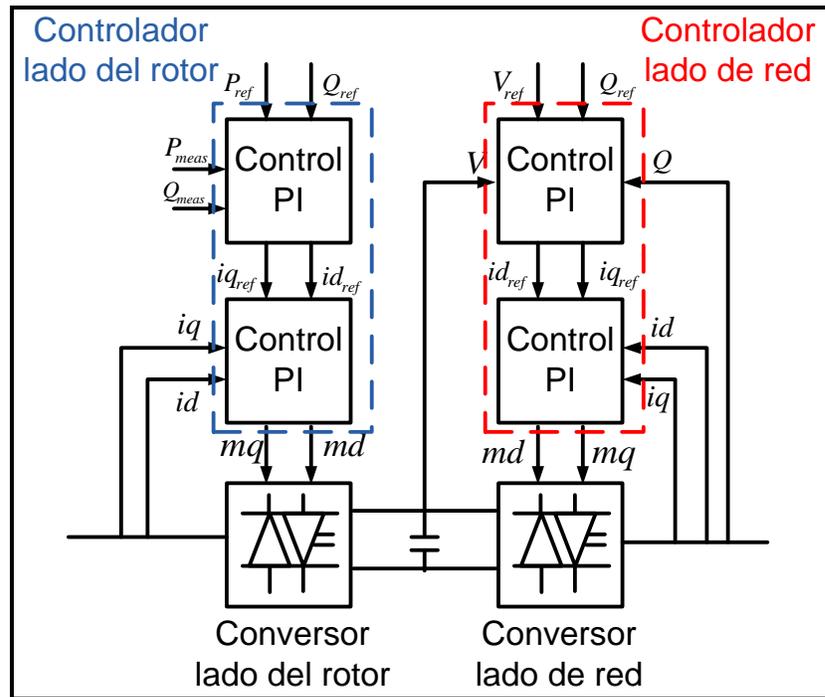


FIGURA 6-8: ESQUEMA DE CONTROL DE LA DFIG

En él se observa que el controlador del convertidor del lado del rotor y el controlador del convertidor del lado de la red se componen (básicamente) de dos controladores tipo PI cada uno. Además estos controladores utilizan la teoría de la transformación de variables a los ejes dq [52], la cual es presentada en el anexo 0.

6.2.1 Lado del rotor

El controlador del lado del rotor se encarga de controlar de manera independiente la potencia activa y reactiva en la salida del aerogenerador (punto M en la Figura 6-1). Esto lo logra a partir de la transformación DQ y eliminando una variable a través de la proyección de uno de los ejes de referencia sobre el flujo del estator obteniendo una componente de corriente del rotor proyectada sobre el eje d, i_{rd} , la cual es utilizada para controlar la potencia reactiva y una componente de la corriente del rotor proyectada sobre el eje q, i_{rq} , la cual es utilizada para controlar el torque de la turbina eólica y por ende la potencia activa [53].

En la Figura 6-8 es posible observar que el controlador del lado del rotor consta de dos controladores tipo PI ubicados en cascada. El primero corresponde a un controlador para las potencias y el segundo corresponde a un controlador para las corrientes.

A continuación se representa el esquema de control del lado del rotor utilizado en la DFIG (en azul).

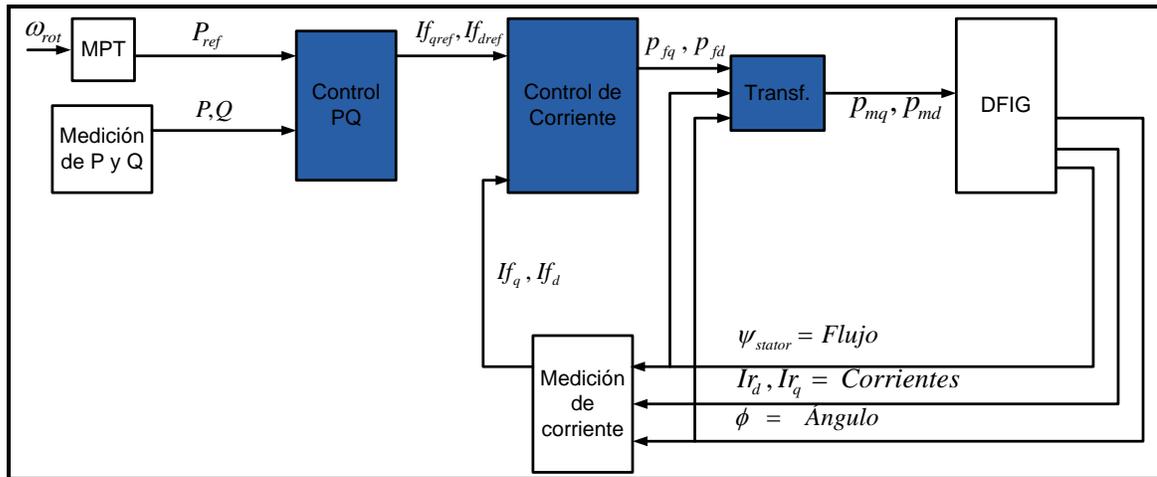


FIGURA 6-9: ESQUEMA DE CONTROL DEL CONVERTOR DEL LADO DEL ROTOR.

El controlador del lado del rotor consta de los bloques *Control PQ*, *Control de Corriente* y *Transf*, los cuales corresponden a los controladores del tipo PI ubicados en cascada y a un bloque de transformación DQ.

El bloque *Control PQ* se encarga de controlar la potencia activa y reactiva que entrega la máquina. Esto lo hace midiendo estas variables en los bornes del aerogenerador y las compara con sus respectivas referencias. La referencia de potencia activa proviene de la curva del máximo seguimiento de potencia, MPT. La referencia de potencia reactiva está establecida en cero. El esquema interno de este controlador se presenta a continuación.

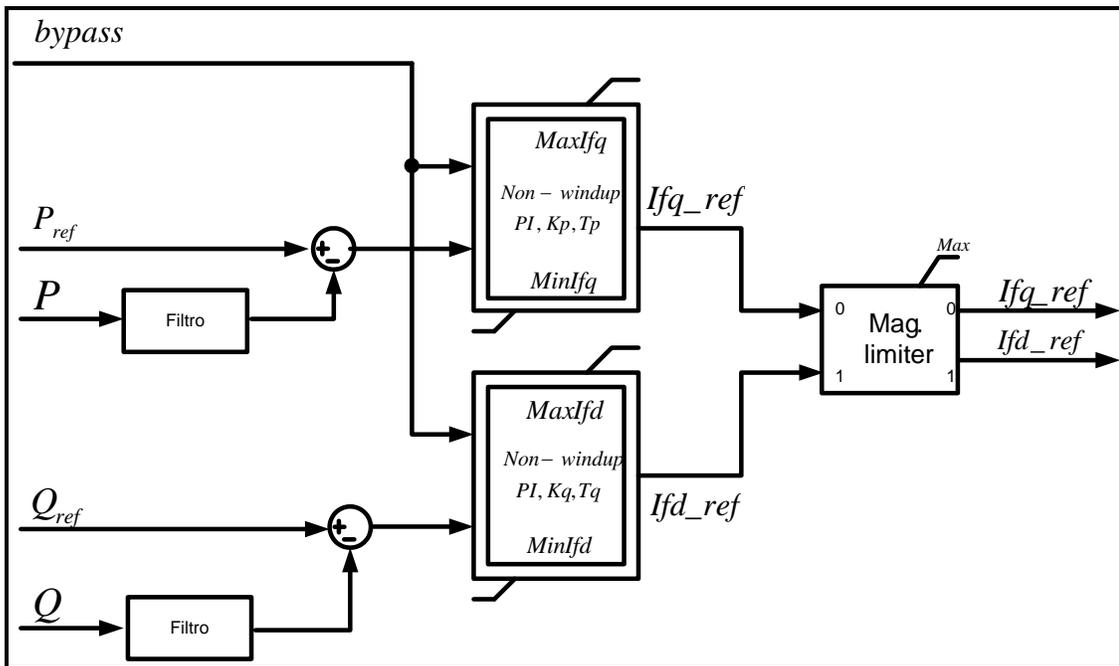


FIGURA 6-10: MODELO DIGSILENT CONTROL PQ.

TABLA 6-4: VARIABLES DEL CONTROL PQ.

Variable	Significado
P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
P_{ref}	Referencia a seguir por la potencia activa
Q_{ref}	Referencia a seguir por la potencia reactiva
K_p	Constante proporcional de la potencia activa
T_p	Constante integral de la potencia activa
K_q	Constante proporcional de la potencia reactiva
T_q	Constante integral de la potencia reactiva
Max	Límite máximo de magnitud de corriente de referencia
Ifd_ref	Referencia de corriente eje d
Ifq_ref	Referencia de corriente eje q
Max_ifd	Límite máximo referencia de corriente eje d
Min_ifd	Límite mínimo referencia de corriente eje d
Max_ifq	Límite máximo referencia de corriente eje q
Min_ifq	Límite mínimo referencia de corriente eje q

Las ecuaciones que modelan a este controlador son las que se presentan a continuación.

$$I_{q_{ref}} = k_p (P_{ref} - P) + T_p \int (P_{ref} - P) dt \quad (27)$$

$$I_{d_{ref}} = k_q (Q_{ref} - Q) + T_q \int (Q_{ref} - Q) dt \quad (28)$$

El integrador cuenta con un sistema anti wind up. El wind up se produce cuando el actuador que es comandado por el control se satura. Debido a que la integral del controlador es una suma acumulativa del error, puede ocurrir que si la señal del error ha pasado mucho tiempo siendo positiva, la parte integral recuerda esto y mantendrá una señal de control positiva aun cuando el error sea cero. La forma implementada de evitar el wind up es mediante la desactivación de la función integral hasta que la variable de proceso a ser controlada ha entrado en la región de controlabilidad.

Los filtros son implementados con el fin de evitar que cambios bruscos en las mediciones de las potencias activa y/o reactiva (como “flickers²⁵”) provoquen el actuar del integrador.

Finalmente el bloque “Mag Limiter” se encarga de limitar los valores de las corrientes de referencia a valores admisibles para el convertidor.

El *Control PQ* genera como salida las corrientes i_{fd_ref} e i_{fq_ref} las cuales son utilizadas en el *Control de Corriente* como referencias. Estas son comparadas con las corrientes medidas I_d e I_q para que el controlador genere como salida los factores de modulación P_{md} y P_{mq} , los cuales se encargan de modificar la tensión en el rotor de la máquina [52] El esquema del *Control de Corriente* se presenta a continuación.

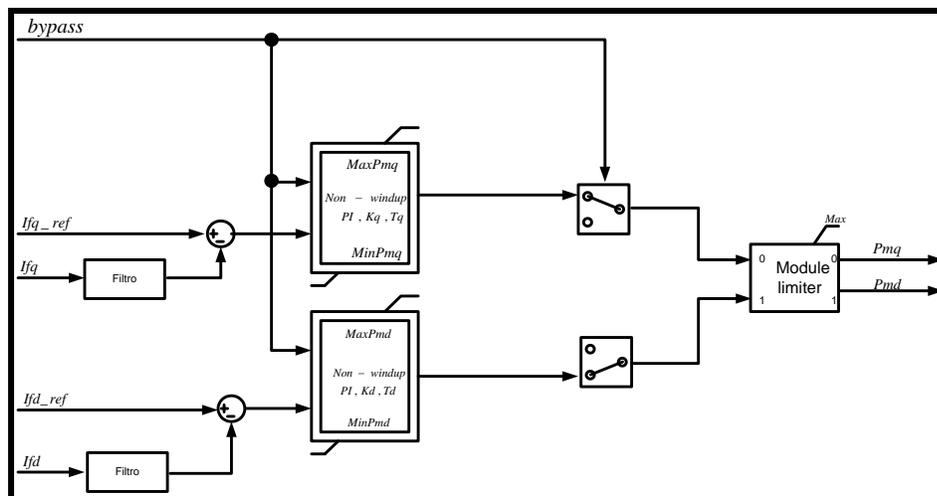


FIGURA 6-11: MODELO DIGILENT CONTROL DE CORRIENTE ROTOR.

²⁵ El termino flicker es utilizado para describir una gran variación en la variable pero que de forma casi inmediata vuelve a estar en torno al valor original.

El significado y el valor de cada uno de los parámetros y de las variables es presentado a continuación.

TABLA 6-5: VARIABLES/PARÁMETROS MODELO CONTROL DE CORRIENTE DEL ROTOR.

Variable	Significado
i_{fq}	Corriente eje q
i_{fd}	Corriente eje d
i_{fq-ref}	Referencia de corriente eje q
i_{fd-ref}	Referencia de corriente eje d
K_d	Constante proporcional eje d
T_d	Constante integral eje d
K_q	Constante proporcional eje q
T_q	Constante integral eje q
Pmd	Referencia eje d del PWM
Pmq	Referencia eje q del PWM
Max	Límite máximo de magnitud de corriente de referencia
Max_pmd	Límite máximo control PI del eje d
Min_pmd	Límite mínimo control PI del eje q
Max_pmq	Límite máximo control PI del eje q
Min_pmq	Límite mínimo control PI del eje q

Las ecuaciones que modelan al controlador PI del lazo de corriente son las que se presentan a continuación.

$$Pmq = k_q (Ifq_{ref} - Ifq) + T_q \int (Ifq_{ref} - Ifq) dt \quad (29)$$

$$Pmd = k_p (Ifd_{ref} - Ifd) + T_d \int (Ifd_{ref} - Ifd) dt \quad (30)$$

Los interruptores que se observan en este controlador obedecen a la señal de *bypass* que se observa en el esquema de la

Figura 6-11. Esta señal es activada cuando la frecuencia excede los valores permitidos para el funcionamiento del aerogenerador. El intervalo de frecuencia para el funcionamiento del generador es $f \in [47,52]$ [Hz].

Los filtros y el bloque “*Mag Limiter*” cumplen las mismas funciones que las descritas para el controlador de potencia.

6.2.2 Lado de la red

Su función principal es la de mantener el valor del voltaje en el link DC en un valor definido. Esto independiente del control de potencia que este realizando el conversor del lado del rotor [64].

En la Figura 6-8 es posible observar que el controlador del lado de la red consta de dos controladores tipo PI ubicados en cascada. El primero corresponde a un controlador para la tensión del link DC y el segundo corresponde a un controlador para las corrientes.

A continuación se representa el esquema de control del lado de la red utilizado en la DFIG (en azul).

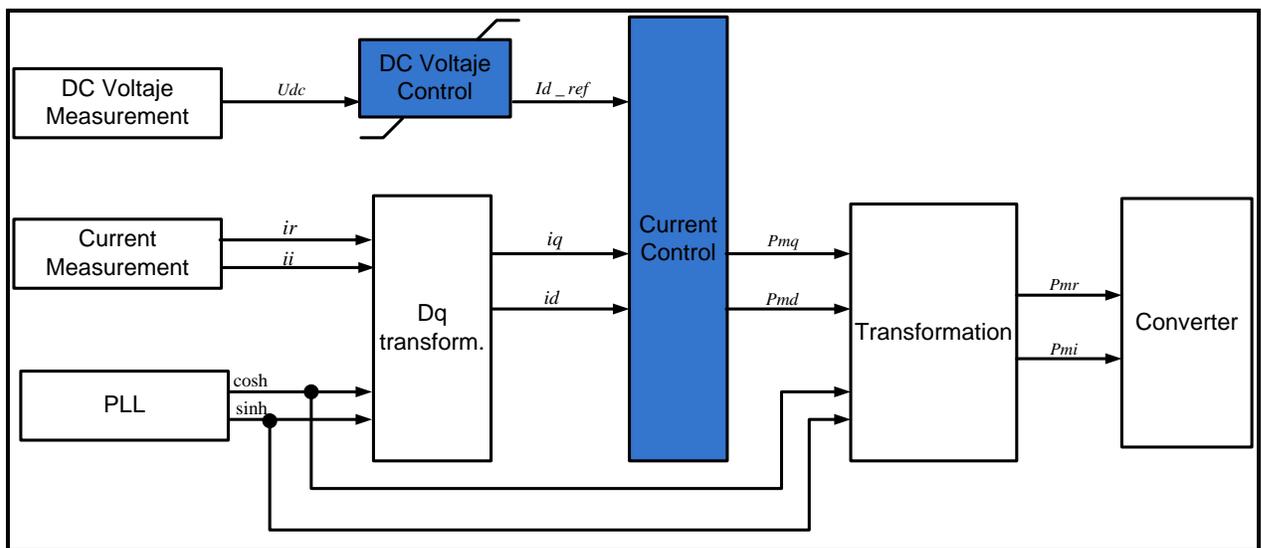


FIGURA 6-12: MODELO DIGISILENT CONVERTOR DEL LADO DE LA RED.

A partir de la Figura 6-12 es posible observar el bloque *DC Voltaje Control*, el cual es el controlador PI encargado de mantener la tensión en el link DC en un valor constante. Esto lo realiza entregando un valor de referencia para la corriente Id. El esquema de su implementación es presentado a continuación.

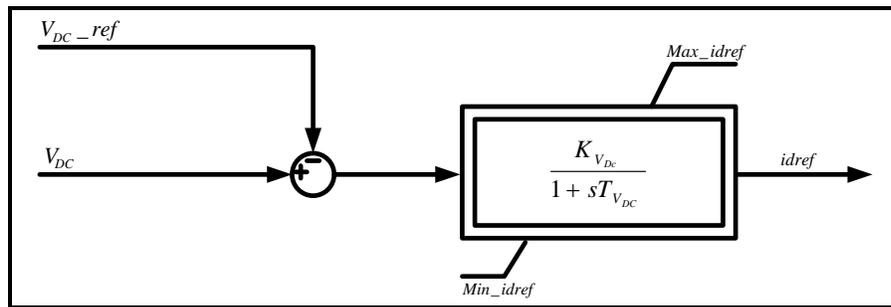


FIGURA 6-13: MODELO DIGSILENT CONTROL DE TESI3N DC.

La ecuaci3n que representa a este modelo es la siguiente.

$$I_{d_{ref}} = K_{VDC} (V_{DC} - V_{DC_{ref}}) + T_{VDC} \int (V_{DC} - V_{DC_{ref}}) dt \quad (31)$$

Las variables y los par3metros de este controlador se describen a continuaci3n.

TABLA 6-6: VARIABLES CONTROL DE TENSION DC.

Variable	Descripci3n
V_{DC_ref}	Referencia de tensi3n dc
V_{DC}	Tensi3n dc medida
$K_{V_{DC}}$	Constante proporcional
$T_{V_{DC}}$	Constante integral
Max_idref	L3mite superior corriente referencia
Min_idref	L3mite inferior corriente referencia
$idref$	Referencia corriente

Adem3s el convertor del lado de la red cuenta con un control de corriente, el cual compara las corrientes de referencias de los ejes d y q con las corrientes medidas en el lado de la red. Luego la se3al resultante es sometida a control PI el cual entrega como resultado los valores de los factores de modulaci3n de la m3quina. El esquema se presenta a continuaci3n.

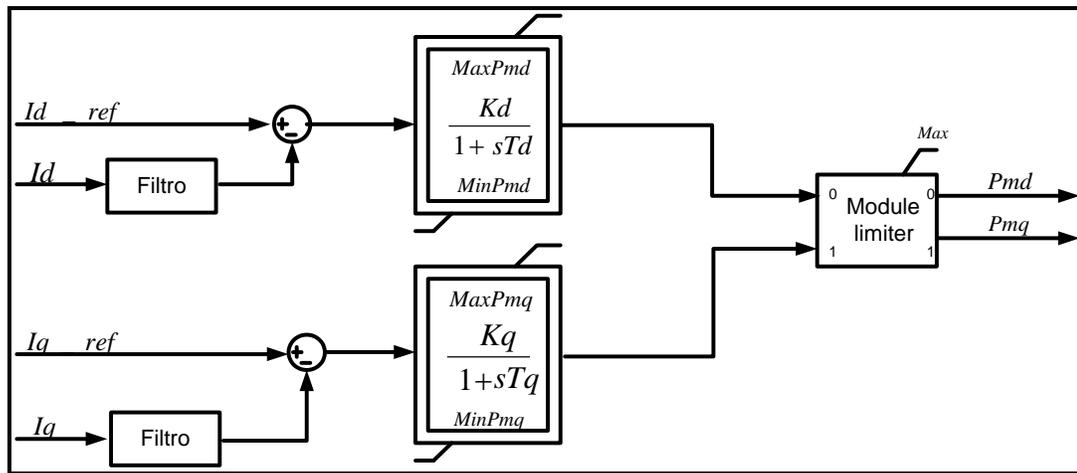


FIGURA 6-14: MODELO DIGSILENT CONTROL DE CORRIENTE CONVERSOR DEL LADO DE LA RED.

Las ecuaciones que describen este modelo se detallan a continuación.

$$Pmd = K_d (I_{d_ref} - Id) + T_d \int (I_{d_ref} - Id) dt \quad (32)$$

$$Pmq = K_q (I_{q_ref} - Iq) + T_q \int (I_{q_ref} - Iq) dt \quad (33)$$

Y los respectivos nombres y valores de los parámetros y variables se presentan a continuación.

TABLA 6-7: VARIABLES/PARÁMETROS CONTROL CORRIENTE.

Variable	Significado
i_q	Corriente eje q
i_d	Corriente eje d
i_{q_ref}	Referencia de corriente eje q
i_{d_ref}	Variable de salida del modelo del control DC
K_d	Constante proporcional eje d
T_d	Constante integral eje d
K_q	Constante proporcional eje q
T_q	Constante integral eje q
Pmd	Referencia eje d del PWM
Pmq	Referencia eje q del PWM
Max	Límite máximo de magnitud de corriente de referencia
Max_pmd	Límite máximo control PI del eje d
Min_pmd	Límite mínimo control PI del eje q
Max_pmq	Límite máximo control PI del eje q
Min_pmq	Límite mínimo control PI del eje q

Los bloques “*PLL*”²⁶, “*Dq transform*” y “*Transformation*” tienen como misión aplicar la transformada y la anti transformada DQ. El *PLL* es un oscilador enclavado por fase que es un circuito que recibe como entrada tensiones y a la salida entrega un ángulo de referencia. Básicamente consiste en un sistema de lazo cerrado el cual sincroniza la fase del voltaje AC generado por el convertidor del lado de la red con la fase del voltaje AC de la red. Los bloques de transformación se encargan de aplicar la transformada y anti transformada de las variables con respecto al ángulo de referencia entregado por el *PLL*.

6.3 Diseño de controladores

Se presenta el diseño de los controladores implementados mediante el software Digsilent. El diseño y la comprensión de estos, permite realizar la respectiva comparación de sus respuestas ante distintas perturbaciones con el fin de analizar cuál es el que presenta un mejor desempeño en el caso específico del SING proyectado al año 2020.

6.3.1 Diseño control *droop*

Para implementar el control *droop* propuesto en la Figura 4-2, es necesario considerar el modelo de la DFIG utilizada. Los controladores de la máquina ya cuentan con un controlador para la potencia activa por lo que lo único que se implementa es la función que realiza el control *droop*.

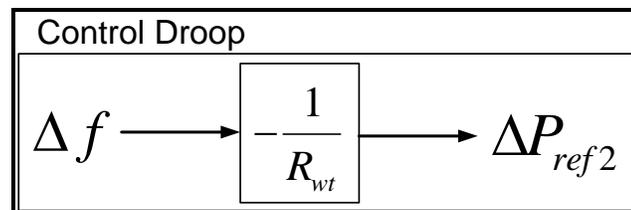


FIGURA 6-15: FUNCIÓN BÁSICA DEL CONTROL DROOP

Sin embargo este diseño se ajusta con el fin que se cumpla con la norma danesa para generadores eólicos [54] en su forma más básica. Esto implica establecer una banda muerta para las variaciones en frecuencia y utilizar un valor típico para el estatismo. Luego el control *droop* se ajusta a la siguiente curva de potencia-frecuencia.

²⁶ Por sus siglas en inglés Phase Locked Loop

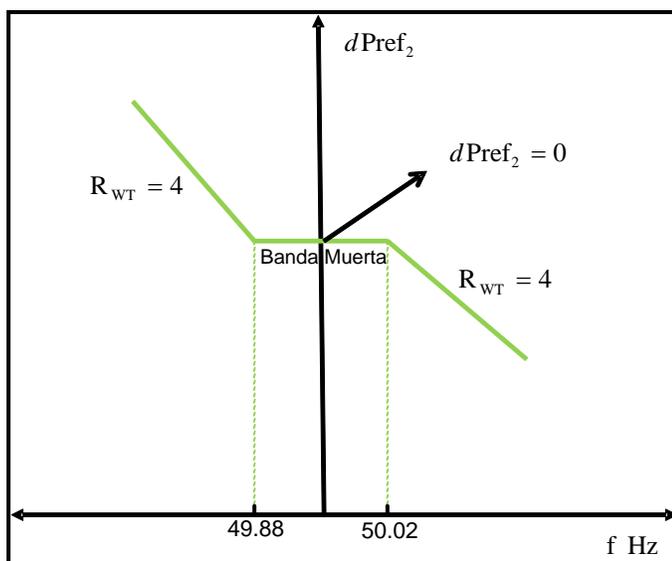


FIGURA 6-16: CARACTERÍSTICA CONTROL DROOP

Además, con el fin de evitar que “parpadeos²⁷” en la frecuencia activen al control *droop*, este actúa una vez que ha verificado que la variación de frecuencia fuera de la franja ha se ha prolongado por un tiempo mayor a los 150 ms. También cuenta con un limitador cuya misión es establecer los valores máximos admisibles para el aporte de este controlador. Este limitador es utilizado con el fin de controlar la caída de velocidad en el actuar del control *droop*.

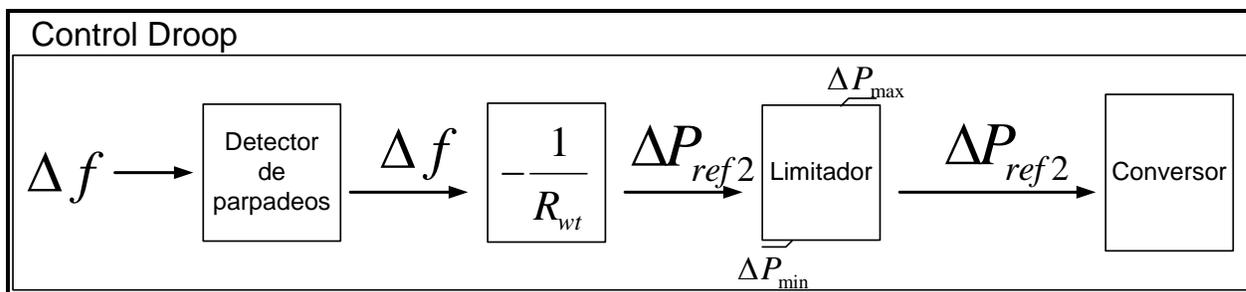


FIGURA 6-17: FUNCIONES DEL CONTROL DROOP IMPLEMENTADO

Cabe destacar que este controlador opera en un punto de máxima eficiencia y no tiene reserva de potencia activa asignada. Luego, al actuar este controlador modifica la velocidad del rotor de la máquina modificando la referencia que proviene de la curva de MPPT que se puede observar en la Figura 4-2 (P^{MPPT}).

²⁷ Término utilizado para describir un cambio repentino y brusco en alguna variable pero que de manera casi inmediata vuelve a valores en torno al rango original.

A continuación se presenta las curvas de desempeño programadas en la DFIG para distintos vientos incidentes. En negro se destacan los posibles puntos de operación inicial para el control *droop* para la señal P^{MPPT} .

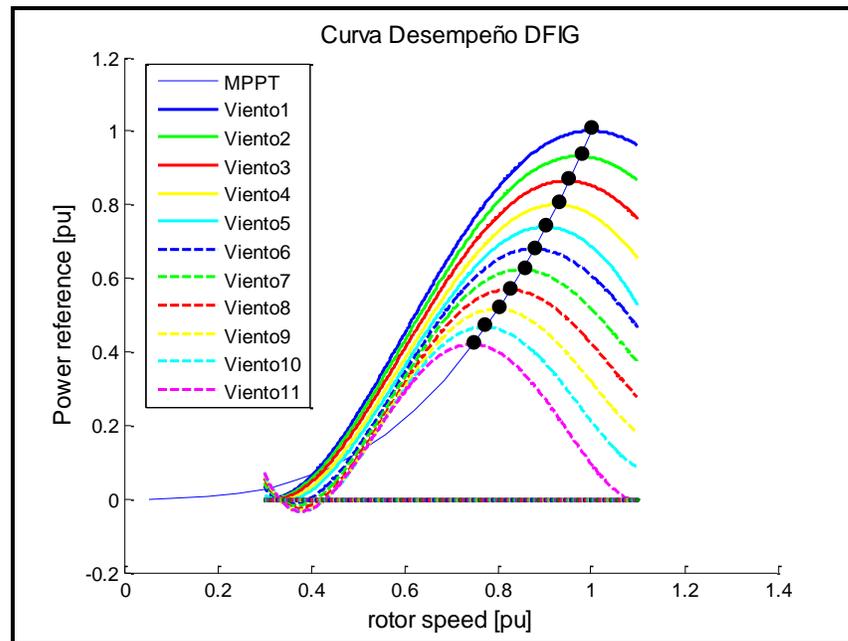


FIGURA 6-18; CURVAS DE DESEMPEÑO DEL AEROGENERADOR Y PUNTO DE OPERACIÓN DEL DROOP.

La operación de este controlador en el punto de MPPT viene dada por la matriz que relaciona el ángulo de las aspas con la tasa de velocidades.

TABLA 6-8: MATRIZ PARA EL CÁLCULO DE C_p

β vs λ	0	2	4	6	8	10
0	0	0,05	0,3	0,45	0,35	0,3
5	0	0,06	0,25	0,33	0,32	0,28
10	0	0,08	0,25	0,28	0,22	0,12
15	0	0,1	0,22	0,3	0,11	-0,05
25	0,01	0,12	0,12	-0,05	-0,2	-0,5

El valor máximo de esta matriz y que marca la eficiencia máxima del aerogenerador viene dada por el coeficiente de potencia $C_p = 0.45$ que ocurre en el punto $C_p(\beta, \lambda) = C_p(0,6)$. La representación gráfica de esta matriz se presenta a continuación.

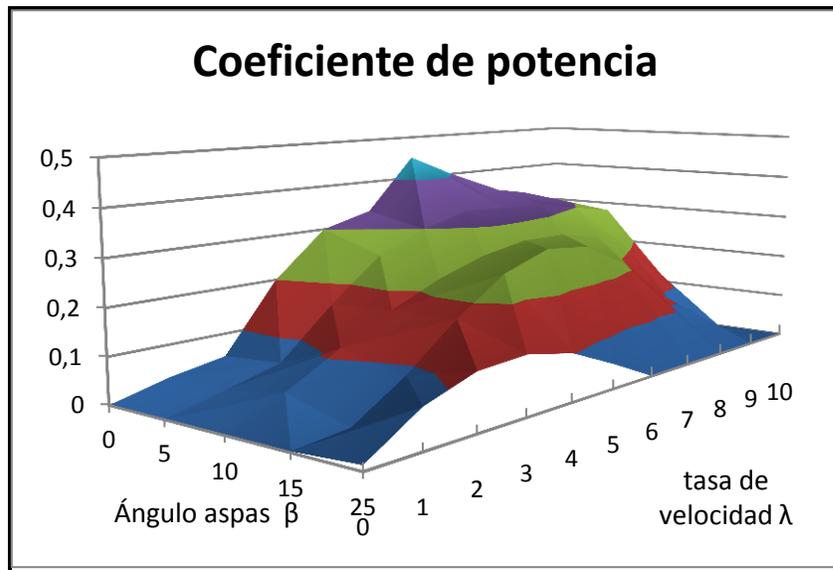


FIGURA 6-19: POSIBLES COEFICIENTES DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR.

La implementación en Digsilent de ambas señales de control para el funcionamiento del control *droop* se aprecia en la siguiente figura.

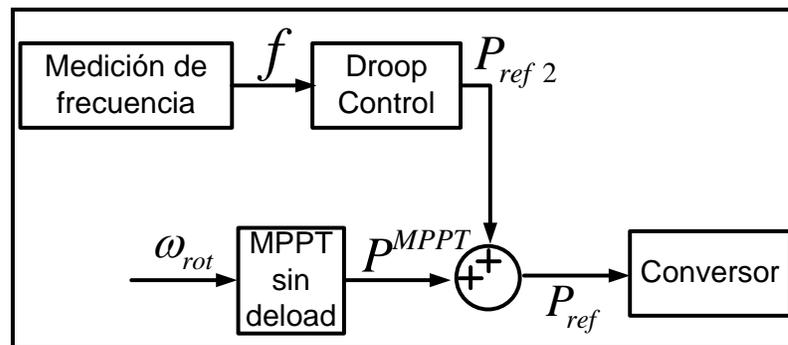


FIGURA 6-20: IMPLEMENTACIÓN DEL CONTORL DROOP EN DIGSILENT

La suma entre la señal P^{MPPT} y la señal proveniente del control *droop* ΔP_{ref2} determinan el comportamiento de la generación de la potencia activa en el generador. Para establecer al aerogenerador en un punto de máxima eficiencia se utilizan las ecuaciones (24)-(26), e ingresando adecuadas condiciones iniciales en el modelo del generador (deslizamiento y potencia en el estator).

6.3.2 Diseño control *deload* vía convertor

Para implementar el control *deload* propuesto en la Figura 4-6, se debe considerar que este funciona con el control *droop* integrado ya que el concepto *deloaded* se refiere a operar la máquina con reserva para la potencia activa. Luego la diferencia entre el control *droop* y el control *deload* implementados radican principalmente en el punto de operación inicial que se establece sobre las curvas de desempeño, que para este esquema está fuera del punto de eficiencia

máxima. La función más básica que debe realizar el *deloading* consiste en establecer la condición inicial para la velocidad del rotor de la máquina que le permita al generador operar fuera de un punto de eficiencia máxima.

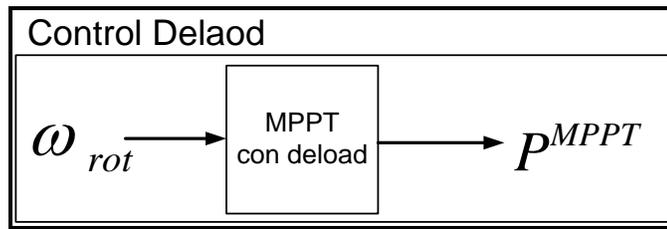


FIGURA 6-21: FUNCIÓN BÁSICA DEL CONTROL DELAOD

Para establecer dicho punto de operación los datos de entrada al modelo permiten ingresar el deslizamiento s inicial de la máquina lo que permite mediante la ecuación (34), establecer la velocidad de partida de la máquina.

$$\omega_{rot} = 1 - s \tag{34}$$

Esta y las ecuaciones (24)-(26) permiten operar al generador de forma acelerada con respecto al óptimo de la respectiva curva de desempeño.

Para seleccionar la curva de desempeño en la que actúa el aerogenerador según los valores ingresados al modelo, es necesario implementar conocer la velocidad del viento asociado a la potencia de salida y la medir esta misma.

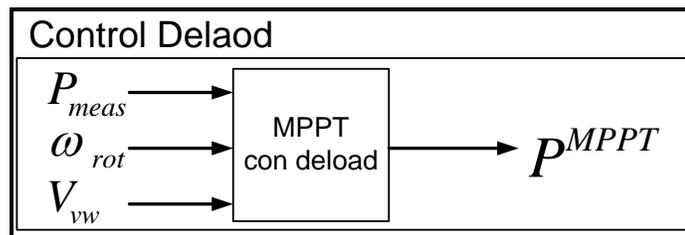


FIGURA 6-22: VARIABLES DE ENTRADA Y SALIDA DEL CONTROL DELAOD IMPLEMENTADO

Este modelo cuenta con un control de velocidad que le permite, una vez alcanzado el máximo de la curva de desempeño, mantener ese punto de operación. Esto se realiza de manera conjunta con el control *droop*, el cual limita su salida para evitar que la velocidad del rotor de la máquina disminuya a valores por debajo del óptimo de la eficiencia del generador.

Existe cierta independencia en el modelo con respecto para que velocidad inicial establecer a la máquina, lo cual permite establecer la cantidad de reserva asignada con el *deloading*. Sin embargo esto debe llevarse a cabo de manera coordinada entre los valores iniciales para la potencia de salida del estator, la velocidad de la máquina, el valor del coeficiente de potencia inicial y la velocidad del viento. El modelo está ajustado para operar con una condición inicial de

velocidad 1 en pu, independiente de la curva de desempeño, pero esto puede ser ajustado según los requerimientos del usuario, siempre y cuando se ajusten los parámetros y variables antes mencionados. Los puntos de operación establecidos para el control *deload* se presentan a continuación.

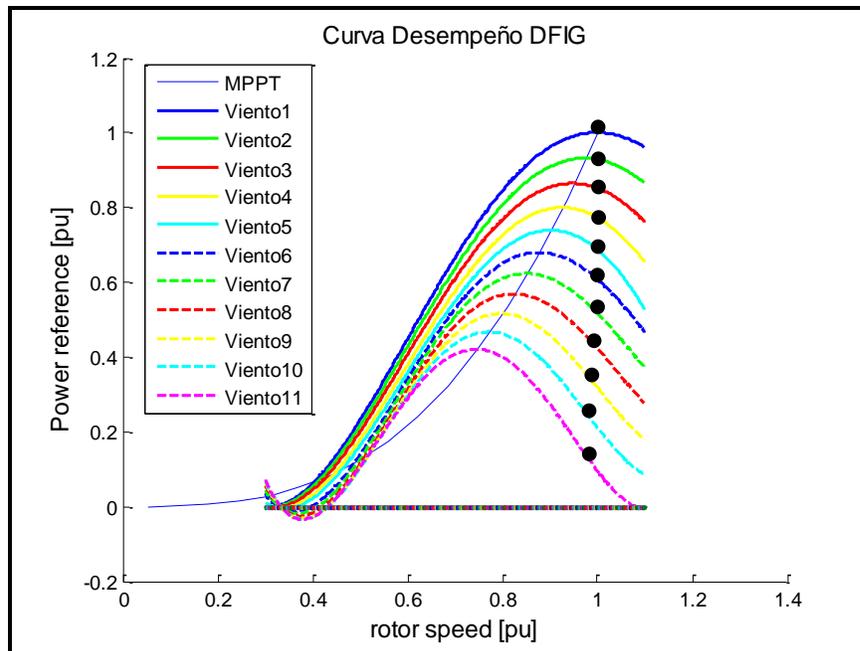


FIGURA 6-23: OPERACIÓN CON DELAODING

En la figura es posible observar las reservas asignadas dependiendo la velocidad del viento existente. El modelo permite modificar el punto de operación en cada una de las curvas si el usuario pretende asignar más o menos reservas. La elección realizada para la asignación de las reservas es con el fin de simplificar el modelo.

Recordando que para el funcionamiento de este controlador requiere del actuar en conjunto con el control *droop*, la implementación realizada se presenta a continuación.

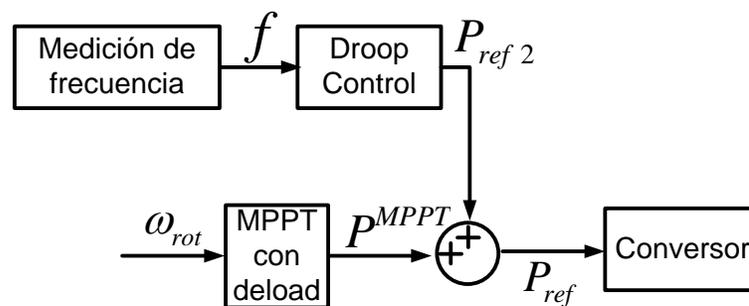


FIGURA 6-24: IMPLEMENTACIÓN DEL CONTROL DELAOD EN DIGSILENT

Se observa que la única diferencia con respecto a la Figura 6-20 corresponde a la asignación de reservas en las curvas de desempeño del generador

6.3.3 Control incluyendo equipos de almacenamiento (BESS)

Una BESS de plomo ácido cuenta principalmente con dos partes. La parte electroquímica encargada de proveer la energía, y el convertor, encargado de hacer las transformaciones de voltaje DC/AC y viceversa.

El esquema típico de una batería y de su respectivo controlador, es el que se presenta a continuación.

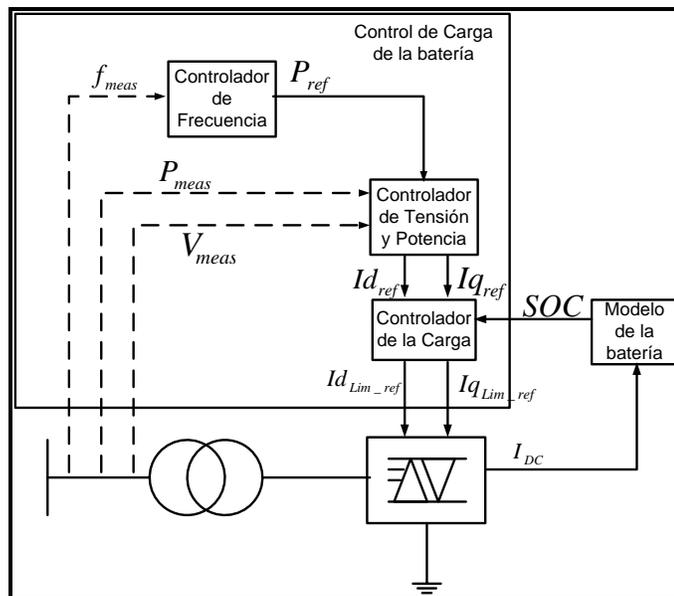


FIGURA 6-25: ESQUEMA DE BATERÍA Y SU CONTROLADOR

Cuyo diagrama de bloques en Digsilent es el que se muestra en la siguiente figura.

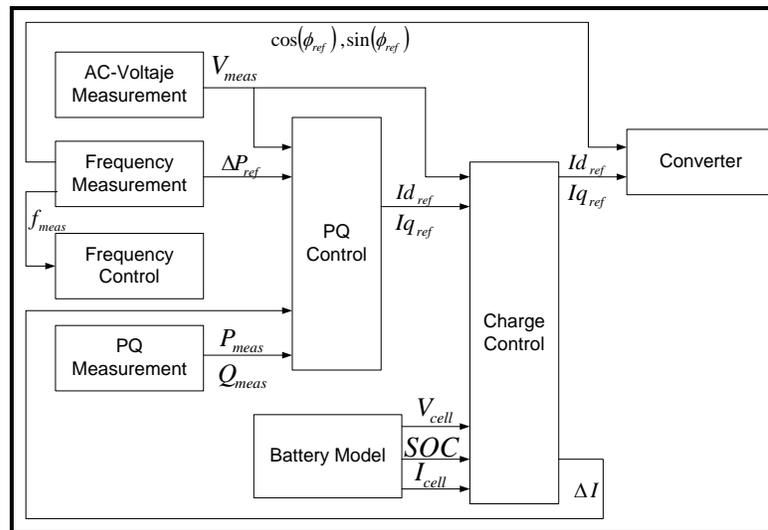


FIGURA 6-26: ESQUEMA EN DIGSILENT DE LA BATERÍA Y SU CONTROLADOR

El modelo de la batería viene dado por la siguiente ecuación [58].

$$V_{DC} = V_{\max} \times SOC + V_{\min} \times (1 - SOC) - I \times Z_i \quad (35)$$

En donde V_{DC} es el voltaje en el terminal de corriente continua de la batería, V_{\max} es el voltaje máximo de cada celda en [V], V_{\min} es el voltaje mínimo de cada celda en [V], SOC es el estado de carga de la batería [adimensional], I es la corriente de carga/descarga de la batería y Z_i es la resistencia interna de la batería en [ohm]. Esta ecuación es implementada en el bloque “Battery Model” de la Figura 6-26. Este se presenta a continuación.

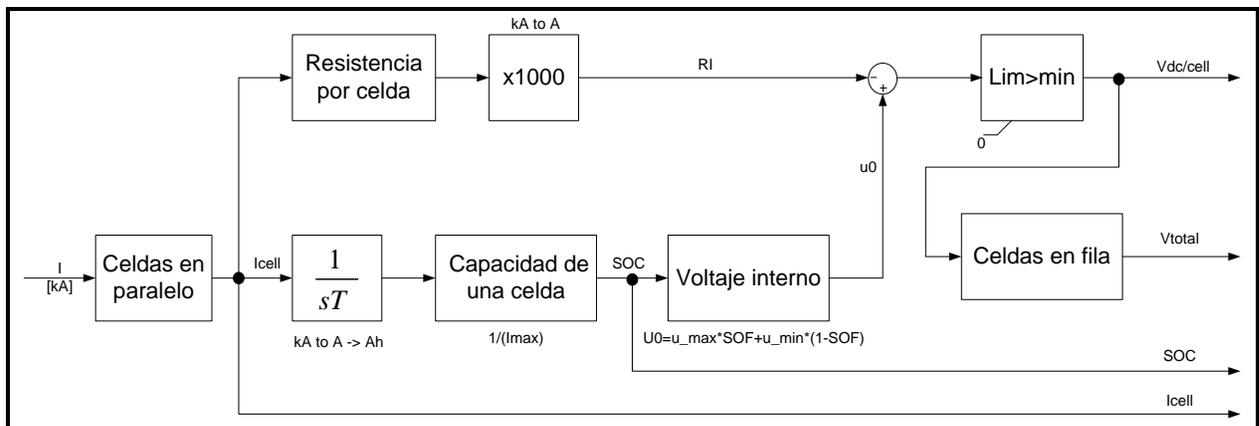


FIGURA 6-27: MODELO DE LA BATERÍA

Para determinar la capacidad de la batería es necesario considerar las siguientes ecuaciones [58].

$$V_{nom} = V_{1Celda} \times N_{Fila} \quad (36)$$

$$C_{total} = V_{nom} \times C_{1Celda} \times N_{Columnas} \quad (37)$$

En donde V_{nom} corresponde al voltaje nominal de la batería en [V], V_{1Celda} corresponde al voltaje máximo de una celda en [V], N_{Fila} corresponde al número de celdas existentes en cada fila [adimensional], C_{total} corresponde a la capacidad total de la batería en [MVA] y $N_{Columnas}$ es el número de celdas en una columna [adimensional]. Los datos que se pueden ingresar en el modelo de la batería son los que se muestran a continuación.

TABLA 6-9: VARIABLES EN EL MODELO DE LA BATERÍA

Variable	Unidad	Descripción
SOC0	[adimensional]	Estado de carga inicial
CellCapacity	[Ah]	Capacidad por celda
V_{min}	[V]	Voltaje mínimo de una celda
V_{max}	[V]	Voltaje máximo de una celda
CellsParallel	[adimensional]	Número de celdas en paralelo
CellsInRow	[adimensional]	Número de celdas en fila
V_{nom}	[kV]	Voltaje nominal como fuente
RiCell	[ohm]	Resistencia interna por celda

La capacidad nominal de las celdas es proporcionada por el fabricante y son generalmente definidas como curvas que muestran la capacidad de la batería en función de la corriente de descarga. Esta relación es conocida como la ecuación de Peukert [58] y afirma que:

$$I^n \times t = \text{Constante} \quad (38)$$

Con $n = 1$ en el caso ideal y 1.2 un valor típico. Cada tecnología de fabricación tiene una constante de Peukert diferente, por lo que para ajustar la capacidad de la batería se debe modificar el número de celdas en las filas o columnas.

De particular interés resulta observar cómo este modelo realiza el control de la frecuencia. En la Figura 6-26 se puede observar el bloque “Frequency Control” cuyo esquema para el control de la frecuencia es el siguiente.

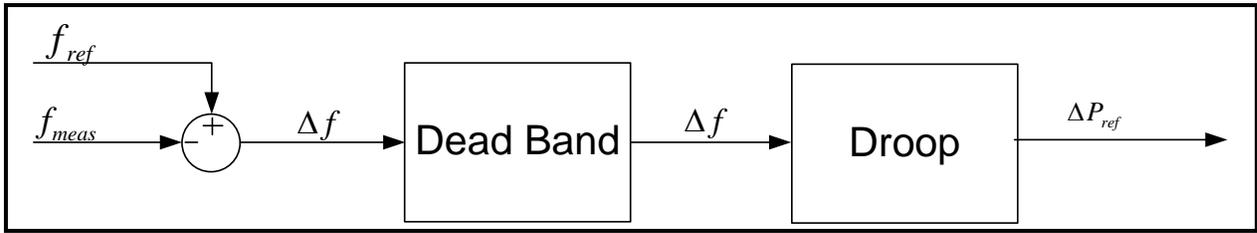


FIGURA 6-28: ESQUEMA DEL CONTROL DE FRECUENCIA DE LA BATERIA

La ecuación que rige este modelo es la que se presenta a continuación.

$$\Delta f = f_{nom} - f_{meas} = \frac{P_{nom} - P_{meas}}{R_{droop}} = \frac{\Delta P}{R_{droop}} ; \Delta f \notin Dead\ Band \quad (39)$$

Es posible observar que el BESS aplica un control *droop* para efectuar el control sobre la potencia inyectada o absorbida en el punto de conexión. Al igual que en el caso del control *droop* en el generador eólico, el BESS cuenta con una banda muerta para regular frecuencia. Los valores para el estatismo y la banda muerta son establecidos con los mismos valores que los establecidos para dicho control. La potencia de referencia que sale de este bloque entra al esquema de control de potencia activa. Este se muestra a continuación.

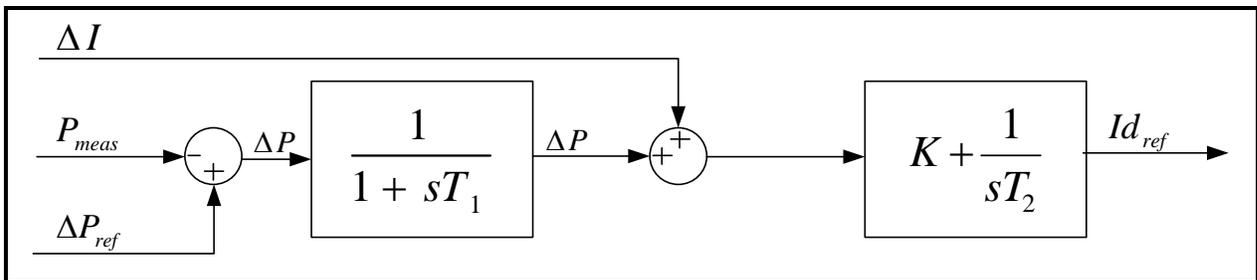


FIGURA 6-29: ESQUEMA DE CONTROL DE POTENCIA DEL BESS

Las ecuaciones que rigen el comportamiento de este esquema se presentan a continuación.

$$I_{d_{ref}} = K(\Delta P + \Delta I) + T_2 \int (\Delta P + \Delta I) dt \quad (40)$$

Luego corresponde analizar el modelo del control de carga de la batería.

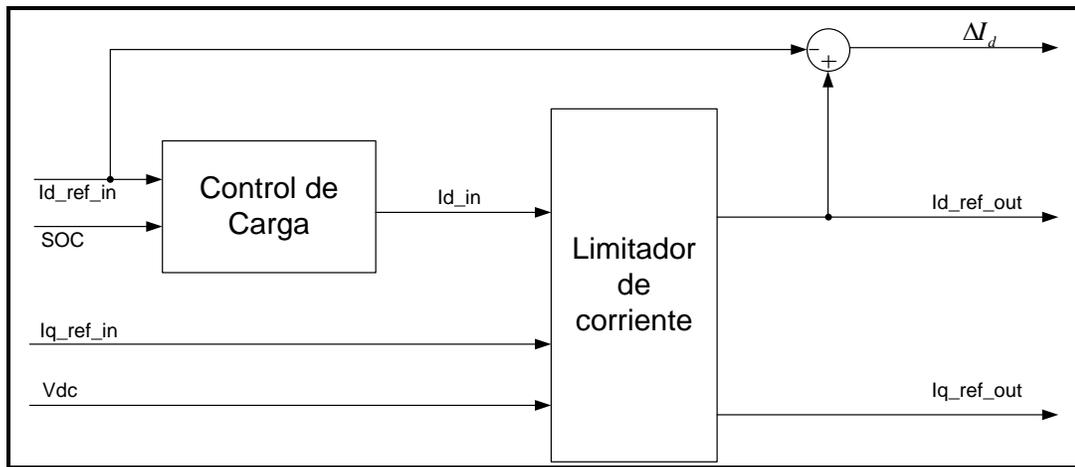


FIGURA 6-30: CONTROL DE CARGA DEL BESS

Este esta compuesto por dos partes. El control de la carga propiamente tal, que se encarga de la parte lógica para realizar la carga de la batería a partir de la SOC (Signal of Charge) y por otro lado está el limitador de corriente, el cual limita el valor de esta de acuerdo al valor de la potencia aparente nominal del convertor. Las salidas de este bloque son la señal *delta* que es la diferencia entre las corrientes de id de referencia provenientes del control de potencia y del limitador de corriente y las corrientes de referencia que actuarán sobre el convertor DC/AC.

El control de carga responde a la siguiente lógica de control:

- El BESS puede cargarse solamente si no está en su máxima carga (SOC<1).
- El BESS puede proveer de potencia activa sólo si la batería no está descargada (SOC>0).
- La batería debe ser recargada si la SOC está por debajo de cierto nivel.

El limitador de corriente responde a la siguiente ecuación

$$S_{\text{convertor}} = \sqrt{P_{\text{convertor}}^2 + Q_{\text{convertor}}^2} \quad (41)$$

6.3.4 Índices de desempeño

Para determinar la eficiencia de los controladores diseñados, se establecen índices de desempeño con el fin de poder comparar cuantitativamente el comportamiento de cada uno de ellos. Los puntos de interés utilizados para determinar el desempeño de la respuesta primaria de frecuencia de un sistema son el hundimiento y el punto de establecimiento. Estos pueden ser observados a continuación.

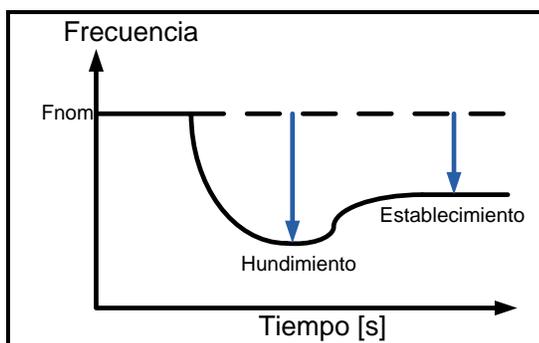


FIGURA 6-31: DEFINICIÓN DEL INDICES DE DESEMPEÑO

Considerando que el desempeño de los controladores debe ser comparado con un caso en donde no hay control de frecuencia, los índices que se establecen son respecto a cuánto mejora la respuesta comparada al caso base de cada escenario. Luego los índices que se estableces se presentan a continuación.

Índice de hundimiento I_h : Se determina a partir de la siguiente expresión.

$$I_h = \left(1 - \left(\frac{\Delta f_h \text{ sin regulación} - (\Delta f_h \text{ sin regulación} - \Delta f_h \text{ con regulación})}{\Delta f_h \text{ sin regulación}} \right) \right) \times 100 \text{ [\%]} \quad (42)$$

Índice de establecimiento I_e : Se determina a partir de la siguiente expresión.

$$I_e = \left(1 - \left(\frac{\Delta f_e \text{ sin regulación} - (\Delta f_e \text{ sin regulación} - \Delta f_e \text{ con regulación})}{\Delta f_e \text{ sin regulación}} \right) \right) \times 100 \text{ [\%]} \quad (43)$$

Ambos índices representan el porcentaje de mejora con respecto al caso sin regulación de frecuencia de su respectivo escenario.

El punto de medida del establecimiento se mide a los 18.2 segundo debido a que se observa que la frecuencia en todos los casos ya se radica en una banda de 0.005 Hz pu. El hundimiento se mide siempre en el punto más profundo de la respuesta inercial.

7. Análisis y resultados

7.1 Desempeño de las diferentes estrategias para el CPF

A continuación se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones para cada una de las estrategias estudiadas.

7.1.1 Sin control de frecuencia

La salida de una central en operación del sistema produce un desbalance entre generación y carga lo que origina una desviación a la baja en la frecuencia. Luego, es de vital importancia conocer el comportamiento de sistema en cada uno de los escenarios ante la salida de la central Angamos y sin ejercer control de frecuencia “eólico”, con el fin de establecer un punto de partida el cual permita realizar una comparación entre los métodos analizados para regular frecuencia. La frecuencia del sistema en cada uno de los escenarios se presenta a continuación:

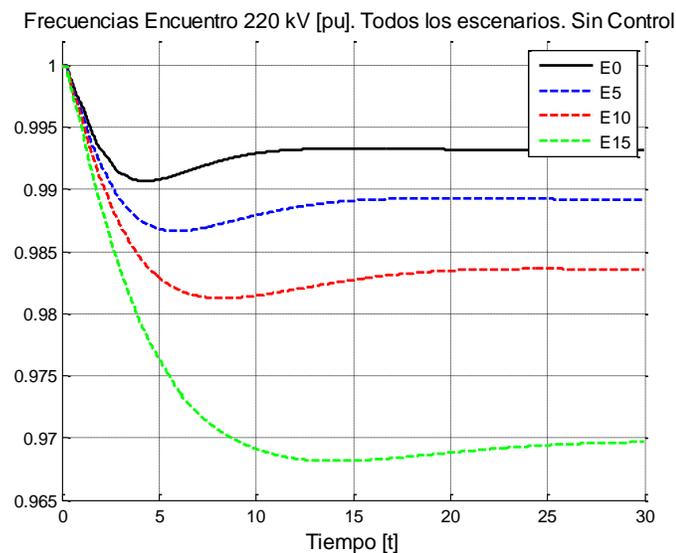


FIGURA 7-1: FRECUENCIAS EN ENCUENTRO 220 KV. TODOS LOS ESCENARIOS Y SIN CONTROL “EÓLICO”.

Los resultados presentados corresponden a los existentes en la barra Encuentro 220 kV, debido a que esta puede considerarse como representativa del sistema. Las frecuencias en otras barras son prácticamente iguales. De la figura se puede observar que a medida que el porcentaje de penetración eólica aumenta, la frecuencia del sistema presenta una mayor caída en su valor. Esto debido a que mientras mayor es la penetración eólica, menor es la generación convencional operante en el SING, lo que se traduce en una menor inercia del sistema, provocando la volatilidad que se observa. En el escenario E15 se presentan accionamientos de EDAC por baja frecuencia. A partir de cada una de las curvas obtenidas para la frecuencia en el gráfico anterior,

es posible realizar una comparación entre los tipos de control analizado, para cada uno de los escenarios de penetración.

7.1.2 Control Droop

Los resultados obtenidos para el control *droop* en cada uno de los escenarios, son los que se presentan a continuación.

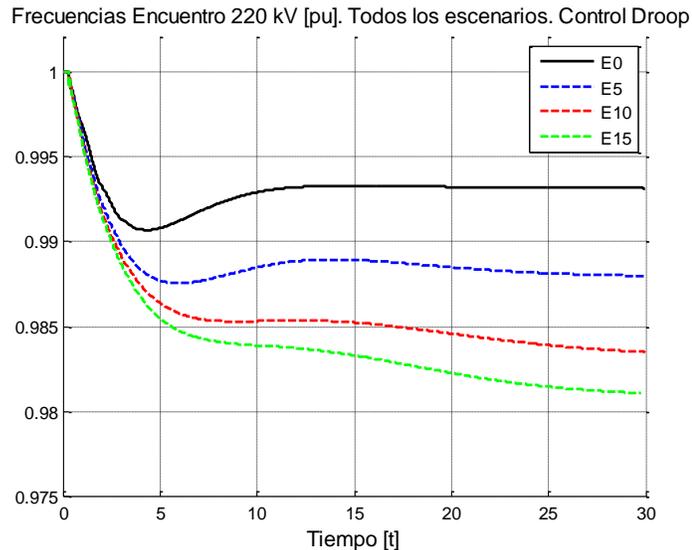


FIGURA 7-2: FRECUENCIAS EN ENCUENTRO 220 KV [PU]. CONTROL DROOP.

A partir de la figura es posible apreciar la tendencia que sigue el control *droop* ante los diferentes niveles de penetración eólica. Se observa que a medida que aumenta la generación eólica la respuesta en frecuencia del sistema empeora. La característica de este control radica en que a medida que realiza un aporte de potencia, se aleja del punto óptimo de operación, por lo que la generación de los parques disminuye con respecto a la situación inicial. Esto se traduce en que el control droop mejora la respuesta inercial del sistema pero aumenta el tiempo y disminuye la frecuencia de establecimiento en comparación al caso en que los parques no disminuyeran su generación. Para determinar la eficiencia del control *droop* se calculan los índices de desempeño.

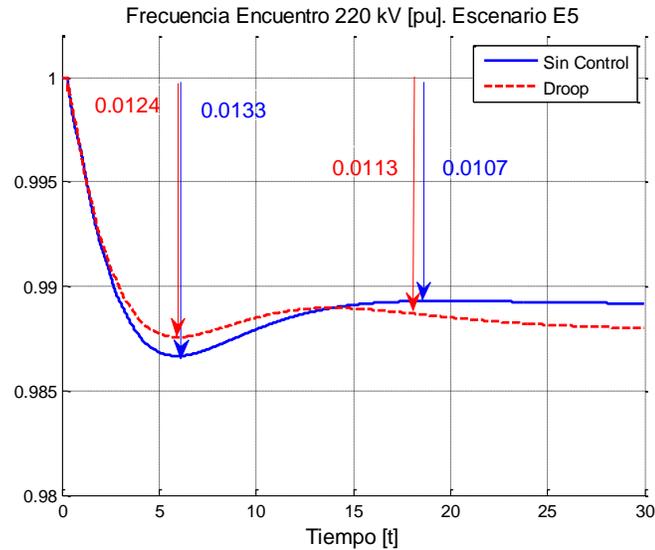


FIGURA 7-3: FRECUENCIA ENCUESTRO 220 KV [PU]. DESEMPEÑO DROOP E5.

En la Figura 7-3 se realiza la comparación entre el desempeño del SING al año 2020 con y sin control *droop* en los parques eólicos y para un 5% de penetración eólica. Se observa como este control mejora la respuesta inercial del sistema pero empeora el valor de la frecuencia de establecimiento. Luego, en este escenario de baja penetración eólica, debido a que hay suficientes máquinas convencionales encargadas de la regulación primaria de frecuencia las cuales son capaces de “levantar” el punto de establecimiento y debido a que el control droop luego de operar entrega menos potencia que en un comienzo (lo que provoca un mayor desbalance aún), la comparación entre estos caso muestra que el punto de establecimiento con control droop es peor que el caso sin control. Esto se traduce en un índice con valor negativo. El cálculo de los índices de desempeño para este escenario y este controlador se presentan a continuación.

$$I_h = \left(1 - \frac{0.0133 - (0.0133 - 0.0124)}{0.0133} \right) \times 100 = 6.76692\% \approx 6.8\%$$

$$I_e = \left(1 - \frac{0.0107 - (0.0107 - 0.0092)}{0.0107} \right) \times 100 = -5.607\% \approx -5.6\%$$

Estos valores muestran que utilizando el control *droop* en este escenario, la respuesta inercial mejora un 6.8% y que el valor de establecimiento empeora en un -5.6% con respecto al caso sin control “eólico” de frecuencia.

Al igual que en el caso anterior, el cálculo de los índices en el resto de los escenarios no se detalla estableciendo sus valores en una tabla resumen al final de esta sección.

A continuación se presenta el desempeño del control *droop* en los escenarios E10 y E15 y la respectiva comparación con el caso sin control “eólico” de frecuencia.

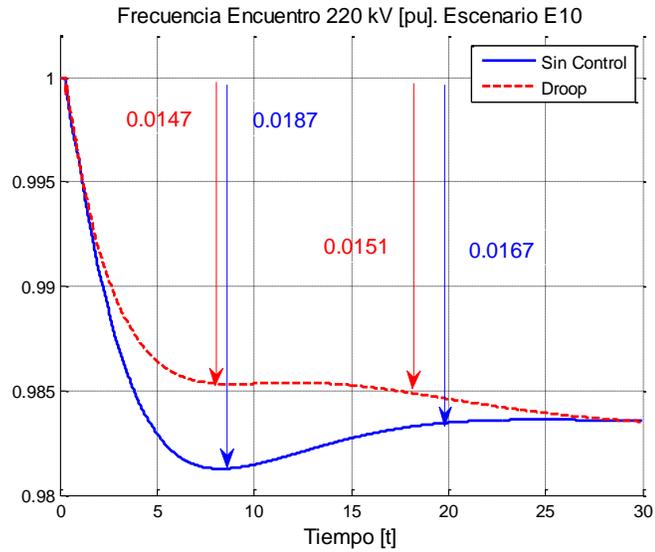


FIGURA 7-4: FRECUENCIA ENCUENTRO 220 KV [PU]. DESEMPEÑO DROOP E10.

En este escenario se observa como la respuesta inercial con *droop* mejora con respecto al escenario anterior y que el valor de establecimiento está por sobre el caso sin control de frecuencia.

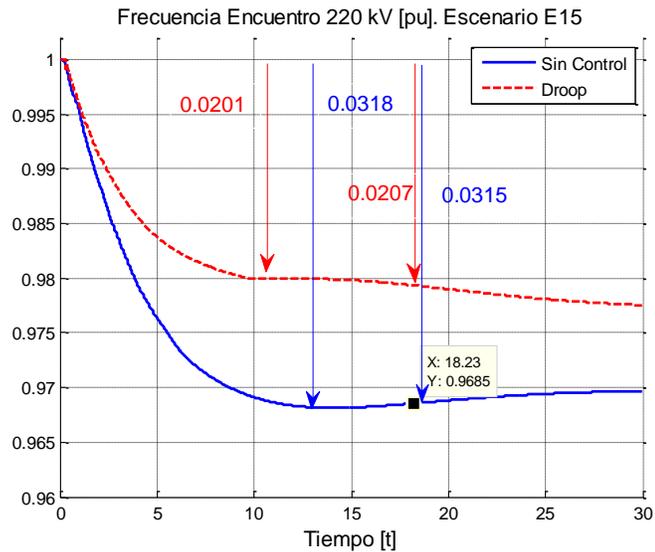


FIGURA 7-5: FRECUENCIA ENCUENTRO 220 KV [PU]. DESEMPEÑO DROOP E15.

Es en el escenario E15 en donde el control *droop* presenta el mejor desempeño observándose mejoras en la respuesta inercial y en el valor de establecimiento.

La siguiente tabla resume lo índices de desempeño obtenidos para el control *droop* en cada uno de los escenarios.

TABLA 7-1: ÍNDICES DE DESEMPEÑO CONTROL DROOP

Escenario	lh [%]	le [%]
E5	6.8	-5.6
E10	21.4	9.6
E15	36.8	34.3

Se observa que a medida que la penetración eólica aumenta, el desempeño del control *droop* en cuanto a su respuesta inercial mejora, llegando a ser incluso un 36.8% mejor en el valor de hundimiento en el escenario E15. Sin embargo el índice del valor de establecimiento *Ie* demuestra que este método para realizar control primario de frecuencia mediante generadores eólicos es más efectivo en escenarios con gran penetración eólica que con baja penetración eólica en donde puede llegar a ser perjudicial para el CPF.

7.1.3 Control Deload

Los resultados obtenidos para el control *deload* en cada uno de los escenarios, son los que se presentan a continuación.

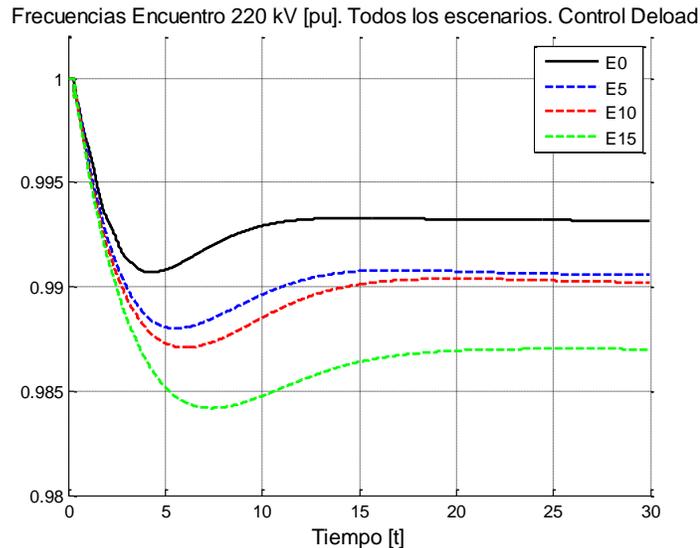


FIGURA 7-6: FRECUENCIAS EN ENCUENTRO 220 KV [PU]. CONTROL DELOAD.

De la figura es posible observar la tendencia en la respuesta en frecuencia que sigue el control *deload* en cada uno de los escenarios estudiados. A medida que la penetración eólica aumenta, la respuesta inercial del sistema empeora y la frecuencia de establecimiento se aleja con respecto al valor nominal. Al igual que en el caso sin control “eólico” esto se produce debido a la baja de la generación convencional (con máquinas en sincronismo que aumentan la inercia del sistema) que tienen reservas asignadas para el CPF a medida que aumenta el escenario. Sin

embargo, para determinar el desempeño del control *deload* es necesario comparar la respuesta del sistema según escenario. La comparación en cada uno de los escenarios se presenta a continuación.

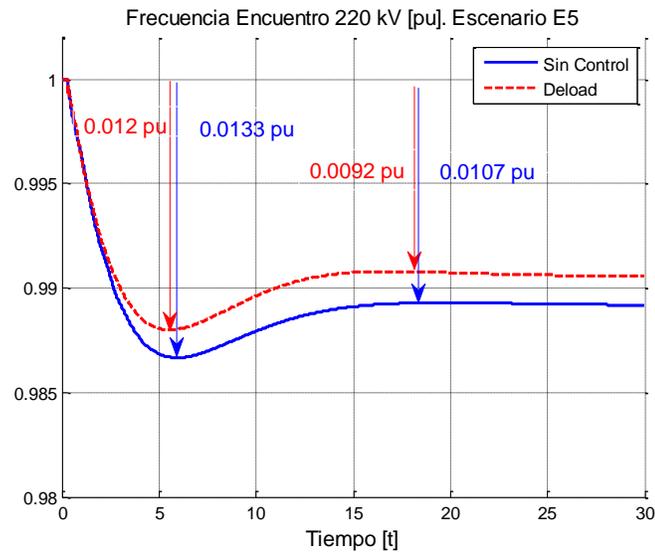


FIGURA 7-7: FRECUENCIA ENCUENTRO 220 KV [PU]. DESEMPEÑO DELOAD E5.

En la Figura 7-7 se realiza la comparación entre el desempeño del SING al año 2020 con y sin control *deload* en los parques eólicos, para un 5% de penetración eólica. Se observa como la respuesta en frecuencia mejora con respecto a la situación sin control. El cálculo de los índices de desempeño para este escenario y este controlador se presentan a continuación.

$$I_h = \left(1 - \frac{0.0133 - (0.0133 - 0.012)}{0.0133} \right) \times 100 = 9.774\% \approx 9.8\%$$

$$I_e = \left(1 - \frac{0.0107 - (0.0107 - 0.0092)}{0.0107} \right) \times 100 = 14.0187\% \approx 14\%$$

Estos valores establecen que utilizando el control *deload* en este escenario, la respuesta inercial mejora un 9.8% y que el valor de establecimiento mejora un 14% con respecto al caso sin control “eólico” de frecuencia.

El cálculo de los índices en el resto de los escenarios no se detalla estableciendo los resultados de ellos en una tabla resumen al final de esta sección.

A continuación se presenta el desempeño del control *deload* en los escenarios E10 y E15 y la respectiva comparación con el caso sin control “eólico” de frecuencia.

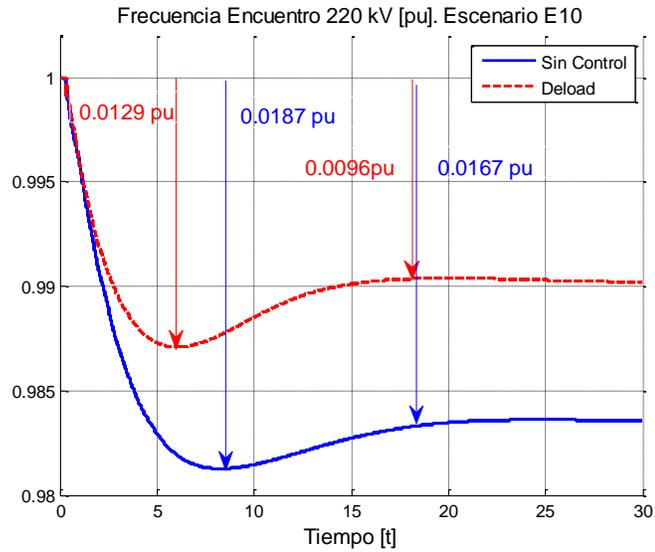


FIGURA 7-8: FRECUENCIA ENCUENTRO 220 KV [PU]. DESEMPEÑO DELOAD E10.

En este caso se observa como la respuesta en frecuencia mejora notoriamente al implementar el control *deload*, incluso más con respecto al escenario E5.

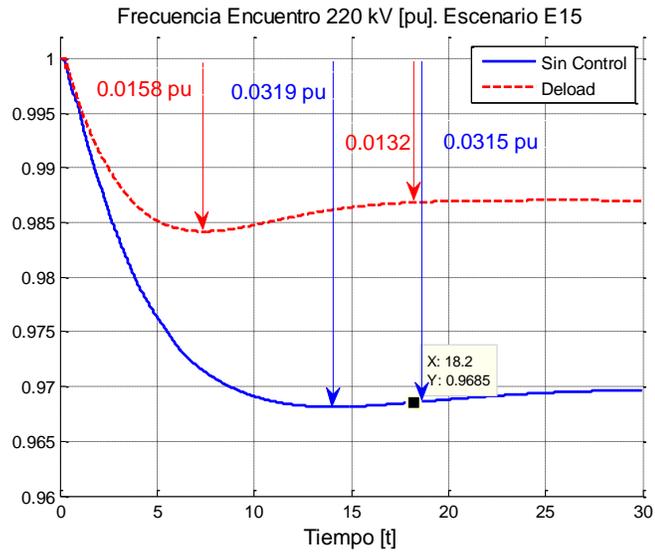


FIGURA 7-9: FRECUENCIA ENCUENTRO 220 KV [PU]. DESEMPEÑO DELOAD E15.

Nuevamente el control *deload* mejora la respuesta en frecuencia del sistema evitando que la frecuencia descienda en demasía.

La siguiente tabla resume lo índices de desempeño obtenidos para el control *deload* en cada uno de los escenarios.

TABLA 7-2: ÍNDICES DE DESEMPEÑO CONTROL DELOAD

Escenario	lh [%]	le [%]
E5	9.8	14
E10	31	43
E15	50.5	58

Se observa que a medida que la penetración eólica aumenta, el desempeño del control *deload* mejora, llegando a ser incluso un 50% mejor en el valor de hundimiento en el escenario E15 y un 58% mejor en el valor de establecimiento con respecto al escenario E15 sin control de frecuencia.

7.1.4 Apoye mediante BESS

Los resultados obtenidos para el control mediante el apoyo con un sistema de baterías en cada uno de los escenarios, son los que se presentan a continuación.

Frecuencias Encuentro 220 kV [pu]. Todos los escenarios. Respaldo con BESS

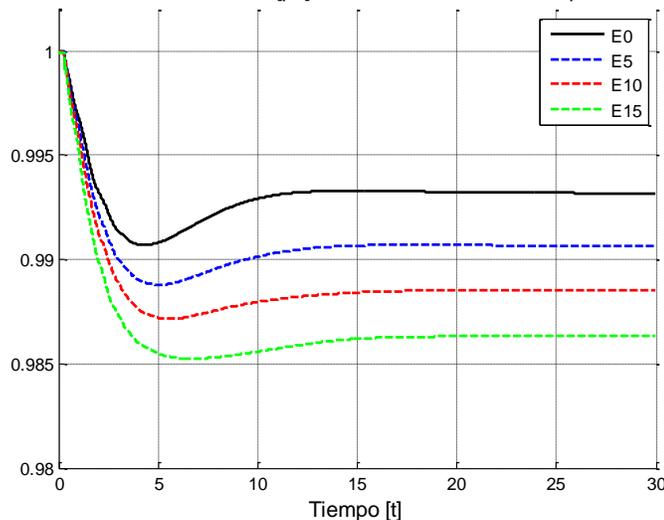


FIGURA 7-10: FRECUENCIAS EN ENCUENTRO 220 KV [PU]. RESPALDO CON BESS.

Para evaluar la eficiencia del control de frecuencia primaria mediante BESS se utilizan los índices de desempeño en cada uno de los escenarios evaluados.

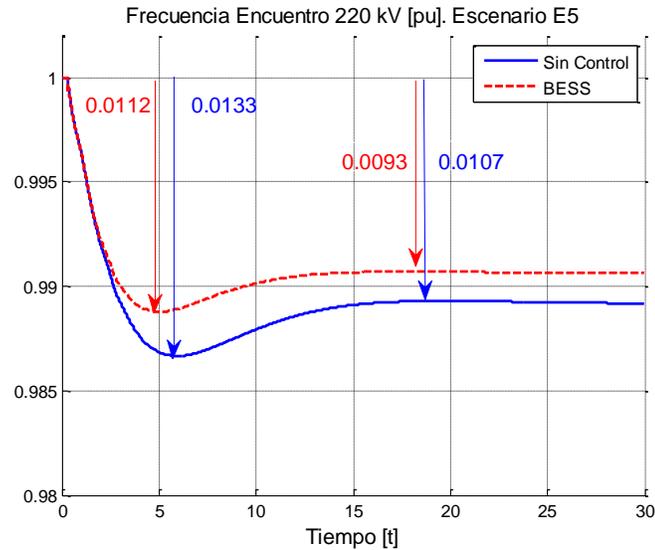


FIGURA 7-11: FRECUENCIA ENCUENTRO 220 KV [PU]. DESEMPEÑO BESS E5.

En la Figura 7-11 se realiza la comparación entre el comportamiento del SING al año 2020 sin apoyo eólico al control de frecuencia y con apoyo mediante BESS. Se observa como este control mejora la respuesta inercial y el punto de establecimiento de la frecuencia post falla. El cálculo de los índices de desempeño para este escenario y mediante el apoyo de los BESS se presenta a continuación.

$$I_h = \left(1 - \frac{0.0133 - (0.0133 - 0.0112)}{0.0133} \right) \times 100 = 15.789\% \approx 15.8\%$$

$$I_e = \left(1 - \frac{0.0107 - (0.0107 - 0.0093)}{0.0107} \right) \times 100 = 13.08\% \approx 13.1\%$$

Estos valores muestran que utilizando el apoyo mediante BESS en este escenario, la respuesta inercial mejora un 8.3% y que el valor de establecimiento sube en un 13.1% con respecto al caso sin control “eólico” de frecuencia.

Al igual que en el caso anterior, el cálculo de los índices en el resto de los escenarios no se detalla estableciendo sus valores en una tabla resumen al final de esta sección.

A continuación se presenta el comportamiento del sistema con el apoyo del grupo de baterías en los escenarios E10 y E15 y la respectiva comparación con el caso sin control “eólico” de frecuencia.

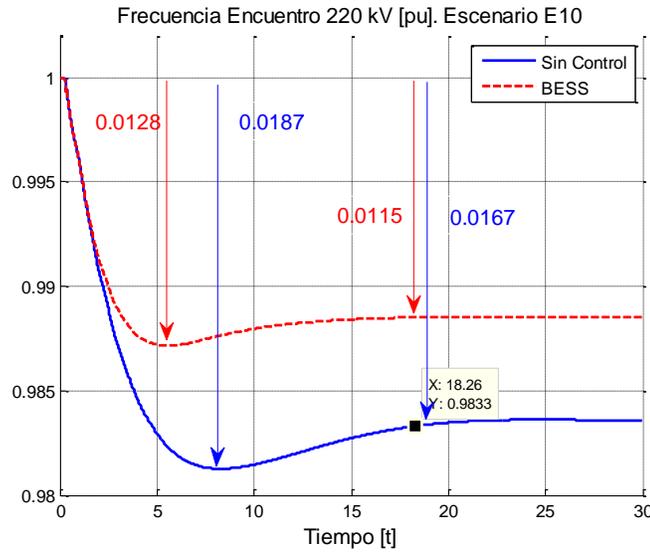


FIGURA 7-12: FRECUENCIA ENCUENTRO 220 KV [PU]. DESEMPEÑO BESS E10.

En este escenario se observa como el apoyo mediante el grupo de baterías “levanta” la respuesta en frecuencia del sistema.

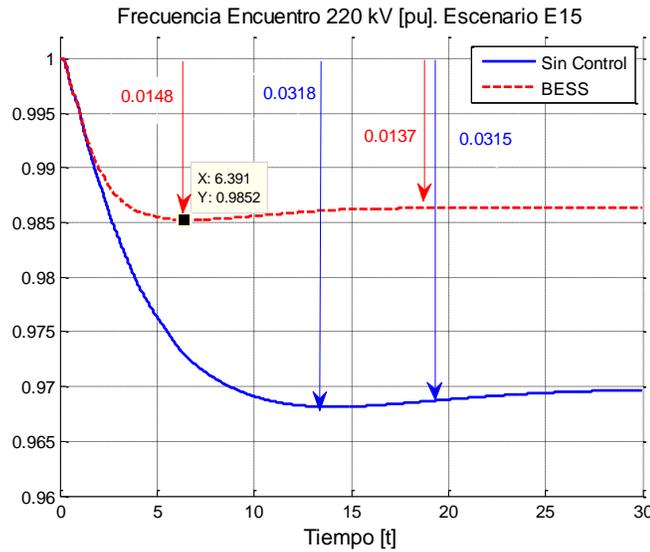


FIGURA 7-13: FRECUENCIA ENCUENTRO 220 KV [PU]. DESEMPEÑO BESS E15.

Nuevamente el apoyo mediante los equipos de baterías mejora la respuesta inercial y el valor de establecimiento ante la salida de la central Angamos.

La siguiente tabla resume lo índices de desempeño obtenidos para el control *droop* en cada uno de los escenarios.

La siguiente tabla resume lo índices de desempeño obtenidos para el apoyo mediante BESS en cada uno de los escenarios.

TABLA 7-3: ÍNDICES DE DESEMPEÑO CONTROL BESS

Escenario	lh [%]	le [%]
E5	15.8	13.1
E10	31.6	31.1
E15	53.5	56.5

Se observa que a medida que la penetración eólica aumenta, el desempeño de la respuesta en frecuencia mejora, llegando a ser un 53.5% mejor en el valor de hundimiento y un 56.5 en el valor de establecimiento del escenario E15.

7.1.5 Comparación entre esquemas para el CPF

Corresponde realizar la comparación entre las respuestas en frecuencia presentadas para cada esquema de control en los diferentes escenarios.

7.1.5.1 Escenario con 5% de penetración eólica

A continuación se presentan los resultados obtenidos para el control primario de frecuencia en aerogeneradores para los tres tipos de control analizados y para el caso sin control.

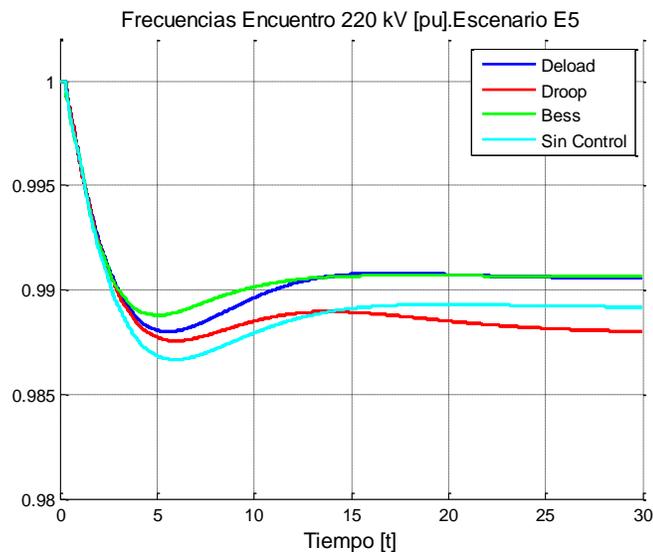


FIGURA 7-14: FRECUENCIAS EN ENCUENTRO 220 KV [PU]. ESCENARIOS E5

Gráficamente es posible observar que en este escenario el desempeño de los 3 esquemas mejora la respuesta inercial del sistema, sin embargo, el control *droop* empeora el valor de establecimiento luego de superada la etapa inercial, incluso situando la frecuencia por debajo del caso sin control de frecuencia. Esto se debe al hecho de que el control *droop* no cuenta con reservas de potencia y sólo sacrifica la energía cinética existente en el rotor para un aporte

instantáneo de potencia activa, por lo que luego de realizado el aporte, su referencia de potencia se sitúa por debajo del valor inicial, provocando que el desequilibrio entre potencia generada y consumida se acentúe más aún.

Por otra parte, el desempeño del control *deload* y el aporte mediante las baterías mejora considerablemente el comportamiento de la frecuencia del sistema ya sea en la respuesta inercial o en el valor de establecimiento. Los índices de los tres esquemas para este escenario se presentan a continuación.

TABLA 7-4: RESUMEN ÍNDICES DE DESEMPEÑO E5

Índice [%]	<i>Deload</i>	<i>Droop</i>	BESS
lh	9.8	6.8	15.8
le	14	-5.6	13.1

La tabla permite cuantificar que esquema de control presenta un mejor desempeño en cuanto a la respuesta inercial y al valor de establecimiento de la frecuencia. Se observa que la respuesta en frecuencia con apoyo de baterías es la que más aporta a la respuesta inercial pero esta es superada en el valor de establecimiento por el control *deload*. El control *droop* tiene escaso desempeño en este escenario aportando en la respuesta inercial, pero perjudicando el valor de establecimiento de la frecuencia.

Luego es de particular interés observar el efecto en las señales de control en las distintas estrategias de regulación. Cabe destacar que los resultados que se presentan son solamente para el parque eólico Taltal, pero estos se representativos del resto de los parques. Además, en el caso de regulación de frecuencia con BESS, la señal de control del parque es una constante en todo momento, por lo que tampoco esta señal de control se presenta. En cambio se muestra la inyección de potencia que realiza cada grupo de baterías.

La primera señal de control en ser analizada es la del control *deload*. Esta se aprecia a continuación.

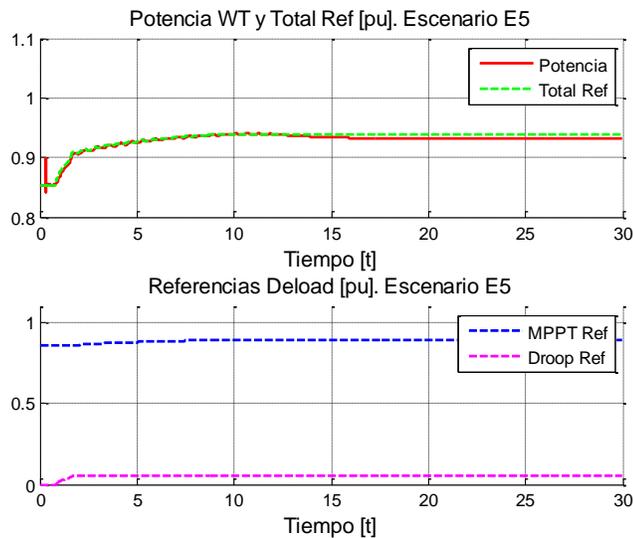


FIGURA 7-15: POTENCIA WT Y REFERENCIAS DEL CONTROL DELOAD. ESCENARIO E5

Es importante recordar que el control *deload* implementado funciona en conjunto con el control *droop*. En la figura inferior se aprecian las 2 señales de control existentes en cada aerogenerador. La señal inferior y de color morado, corresponde al actuar del control *droop*. La señal superior y de color azul, corresponde a la referencia de potencia proveniente de la curva MPPT de la turbina eólica. Es posible observar como esta referencia aumenta en el tiempo. Esto debido a que el control *deload* opera fuera de la curva de MPPT y al disminuir la velocidad del rotor, el generador se acerca a su MPPT provocando el aumento observado. En el gráfico superior, en verde, se observa la suma de las dos referencias anteriores y en rojo cómo la potencia inyectada por el parque sigue a la referencia total.

Corresponde analizar las señales del control *droop*. Estas se presentan a continuación.

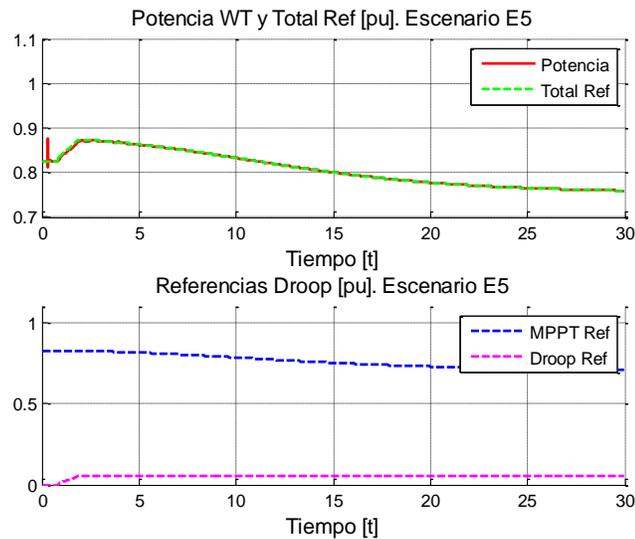


FIGURA 7-16: POTENCIA WT Y REFERENCIAS DEL CONTROL DROOP. ESCENARIO E5

Al igual que en el caso anterior, en el gráfico inferior se presentan las 2 señales de control existentes en la WT. Apreciando la señal de color morado, es posible distinguir el actuar del control *droop* el cual realiza un aporte casi instantáneo. Sin embargo este controlador opera en un punto de la MPPT, y al haber un cambio en la velocidad del generador, la referencia de la curva MPPT se aleja de su máximo provocando la baja que se observa en la curva azul. En el gráfico superior se presenta, en verde, la suma de ambas referencias y en rojo como la potencia total inyectada por el parque sigue a la referencia total. Es importante apreciar como este controlador provoca un aumento casi instantáneo para el control inercial, pero debido al alejamiento de la curva de MPPT el aporte final de potencia activa termina siendo menor que al valor de pre falla.

Finalmente se presenta la inyección de potencia por el grupo de baterías en cada parque con el fin de ratificar que existe un aporte en de potencia en cada uno de ellos.

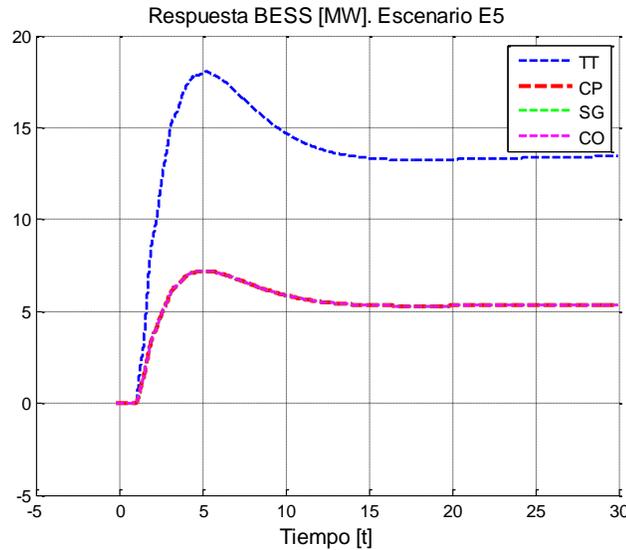


FIGURA 7-17: POTENCIA INYECTADA POR CADA PARQUE EN MW. E5

No es posible observar en la figura el actuar de las BESS en los cuatro parques ante la ocurrencia de la salida de la central. Esto debido a que la acción ejercida por tres de ellos (CP, SG y CO) es la misma, debido a que presentan la misma potencia nominal. El aporte efectuado por el BESS de Taltal es mayor debido a que la generación de ese parque es mayor y tiene asignada una mayor reserva primaria.

7.1.5.2 Escenario con 10% de penetración eólica

Corresponde analizar los resultados obtenidos para el escenario del SING al año 2020 con un 10% de penetración eólica. Estos se presentan a continuación:

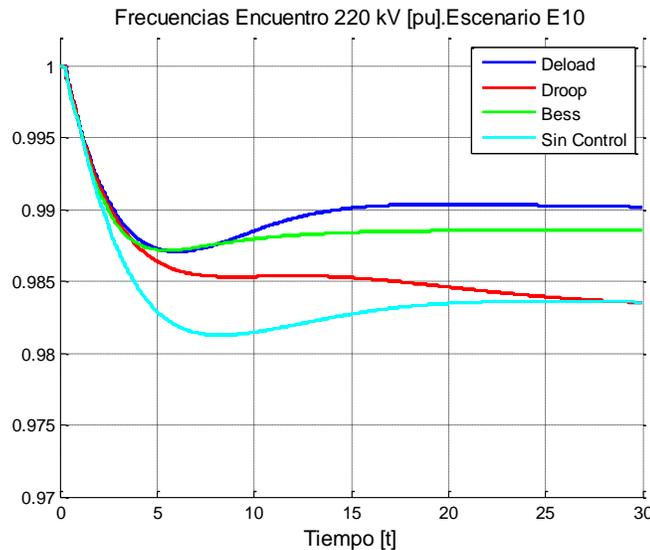


FIGURA 7-18: FRECUENCIAS EN ENCUENTRO 220 KV [PU]. ESCENARIO E10.

Gráficamente es posible observar como el control *deload* y el apoyo mediante baterías presentan desempeños destacados con respecto al control *droop*, sin embargo, en este escenario el control *deload* equipara la respuesta inercial a la presentada con el apoyo mediante baterías pero lo supera claramente en el valor de establecimiento (a diferencia del escenario anterior). Además se observa que el control *droop* en este escenario se convierte en un aporte en todo momento (en el escenario E5 empeora el valor de establecimiento), situándose por sobre la respuesta en frecuencia del sistema en el caso base.

Los índices de los tres esquemas para este escenario se presentan a continuación.

TABLA 7-5: RESUMEN ÍNDICES DE DESEMPEÑO E10

Índice [%]	<i>Deload</i>	<i>Droop</i>	BESS
lh	31	21.4	31.6
le	43	9.6	31.1

La tabla permite cuantificar que esquema de control presenta un mejor desempeño en cuanto a la respuesta inercial y al valor de establecimiento de la frecuencia. Se observa que los tres esquemas presentan un destacado desempeño en la respuesta inercial, teniendo los tres mejorías por sobre el 20%. Además los tres esquemas mejoran el valor de establecimiento de la frecuencia, sin embargo es el control *deload* el cual alcanza el mejor desempeño mejorando en un 43% el valor de establecimiento.

Las señales de control asociadas, presentan los mismos patrones que en el escenario del 5% de penetración, por lo que los resultados son presentando en los anexos.

7.1.5.3 Escenario con 15% de penetración eólica

Nuevamente se procede a observar el comportamiento de las frecuencias en la barra representativa, con el fin de realizar la comparación de los controladores para este escenario.

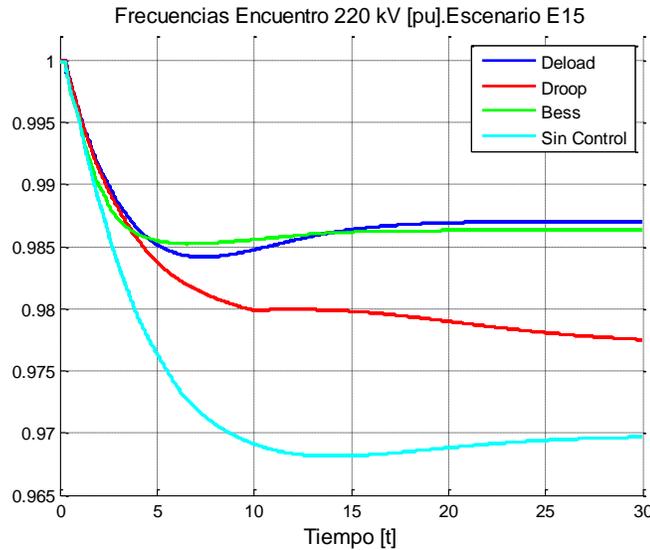


FIGURA 7-19: FRECUENCIAS EN ENCUENTRO 220 KV [PU]. ESCENARIO E15.

Este escenario muestra como los tres controladores mejoran la respuesta en frecuencia con respecto al caso sin control. Nuevamente los controles destacados son los que presentan reservas para afrontar la salida de la central. Los índices de desempeño para este escenario se presentan a continuación.

TABLA 7-6: RESUMEN INDICES DE DESEMPEÑO E15

Índice [%]	<i>Deload</i>	<i>Droop</i>	BESS
lh	50.5	36.8	56.5
le	58	34.3	56.5

La tabla permite cuantificar que esquema de control presenta un mejor desempeño en cuanto a la respuesta inercial y al valor de establecimiento de la frecuencia. Se observa que los tres esquemas presentan un destacado desempeño en la respuesta inercial, teniendo los tres mejorías por sobre el 35%. Además los tres esquemas mejoran el valor de establecimiento de la frecuencia, sin embargo es el control *deload* el cual alcanza el mejor desempeño mejorando en un 58% el valor de establecimiento.

Las señales de control asociadas, presentan los mismos patrones que en el escenario del 5% de penetración, por lo que los resultados son presentando en los anexos.

8. Conclusiones

La presente memoria analiza la estabilidad de frecuencia del SING proyectado al año 2020 frente a 3 estrategias para el control primario de frecuencia en parques eólicos que funcionan en base a generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG). Las estrategias son el control *deload* vía convertidor, el control *droop* y el apoyo mediante equipos de baterías (BESS). Este análisis se realiza para 4 escenarios, los que corresponden a 0, 5, 10 y 15% de penetración eólica con respecto a la capacidad instalada y para la contingencia más severa a la que puede ser expuesto el sistema que corresponde a la salida intempestiva de la central más grande en operación.

Los resultados muestran que el desempeño de los controladores depende de varios factores. El primero corresponde a la respuesta inercial del sistema. A partir del desarrollo de la memoria se observa que mientras mejor sea la respuesta inercial del sistema, mejor puede llegar a ser el valor de establecimiento de la frecuencia ante una falla.

El segundo factor relevante son las curvas de desempeño del aerogenerador, la curva del máximo seguimiento de la potencia y la reserva asignada dependiente de ellas. Los casos en donde los parques están programados para generar sin reserva, son más vulnerables ante fallas que los casos en donde existe reserva asignada. Además la respuesta primaria en frecuencia para el control *deload* depende directamente de su curva de MPPT y de la curva de desempeño del generador ya que estas determinan el comportamiento de la máquina ante variaciones en la velocidad del rotor.

El tercer factor corresponde a las condiciones de pre falla del sistema de potencia. En esta memoria se analiza el peor caso comparable posible. Esto quiere decir, el caso en que la generación y la demanda permiten la salida de una central con la misma cantidad de mega watts despachados en todos los escenarios. Luego, con otras condiciones de operación, la respuesta en frecuencia del sistema de cada esquema de control puede cambiar.

Finalmente, esta el factor dependencia de la cantidad de viento existente. En el caso del control *droop* y el apoyo mediante BESS este factor no es relevante, a diferencia del control *deload* en donde este es un factor de suma importancia ya que el nivel de reserva debe ser asignado en función de la predicción del viento. Para este estudio se simula una situación en donde el viento existente permite trabajar con una suma importante de reservas de potencia en cada parque generador. Esto se traduce en que el desempeño del control *deload* sea más efectivo en comparación a una situación en donde no haya viento suficiente para operar con tal cantidad de reserva.

Considerando que la respuesta de los controladores depende en gran medida de los factores antes mencionados, es posible concluir acerca de la respuesta individual para cada uno de ellos.

Con respecto al control *deload*, este muestra un desempeño destacado en todos los escenarios, demostrando que es el tipo de control que mejor aporte realizar al control primario de frecuencia. Además presenta un buen aporte a la respuesta inercial del sistema, pero esta es superada por la respuesta inercial del sistema con apoyo de baterías. Esta estrategia alcanza mejorías de hasta el 58% en el valor de establecimiento de la frecuencia con respecto al caso si control de frecuencia en un escenario de alta penetración eólica. La principal desventaja de este tipo de control radica en el hecho de que obliga a operar al generador eólico con reservas de potencia, lo que origina pérdidas económicas en cuanto a la venta de energía del parque. Además la cantidad de reserva que puede ser asignada depende de la velocidad del viento incidente. Como ventaja se menciona la independencia de equipos adicionales para asignar reservas de potencia.

Con respecto al control *droop*, este presenta un comportamiento que aporta principalmente a la respuesta inercial del sistema. Esto debido a que este esquema de control no cuenta con reservas de potencia y para apoyar al control de frecuencia sacrifica la energía cinética existente en el rotor de la máquina. Esta acción aleja al parque de su punto de eficiencia máxima lo que origina que luego de realizado el aporte inercial, el parque genera menos potencia que la inyectada originalmente. Además del desarrollo de la memoria es posible concluir que el control *droop* presenta un mejor desempeño a medida que la penetración eólica aumenta. La razón radica en que ante un escenario de baja penetración eólica existe suficiente reserva asignada a máquinas tradicionales las cuales levantan suficientemente la frecuencia como para que el escenario sin control de frecuencia supere al escenario con control *droop* en cuanto al valor de establecimiento post falla. En cambio cuando la penetración de energía eólica es mayor, la reserva tradicional disminuye y el control *droop* toma mayor importancia mejorando la respuesta en frecuencia en comparación a los casos sin control de frecuencia. El valor de establecimiento final de la frecuencia sube en un 34.3% en el escenario de alta penetración eólica. Este controlador presenta un peor desempeño en comparación al control *deload*, sin embargo cuenta con la ventaja de que no presenta pérdidas económicas debido a que opera en un punto de máximo desempeño.

Con respecto al control primario de frecuencia mediante el apoyo con sistemas de baterías se observa que presenta un buen comportamiento en todos los escenarios, ya sea con respecto a la respuesta inercial (el donde presenta el mejor desempeño alcanzando un 53.5% de mejorías) o en cuanto al valor de establecimiento de la frecuencia (en donde es el esquema de control con el segundo mejor desempeño alcanzando un 56.5% de mejorías). Como ventaja, esta estrategia permite operar los generadores eólicos en su punto de máxima eficiencia, a diferencia del control *deload*, pero presenta la desventaja de que se deben adquirir equipos adicionales al aerogenerador lo que incrementa los costos de inversión. Además en el estudio se consideran grupos de baterías con capacidades instaladas de hasta 50 MW, lo que en la actualidad es poco factible (aunque probable al año 2020).

Finalmente en el escenario con alta penetración eólica y en el caso si control “Eólico” de frecuencia, se observa que al producirse la salida intempestiva de la central más grande en operación, la frecuencia desciende lo suficiente como para activar los EDAC, pero al implementar alguno de los esquemas estudiados para el CPF, esto ya no ocurre.

9. Referencias

- [1] “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro”, Marzo 2010. Disponible en, http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/08_Normativas/02_energias/descargable_tecnicas_seguridad/NT_de_SyCS_2010.pdf
- [2] M. Miranda, “Determinación Técnica Económica de Reserva Optima para el Control Primario de Frecuencia”, Tesis de Magister en Ciencias de la Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica de Chile, Marzo 2007.
- [3] Ping-Kwan Keung; Pei Li; Banakar, H.; Boon TeckOoi; “Kinetic Energy of Wind-Turbine Generators for System Frequency Support”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, issue 1, 2009.
- [4] Loukarakis, E.; Margaris, I.; Moutis, P.; “Frequency Control Support and Participation Methods Provided by Wind Generation”, IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC), 2009.
- [5] De Almeida, R.G.; Lopes, J.A.P.; “Participation of Doubly Fed Induction Wind Generators in System Frequency Regulation”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, issue 3, 2007.
- [6] Ramtharan, G.; Ekanayake, J.B.; Jenkins, N.; “Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines”, IET Renewable Power Generation, vol. 1, issue 1, 2007.
- [7] L. Holdsworth, J.B. Ekanayake, N. Jenkins; “Power System Frequency Response from Fixed Speed and Doubly Fed Induction Generator based Wind Turbines”, Wind Energy, 2004.
- [8] Ekanayake, J.; Jenkins, N.; “Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 19, issue 4, 2004.
- [9] Morren, J.; de Haan, S.W.H.; Kling, W.L.; Ferreira, J.A.; “Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, issue 1, pp. 433 - 434, 2006.
- [10] Ping-Kwan Keung; Pei Li; Banakar, H.; Boon TeckOoi; “Kinetic Energy of Wind-Turbine Generators for System Frequency Support”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, issue 1, 2009.
- [11] Chowdhury, B.H.; Ma, H.T.; “Frequency regulation with wind power plants”, IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008.
- [12] Yuan-zhang Sun; Zhao-sui Zhang; Guo-jie Li; Jin Lin; “Review on Frequency Control of Power Systems with Wind Power Penetration”, International Conference on Power System Technology (POWERCON), 2010.
- [13] Vittal, E.; McCalley, J.D.; Ajarapu, V.; Harbour, T.; “Wind Penetration Limited by Thermal Constraints and Frequency Stability”, 39th North American Power Symposium, 2007.
- [14] J. Morren, J. Pierik, S. W.H. de Haan, “Inertial response of variable speed wind turbines”, Electric Power System Research, 2006.
- [15] Erlich, I.; Wilch, M.; “Primary frequency control by wind turbines”, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2010.
- [16] Gowaid, I.A.; El-Zawawi, A.; El-Gammal, M.; “Improved inertia and frequency support from grid-connected DFIG wind farms”, IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE), 2011.
- [17] Ullah, N.R.; Thiringer, T.; Karlsson, D.; “Temporary Primary Frequency Control Support by Variable Speed Wind Turbines— Potential and Applications”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, issue 2, 2008.
- [18] Tarnowski, G.C.; Kjær, P.C.; Dalgaard, S.; Nyborg, A.; “Regulation and frequency response service capability of modern wind power plants”, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2010.
- [19] Akbari, M.; madani, Seyed M.; “Participation of DFIG based wind turbines in improving short term frequency regulation”, 18th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE), 2010.
- [20] GE energy, “Solutions for Wind Power Performance”, disponible en www.ge-energy.com/wind

- [21] De Almeida, R.G.; Castronuovo, E.D.; Lopes, J.A.P.; "Optimum generation control in wind parks when carrying out system operator requests", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, issue 2, 2006.
- [22] Wang Yao; Lee, K.Y.; "A Control Configuration of Wind Farm for Load-following and Frequency Support by Considering the Inertia Issue", IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011
- [23] Wang Yao; Lee, K.Y.; "A Wind Farm Configuration for Load-following Control and Its Application to Primary Frequency Support", North American Power Symposium, 2011.
- [24] Janssens, N.A.; Lambin, G.; Bragard, N.; "Active Power Control Strategies of DFIG Wind Turbines", IEEE Power Tech, 2007.
- [25] Moutis, P.; Loukarakis, E.; Papathanasiou, S.; Hatziargyriou, N.D.; "Primary load-frequency control from pitch-controlled wind turbines", IEEE PowerTech, 2009.
- [26] Christopher Schaber, Patrick Mazza, Roel Hammerschlag, "Utility-Scale Storage of Renewable Energy", The Electricity Journal, Volume 17, Issue 6, July 2004, Pages 21-29
- [27] Smith, S.C.; Sen, P.K.; Kroposki, B.; , "Advancement of energy storage devices and applications in electrical power system", Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE , vol., no., pp.1-8, 20-24 July 2008
- [28] Masaud, T.M.; Keun Lee; Sen, P.K.; "An overview of energy storage technologies in electric power systems: What is the future?", North American Power Symposium (NAPS), 2010 , vol., no., pp.1-6, 26-28 Sept. 2010.
- [29] EPRI, "Electricity energy storage technology options. A white paper primer on applications, costs, and benefits", Electric Power Research Institute Energy and Environmental Economics, Inc., Report 1020676. Technical Update, December 2010, Dec.2010.
- [30] Manz, D.; Keller, J.; Miller, N.; "Value Propositions for Utility-Scale Energy Storage", IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, 2011.
- [31] <http://www.electricitystorage.org> , visitado en Diciembre de 2011
- [32] Barton, J.P.; Infield, D.G.; "Energy storage and its use with intermittent renewable energy", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol.19, no.2, pp. 441- 448, June 2004.
- [33] Mukund R. Patel. "Wind and Solar Power Systems-design, analysis and operation". 2nd ed. Taylor&Francis, 2006.
- [34] J.K. Kaldellis, D. Zafirakis, K. Kavadias, "Techno-economic comparison of energy storage systems for island autonomous electrical networks", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 13, Issue 2, February 2009, Pages 378-392
- [35] Cimuca, G.O.; Saudemont, C.; Robyns, B.; Radulescu, M.M.; "Control and Performance Evaluation of a Flywheel Energy-Storage System Associated to a Variable-Speed Wind Generator," Industrial Electronics, IEEE Transactions on , vol.53, no.4, pp.1074-1085, June 2006
- [36] Guerrero, M.A.; Romero, E.; Barrero, F.; Milanés, M.I.; Gonzalez, E.; "Overview of medium scale energy storage systems," Compatibility and Power Electronics, 2009. CPE '09. , vol., no., pp.93-100, 20-22 May 2009.
- [37] Ali, M.H.; Bin Wu; Dougal, R.A.; "An Overview of SMES Applications in Power and Energy Systems," IEEE Transactions on Sustainable Energy, April 2010.
- [38] Bo Yang; Makarov, Y.; Desteese, J.; Viswanathan, V.; Nyeng, P.; McManus, B.; Pease, J.; "On the use of energy storage technologies for regulation services in electric power systems with significant penetration of wind energy", 5th International Conference on European Electricity Market, 2008.
- [39] K.C. Divya, Jacob Østergaard, "Battery energy storage technology for power systems—An overview", Electric Power Systems Research, Volume 79, Issue 4, April 2009.
- [40] http://www.revistaei.cl/revistas/index_neo.php?id=568, visitado en Noviembre de 2011
- [41] Miller, N.; Manz, D.; Roedel, J.; Marken, P.; Kronbeck, E.; "Utility scale Battery Energy Storage Systems," IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2010.
- [42] Kenneth E. Okedu "Wind Turbine Driven by Permanent Magnet Synchronous Generator"
- [43] Simon Andrés Norambuena Ortega.Memoria "Predicción de corto plazo de potencia generada en un aerogenerador usando modelos arima"

- [44] O. Wasynczuk, D. T. Man., and J. P. Sullivan, "Dynamic behaviour of a class of wind turbine generators during random wind fluctuations," IEEE Trans. Power App. Syst., vol. 100, pp. 2837-2845, June 1981.
- [45] David Hartwanger and Dr Andrej Horvat "3D MODELLING OF A WIND TURBINE USING CFD". 2008.
- [46] Francisco M. González-Longatt "Modelación del Rotor de Turbinas de Viento en Simulación de Sistemas de Potencia: Parte III", reporte de investigación, 2007.
- [47] Poller M, "Doubly-Fed Inducion Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms", Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna.
- [48] Petru T, "Modeling of wind turbines for power system studies", Thesis for the degree of doctor of philosophy, Division of Electric Power Engineering, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Tecnology, Sweden 2003.
- [49] Akhmatov V, "Analysis of dymanicbehaviour of electric power systems with large amount of wind power", PhD Thesis, Electric Power Engineering, Technical University of Denmark, 2003.
- [50] Tande J, Muljadi E y otros, "Dynamic models of wind farms for power system studies" – status by IEA Wind R&D Annex 21, EWEC'04, London, UK
- [51] Petersson A, "Analysis, modeling and control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines", Thesis for the degree of doctor of philosophy, Division of Electric Power Engineering, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Tecnology, Sweden 2005.
- [52] Luis Carlos Leonardo Bolaños Méndez "Control vectorial de par velocidad en motores de inducción", Trabajo de graduación,2005.
- [53] Petersson A, Thiringer T, Harenfors L and Petru T, "Modeling and Experimental Verification of Grid Interaction of a GFIG Wind Turbine", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 20, N° 4, 2005.
- [54] Código de redes Danés. "http://www.energinet.dk/DA/El/Forskrifter/Tekniske-forskrifter/Sider/Forskrifter-for-nettilslutning.aspx"
- [55] Jianzhong Zhang, Ming Chen g, Zhe Che n, Xiaofan Fu "Pitch Angle Control for Variable Speed Wind Turbines", Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on 2008.
- [56] Abdulhamed Hwas and Reza Katebi "Wind Turbine Control Using PI Pitch Angle Controller", IFAC Conference on Advances in PID Control, Italy 2012.
- [57] H. Li, Z. Chen. "Overview of different wind generator systems and their comparisons". Renewable Power Generation, IET 2007.
- [58] Power Factory Application Manual "Battery Energy Storing Systems in Power Factory" .2010.
- [59] Ficha del proyecto parque eólico Calama, http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=5693173
- [60] Licitación parques eólicos en Sierra Gorda y Tal Tal, http://www.bienesnacionales.cl/?page_id=1625.
- [61] Ley 20257 de energías renovables en chile, http://centralenergia.cl/uploads/2009/12/Ley_ERNC_LEY-20257.pdf
- [62] Milani Torres Francesca Gemita:" Integración de un enlace HVDC al control de frecuencia del SIC", Memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, Tesis para optar al grado de magister en ciencias de la ingeniería mención eléctrica página 30, 2011.
- [63] Víctor Velar Guerrero, "Incorporación Parques Eólicos a la Red: Estudios de Conexión y Códigos Eléctricos" http://www.cigre.cl/sem_2_junio_10/presentaciones/INGENDESA.pdf, 2010.
- [64] Monteiro Zuñiga Fernanda Johanna: "Modelación dinámica de parques eólicos para una integración masiva en el SIC", Memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, 2008.

Anexos

Anexo A: Descripción del SING

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) es el sistema eléctrico de potencia que abarca el norte grande del país extendiéndose entre las regiones de Arica y Antofagasta. Cubre una superficie aproximada del 25% del territorio continental de Chile. En la zona existe un clima de extrema sequedad, debido a que gran parte del territorio está constituido por el desierto de Atacama. Actualmente la capacidad instalada en el SING es cercana a los 4580 MW²⁸. La matriz es básicamente centrales que funcionan a partir de carbón y gas natural, las que concentran el 45.85 y 46.11% respectivamente. En cuanto al sistema de transmisión, el sistema cuenta con cerca de 5600 km de líneas con tensiones nominales sobre los 110 kV.

Entre las principales características que se pueden encontrar en el SING son: escasez del recurso agua para usos de generación eléctrica, aproximadamente un 90% de consumos mineros, el parque generador está concentrado y alejado de los grandes centros de consumo y una generación térmica con un 99,6% de penetración

²⁸ Incluyendo la Central Salta en Argentina con 642.8 MW.

Anexo B: Sistema eléctrico utilizado en las simulaciones

El modelo eléctrico del SING proyectado para el año 2020 en donde se llevaron a cabo los modelos y se ejecutaron las simulaciones dinámicas de la presente memoria, es el que se muestra a continuación.

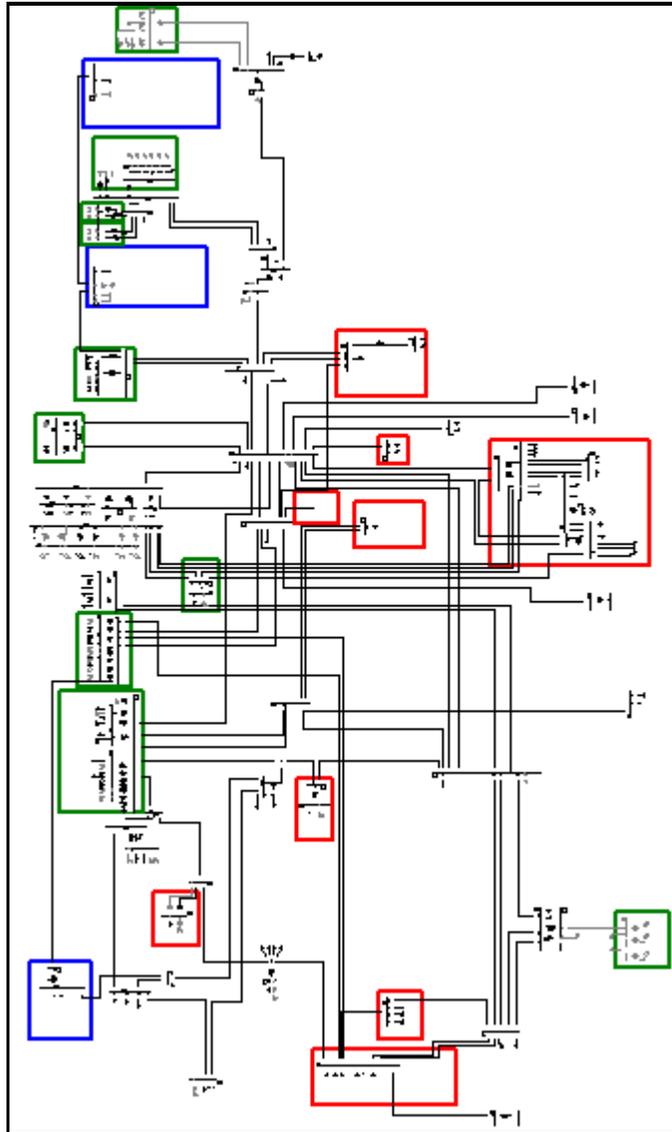


FIGURA 0-1: DIAGRAMA UNILINEAL DEL SING PROYECTADO AL AÑO 2020

El software utilizado es el *Digsilent Power Factory* cuya licencia se encuentra a disposición del Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile.

Anexo C: Condiciones de operación

A continuación se listan los despachos en cada uno de los escenarios analizados.

TABLA 0-1: DESPACHO CENTRALES CONVENCIONALES. ESCENARIOS E0 Y E5

MW	E0	E5	E5	E5	E5
Centrales		Deload	Droop	BESS	SC ²⁹
Chap Arica	10	10	10	10	10
Chuqui UGs 1-3	50	50	50	50	50
Ang1 Laberinto	215	215	215	215	215
Ang2 Laberinto	215	215	215	215	215
CTA Chacaya	120	80	80	75	75
CTH Chacaya	120	80	80	80	80
CTM1 Chacaya	100	100	100	100	100
CTM2 Chacaya	95	95	95	95	95
CTTAR Tarapacá	105	105	105	105	105
TG1A Atacama	100	96	96	96	96
TG1B Atacama	100	0	0	0	0
TG2A Atacama	100	0	0	0	0
NTO1 Crucero	70	70	70	70	70
U13 Tocopilla	55	55	55	55	55
U14 Tocopilla	110	110	110	110	110
U15 Tocopilla	110	110	110	110	110
U16 Tocopilla	137	179	179	141	141
UGs_Collahuasi	45	45	45	45	45
NC 1 Atacáma	80	75	75	75	75
NC 2 Atacáma	80	75	75	75	75
NC 1 Chacaya	120	120	120	120	120
NC 2 Chacaya	120	120	120	120	120
NC 3 Chacaya	120	120	120	120	120
NC 4 Chacaya	120	120	120	120	120
NC 1 Tarapacá	75	75	75	75	75
Total	2570	2320	2320	2277	2277

²⁹ SC=Sin Control

TABLA 0-2: DESPACHO CENTRALES CONVENCIONALES. ESCENARIOS E10 Y E15

MW	E10		E10		E15		E15	
	Deload	Droop	BESS	SC	Deload	Droop	BESS	SC
Chap Arica	10	10	10	10	10	10	10	10
Chuqui UGs 1-3	50	50	50	50	50	50	50	50
Ang1 Laberinto	215	215	215	215	215	215	215	215
Ang2 Laberinto	215	215	215	215	215	215	215	215
CTA Chacaya	80	80	75	75	75	75	75	75
CTH Chacaya	80	80	80	80	75	75	90	90
CTM1 Chacaya	100	100	100	100	100	100	95	95
CTM2 Chacaya	95	95	95	95	95	95	105	105
CTTAR Tarapacá	105	105	105	105	105	105	96	96
TG1A	96	96	96	96	96	96	0	0
NTO1	70	70	70	70	70	70	70	70
U14	55	55	55	55	55	55	50	50
U15	110	110	110	110	110	110	110	110
U16	116	116	122	122	139	139	130	130
UGs_Collahuasi	45	45	45	45	45	45	45	45
NC 1 Atacáma	75	75	75	75	75	75	75	75
NC 2 Atacáma	75	75	75	75	75	75	0	0
NC 1 Chacaya	135	135	105	105	80	80	105	105
NC 2 Chacaya	135	135	105	105	79	79	105	105
NC 3 Chacaya	135	135	105	105	0	0	0	0
NC 1 Tarapacá	75	75	75	75	75	75	75	75
Total	2085	2085	1983	1983	1839	1839	1716	1716

Además se presentan los despachos para cada uno de los parques eólicos, en los distintos escenarios, cuando no existe reserva asociada.

TABLA 0-3: DESPACHOS "EÓLICOS" PARA CASOS CON BESS Y SIN CONTROL

Escenarios	Calama Oriente	Calama Poniente	Sierra Gorda	Taltal	Suma
E0	0	0	0	0	0
E5	40	60	60	120	280
E10	80	120	120	240	560
E15	120	180	160	360	820

Sin embargo si el parque tiene asignada reservas, como es el caso del control *deload* y *droop*, los despachos son los que se aprecian a continuación.

TABLA 0-4: DESPACHOS "EÓLICOS" PARA CONTROL DELOAD Y CONTROL DROOP

Escenarios	Calama Oriente	Calama Poniente	Sierra Gorda	Taltal	Suma
E0	0	0	0	0	0
E5	34	51	51	103	239
E10	68	103	103	206	480
E15	103	154	137	309	703

El cálculo para determinar cada uno de los porcentajes de penetración eólica asociados a cada escenario, se basa en la estimación de la capacidad instalada del SING al año 2020. El valor estimado es de aproximadamente 5500 MW. Para estimar los porcentajes de penetración asociados a cada parque se utiliza el potencial total existente en la zona y los factores de planta asociados a cada una de ellas. Estos se pueden apreciar a continuación.

TABLA 0-5: FACTORES DE PLANTA Y VALORES MÁXIMOS DE GENERACIÓN POR PARQUE

Sector	Calama Poniente	Calama Oriente	Sierra Gorda	Taltal
Factor de planta	0,34	0,38	0,34	0,45
Valore máximos de generación por sector MW	340	200	300	660

Finalmente se presentan las variables establecidas en las máquinas de inducción.

TABLA 0-6: VALORES VARIABLES/PARÁMETROS DEL MODELO DEL EJE DE LA TURBINA

Variable	Significado	Unidad
P_{base}	Potencia nominal del generador [MW]	5
D_{turb}	Amortiguamiento de la turbina [Nms/rad]	0
J_{turb}	Inercia del rotor [kgmm]	6100000
k_{shaft}	Constante del resorte del modelo del eje [Nm/rad]	83000000
D_{shaft}	Constante de amortiguamiento del modelo del eje [Nms/rad]	1400000

TABLA 0-7: VALORES DE LAS VARIABLES/PARÁMETROS DEL MODELO DE LA TURBINA.

Variable	Significado	Valor
R	Radio de las aspas	50
Rho	Densidad del aire	1.225

TABLA 0-8: VALORES DE LAS VARIABLES/PARÁMETROS DEL CONTROL PQ.

Variable	Significado	Valor
Q_{ref}	Referencia a seguir por la potencia reactiva	0
K_p	Constante proporcional de la potencia activa	1
T_p	Constante integral de la potencia activa	0.1
K_q	Constante proporcional de la potencia activa	1
T_q	Constante integral de la potencia reactiva	0.1
Max	Límite máximo de magnitud de corriente de referencia	1.3
I_{fd_ref}	Referencia de corriente eje d	0.44
I_{fq_ref}	Referencia de corriente eje q	0.8
Max_ifd	Límite máximo referencia de corriente eje d	1
Min_ifd	Límite mínimo referencia de corriente eje d	-1
Max_ifq	Límite máximo referencia de corriente eje q	1
Min_ifq	Límite mínimo referencia de corriente eje q	-1

TABLA 0-9: VARIABLES/PARÁMETROS MODELO CONTROL DE CORRIENTE DEL ROTOR.

Variable	Significado	Valor
i_{fq_ref}	Referencia de corriente eje q	0.8
i_{fd_ref}	Referencia de corriente eje d	0.44
K_d	Constante proporcional eje d	0.2
T_d	Constante integral eje d	0.01
K_q	Constante proporcional eje q	0.2
T_q	Constante integral eje q	0.01
Pmd	Referencia eje d del PWM	0.03
Pmq	Referencia eje q del PWM	-0.19
Max	Límite máximo de magnitud de corriente de referencia	1
Max_pmd	Límite máximo control PI del eje d	1
Min_pmd	Límite mínimo control PI del eje q	-1
Max_pmq	Límite máximo control PI del eje q	1
Min_pmq	Límite mínimo control PI del eje q	-1

TABLA 0-10: VARIABLES/PARÁMETROS CONTROL DE TENSION DC.

Variable	Descripción	Valor
V_{DC_ref}	Referencia de tensión dc	1.322
$K_{V_{DC}}$	Constante proporcional	5
$T_{V_{DC}}$	Constante integral	0.1
Max_idref	Límite superior corriente referencia	1
Min_idref	Límite inferior corriente referencia	-1

Anexo D: Señales de control escenario E10 y E15

Debido a que el comportamiento de las señales de control en los escenarios E10 y E15 son similares a los presentados para el escenario E5, estos se establecen en esta sección de anexos.

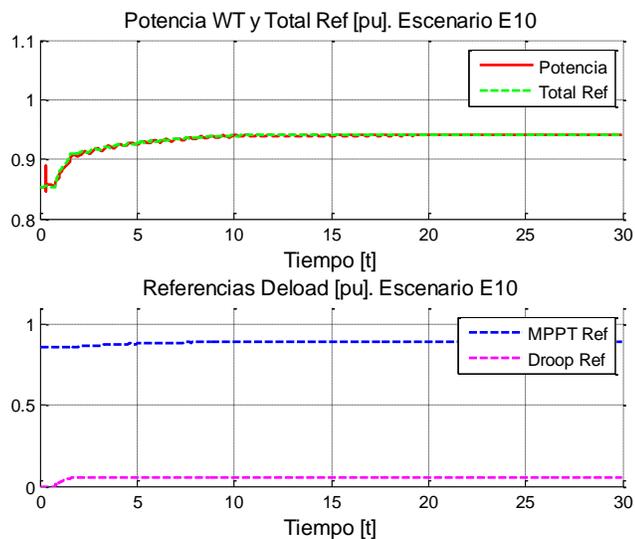


FIGURA 0-2: POTENCIA WT Y REFERENCIAS DEL CONTROL DELOAD. ESCENARIO E10.

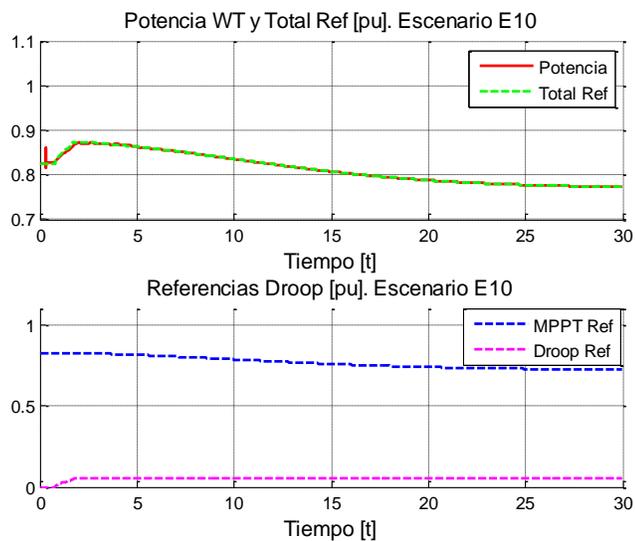


FIGURA 0-3: POTENCIAS WT Y REFERENCIAS DEL CONTROL DELOAD. ESCENARIO E15.

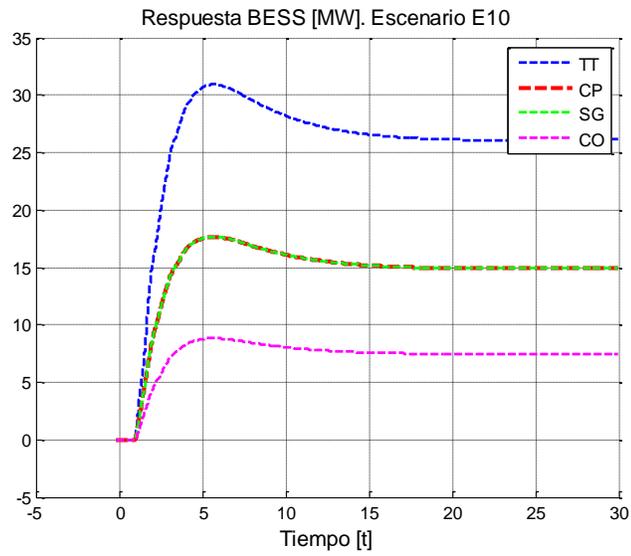


FIGURA 0-4: POTENCIA INYECTADA POR CADA PARQUE EN MW. E10.

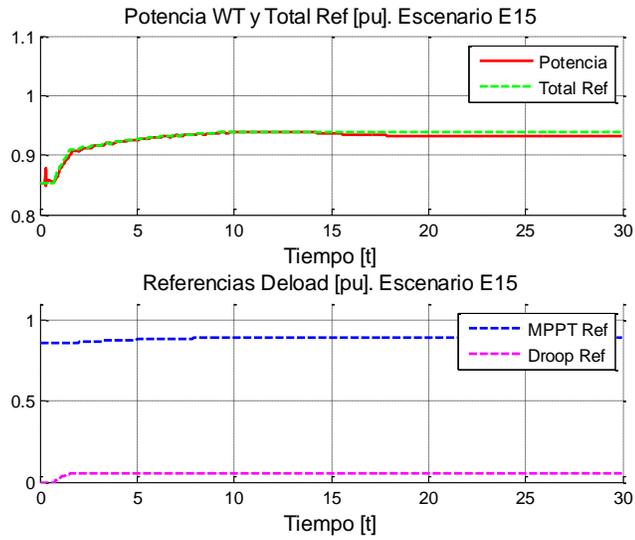


FIGURA 0-5: POTENCIA WT Y REFERENCIA CONTROL DELOAD. ESCENARIO E15.

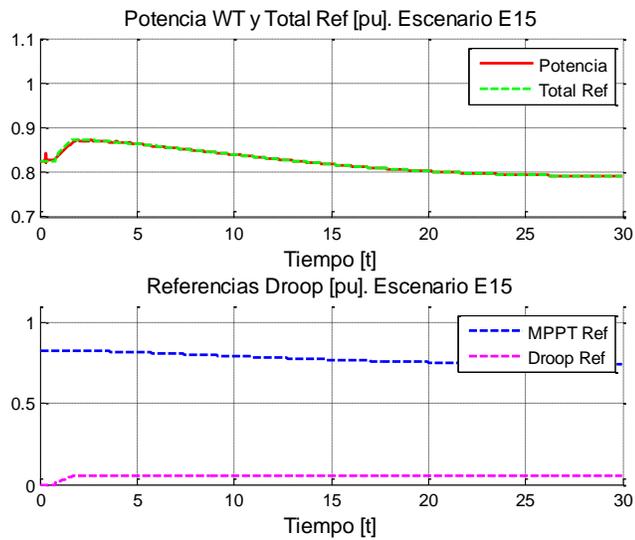


FIGURA 0-6: POTENCIA WT Y REFERENCIAS DEL CONTROL DROOP. ESCENARIO E15.

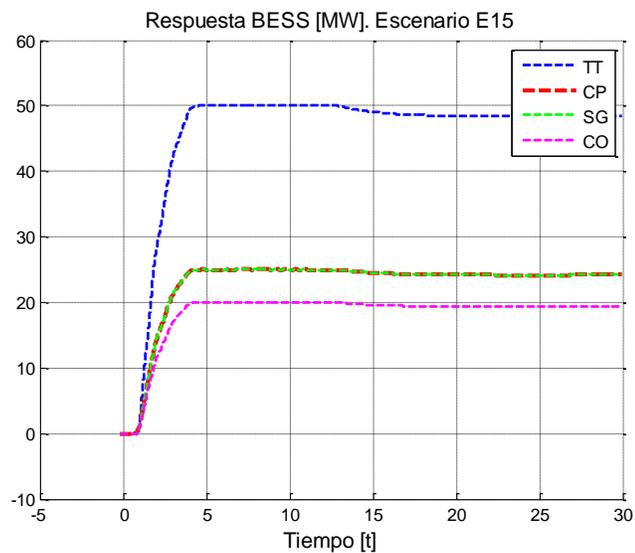


FIGURA 0-7: POTENCIA INYECTADA POR CADA PARQUE EN MW. E15.

El análisis para cada uno de estos escenarios es el mismo que el presentado para el escenario E5.

Anexo E: Transformación DQ

La transformación DQ se utiliza para pasar las componentes de un sistema de tres variables componentes a otro sistema de referencia pero con dos variables de interés. El objetivo de la transformación en esta aplicación consiste en convertir las variables senoidales trifásicas ‘abc’ en valores constantes ‘dq0’ en régimen permanente. El vector con las componentes del nuevo sistema de referencia $[x_r]$ se obtiene multiplicando el vector de coordenadas trifásicas $[x]$ por la matriz de transformación $[T]$ según la ecuación

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_o \end{bmatrix} = [x_r] = [T][x] = [T] \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (44)$$

La expresión para la matriz $[T]$ se presenta a continuación.

$$[T] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\text{sen}(\theta) & -\text{sen}\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (45)$$

En donde θ corresponde al ángulo de la referencia rotativa (ejes D-Q en la Figura 0-8).

$$\theta = \int_0^t (\omega) dt + \theta_0 \quad (46)$$

Con ω la velocidad angular de la referencia DQ y θ_0 el ángulo inicial de la referencia DQ

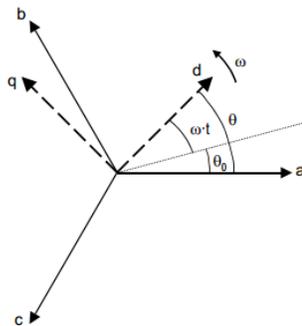


FIGURA 0-8: SISTEMA DE REFERENCIA TRIFÁSICO Y DQ