Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Valparaíso - Chile

"Evaluación técnica del incremento posible en la generación eólica en el Sistema Mediano de Punta Arenas, utilizando BESS y emulación de inercia"

Frank Thornton Gerling

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE

INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

Profesores Guías

Ignacio Antonio Calle

Jorge Juliet Avilés

Correferente

Boris Muñoz Gebert

20 de agosto de 2018

Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor o de la Institución.

Agradecimientos

Primero que todo quisiera agradecer a quienes me ayudaron a realizar este trabajo para alcanzar el título de Ingeniero Civil Electricista, mis profesores Jorge Juliet e Ignacio Calle y a mi correferente Boris Muñoz, quienes con gran paciencia me han dado el apoyo necesario para sacar adelante este proyecto.

Luego de haber completado un trayecto tan largo para alcanzar un título profesional, es difícil evitar pensar en todo lo ocurrido para llegar a este punto, y la incertidumbre de lo que pasará. Por otro lado, es fácil olvidar por qué se decidió tomar esta ruta. Lo que en un momento se creía esencial para alcanzar una vida feliz empalidece el día de hoy, opacado por lo que se ganó al recorrer el camino.

Es por esto que deseo reconocer a mis amigos y amigas, porque, a pesar que muchos se fueron incorporando casualmente en mis días de estudio, antes de darme cuenta tenía varias personas a mi alrededor que hacían del día a día uno más alegre. Una vida con ellos y sin un título siempre será más cálida que la opción inversa. A pesar que estoy agradecido por todo lo que me han ayudado a través de los años, me encuentro aún más agradecido por la fortuna que tuve al tomar las decisiones que tomé, ya que me llevaron a su lado.

También quiero agradecer a mi padre, madre y hermana, que siempre dispuestos me apoyaron en mis decisiones, entregándome lo que fuera necesario para alcanzar mi objetivo. Gracias a ellos logré estar en una situación extremadamente privilegiada, donde lo que yo quería hacer y hasta donde quería llegar dependían únicamente de mi disposición y esfuerzo a alcanzarlo.

Resumen

Este documento presenta un estudio sobre la integración de turbinas eólicas en el Sistema Mediano de Punta Arenas. Se han modelado turbinas eólicas de velocidad variable, que se conectan a la red a través de un enlace DC, por lo que no entregan potencia durante una perturbación en la estabilidad de frecuencia del sistema. Para lograr que aporten en la regulación primaria de frecuencia es que se añade un control adicional, que busca emular el efecto que tienen las unidades sincrónicas en los primeros instantes, debido a la inercia que poseen por la masa rotatoria. Es por esto que el trabajo busca evaluar el impacto que tiene tanto la emulación de inercia en turbinas eólicas, apoyadas por BESS, para mermar las dificultades que actualmente complican, desde un aspecto técnico y económico, la implementación de turbinas eólicas.

El trabajo se divide en varios capítulos, que introducen y contextualizan el tema para luego desarrollarlo. La estructura utilizada es la siguiente: el segundo capítulo trata el marco teórico, en donde se presentan los conceptos relevantes para la realización del estudio, revisando el modelo de la máquina de inducción, turbinas eólicas y sistemas de almacenamiento de baterías. Además se resumen el concepto de estabilidad en sistemas de potencia y el rol que cumple la emulación de inercia en la regulación de frecuencia. El tercer capítulo detalla los antecedentes utilizados en el estudio, principalmente la información sobre el sistema mediano de Punta Arenas. El cuarto capítulo describe la metodología desarrollada para la realización del estudio, destacando el modelo eólico que se decidió utilizar. También se definen los escenarios de generación, demanda y contingencias relevantes, buscando las situaciones más críticas para evaluar la respuesta primaria en frecuencia luego de la integración de baterías y/o turbinas eólicas con emulación de inercia. El quinto capítulo presenta las simulaciones realizadas, detallando conclusiones parciales que justifican el diseño de los controladores utilizados, al caracterizar el sistema frente a contingencias y determinar los requerimientos necesarios para la implementación de BESS y/o turbinas eólicas con emulación de inercia. El sexto capítulo consiste en un estudio económico, que evalúa diversos escenarios para determinar la cantidad más apropiada de turbinas eólicas y/o BESS para integrar al sistema de Punta Arenas. Finalmente el séptimo capítulo resume las conclusiones más relevantes, destacando las ventajas del control implementado, entregando recomendaciones para futuros estudios y para la integración de recursos renovables en el sistema mediano de Punta Arenas.

Índice general

1. Introducción **2**

2. Marco teórico **4**
2.1. Modelamiento de Turbinas Eólicas 4
2.1.1. Máquina de inducción doblemente alimentada con convertidor reducido . . . 6
2.2. Almacenamiento de energía y BESS 15
2.3. Regulación de frecuencia y emulación de inercia 19
2.4. Experiencia con la emulación de inercia en turbinas eólicas en Canadá 23

3. Descripción del Sistema de Punta Arenas **25**
3.1. Generación 27
3.2. Transmisión 27
3.3. Distribución 27
3.4. Demanda 28
3.5. Protección por desconexión de carga 29
3.6. Operación normal 29

4. Metodología **31**
4.1. Artículos relevantes de la Norma Técnica de Sistemas Medianos 31
4.2. Modelo eólico implementado en DigSilent PowerFactory 32
4.3. Puntos de conexión para las turbinas eólicas 32
4.4. Escenarios de generación, demanda y contingencias 32
4.5. Requerimientos del controlador de inercia 33
4.6. Estudios para la integración de turbinas eólicas y BESS 33

5. Estudios Sistémicos **35**
5.1. Diseño del controlador 35
5.1.1. Ensayos con emulación SOP 38
5.1.2. Ensayos con emulación PD 41
5.1.3. Controlador implementado 44
5.2. Descarga de turbinas para aumentar la reserva en giro 50
5.2.1. Viento alto 50
5.2.2. Viento bajo 57
5.3. Integración de turbinas eólicas y BESS coordinando su operación 62

5.3.1. Salida de servicio unidad N°7 Solar Titán 63
5.3.2. Cortocircuito en la línea de conexión 68
5.4. Integración de turbinas eólicas y BESS sin emulación de inercia 80

6. Estudio económico **84**
6.1. Valores de inversión 85
6.2. Resultados de la simulación 86

7. Comentarios y conclusiones **89**

8. Anexo **94**
8.1. Red de distribución alimentador 6 y 11 94
8.2. Modelación en DigSilent 98
8.2.1. Modelo Turbina Eólica 98
8.2.2. Modelo Batería 110
8.3. Viento Punta Arenas 116
8.4. Parametros del Modelo Eólico Utilizado 117
8.4.1. Parámetros sistema aerodinámico 117
8.4.2. Parámetros generador 117
8.5. Modelo MOST 118

Índice de figuras

2.1. Valor de C_p para distintos valores de λ y β 5
2.2. Esquema de un DFIG 6
2.3. Circuito equivalente máquina de inducción con rotor alimentado en estado estacionario 9
2.4. Potencia de la turbina eólica en función de velocidad de rotación y viento. (β = 0) . . 10
2.5. Esquema general del control de una turbina eólica con un DFIG. Señales verdes corresponden a valores medidos mientras que las rojas son señales de actuación. 11
2.6. Esquema de control del RSC 13
2.7. Esquema de control del GSC 14
2.8. Contraste de densidad de potencia y energía en diversos sistemas de almacenamiento de energía [12] 15
2.9. Contraste de densidad de potencia y energía en diversos BESS [13] 16
2.10. Vida útil y eficiencia de tecnologías de baterías y otros sitemas de almacenamiento [15] 17
2.11. Modelo circuital de una celda de batería de ion de lítio [16] 18
2.12. Esquema del control de potencia-frecuencia de una turbina [19]. 19
2.13. Curva de potencia-frecuencia en estado estacionario resultante del control. 20
2.14. Lazo MPPT y adicionales para entregar apoyo durante una perturbación de frecuencia. [4] 21
2.15. Curvas MPPT descargadas entre 0 y 20 % en función de velocidad de rotación y viento. (β = 0) 22
2.16. Efectos de la emulación de inercia en la regulación de frecuencia [22]. 23
2.17. Emulación de inercia en un parque eólico de 138 [MW] en Hydro-Québec [24]. Se presenta la frecuencia en Hz y la potencia del parque eólico en pu. 24

3.1. Unilineal centrales Tres Puentes y Punta Arenas 25
3.2. Unilineal Sistema Punta Arenas. Se presenta la ubicación del actual parque eólico Cabo Negro y el alimentador al cual se conecta. 26
3.3. Demanda Sistema Punta Arenas Año 2016 [25]. 28

5.1. Escalón de carga de 15 %, con interacción del lazo MPPT para distintos valores del control de velocidad y congelando el lazo MPPT. Se presenta la frecuencia del sistema, la potencia eólica, y la velocidad rotacional de la turbina eólica, respectivamente. . . 36
5.2. Esquema SOP, Escalón de carga del 15 %, frecuencia sistema 38
5.3. Esquema SOP, Escalón de carga del 15 %, potencia turbina eólica 39
5.4. Esquema SOP, Escalón de carga del 15 %, velocidad turbina eólica 39

5.5. Esquema SOP, salida de servicio unidad N°7 Solar Titán, frecuencia sistema. 40
5.6. Esquema SOP, salida de servicio unidad N°7 Solar Titán, potencia turbina eólica. . . 40
5.7. Esquema SOP, salida de servicio unidad N°7 Solar Titán, velocidad turbina eólica. . 41
5.8. Esquema PD, salida de servicio unidad N°7 Solar Titán, frecuencia sistema. 41
5.9. Esquema PD, salida de servicio unidad N°7 Solar Titán, potencia turbina. 42
5.10. Esquema PD, escalón de carga del 15 %, velocidad turbina. 42
5.11. Esquema PD, salida de servicio unidad N°7 Solar Titán, frecuencia sistema. 43
5.12. Esquema PD, salida de servicio unidad N°7 Solar Titán, potencia turbina. 43
5.13. Esquema PD, salida de servicio unidad N°7 Solar Titán, velocidad turbina. 44
5.14. Secuencia lógica para el apoyo de frecuencia 45
5.15. Control supervisor para el apoyo de frecuencia de turbinas eólicas y BESS. 48
5.16. Variación al controlador de velocidad para permitir el intercambio de controladores durante la operación. 49
5.17. Funciones de transición para el cambio de controladores 49
5.18. Resultados ante la operación de una turbina eólica, frecuencia sistema. 52
5.19. Resultados ante la operación de una turbina eólica, potencia turbina. 52
5.20. Resultados ante la operación de una turbina eólica, velocidad turbina. 53
5.21. Resultados ante la operación de tres turbinas eólicas, frecuencia del sistema. 53
5.22. Resultados ante la operación de tres turbinas eólicas, potencia turbina. 54
5.23. Resultados ante la operación de tres turbinas eólicas, velocidad turbina. 54
5.24. Resultados ante la operación de seis turbinas eólicas, frecuencia sistema. 55
5.25. Resultados ante la operación de seis turbinas eólicas, potencia turbina. 55
5.26. Resultados ante la operación de seis turbinas eólicas, se grafica la velocidad de la turbina 56
5.27. Resultados ante la operación de una turbina eólica, frecuencia sistema. 58
5.28. Resultados ante la operación de una turbina eólica, potencie eólica. 58
5.29. Resultados ante la operación de una turbina eólica, velocidad turbina. 59
5.30. Resultados ante la operación de tres turbinas eólicas, frecuencia sistema. 59
5.31. Resultados ante la operación de tres turbinas eólicas, potencia eólica. 60
5.32. Resultados ante la operación de tres turbinas eólicas, velocidad turbina. 60
5.33. Resultados ante la operación de seis turbinas eólicas, frecuencia sistema. 61
5.34. Resultados ante la operación de seis turbinas eólicas, potencia eólica. 61
5.35. Resultados ante la operación de seis turbinas eólicas, velocidad turbina. 62
5.36. Frecuencia ante la salida de la unidad N°7 Solar Titan, una turbina eólica en operación. 64
5.37. Potencia eólica ante la salida de la unidad N°7 Solar Titan, una turbina eólica en operación. 64
5.38. Potencia BESS ante la salida de la unidad N°7 Solar Titan, una turbina eólica en operación. 65
5.39. Potencia unidad N°9 Solar Titan ante la salida de la unidad N°7 Solar Titan, una turbina eólica en operación. 65
5.40. Frecuencia ante la salida de la unidad N°7 Solar Titan, seis turbinas eólicas en operación. 66

5.41. Potencia eólica ante la salida de la unidad N°7 Solar Titan, seis turbinas eólicas en operación. 67
5.42. Potencia BESS ante la salida de la unidad N°7 Solar Titan, seis turbinas eólicas en operación. 67
5.43. Potencia unidades N°9 Solar Titan ante la salida de la unidad N°7 Solar Titan, seis turbinas eólicas en operación. 68
5.44. Frecuencia ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, una turbina eólica en operación. 69
5.45. Tensión ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, una turbina eólica en operación. 70
5.46. Potencia BESS ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, una turbina eólica en operación. 70
5.47. Potencia unidad N°9 y N°7 Solar Titan (línea sólida y línea punteada respectivamente) ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, una turbina eólica en operación. 71
5.48. Frecuencia en SE Tres Puentes ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, seis turbinas eólicas en operación. 72
5.49. Tensión en SE Tres Puentes ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, seis turbinas eólicas en operación. 72
5.50. Potencia BESS ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, seis turbinas eólicas en operación. 73
5.51. Potencia unidades N°9 y N°7 Solar Titan (línea sólida y línea punteada respectivamente) ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, seis turbinas eólicas en operación. 73
5.52. Frecuencia ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, una turbina eólica en operación. 75
5.53. Tensión en SE Tras Puentes ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, una turbina eólica en operación. 75
5.54. Potencia BESS ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, una turbina eólica en operación. 76
5.55. Potencia unidades N°9 y N°7 Solar Titan (línea sólida y línea punteada respectivamente) ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, una turbina eólica en operación. 76
5.56. Potencia eólica ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, una turbina eólica en operación. 77
5.57. Frecuencia en SE Tres Puentes ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, seis turbinas eólicas en operación. 78
5.58. Tensión en SE Tres Puentes ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, seis turbinas eólicas en operación. 78

5.59. Potencia BESS ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, seis turbinas eólicas en operación. 79
5.60. Potencia unidad N°9 y N°7 Solar Titan (línea sólida y línea punteada respectivamente) ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, seis turbinas eólicas en operación. 79
5.61. Potencia eólica ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, seis turbinas eólicas en operación. 80
5.62. Frecuencia y Potencia BESS ante ante escalón de carga del 50 %, dos turbinas eólicas en operación 82
5.63. Frecuencia y Potencia BESS ante escalón de carga del 50 %, diez turbinas eólicas en operación 83

8.1. Red de distribución alimentador 11 y 6 SE Punta Arenas - A 95
8.2. Red de distribución alimentador 11 y 6 SE Punta Arenas - B 96
8.3. Red de distribución alimentador 11 y 6 SE Punta Arenas - C 97
8.4. Frame Turbina Eólica 98
8.5. Frame Control DFIG 99
8.6. Block Control GSC - Controla la tensión del enlace DC y el factor de potencia del convertidor 99
8.7. Block Control RSC - Controla la Potencia Activa y Reactiva del DFIG 100
8.8. Block Transformación coordenadas Flujo Estator a Rotor 100
8.9. Block Transformación coordenadas Rotor a Flujo Estator 101
8.10. Block Transformación coordenadas Slack a GSC 101
8.11. Block Transformación coordenadas GSC a Slack 102
8.12. Block Control Velocidad 102
8.13. Block Modelo Aerodinámico 103
8.14. Block Control y Actuador Aspas 103
8.15. Block Caja de Cambio 104
8.16. Block MPPT 104
8.17. Frame Turbina Eólica, con lógica para el control de frecuencia 105
8.18. Esquema control frecuencia coordinado turbina eólica y BESS 106
8.19. Lógica control de frecuencia, esquema PD 107
8.20. Lógica control de frecuencia, esquema SOP 107
8.21. Lógica control de frecuencia coordinado para turbinas y BESS 108
8.22. Lógica control DFIG, para apoyo coordinado con BESS 109
8.23. Frame modelo batería 110
8.24. Modelo batería 111
8.25. Frame control batería 112
8.26. Bloque control frecuencia batería (esquema proporcional) 113
8.27. Bloque control potencia batería 114

8.28. Bloque control de carga batería 115
8.29. Velocidad del viento horario en Punta Arenas durante el año 2017. 116
8.30. Velocidad de viento horario en Punta Arenas durante el año 2017, ordenado de manera descendiente. 116
8.31. Valores típico de una turbina eólica de 2 MW. 118

Índice de Tablas

3.1. Ajuste de los generadores relevantes para el estudio 27
3.2. Grupos de demanda estacionales 28
3.3. Tasa de crecimiento anual de la demanda [26]. 29
3.4. Configuración EDAC sistema Punta Arenas 29

5.1. Despacho para viento alto y demanda mínima. 50
5.2. Frecuencia mínima Hz y magnitud máximo ROCOF Hz/s frente a un viento alto ante distintos valores de descarga de la turbina y penetración eólica. 51
5.3. Despacho para viento bajo y demanda mínima. 57
5.4. Frecuencia mínima Hz y magnitud máximo ROCOF Hz/s frente a un viento bajo ante distintos valores de descarga de las turbinas y penetración eólica. 57
5.5. Despacho para viento alto y demanda mínima. 63
5.6. Frecuencia mínima Hz, magnitud máximo ROCOF Hz/s ante distintos tamaños de BESS y penetración eólica. 63
5.7. Frecuencia mínima Hz, magnitud máximo ROCOF Hz/s frente a un viento bajo ante distintos tamaños de batería y penetración eólica. 69
5.8. Frecuencia mínima Hz, magnitud máximo ROCOF Hz/s ante distintos tamaños de batería y penetración eólica. 74
5.9. Nadir de frecuencia para distintos niveles de penetración eólico y BESS ante un escalón de carga del 50 %. 81

6.1. Costo línea de conexión y asociados en MMUS$ 85
6.2. Costo total de inversión para distinta potencia eólica instalada y BESS. 86
6.3. Costo total de operación para distinta potencia eólica instalada y BESS 86
6.4. Identificación de escenarios para presentar resultado de flujos netos. 87
6.5. Flujo neto acumulado a través de los años. Valores en MMUS$. 88

8.1. Parámetros utilizados para modelar la turbina eólica 117
8.2. Parámetros utilizados para modelar el generador asincrónico. 117

Glosario

AC	:	*Alternating Current.* (Corriente en alterna)
DFIG	:	*Doubly Fed Induction Generator.* (Máquina de inducción doblemente alimentada)
EDO	:	*Ecuación Diferencial Ordinaria.*
EDP	:	*Ecuación Diferencial Parcial.*
GSC	:	*Grid Side Converter.* (Convertidor del lado de la red)
MPT/MPPT	:	*Maximum Power Point Tracking* (Seguimiento del punto de máxima potencia)
RSC	:	*Rotor Side Converter.* (Convertidor del lado del rotor)
PMSG	:	*Permanent Magnet Synchronous Generator.* (Máquina Sincrónica con Imanes Permanentes.)
SISO	:	*Single Input Single Output.* (Una Entrada Una Salida)
SOC	:	*State of Charge.* (Estado de Carga)
SOP	:	*Step Over Production* (Paso por sobre la producción)

Capítulo 1

Introducción

Dado que los sistemas de generación eólicos aíslan el movimiento del rotor de la red, estos no proporcionan soporte de frecuencia de manera natural. Esto tiene un efecto particularmente fuerte en sistemas pequeños o aislados, los que se caracterizan por tener grandes variaciones de frecuencia ante desbalances entre la generación y la demanda. Las tecnologías convencionales no siempre son capaces de responder lo suficientemente rápido para prevenir desviaciones de frecuencia intolerables, resultando frecuentemente en la desconexión de cargas. Esto se magnifica si se considera que la generación eólica puede llegar a ser un gran porcentaje de la generación total, disminuyendo la inercia y, por ende, sometiendo al sistema a una mayor desviación de frecuencia y mayores oscilaciones cuando ocurre una perturbación.

Hoy en día son comunes los sistemas eólicos apoyados por sistemas de almacenamiento de energía (baterías, condensadores, volantes de inercia, aire comprimido, etc.), los que se encargan tanto de apoyar en la regulación de frecuencia como de asegurar un despacho más controlado de los recursos eólicos [1], [2]. Los sistemas de almacenamiento de rápida actuación inyectan energía a la red instantes después de detectada una perturbación y pueden ayudar a la generación actual durante la activación de su regulación primaria. Sin embargo, el hecho que estos sistemas puedan llegar a ser considerablemente costosos ha limitado su uso extensivo [3].

Por otra parte, a pesar que el rotor y las aspas de la turbina se encuentran aisladas de la red, se han diseñado controladores que utilizan la energía cinética almacenada en éstas, de modo que cuando es percibida una variación de frecuencia, la entregan al sistema aportando a la regulación primaria [4]. Esto se logra con relativa simplicidad al implementar un lazo adicional en su sistema de control, pero no viene sin sus desventajas: cuando este sistema actúa, la turbina pierde energía cinética, y queda operando en un punto donde no aprovecha apropiadamente la energía del viento [5].

Tanto la emulación de inercia de las turbinas como el almacenamiento de energía tienen sus propias limitaciones. Es por esto que se propone combinarlas [6], [7]. Desde un punto de vista técnico, se espera que la implementación de ambas tecnologías mejore la estabilidad, y desde un punto de vista económico la implementación de emulación de inercia en turbinas aliviará los requerimientos impuestos sobre los sistemas de almacenamiento, logrando realizar un mejor dimensionamiento de dichos equipos (reducción de tamaño) y aun así poder mantener el sistema dentro de los niveles de seguridad requeridos. El tener apoyo de sistemas de almacenamiento también debería reducir la reserva necesaria de los sistemas eólicos y ayudar a aliviar la intermitencia provocada por la variabilidad del

viento, logrando despacharlos en un punto de mayor eficiencia, aprovechando así de mejor manera el recurso eólico.

Actualmente existe un gran potencial eólico en el sector de Punta Arenas, sin embargo, existen grandes desafíos relacionados con problemas de estabilidad. En base a lo anterior es que nace la motivación de estudiar el Sistema Mediano de Punta Arenas, el cual presenta actualmente una demanda mínima de alrededor 17 MW y una máxima de 42 MW. Además cuenta con tres aerogeneradores instalados, de 850 kW cada uno. Lo anterior causa que el sistema presente una alta penetración eólica en los momentos de mínima demanda - máxima generación, siendo propicio para el estudio propuesto.

Se tiene como objetivo estudiar el impacto de la incorporación de controles de emulación de inercia en la estabilidad, principalmente de frecuencia, en el sistema de Punta Arenas. Se busca encontrar un punto medio entre los beneficios técnicos y económicos, implementando un sistema de almacenamiento de energía que apoye a la generación eólica, facilitando su operación en un punto más adecuado, y aportando a la regulación de frecuencia en el estado transitorio, mientras que, a su vez, el sistema de emulación de inercia de la turbina ayude a reducir la inversión de sistemas de almacenamiento de energía.

Capítulo 2

Marco teórico

2.1. Modelamiento de Turbinas Eólicas

Un modelo simplificado, usualmente atribuido a Betz (1926), describe la relación ideal entre la energía presente en el viento y la que es posible adquirir a través de una turbina eólica [8]. El modelo está basado en la teoría lineal del momentum y el análisis asume un volumen de control, en donde la turbina genera una discontinuidad en la presión del aire. Sin entrar en mayor detalle en la deducción, se presenta la relación de interés en la siguiente ecuación:

$$P_{rot} = \frac{1}{2}\rho A v^3 C_p \tag{2.1}$$

Donde:

- P_{rot} es la potencia del viento que se transfiere por el rotor en W
- ρ es la densidad del aire en $\frac{kg}{m^3}$
- v es la velocidad del viento en $\frac{m}{s}$
- A es el área barrida por las aspas de la turbina en m^2
- C_p es el coeficiente adimensional de eficiencia de la turbina, que cuantifica la potencia del viento que es posible extraer en función de la potencia total existente en el viento.

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

De acuerdo al límite de Betz, el máximo valor teórico alcanzable por una turbina eólica es de 16/27 = 0.5926, sin embargo, debido a la rotación de la estela de turbina, el número finito de aspas y pérdidas por arrastre aerodinámico, C_p siempre es inferior. En la práctica, la manipulación del C_p se realiza para maximizar la energía extraída del viento, y se logra a través de la manipulación de la velocidad del rotor, lo que es posible solamente en algunas configuraciones de turbinas eólicas. C_p se

obtiene de manera empírica y depende del ángulo de inclinación de las aspas β y el cociente entre la velocidad tangencial de la punta de las aspas y la velocidad del viento, $\lambda = \frac{w_{rot} \cdot R}{v}$, donde w_{rot} es la velocidad de rotación del rotor de la turbina eólica y R es el radio del área barrida por las aspas.

$$C_p = f(\lambda, \beta) \tag{2.2}$$

La función (2.2) puede ser ajustada por una función o expresada por una tabla. Un ejemplo se ilustra en la figura 2.1.

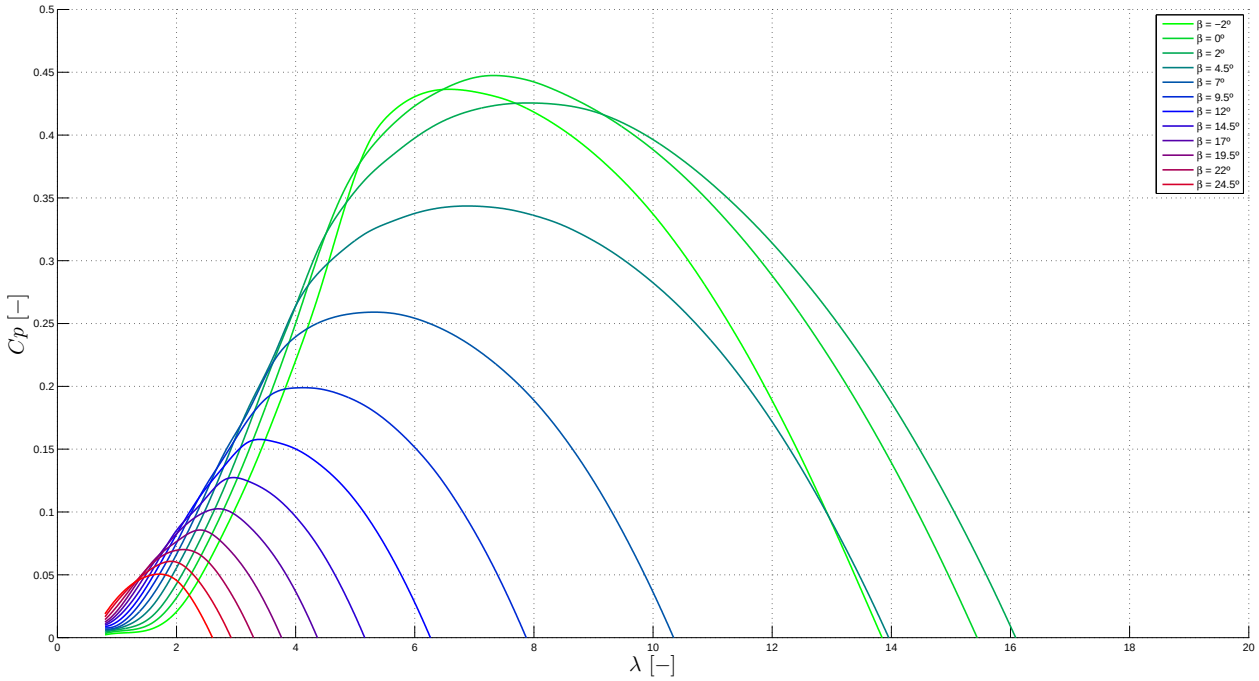

Figura 2.1: Valor de C_p para distintos valores de λ y β

Hoy en día existe una gran variedad de configuraciones de turbinas eólicas, las que son clasificadas en función de diversos elementos, tales como la orientación de su eje de rotación (vertical u horizontal), operación con velocidad de rotor variable o constante, utilización de una caja de cambios (para igualar la frecuencia del rotor con la de la red), utilización de máquinas asincrónicas o sincrónicas, y convertidores de potencia completa o reducida [9]. Las turbinas eólicas de velocidad variable ofrecen varias ventajas en contraste con turbinas de velocidad fija, como lo es el control de la velocidad del rotor (dentro de un rango limitado), mejorando la eficiencia en la conversión de energía, y entregando la capacidad para regular la potencia activa y reactiva.

El esquema utilizado en los estudios consiste en una configuración con una máquina asincrónica doblemente alimentada, o DFIG (por sus siglas en inglés Doubly Fed Induction Generator). Se encuentra compuesto por una máquina de inducción que tiene convertidores de potencia reducidos, de

una capacidad entre el 20-30 % de la potencia nominal de la máquina, mientras que el estator está directamente conectado a la red.

2.1.1. Máquina de inducción doblemente alimentada con convertidor reducido

La conversión de energía se realiza a través de una máquina asincrónica, donde el estator se conecta directamente a la red, mientras que su rotor se conecta a través de un convertidor de frecuencia. El esquema de esta máquina se presenta en la figura 2.2

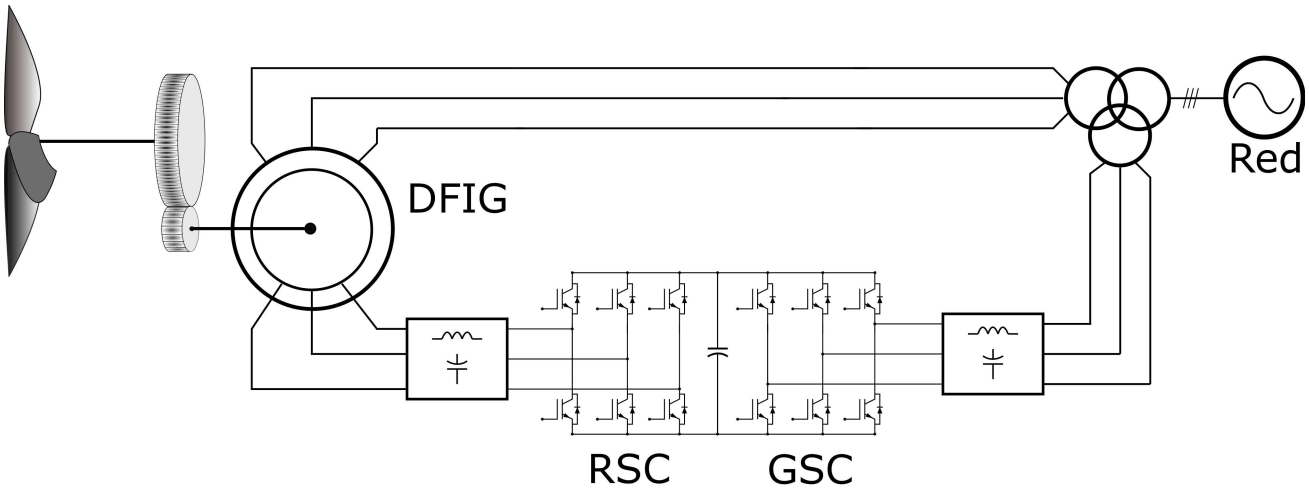

Figura 2.2: Esquema de un DFIG

2.1.1.a. Máquina de inducción

Existen dos modelos comúnmente usados para representar una máquina de inducción. El primero se realiza en base a fasores espaciales, mientras que el segundo es una representación en los ejes-dq, derivada desde las expresiones fasoriales [9]. Mientras que el modelo fasorial contiene toda la información en expresiones compactas y la representación de la máquina en un único circuito eléctrico equivalente, el segundo resulta en un circuito equivalente para cada eje. El modelo de una máquina asincrónica isotrópica puede ser completamente descrito por tres conjuntos de ecuaciones: ecuaciones de tensión, ecuaciones de enlace de flujo y ecuaciones de movimiento [10].

La representación por fasores se utilizará para presentar el circuito equivalente y explicar su operación en estado estacionario, mientras que la representación en ejes d-q es la más apropiada para la realización de simulaciones numéricas.

Las ecuaciones de tensión para el estator y el rotor de la máquina se describen en (2.3). Las ecuaciones del flujo magnético enlazado por el rotor y el estator en (2.4) y las ecuaciones de movimiento se encuentran en (2.5). En estas ecuaciones los fasores espaciales se describen en un sistema de referencia

que gira a una velocidad arbitraria "ω".

$$\begin{cases} \boldsymbol{v_s} = R_s \boldsymbol{i_s} + \frac{d\boldsymbol{\psi_s}}{dt} + j\omega \boldsymbol{\psi_s} \\ \boldsymbol{v_r} = R_r \boldsymbol{i_r} + \frac{d\boldsymbol{\psi_r}}{dt} + j(\omega - \omega_r)\boldsymbol{\psi_r} \end{cases} \tag{2.3}$$

$$\begin{cases} \boldsymbol{\psi_s} = L_s \boldsymbol{i_s} + L_m \boldsymbol{i_r} \\ \boldsymbol{\psi_r} = L_r \boldsymbol{i_r} + L_m \boldsymbol{i_s} \end{cases} \tag{2.4}$$

$$\begin{cases} \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{p}{J}(T_e - T_m) \\ T_e = \frac{3p}{2} Im\{\boldsymbol{\psi_s} \boldsymbol{i_s^*}\} = -\frac{3p}{2} Im\{\boldsymbol{\psi_r} \boldsymbol{i_r^*}) \end{cases} \tag{2.5}$$

- $\boldsymbol{v_s}$ y $\boldsymbol{v_r}$ son las tensiones del estator y rotor respectivamente en V.
- $\boldsymbol{i_s}$ y $\boldsymbol{i_r}$ son las corrientes del estator y rotor respectivamente en A.
- R_s y R_r son las resistencias del estator y rotor respectivamente, en Ω.
- $\boldsymbol{\psi_s}$ y $\boldsymbol{\psi_r}$ son los flujos enlazados por el estator y rotor respectivamente en Wb.
- L_m, L_s y L_r son la inductancia mutuas y propias del estator y rotor, respectivamente, en H.
- ω_r, ω son la velocidad del rotor, y la velocidad arbitraria de referencia respectivamente, en rad/s.
- T_e y T_m son el torque eléctrico y mecánico respectivamente, en $N \cdot m$.
- p es la cantidad de pares de polos de la máquina.
- J es el momento de inercia en $kg \cdot m^2$.

De manera análoga, en su representación en ejes d-q, (2.6) corresponde a las ecuaciones de tensión, (2.7) corresponde a las ecuaciones de flujo y (2.8) corresponde a las ecuaciones de movimiento. Las mismas ecuaciones se presentan en (2.6), (2.7) y (2.8), pero separadas en sus componentes real e imaginaria, logrando la descomposición d-q.

$$\begin{cases} \frac{d\psi_{ds}}{dt} = v_{ds} - R_s i_{ds} + \omega \psi_{qs} \\ \frac{d\psi_{qs}}{dt} = v_{qs} - R_s i_{qs} - \omega \psi_{ds} \\ \frac{d\psi_{dr}}{dt} = v_{dr} - R_r i_{dr} + (\omega - \omega_r)\psi_{qr} \\ \frac{d\psi_{qr}}{dt} = v_{qr} - R_r i_{qr} + (\omega - \omega_r)\psi_{dr} \end{cases} \tag{2.6}$$

$$\begin{bmatrix} \psi_{ds} \\ \psi_{qs} \\ \psi_{dr} \\ \psi_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & 0 & L_m & 0 \\ 0 & L_s & 0 & L_m \\ L_m & 0 & L_r & 0 \\ 0 & L_m & 0 & L_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \imath_{ds} \\ \imath_{qs} \\ \imath_{dr} \\ \imath_{qr} \end{bmatrix} \tag{2.7}$$

$$\begin{cases} \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{p}{J}(T_e - T_m) \\ T_e = \frac{3p}{2}(i_{qs}\psi_{ds} - i_{ds}\psi_{qs}) \end{cases} \tag{2.8}$$

Considerando la ecuaciones (2.6), (2.7) y (2.8) se puede obtener un diagrama de bloques para la simulación dinámica de la máquina.

El circuito en estado estacionario se puede derivar a partir del par de ecuaciones de tensión del rotor y estator (2.3). Para ello, se debe considerar que:

- La velocidad arbitraria de referencia es la sincrónica ($\omega = \omega_s$)
- Los términos que dependen del tiempo son cero ($\frac{d\omega}{dt} = 0$)
- En estado estacionario con excitación sinusoidal simétrica hay isomorfismo entre fasores espaciales y temporales cuando se usa un sistema de coordenadas que gira a velocidad sincrónica.

Si además se divide la ecuación de tensión del rotor por el deslizamiento, $s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s}$, y se genera un cero conveniente, en donde λ es un coeficiente arbitrario distinto de cero:

$$\begin{cases} \boldsymbol{V_s} = R_s\boldsymbol{I_s} + j\omega_s L_s\boldsymbol{I_s} + j\omega_s L_m\boldsymbol{I_r} + j\lambda\omega_s L_m\boldsymbol{I_s} - j\lambda\omega_s L_m\boldsymbol{I_s} \\ \frac{\boldsymbol{V_r}}{s} = \frac{R_r}{s}\boldsymbol{I_r} + j\omega_s L_r\boldsymbol{I_s} + j\omega_s L_m\boldsymbol{I_r} + j\frac{1}{\lambda}\omega_s L_m\boldsymbol{I_r} - j\frac{1}{\lambda}\omega_s L_m\boldsymbol{I_r} \end{cases} \tag{2.9}$$

Agrupando de manera conveniente:

$$\begin{cases} \boldsymbol{V_s} = \big(R_s + j(X_s - \lambda X_{sr})\big)\boldsymbol{I_s} + j\lambda X_{sr}(\boldsymbol{I_s} + \frac{1}{\lambda}\boldsymbol{I_r}) \\ \lambda\frac{\boldsymbol{V_r}}{s} = \big(\frac{R_r}{s} + j(X_r - \frac{1}{\lambda}X_{sr})\big)\lambda\boldsymbol{I_r} + j\lambda X_{sr}\big(\boldsymbol{I_s} + \frac{1}{\lambda}\boldsymbol{I_r}\big) \end{cases} \tag{2.10}$$

Donde se ha definido:

- $X_s = \omega_s L_s$
- $X_r = \omega_s L_r$
- $X_{sr} = \omega_s L_m$

Si se realiza un cambio de variable y se decide que $\boldsymbol{I'_r} = \frac{1}{\lambda}\boldsymbol{I_r}$ y si además se elige que λ corresponda a la razón de vueltas del estator y rotor, $\lambda = N_s/N_r$, se pueden obtener las ecuaciones que modelan el circuito equivalente de la máquina asincrónica (2.11). Su representación gráfica se muestra en la Figura 2.3.

$$\begin{cases} \boldsymbol{V_s} = R_s\boldsymbol{I_s} + jX_{ls}\boldsymbol{I_s} + jX_m\boldsymbol{I_m} \\ \frac{\boldsymbol{V'_r}}{s} = \frac{R'_r}{s}\boldsymbol{I'_r} + jX'_{lr}\boldsymbol{I'_r} + jX_m\boldsymbol{I_m} \end{cases} \tag{2.11}$$

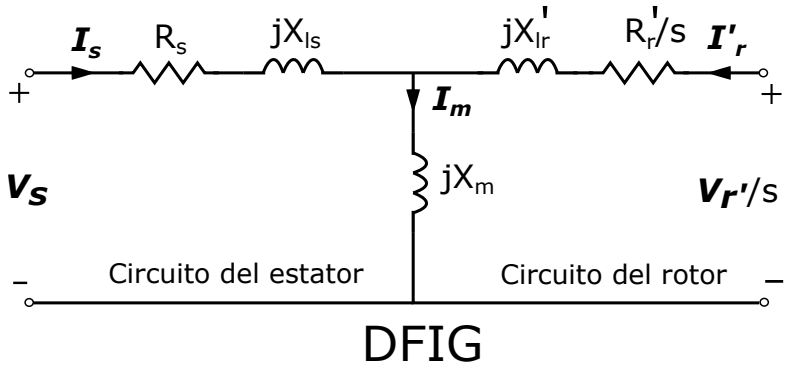

Figura 2.3: Circuito equivalente máquina de inducción con rotor alimentado en estado estacionario

Donde la corriente $\boldsymbol{I_r'}$ es una variable ficticia equivalente que tiene el mismo efecto magnético, al circular por el devanado del estator, que $\boldsymbol{I_r}$ al circular por el devanado del rotor. X_{lr} y X_{ls} son las reactancias de dispersión de los devanados. Todas las cantidades se definen a continuación:

- $\boldsymbol{I_r'} = \frac{N_r}{N_s}\boldsymbol{I_r}$
- $\boldsymbol{V_r'} = \frac{N_s}{N_r}\boldsymbol{V_r}$
- $X_m = X_{sr}\frac{N_s}{N_r}$
- $X_{lr}{}' = X_r(\frac{N_s}{N_r})^2 - X_m$
- $X_{ls} = X_s - X_m$

2.1.1.b. Control del DFIG

El objetivo principal de una turbina eólica es transformar la energía disponible en el viento con la mayor eficiencia posible. Para lograrlo se deberá ajustar el ángulo de incidendia de las aspas con el viento, β, y la velocidad de rotacion de las aspas. De acuerdo a la figura 2.1 se puede concluir que la máxima eficiencia (máximo C_p) existe para un único par de valores de β y λ. Por ende, para lograr la mayor extracción de energía posible del viento, se deberá operar a un λ y β constante [11]. Asumiendo que se está operando con el ángulo de incidencia de las aspas que permita la máxima extracción de energía, se puede lograr la siguiente expresión para determinar la velocidad óptima de rotación de la turbina en función de la velocidad del viento:

$$\omega_{rot}^{opt} = \frac{\lambda_{opt} \cdot v}{R} \tag{2.12}$$

Donde v es la velocidad del viento, R es el largo de las aspas, ω_{rot} es la velocidad de rotación de la turbina eólica y λ_{opt} es el λ que maximiza C_p. De esta manera, la velocidad de referencia óptima para realizar el control de velocidad de la turbina eólica se puede obtener a través de una medición del viento. Sin embargo, esto no se suele realizar en la práctica debido a la dificultad de obtener una

medición precisa del viento. Es por esto que se opta por utilizar una relación entre la velocidad de rotación de la máquina y la potencia suministrada por esta en terminales, la cual puede ser deducida a partir de las ecuaciones (2.1) y (2.12). Asumiendo que en estado estacionario se permanece en el punto óptimo de operación, se logra:

$$P_{rot}^{opt} = \frac{1}{2}\rho A\left(\frac{\omega_{rot}^{opt} \cdot R}{\lambda_{opt}}\right)^3 C_p^{opt} \tag{2.13}$$

Donde P_{rot} es la potencia mecánica extraída del viento y transferida a través del rotor de la turbina hacia el generador, y C_p^{opt} es el máximo valor de Cp. Agrupando las diversas constantes dentro de la expresión en un único valor, la ecuación de potencia puede ser expresada de la siguiente forma;

$$P_{rot}^{opt} = k \cdot \left(\omega_{rot}^{opt}\right)^3 \tag{2.14}$$

Donde k es una constante que agrupa todas las constantes. Además, si se consideran las pérdidas de la máquina a través de la generación, se logra relacionar la velocidad óptima de rotación para un punto de operación con la potencia suministrada en terminales. Esta expresión, usualmente obtenida de manera empírica, se utiliza para obtener la referencia de velocidad y es comúnmente conocida como la curva "MPPT"(Maximum Power Point Tracking). En la figura 2.4 se puede ver tal curva, donde se ilustra como se compone de todos los puntos de máxima potencia para cada velocidad de viento.

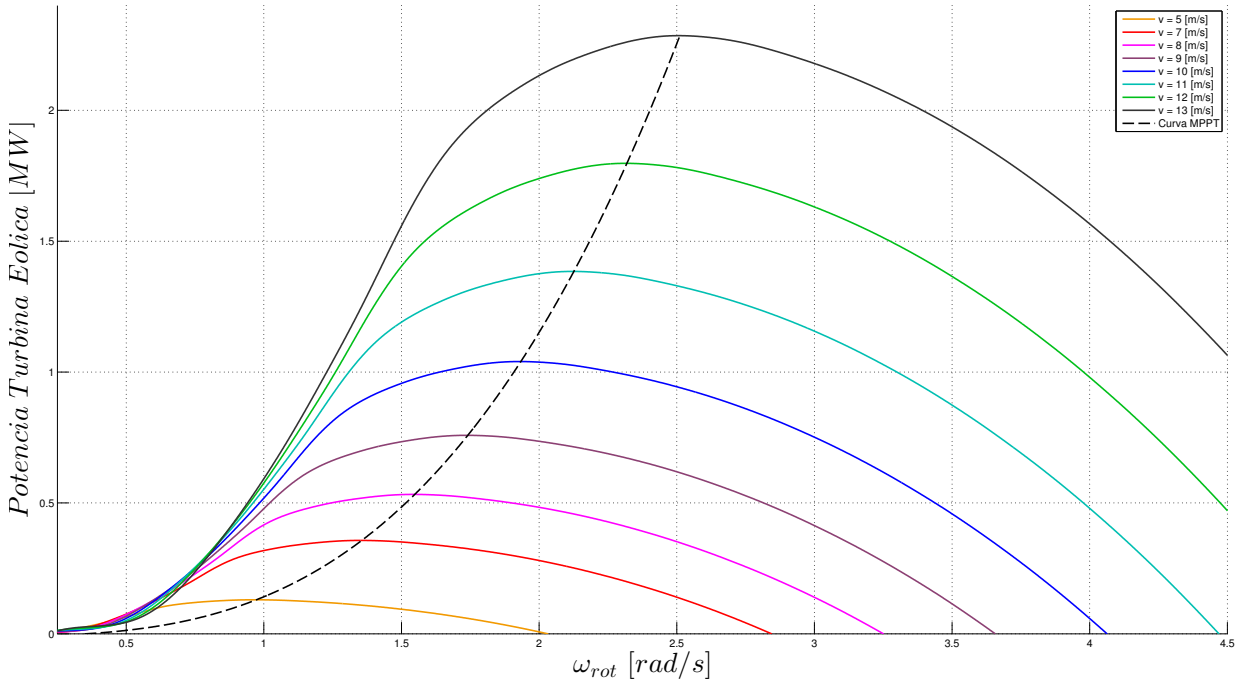

Figura 2.4: Potencia de la turbina eólica en función de velocidad de rotación y viento. ($\beta = 0$)

El ajuste de velocidad necesario para mantener la operación en la curva MPPT se realiza por medio del convertidor del lado del rotor, controlando el torque de la máquina a través del control de la corrientes.

El control de la generación eólica se realiza a través de los dos convertidores que componen el enlace “back to back” entre el rotor y la red. El que se conecta directamente al rotor de la máquina se conoce como el convertidor del lado del rotor (o RSC, por sus siglas en inglés) y el que se conecta a la red se conoce como el convertidor del lado de la red (o GSC, por sus siglas en inglés). El RSC se encarga de controlar la potencia activa y reactiva de la máquina asincrónica mientras que el GSC se encarga de controlar la tensión del enlace DC y el factor de potencia del rotor. Al mantener el factor de potencia del convertidor unitario se reduce el flujo de potencia aparente por este, logrando un dimensionamiento menor del equipo y reduciendo costos. Únicamente cuando la potencia extraída del viento llega a superar su valor nominal es que se limita por medio del ángulo de las aspas (β), para no dañar la turbina. Un esquema general del control de la turbina se presenta en la figura 2.5.

Conectar el rotor a través de un convertidor de frecuencia permite aislar la velocidad de rotación de la turbina de la frecuencia de la red. De esta forma la velocidad del rotor puede ser ajustada en función del viento, logrando una extracción eficiente de la energía cinética.

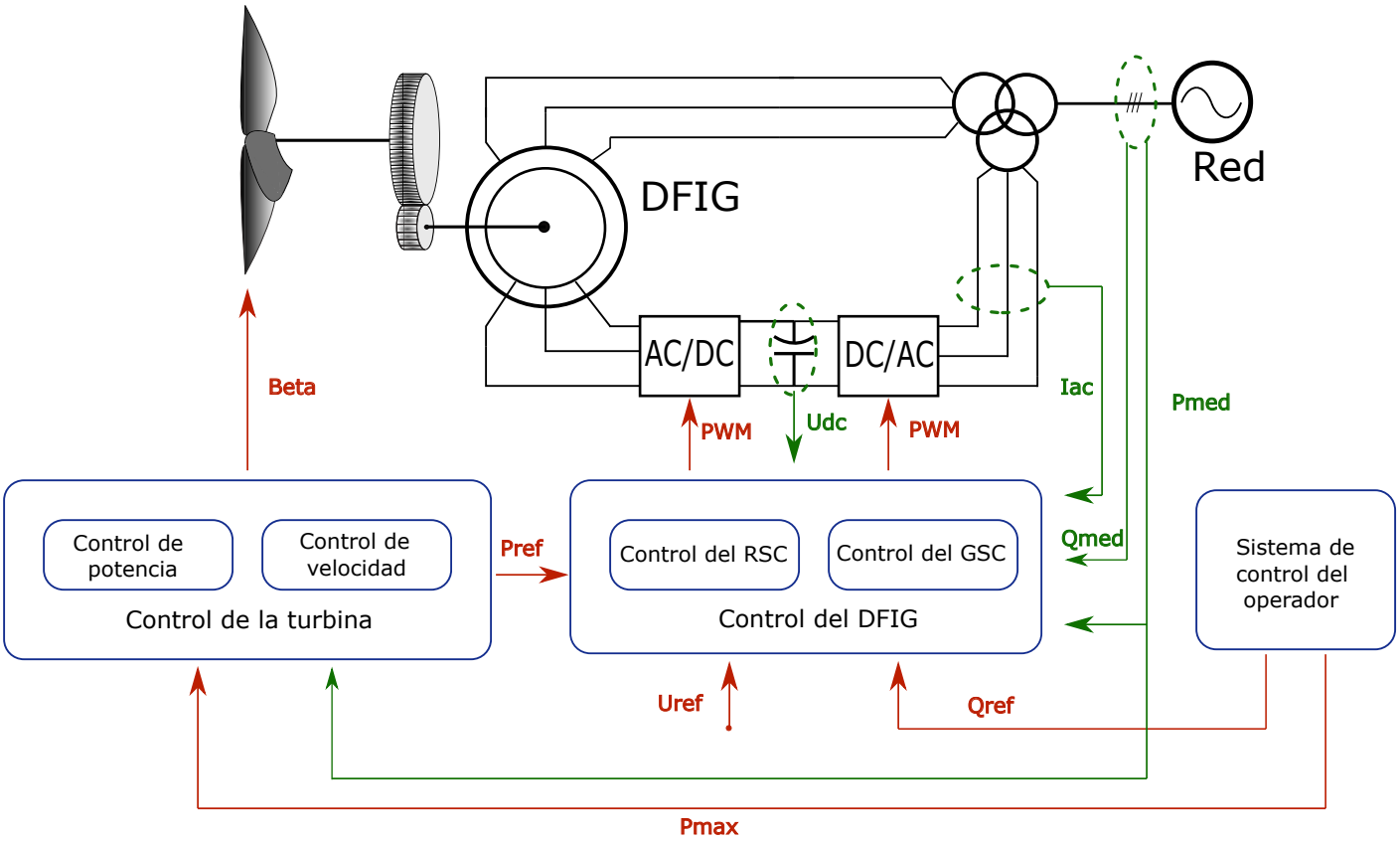

Figura 2.5: Esquema general del control de una turbina eólica con un DFIG. Señales verdes corresponden a valores medidos mientras que las rojas son señales de actuación.

2.1.1.c. Control del RSC

Como se mencionó previamente, el objetivo de este elemento es el control de la potencia activa y reactiva de la máquina de inducción. Esto se logra a través de dos lazos cerrados, controlando en el

lazo interior las corrientes y en el lazo exterior la potencia.

Despejando expresiones para las corrientes del estator desde la ecuación (2.7) y reemplazándola en (2.8) se obtiene:

$$T_e = \frac{3p}{2}\left(\frac{(\psi_{qs} - L_m i_{qr})}{L_s}\psi_{ds} - \frac{(\psi_{ds} - L_m i_{dr})}{L_s}\psi_{qs}\right) \tag{2.15}$$

Adicionalmente, si se considera un sistema de coordenadas orientado con el flujo enlazado por el estator, $\psi_{qs} = 0$, se tiene que la ecuación (2.15) puede ser expresada de manera conveniente:

$$T_e = -\frac{3p}{2}\frac{L_m}{L_s} i_{qr}\psi_{ds} \tag{2.16}$$

Se concluye que el control del torque de la máquina, y por ende el control de la potencia activa, puede ser realizado a través del control de la corriente en cuadratura del rotor (siempre y cuando se opere en un sistema orientado con el flujo del estator).

Para conseguir una expresión para el control de la potencia reactiva se inicia desde la expresión de la potencia aparente en terminales, al expresar la potencia reactiva como la parte imaginaria:

$$Q_s = \frac{3}{2}\Im\{\boldsymbol{v_s}\boldsymbol{i_s}^*\} \tag{2.17}$$

Reemplazando la tensión del estator por la expresión en (2.3) se obtiene:

$$Q_s = \frac{3}{2}\Im\{(R_s\boldsymbol{i_s} + \frac{d\boldsymbol{\psi_s}}{dt} + j\omega\boldsymbol{\psi_s})\boldsymbol{i_s}^*\} \tag{2.18}$$

Si luego se modela la variación temporal del flujo del estator como una perturbación y recordando que se está trabajando en un sistema de coordenadas orientado con el flujo del estator, se llega a que:

$$Q_s = \frac{3}{2}\omega\psi_{ds}i_{ds} \tag{2.19}$$

De manera adicional, de las ecuaciones de flujo enlazado (2.7):

$$i_{ds} = \frac{\psi_{ds} - L_m i_{dr}}{L_s} \tag{2.20}$$

Reemplazando en (2.19) se tiene:

$$Q_s = -\frac{3}{2}\omega\psi_{ds}\frac{L_m}{L_s}i_{dr} + \frac{3}{2}\frac{\omega\psi_{ds}^2}{L_s} \tag{2.21}$$

Modelando el segundo término en (2.21) como una perturbación, se puede ver que la corriente del rotor en eje directo controla la potencia reactiva.

El esquema de control se presenta en un sistema de referencia orientado con el flujo del estator en la figura 2.6.

- M_{q-RSC} y M_{d-RSC} son los factores de modulación que controlan el ángulo de disparo y consecuentemente la tensión del convertidor. Controlan la tensión en el eje de cuadratura y directo, respectivamente. Generalmente se encuentran entre 0 y 1 para evitar la saturación, aunque puede tener valores mayores.

- P_g es la potencia activa entregada a la red, medida en los terminales del DFIG.

- $P_g^{MPPT-ref}$ es la señal de referencia de potencia que se obtiene del control MPPT, que busca optimizar la energía extraída del viento.

- $P_g^{frec-ref}$ es la señal de potencia entregada para contrarrestar desviaciones del valor nominal de la frecuencia.

- Q_g es la potencia reactiva entregada a la red, medida en los terminales del DFIG.

- Q_g^{ref} es la señal de referencia para controlar la potencia reactiva entregada por el DFIG

- i_{dr}, i_{dr}^{ref}, i_{qr} e i_{qr}^{ref} son las corrientes medidas y de referencia del rotor, en sus respectivos ejes de cuadratura.

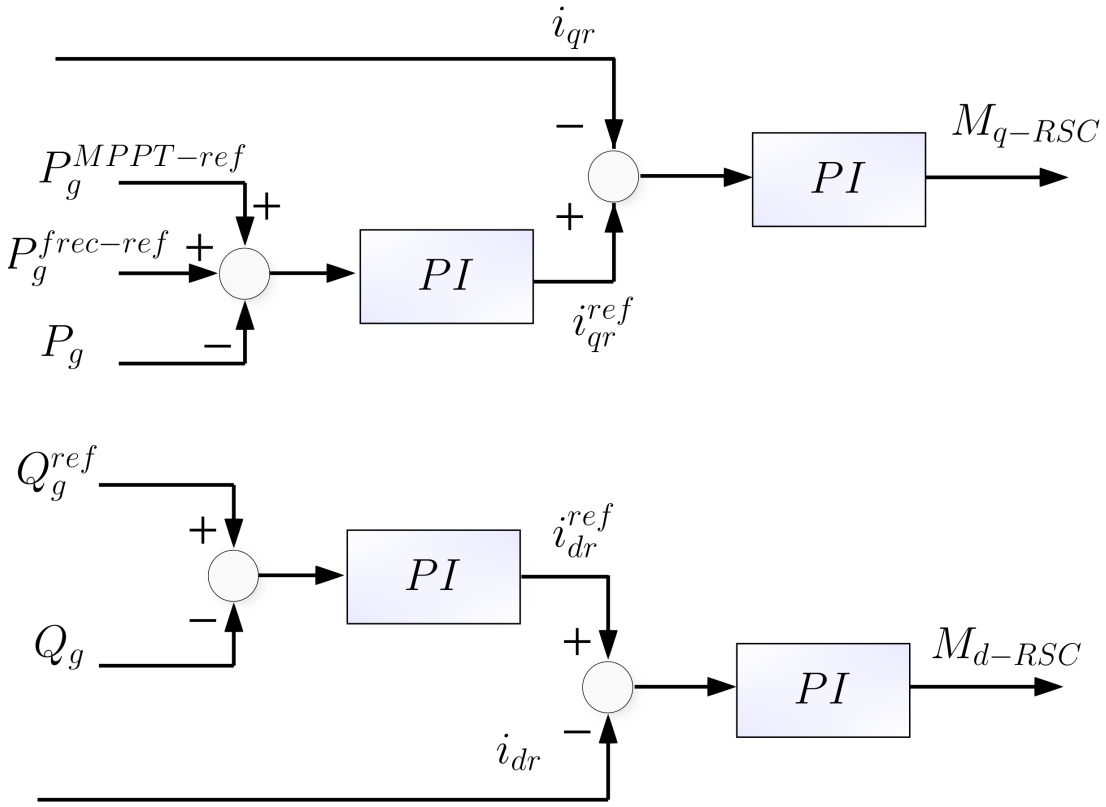

Figura 2.6: Esquema de control del RSC

2.1.1.d. Control del GSC

El objetivo del convertidor del lado de la red es controlar la potencia reactiva del rotor y mantener la tensión del enlace DC en su punto nominal. Para cumplir tal objetivo es que este esquema de control opera en un sistema de referencia orientado con la tensión del mismo convertidor, con lo cual la tensión en cuadratura de este será cero ($v_{q-GSC} = 0$) y por ende, la potencia que circula por este puede ser expresada como:

$$\begin{cases} P_{GSC} = v_{d-GSC} i_{d-GSC} \\ Q_{GSC} = v_{d-GSC} i_{q-GSC} \end{cases} \tag{2.22}$$

Al controlar las corrientes se controla la potencia. Usualmente se elige $Q_{GSC} = 0$, lo que en un sistema orientado con la tensión del convertidor, significa que $i_{q-GSC} = 0$. De esta manera se puede mantener el convertidor con factor de potencia unitario.

El control de potencia activa se utiliza para controlar la tensión del enlace DC. La energía acumulada por un condensador puede ser expresada como $E = \frac{1}{2}CV_{dc}^2$ y teniendo en cuenta que la potencia consumida por el condensador se puede expresar como la diferencia entre la potencia inyectada por el GSC y retirada por el RSC, $P_{cond} = P_{GSC} - P_{RSC}$, se puede ilustrar la relación entre el control de potencia activa del GSC y la tensión del enlace DC:

$$CV_{dc} = P_{GSC} - P_{RSC} \tag{2.23}$$

Si se modela P_{RSC} como una perturbación se puede armar el siguiente esquema de control, utilizando i_{d-GSC} para controlar la potencia activa del GSC:

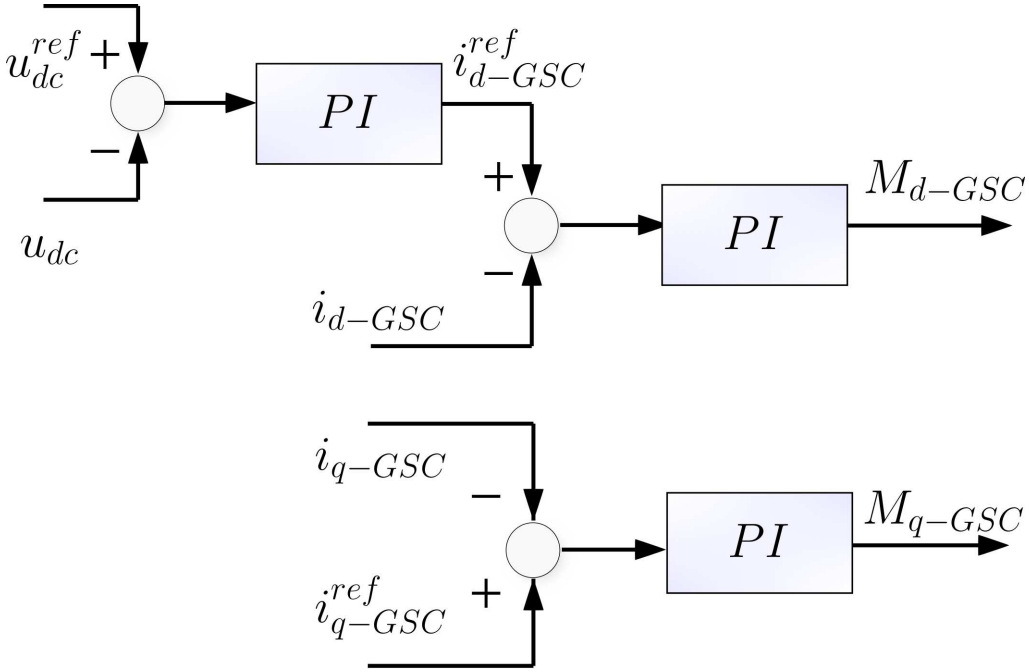

Figura 2.7: Esquema de control del GSC

- M_{q-GSC} y M_{d-GSC} son los factores de modulación del GSC. MPPT, que busca optimizar la energía extraída del viento.
- Q_g^{ref} es la señal de referencia para controlar la potencia reactiva entregada por el DFIG
- i_{d-GSC}, i_{d-GSC}^{ref}, i_{q-GSC} e i_{q-GSC}^{ref} son las corrientes medidas y de referencia que circulan por el lado AC del GSC, en sus respectivos ejes de cuadratura.
- u_{dc} y u_{dc}^{ref} son la tensión del enlace DC entre los convertidores y su señal de referencia, respectivamente.

2.2. Almacenamiento de energía y BESS

Actualmente se utiliza una gran gama de equipos de almacenamiento en sistemas de potencia, cumpliendo distintos propósitos. En la figura 2.8 se presentan distintas tecnologías de almacenamiento, caracterizadas por su potencia nominal vs su energía almacenada. En la figura 2.9 se presenta una comparación de diversas tecnologías de baterías, en función de la potencia nominal del equipo y el tiempo de descarga a tal potencia. En la figura 2.10 se presentan en función de la eficiencia y la vida útil (a una profundidad de descarga de 80 %).

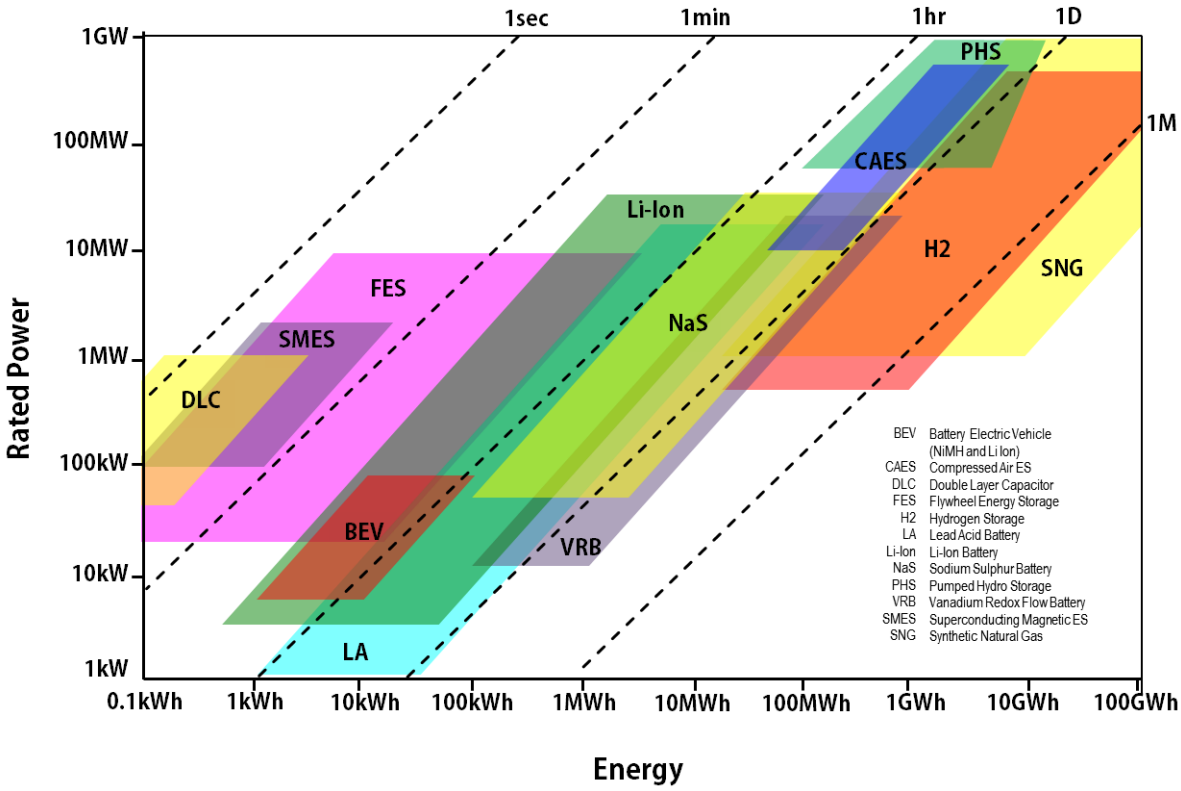

Figura 2.8: Contraste de densidad de potencia y energía en diversos sistemas de almacenamiento de energía [12]

.

En base al gran rango de potencia en que puede utilizarse los BESS de ion de litio, el tiempo de descarga a potencia nominal, y su eficiencia y vida útil en contraste a otras tecnologías de baterías, es que resultan la mejor elección para realizar apoyo de frecuencia en el sistema de Punta Arenas. Mientras que otros sistemas, como volantes de inercia y super-condensadores, podrían ser alternativas para ayudar en la regulación primaria, las baterías también tienen el beneficio de poder ayudar en escalas de tiempo mayores, permitiendo un despacho más eficiente de los recursos eólicos durante operación normal, al regularizar la generación frente a variaciones de viento.

Desde una perspectiva sistémica, las baterías son elementos de una entrada y una salida (SISO, por sus siglas en inglés “Single Input - Single Output") con la corriente como entrada y la tensión como salida. Obtener la función de transferencia o el modelo espacio-estado de la celda de una batería es extremadamente complejo dado que se requiere obtener un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales (EDP), descomponerlas a ecuaciones diferenciales ordinarias (EDO) y determinar los parámetros del sistema. El primer paso es usualmente complejo, a menos que la química específica y el diseño de esta ya sean bien conocidos y disponibles en la literatura, como lo es con plomo-ácido, ion de litio y níquel-hidruro metálico.

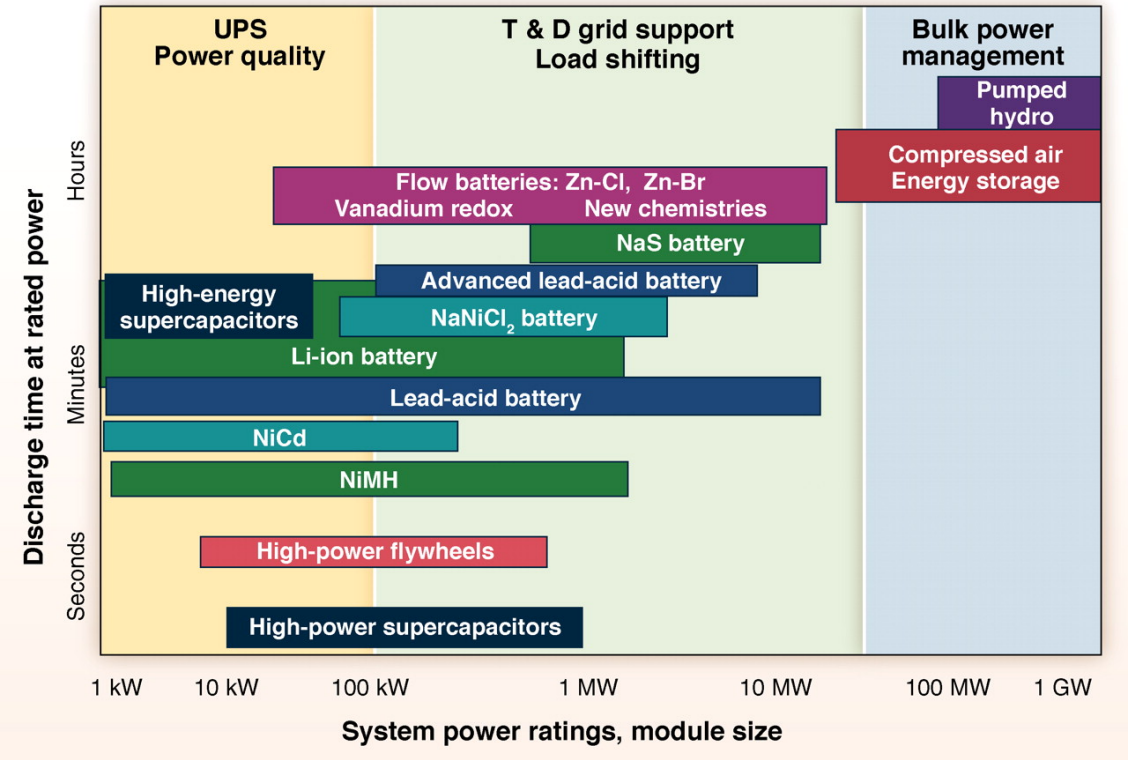

Figura 2.9: Contraste de densidad de potencia y energía en diversos BESS [13]

.

En toda batería hay una gran cantidad de parámetros independientes y desconocidos y el fabricante puede estar indispuesto a divulgar la información. En teoría, todos los parámetros pueden ser determinados a partir de pruebas independientes, sin embargo, los parámetros dependen del uso de

la batería y la temperatura, por lo que el supuesto de parámetros son constantes podría no resultar lo suficientemente preciso [14]. El modelo de una batería a través de un circuito eléctrico equivalente suelen arrastrar un error en el orden de 1-5 % en las tensiones y corriente simuladas, y se realiza con una combinación de fuentes de tensión, resistores y condensadores.

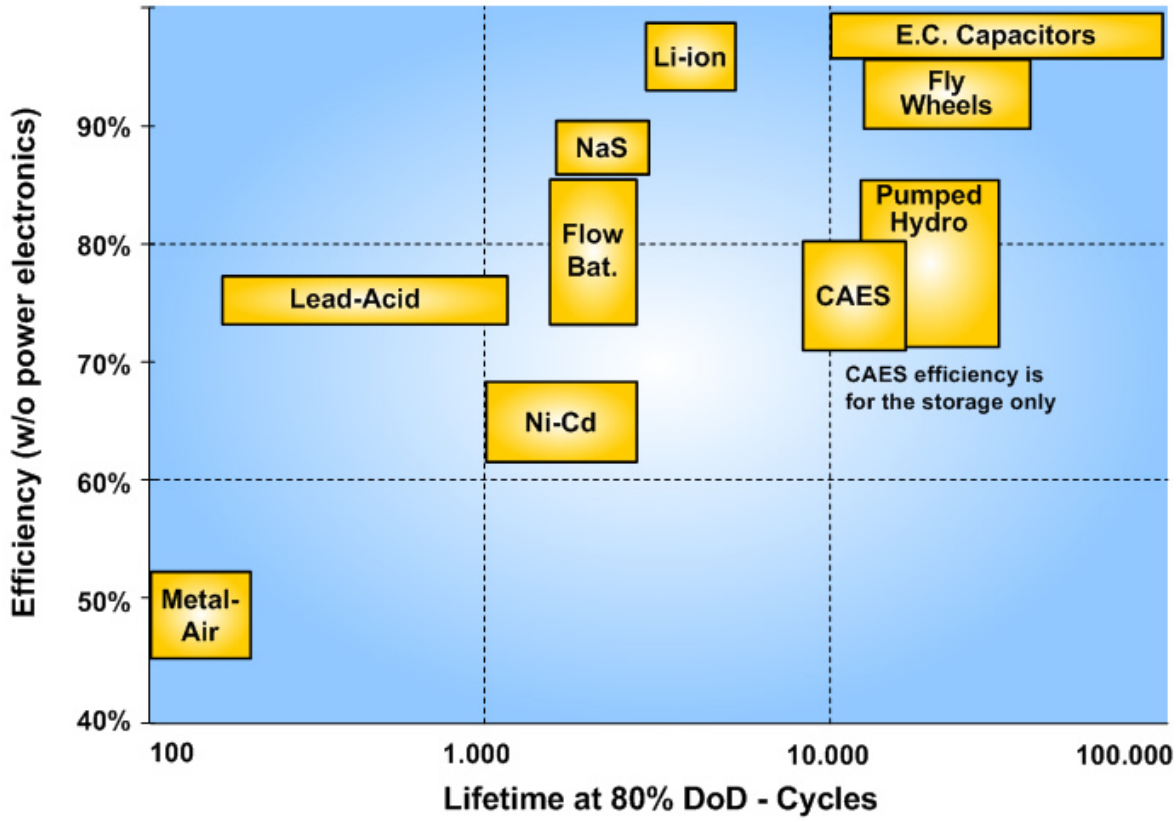

Figura 2.10: Vida útil y eficiencia de tecnologías de baterías y otros sitemas de almacenamiento [15]
.

La celda de batería de ion de litio utilzada para realizar el estudio es la presentada en [16]. Su modelo circuital es presentado en la figura 2.11.

Se ha demostrado que la respuesta dinámica de una batería es lo suficientemente rápida como para que no sea necesario agregar el modelo de la celda de la batería al del BESS en estudios de estabilidad de frecuencia. Esto resulta en que sólo es necesario modelar el inversor y su esquema de control [17].

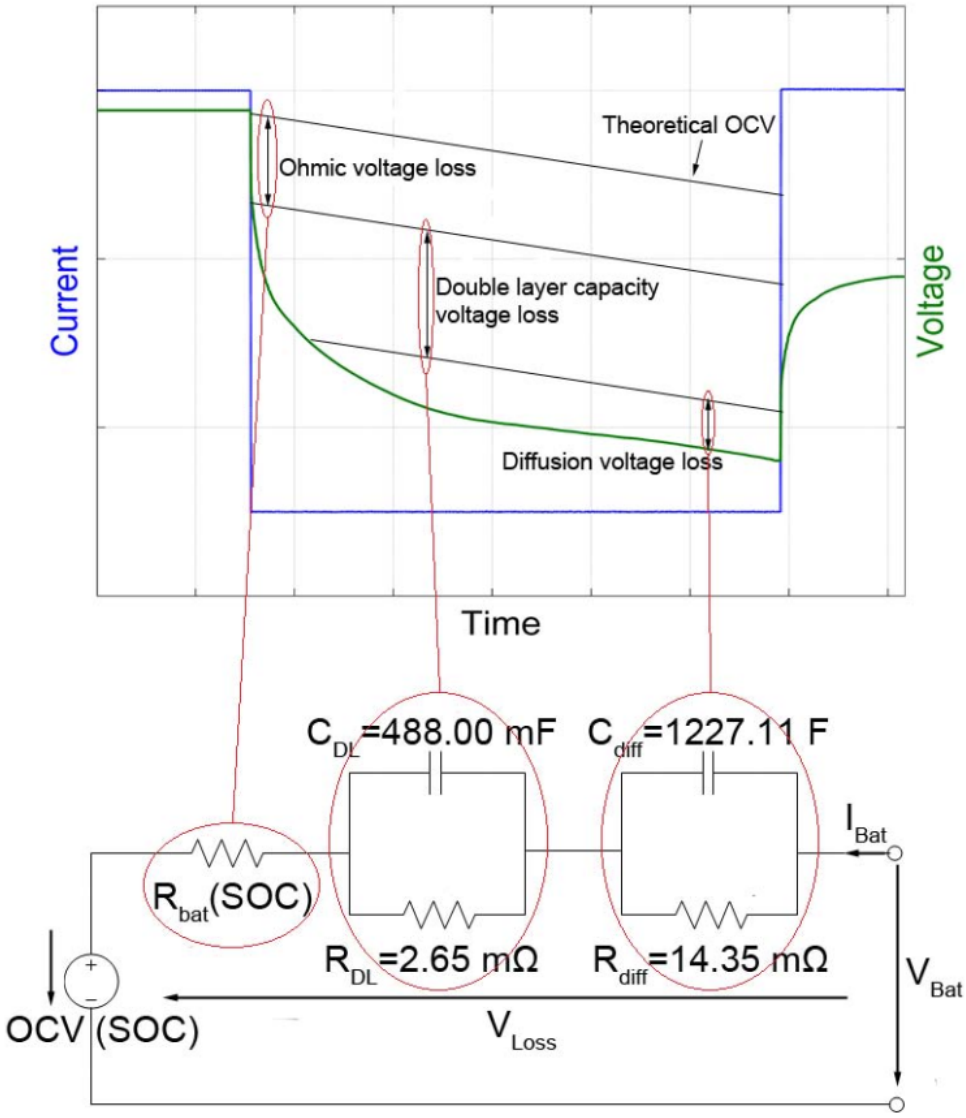

Figura 2.11: Modelo circuital de una celda de batería de ion de lítio [16]

.

2.3. Regulación de frecuencia y emulación de inercia

A grandes rasgos la estabilidad puede ser definida como la propiedad de un sistema de potencia de ser capaz de permanecer en un estado de operación en equilibrio durante operación normal y de recuperar un estado de equilibrio estable luego de ser sujeto a una perturbación [18]. La estabilidad de un sistema de potencia puede ser estudiada a partir de tres de variables: el ángulo de carga de las máquinas sincrónicas, la frecuencia y la tensión en barras. Estas dan lugar a la estabilidad angular, estabilidad de frecuencia y estabilidad de tensión respectivamente.

Una desviación de frecuencia es el resultado directo del desbalance entre la potencia de las cargas eléctricas y la potencia suministrada por las máquinas generadoras, y es un índice adecuado para cuantificar tal desbalance. Una operación permanente en una frecuencia distinta a la nominal afecta la operación, seguridad, confiabilidad y eficiencia del sistema al dañar los equipos, degradar la calidad de las cargas y activar las protecciones de dispositivos.

Dado que la frecuencia generada en un sistema eléctrico es proporcional a la velocidad de rotación de las máquinas sincrónicas, es que el problema de regulación de frecuencia puede ser estudiado como el problema de control de velocidad de las unidades generadoras. En primera instancia la desviación de frecuencia es contrarrestada por un lazo de control sobre los generadores, que ajusta la potencia generada en función de la desviación de frecuencia [19]. Tal control y la curva resultante de este se pueden ver en la figuras 2.12 y 2.13. El *droop* (o estatismo, "R") cuantifica cuanta potencia deberá entregar una unidad de generación en función de la desviación de frecuencia. Por ejemplo, un *droop* de $R = \frac{\Delta f}{\Delta P} = 3\,\%$ significa que ante una desviación de frecuencia del 3 % la unidad tendrá un cambio del 100 % en su potencia.

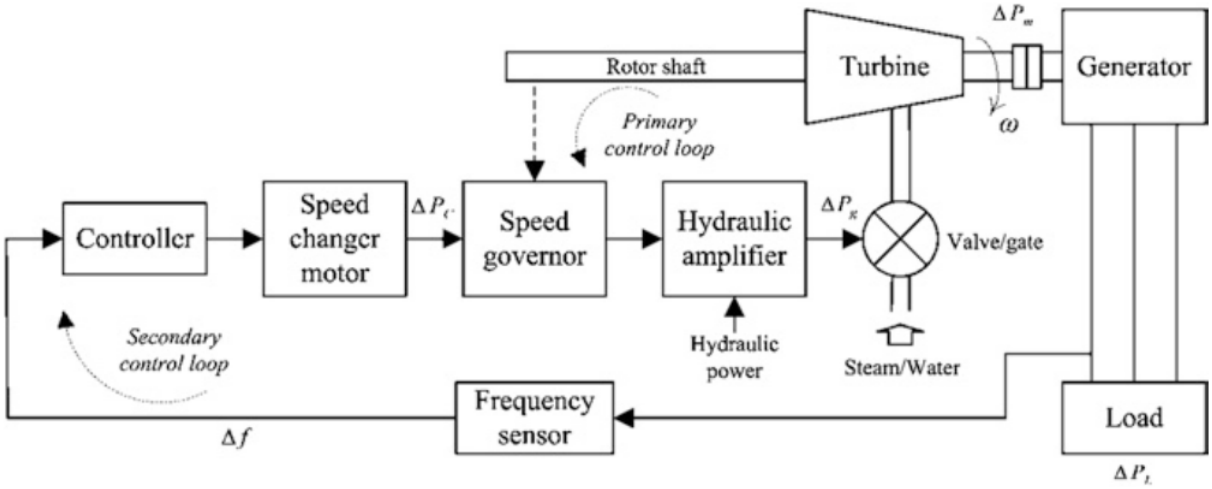

Figura 2.12: Esquema del control de potencia-frecuencia de una turbina [19].

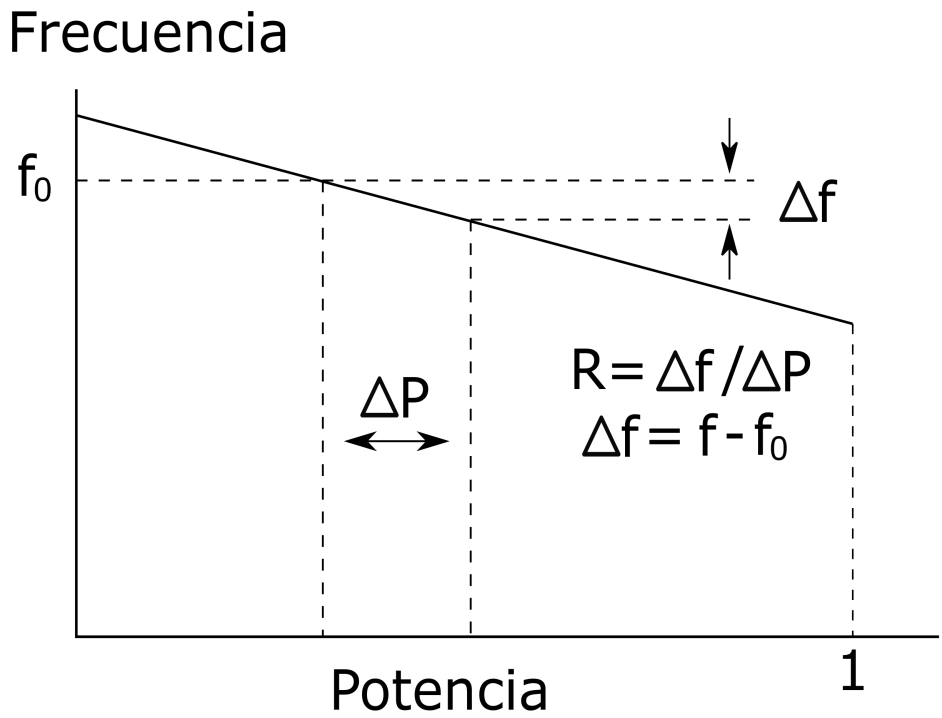

Figura 2.13: Curva de potencia-frecuencia en estado estacionario resultante del control.

El control de frecuencia puede ser subdividido en tres controles con propósitos distintos, que toman lugar en distintos momentos luego de haber una perturbación en el sistema. El control primario de frecuencia provee una respuesta local y automática segundos después de una perturbación, resultante del estatismo de cada máquina. El control secundario inicializa un control centralizado y automatizado usando la reserva rotacional asignada, buscando recuperar la frecuencia nominal del sistema, tomando lugar desde segundos a minutos luego de la perturbación. El control terciario es comunmente conocido como el control manual, que toma lugar al cambiar el despacho de las unidades de generación, recuperando la reserva rotacional del sistema, tomando desde decenas de minutos a varias horas luego de la perturbación [20].

A pesar de las ventajas de utilizar una turbina eólica de velocidad variable, el uso de un convertidor para su conexión al sistema implica que inherentemente no varía su potencia en función de la frecuencia. Con una gran cantidad de turbinas eólicas que ocupen convertidores para desacoplar el movimiento del rotor de la red, el momento angular del sistema se verá reducido, y la frecuencia podrá variar rápidamente luego de una perturbación. Sin embargo, es posible emular una respuesta inercial en estas turbinas modificando su esquema de control. El lazo adicional, propuesto en [4], se presenta en la figura 2.14. $P_{el,mes}$ es la potencia eléctrica medida en terminales, $\omega_{m,meas}$ es la velocidad rotacional de la turbina y f_{grid} y f_{ref} son la frecuencia de la red y la frecuencia de referencia respectivamente. Se puede ver que se generan las señales para el control de torque de la máquina. $T_{w,ref}$ es el torque generado por el lazo MPPT, que busca optimizar la potencia generada por la generación eólica. Aparte de esta señal se presentan dos señales adicionales, $T_{in,ref}$ y $T_{f,ref}$ que son proporcionales a la tasa de cambio de la frecuencia y a la desviación de la misma, respectivamente. Estas dos últimas seña-

les son las que entregan a la turbina eólica la capacidad de responder frente a una perturbación en la frecuencia, logrando que aporte potencia durante la respuesta inercial del sistema. El lazo de control propuesto presenta dos ramas adicionales que entregan una señal de potencia (o torque) extra al lazo MPPT. Mientras que el primer lazo corresponde al control MPPT, que opera en condiciones normales y se asegura de extraer la mayor cantidad de energía posible del viento, la rama del medio actúa en función de la tasa de cambio de la frecuencia y la rama inferior actúa en función de la desviación de la frecuencia.

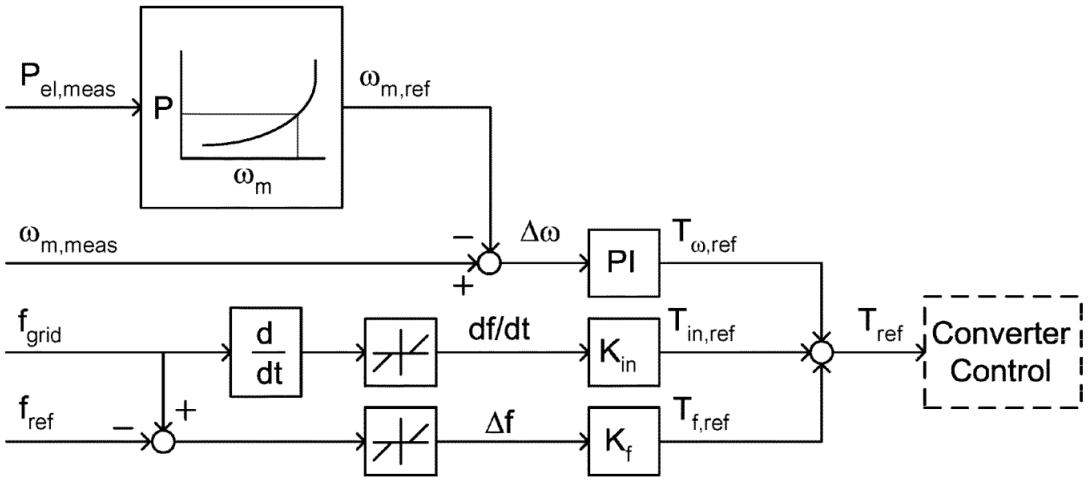

Figura 2.14: Lazo MPPT y adicionales para entregar apoyo durante una perturbación de frecuencia. [4]

Frente a una desviación negativa de la frecuencia, el control aumentará la referencia de potencia, creando un desbalance entre la potencia mecánica extraída del viento y la potencia eléctrica entregada por el DFIG. Esto conlleva una reducción en la velocidad del rotor de la turbina, y por ende que la energía cinética asociada a este sea entregada a la red.

Para satisfacer las necesidades de reserva de potencia activa, también se ha propuesto operar las turbinas eólicas en un punto no óptimo, aumentando la consigna de velocidad por sobre la señal del control MPPT, reduciendo la potencia que la turbina entrega a la red, pero almacenando más energía cinética en su rotor [21]. Para ilustrar tal descarga, se presenta una curva descargada en un 0 % hasta un 20 % de su operación MPPT en la figura 2.15. De manera análoga también se puede operar con un ángulo de incidencia mayor en las aspas de la turbina (figura 2.1) cuando existen vientos muy altos, reduciendo la potencia generada, logrando que la turbina eólica pueda entregar una potencia adicional durante una perturbación.

Siguiendo un desbalance entre la potencia consumida y generada habrá una desviación en la frecuencia. Durante todo el período posterior a tal perturbación varios controladores tomarán acción en diversas escalas de tiempo, etapas que se pueden ver en la figura 2.16. En los primeros segundos luego de ocurrida una perturbación la frecuencia estará principalmente determinada por la energía almacenada en las masas de los rotores de las unidades sincrónicas que poseen una alta inercia (momentos cuando aún no es relevante el efecto de algún controlador). El siguiente período está caracterizado por el efecto del gobernador de las unidades sincrónicas (ver figura 2.13) que aumenta la referencia

de potencia de la unidad de generación sincrónica en función de la desviación de frecuencia. El tercer período es conocido como el control secundario, que opera de manera automática para recobrar el valor nominal de la frecuencia, y finalmente el cuarto período que corresponde al despacho de reserva de potencia.

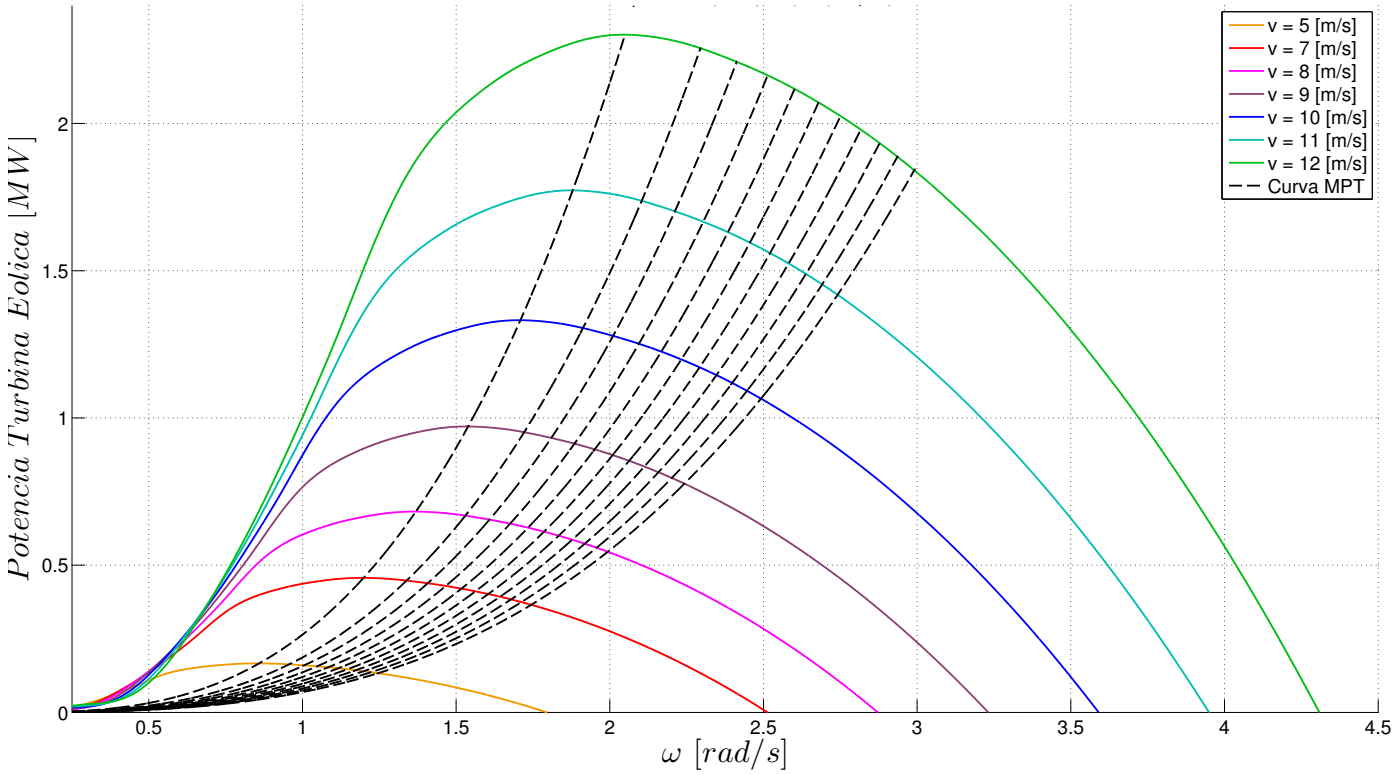

Figura 2.15: Curvas MPPT descargadas entre 0 y 20 % en función de velocidad de rotación y viento. (β = 0)

La emulación de inercia busca actuar en los primeros segundos luego de una perturbación, aumentando la inercia total del sistema y reduciendo el nadir de frecuencia y la tasa de cambio de la frecuencia, logrando evitar dañar equipamiento y la operación de esquemas de desconexión de cargas.

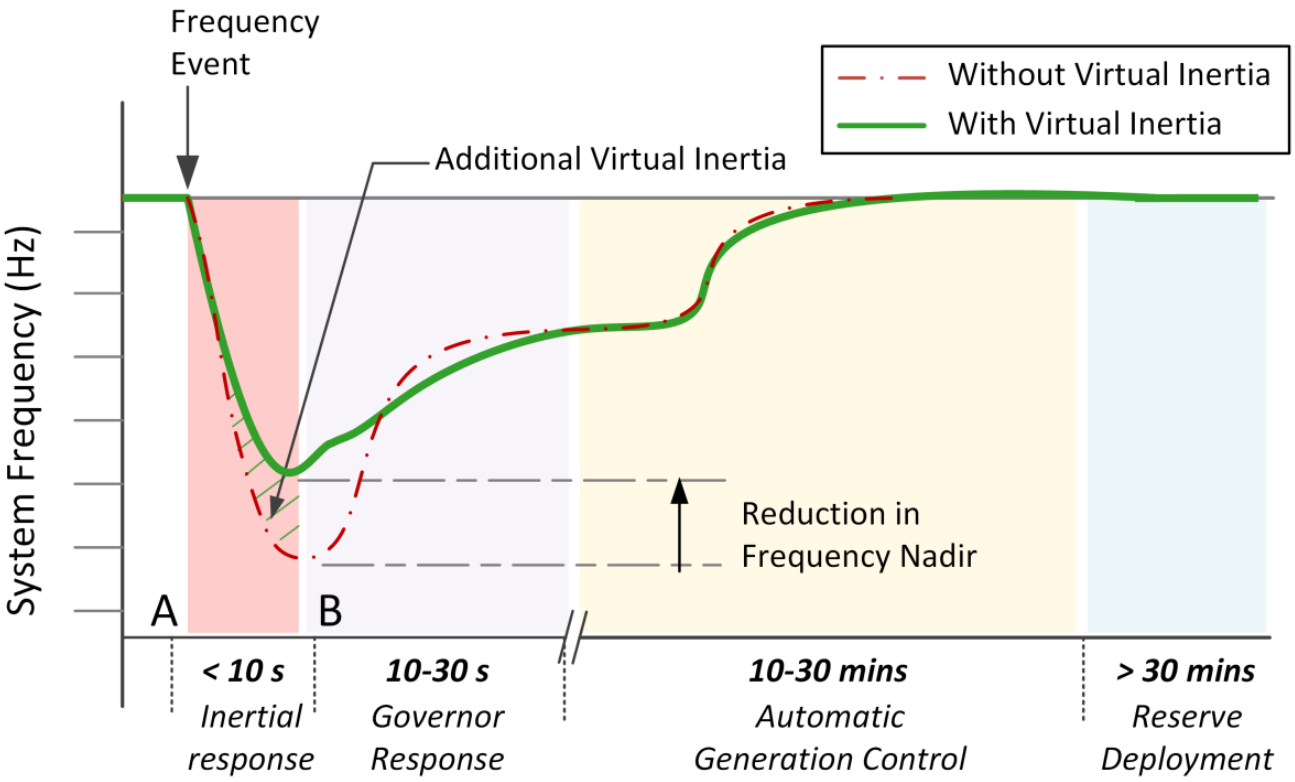

Figura 2.16: Efectos de la emulación de inercia en la regulación de frecuencia [22].

2.4. Experiencia con la emulación de inercia en turbinas eólicas en Canadá

Generadores eólicos con capacidad de respuesta inercial han estado en operación en el sistema de Hydro-Québec desde el año 2012 [23]. Este sistema contiene una conexión asincrónica con el sistema de EEUU, siendo independiente en términos de frecuencia. Hydro-Québec tiene una demanda máxima y mínima de aproximadamente 40.000 MW y 14.000 MW, respectivamente. La penetración eólica se estima que alcanza hasta un 25 % en demanda baja. Por ende se exige a los parques eólicos con una potencia mayor a 10 MW la capacidad de aumentar su potencia activa en un 5 % por 10 segundos luego de una gran depresión en la frecuencia [24]. Las mediciones efectuadas ante un evento que provoca una depresión en la frecuencia pueden ser vistas en la figura 2.17.

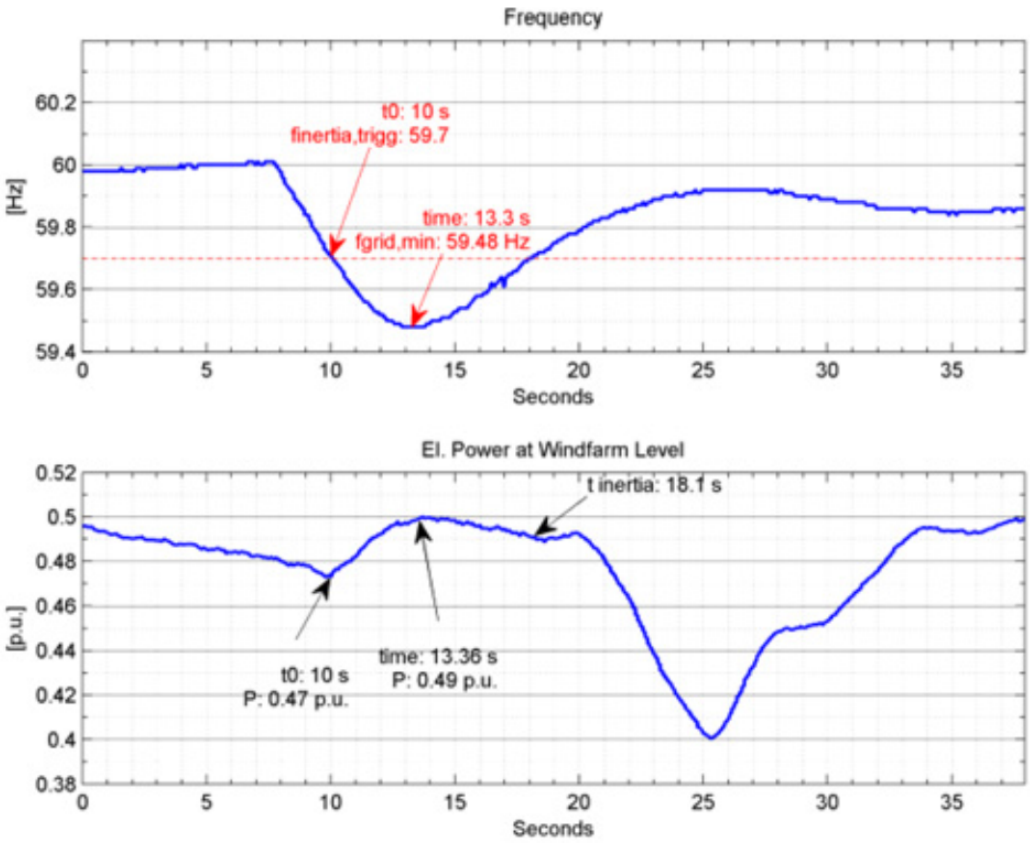

Figura 2.17: Emulación de inercia en un parque eólico de 138 [MW] en Hydro-Québec [24]. Se presenta la frecuencia en Hz y la potencia del parque eólico en pu.

Capítulo 3

Descripción del Sistema de Punta Arenas

El unilineal de la centrales Tres Puentes y Punta Arenas se presenta en la figura 3.1. El unilineal que representa el total del sistema se presenta en la figura 3.2.

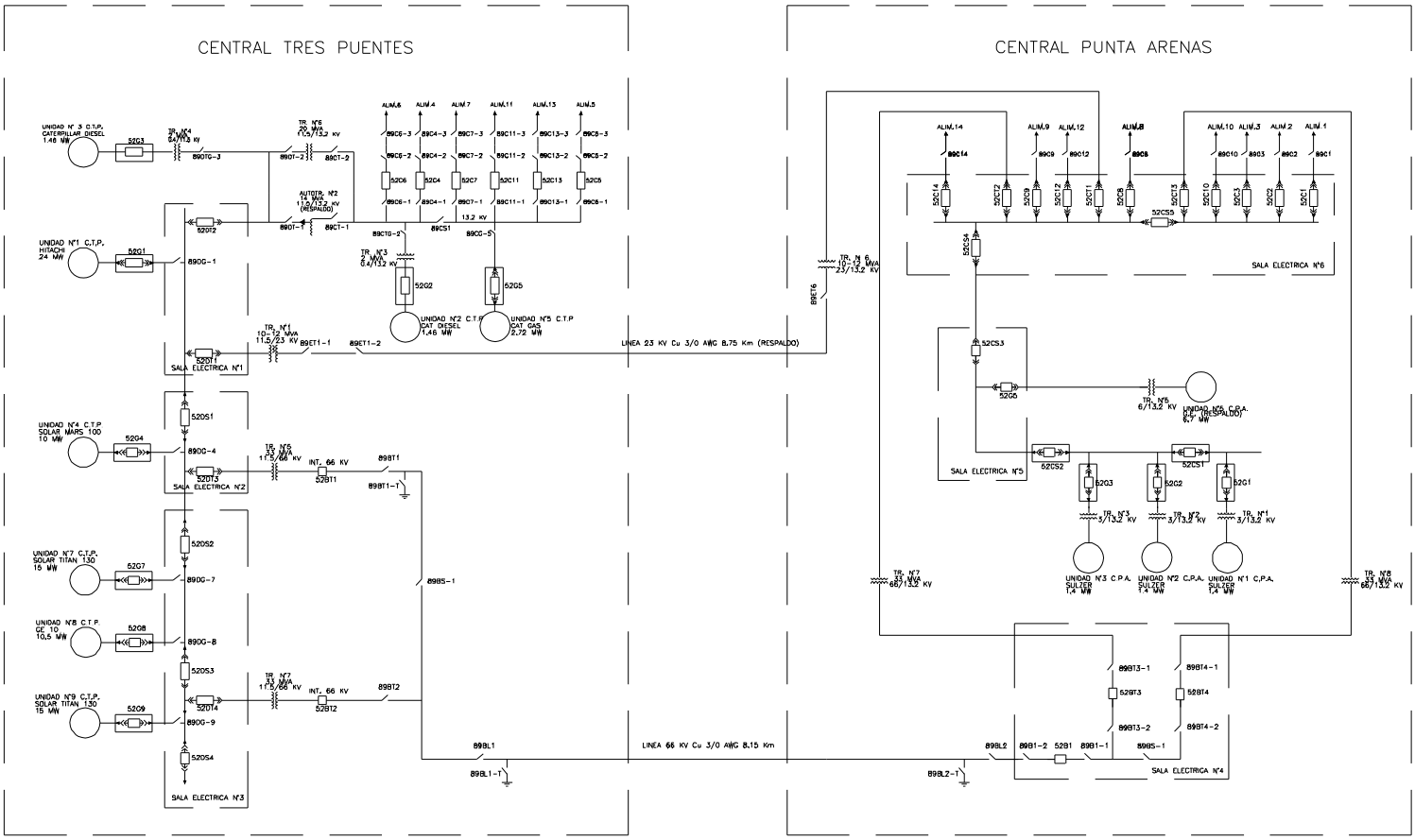

Figura 3.1: Unilineal centrales Tres Puentes y Punta Arenas

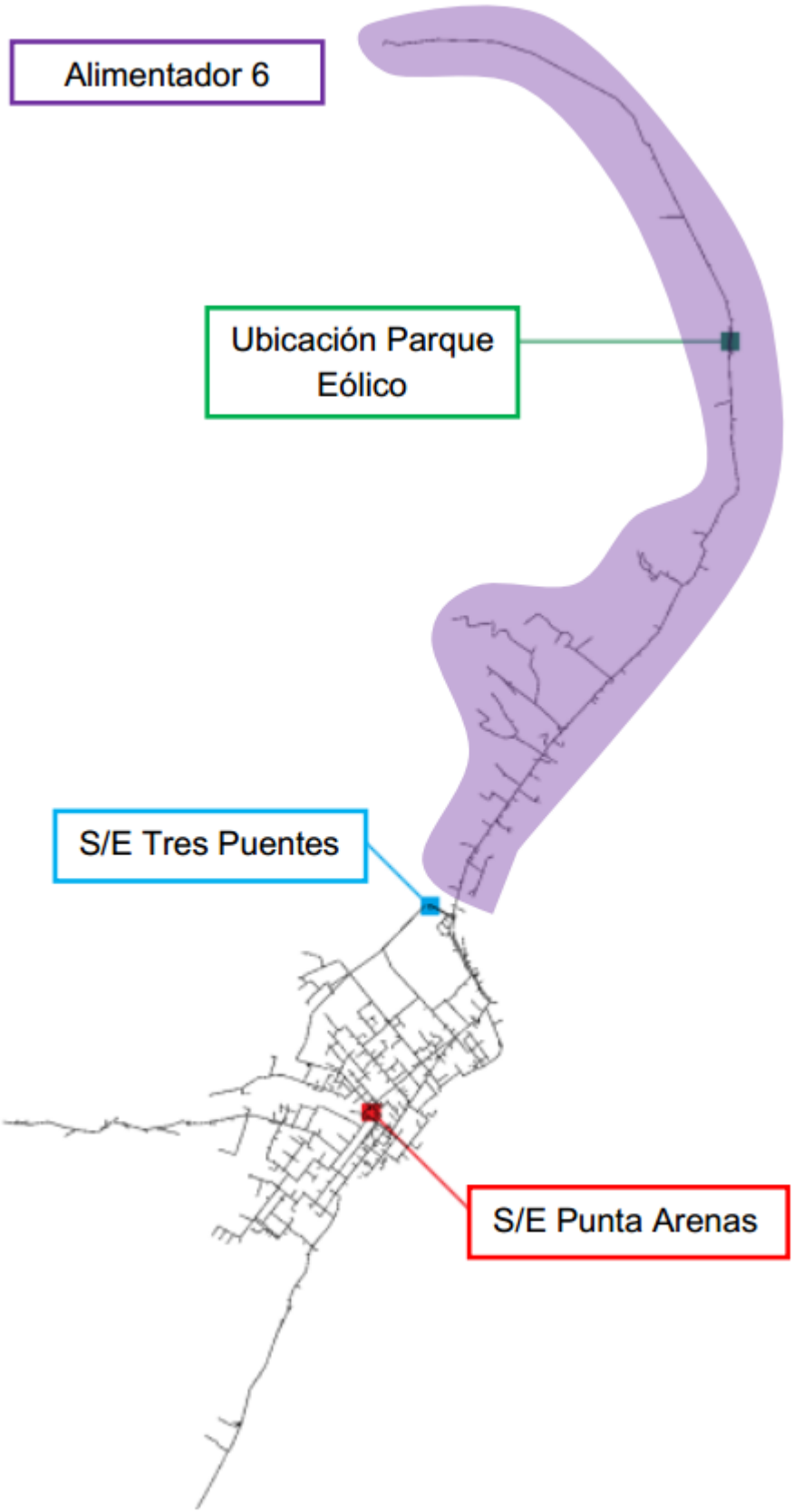

Figura 3.2: Unilineal Sistema Punta Arenas. Se presenta la ubicación del actual parque eólico Cabo Negro y el alimentador al cual se conecta.

3.1. Generación

Actualmente existen tres centrales de generación en el sistema mediano de Punta Arenas, correspondientes a la central Punta Arenas, central Tres Puentes y la central Cabo Negro. Mientras que las primeras dos están compuestas por unidades térmicas, la tercera se conforma por turbinas eólicas. Debido a que las unidades de la central Punta Arenas operan únicamente para el respaldo de otras unidades, no son consideradas relevantes en este estudio. En la tabla 3.1 se describen a grandes rasgos las unidades de generación que si fueron consideradas en los despachos. Más información se encuentra presente en el Anexo.

Unidad	Marca	Modelo	Comb.	Potencia Nom. [MW]	H[s]	Droop	Droop de Tensión	
							Rc [pu]	Xc [pu]
1	Hitachi	5001N	Gas Nat.	24	9.9	-	0	0.1
4	Solar	Mars 100	Gas Nat.	10	2.8	2.09 %	0	0.1
5	Caterpillar	G3612	Gas Nat.	2.72	1.5	1.00 %	0	0.1
7	Solar	Titan	Gas Nat.	15	6	3.52 %	0	0.1
8	GE	GE10	Gas Nat.	8	10	-	0	0.1
9	Solar	Titan 130	Gas Nat.	15	6	3.44 %	0	0.1

Tabla 3.1: Ajuste de los generadores relevantes para el estudio

3.2. Transmisión

El único elemento que puede ser considerado de transmisión en el sistema de Punta Arenas es una línea de 66 kV, 33 MVA de capacidad y de 8.5 km de longitud, que cumple el propósito de conectar las centrales de Punta Arenas y Tres Puentes. Cabe destacar que también existe una línea de distribución de 23 kV que cumple el mismo propósito, pero que actualmente opera sólo de respaldo.

3.3. Distribución

Los únicos alimentadores modelados en detalle corresponden al 6 y el 11, los que pueden ser operados en paralelo y son el lugar de conexión de las actuales turbinas eólicas en Cabo Negro. El resto de los alimentadores son modelados como cargas concentradas en la SE Tres Puentes o Punta Arenas. Los alimentadores 6 y 11 se conectan a la central Tres Puentes. El unlineal detallado puede ser visto en el Anexo 8.1.

3.4. Demanda

La demanda mínima del sistema de Punta Arenas alcanza un valor cercano a los 17 MW y una máxima de unos 42 MW [25]. Las cuatro curvas presentes hacen referencia a distintos períodos estacionales, y se describen en la tabla 3.2. La curva horaria del año 2016 puede ser vista en la figura 3.3. Para realizar el estudio se ha considerado la proyección de demanda hasta el año 2018, la que se realizó en base a las tasas de crecimiento presentes en el estudio de tarificación de sistemas medianos [26], que puede ser vista en la tabla 3.3.

Menor Demanda	Enero - Febrero - Diciembre
Demanda Media Baja	Marzo - Octubre - Noviembre
Demanda Media Alta	Abril - Agosto - Septiembre
Mayor Demanda	Mayo - Junio - Julio

Tabla 3.2: Grupos de demanda estacionales

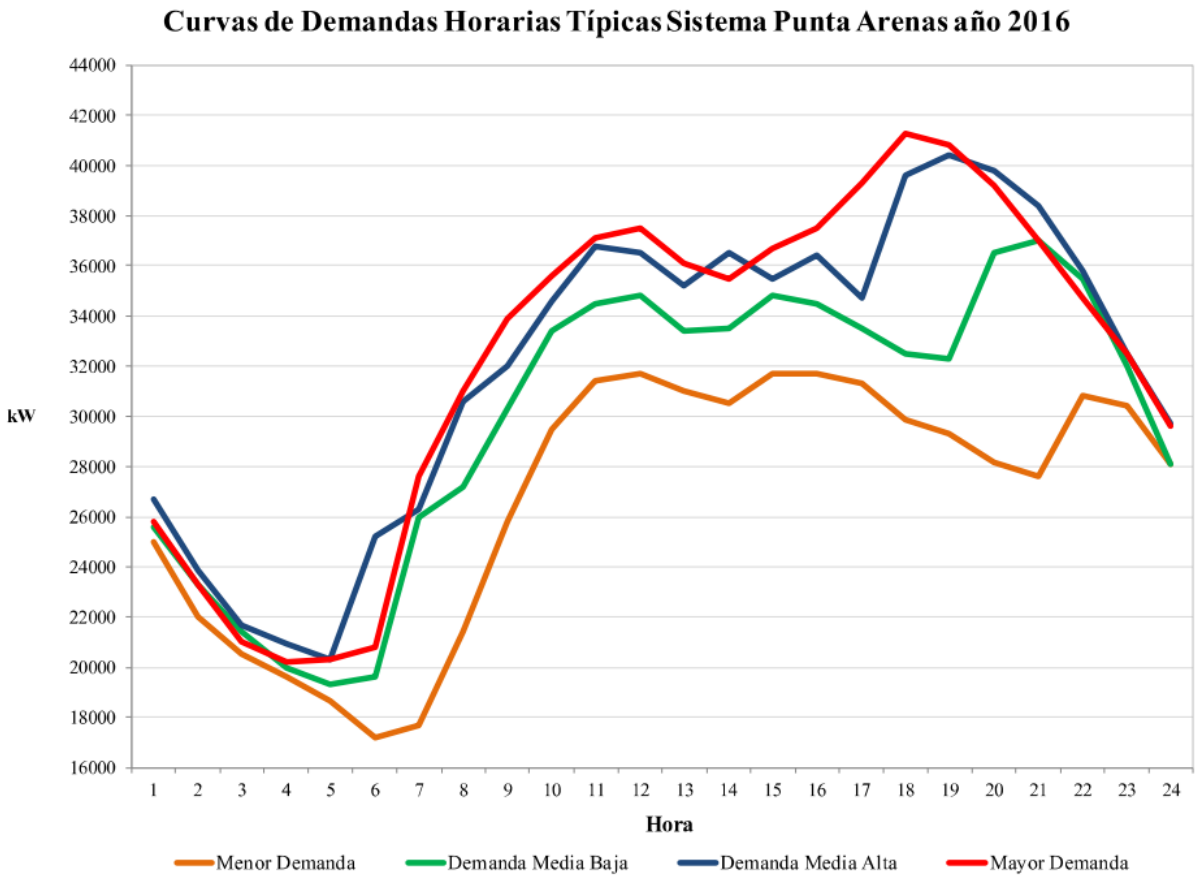

Figura 3.3: Demanda Sistema Punta Arenas Año 2016 [25].

Año	Tasa Crecimiento
2014	-
2015	1.34 %
2016	1.39 %
2017	1.37 %
2018	1.35 %

Tabla 3.3: Tasa de crecimiento anual de la demanda [26].

3.5. Protección por desconexión de carga

En el sistema de EDELMAG de Punta Arenas existen relés de baja frecuencia en la cabecera de algunos alimentadores y reconectadores, los cuales cumplen la función de desconectar carga en caso que el sistema supere ciertos límites inferiores de frecuencia. La tabla 3.4 identifica los alimentadores con tal equipo y el ajuste de la protección.

Alimentador o reconectador	Frecuencia de operación	Tiempo [ms]	Profundidad
R-8 (6)	49.2	10	Estapa 1
R-13 (11)	49.2	60	Etapa 2
R-14 (9)	49.2	60	
R-16 (10)	49.2	60	
12	49.0	60	Etapa 3
5	48.5	10	Etapa 4
6	48.5	10	
11	48.5	10	
7	48.5	60	Etapa 5
8	48.5	60	
9	48.5	60	
4	48.0	10	Etapa 6
10	48.0	60	Etapa 7
3	48.0	860	Etapa 8
2	Desabilitado		
1	Desabilitado		

Tabla 3.4: Configuración EDAC sistema Punta Arenas

3.6. Operación normal

De acuerdo a la información presente en la página web de EDELMAG [25]:

En condiciones normales de operación y para los meses de menor demanda (enero a marzo y octubre a diciembre) operan como unidades base las turbinas Solar Titan de 15 y 13,7 MW, como unidad semibase la turbina Solar Mars y de unidad de horas punta el motor a gas Caterpillar 3612. Para los meses de mayor demanda (abril a septiembre) operan como unidades base las turbinas Solar Titan de 15 MW y GE-10, como unidad semibase la turbina Solar Titan de 13,7 MW y de unidad de horas punta la turbina Solar Mars. Cuando se producen fallas, mantenimientos mayores o contingencias de las unidades base, se despacha la Turbina Hitachi como unidad base.

Capítulo 4

Metodología

4.1. Artículos relevantes de la Norma Técnica de Sistemas Medianos

El sistema eléctrico de Punta Arenas, en su calidad de Sistema Mediano, está regido por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos (NTSM). A continuación se presentan los artículos relevantes para el estudio.

Artículo 5-11
Las unidades generadoras que operen en sincronismo con el SM deberán tener la capacidad de control que asegure la disponibilidad para el SM de una Reserva Primaria mínima de 10 %, respecto a la capacidad máxima de generación de las unidades que se encuentren operando en el SM. Dicha reserva deberá ser asumida en la proporción que determine el Procedimiento correspondiente

Artículo 5-31
La frecuencia nominal de cada SM es 50 [Hz], ante lo cual la Empresa deberá adoptar todas las medidas posibles para que ésta permanezca constante, aceptándose en condiciones de operación normal y régimen permanente variaciones ± 1.0 *%, esto es, un valor mínimo de 49.50 [Hz] y un valor máximo de 50.50 [Hz].*

Artículo 5-35
En Estado Normal frente a la ocurrencia de una Contingencia Simple, el SM deberá mantenerse transitoriamente estable y con una adecuada recuperación dinámica de las variables eléctricas, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo o disgregación en Islas Eléctricas. En SM con generación eólica, no se deberán producir pérdidas de sincronismo ante eventos de Contingencia Simple que comprendan la desconexión de una o más instalaciones eólicas por actuación de sus protecciones.

Artículo 5-39 *Luego de ocurrida una Contingencia Simple, el SM deberá presentar una amortiguación positiva de todas las oscilaciones electromecánicas.*

4.2. Modelo eólico implementado en DigSilent PowerFactory

Mientras que existe un modelo provisto por Vestas para realizar la simulación de las actuales turbinas en Cabo Negro, este se encuentra encriptado, imposibilitando su modificación y por ende no es posible implementar un nuevo control para el apoyo de frecuencia. Por esto es que se ha decidido implementar un nuevo modelo, en base a parámetros típicos encontrados en la literatura.

La turbina modelada tiene una potencia nominal de 2 MW y su implementación en DigSilent y una lista de los parámetros utilizados se presenta en el Anexo 8.2.

4.3. Puntos de conexión para las turbinas eólicas

Las actuales turbinas eólicas existentes en Cabo Negro se conectan al sistema de Punta Arenas a través de una línea de distribución. Esta línea se puede ver en detalle en las figuras 8.1, 8.2 y 8.3 en el Anexo. Actualmente existen tres trubinas de 750 kW cada una, y la línea tiene capacidad térmica para suministrar toda su generación al sistema, sin embargo, una línea de 13.2 kV no dará abasto para estudiar la máxima penetración eólica instantánea que el sistema puede soportar desde un punto de estabilidad de frecuencia. Al ser una línea de distribución de una capacidad no mayor a 4 MVA existirán problemas de capacidad de transmisión térmica y estabilidad de tensión los que limitarán la penetración eólica antes que lo haga la estabilidad por frecuencia. Por ende, para la conexión del parque eólico se asumirá una expansión del parque actual en Cabo Negro y se utilizará una línea de 23 kV para su conexión al sistema, de un largo aproximado de 29 km.

4.4. Escenarios de generación, demanda y contingencias

La emulación de inercia tiene un impacto directo en la estabilidad de frecuencia. Por ende la frecuencia resulta ser la variable de mayor interés en este estudio. Consecuentemente, las contingencias planteadas consisten en desbalances de potencia eléctrica y mecánica, lo que se logra a través de aumentos repentinos de carga y/o desconexión de unidades de generación.

Dos escenarios de demanda son los estudiados. El primero consiste en el bloque horario de menor demanda en el sistema y el segundo se realiza en demanda máxima. Contrastando ambos escenarios frente a la incorporación de una turbina eólica al sistema, el primero presentará un mayor porcentaje de penetración frente a la incorporación de nueva generación eólica, resultando en el escenario más vulnerable. Sin embargo, debido a que es necesario siempre tener dos centrales térmicas en operación en todo momento como condición mínima (tal que si una sale de servicio, la otra pueda cubrir los requerimientos de reserva en potencia) existe un límite de cuanta potencia puede ser desplazada en demanda mínima, imposibilitando una mayor penetración eólica. Es por eso que el segundo escenario de interés es frente a demanda máxima, en donde se estudia el efecto de una gran incorporación de turbinas y el consecuente desplazamiento de generación convencional, buscando la máxima penetración eólica posible.

Dado que el período relevante para el estudio comprende únicamente decenas de segundos como máximo, es que se considerará que el viento es constante durante la contingencia.

4.5. Requerimientos del controlador de inercia

De manera preliminar se estudia el sistema sin las protecciones EDAC, buscando determinar los requerimientos que el control de frecuencia de las turbinas deberá asumir y las limitaciones a las que estará sujeto. En la literatura se suelen describir dos tipos de controladores para el apoyo de frecuencia: PD (Proporcional-Derivador) o SOP (Step Over Production). Ambos actúan entregando una señal de potencia adicional a la del lazo MPPT, entregada al control del RSC. El primero envía una señal proporcional a la frecuencia y/o la tasa de cambio de la frecuencia mientras que el segundo envía una señal proporcional a la potencia actual de la turbina en el instante previo a la contingencia.

En un sistema de tamaño mediano como Punta Arenas la frecuencia podría variar drásticamente en el punto de conexión de la turbina en los primeros instantes, haciendo que la utilización de un esquema PD entregue una señal errática al control del convertidor de la turbina. Por otro lado, el esquema SOP podría sobreactuar frente a una pequeña variación en la frecuencia, resultando en una pérdida en la eficiencia de operación en el largo plazo. Por ende, ambos esquemas son estudiados y contrastados. Con el objetivo de determinar un controlador apropiado para satisfacer los requerimientos técnicos de Punta Arenas se realizarán estudios preliminares, estudiando y evaluando el desempeño de distintos esquemas presentes en la literatura frente a diversas contingencias. Se propondrán variaciones para utilizar los recursos de la mejor manera posible y satisfacer los requerimientos técnicos del sistema de Punta Arenas.

Dado que tanto los recursos eólicos como los BESS son capaces de actuar en la respuesta primaria de frecuencia, en esta sección se propone algún esquema para que los dos recursos puedan actuar de manera coordinada. El esquema propuesto es luego validado frente a diversas contingencias, sensibilizando los efectos de la integración de turbinas eólicas y BESS en la estabilidad de frecuencia de Punta Arenas.

4.6. Estudios para la integración de turbinas eólicas y BESS

Es de interés estudiar el posicionamiento adecuado de un BESS en el sistema de Punta Arenas. Mientras que es tentador conectarlo en el mismo lugar que la turbina, para apoyar en la regulación de tensión y potencia reactiva, podría ser más llamativo conectar el banco cerca de la carga, en la SE Tres Puentes o SE Punta Arenas, por ejemplo, ya que de esta forma, en un escenario con gran penetración eólica, si es que sale de servicio la línea que conecta las turbinas al sistema por un cortocircuito, el BESS aun podrá suplir el déficit de potencia, y reducir la desviación de frecuencia, acción imposible si son conectadas junto a las turbinas.

Esta decisión queda sujeta al tipo de conexión que se establezca para el parque eólico. En caso de considerar una conexión de circuito doble, aunque exista un cortocircuito, el BESS aún podrá

suministrar potencia al sistema en caso que fuese necesario, logrando más libertad en la elección del lugar. Sin embargo, con tal de evaluar el peor caso en términos de estabilidad (conexión del parque eólico a través de un circuito simple), se considera que el BESS se conecta en la SE Tres Puentes.

Capítulo 5

Estudios Sistémicos

5.1. Diseño del controlador

A pesar que el lazo para el apoyo de frecuencia efectivamente entrega una señal para disminuir la depresión en la misma, este tiene un objetivo opuesto al lazo MPPT. Para ilustrar este fenómeno se propone un caso en donde se pierda generación en el sistema. Ante tal perturbación, la frecuencia bajará, y el control de regulación primaria de la turbina eólica operará entregando la energía cinética del rotor hacia la red. Consecuentemente la velocidad rotacional de la turbina disminuirá, y de acuerdo al control MPPT, la turbina deberá entregar una menor potencia (ver figura 2.4), enviando una señal opuesta a la del apoyo de frecuencia y cancelando su efecto. En conclusión, para lograr un diseño eficiente de los parámetros de los controladores es necesario que el lazo MPPT y el lazo de regulación primaria tengan un delicado diseño, asegurando que ambos operen en escalas de tiempo distintas. Para evitar un diseño con conflicto de intereses se han propuesto esquemas de control que "congelan" la señal de potencia del lazo MPPT [27], cambiando el modo de operación durante la ocurrencia de alguna contingencia y asegurándose de esta manera que ambos controladores nunca operen al mismo tiempo.

Para sensibilizar los efectos de la emulación de inercia en el sistema de Punta Arenas se realizaron escalones de carga y para ilustrar el efecto del control de inercia en la estabilidad se realizaron simulaciones con variados parámetros en el control de frecuencia. Para disminuir las variables durante el estudio transitorio estos se realizaron sin las protecciones EDAC existentes en el sistema, logrando aislar de mejor manera las consecuencias de la emulación de inercia. El escenario de operación contempla demanda mínima y únicamente dos unidades generando (Solar Titan 7 y 9). Las cargas que aumentan su potencia son las conectadas directamente a la subestación Tres Puentes y Punta Arenas, generando un aumento puntual de potencia, lo que emula pérdida de generación en el sistema, aunque sin la consecuente pérdida de inercia y a un menor grado de severidad. En demanda mínima estas cargas tienen un consumo de 14.9 MW del total de 17.2 MW de todo el sistema. Para este caso se hacen escalones de carga de 15 %, contrastando escenarios con distintos valores de parámetros en el control de velocidad, viendo como interactúa con el lazo de apoyo de frecuencia. Los resultados se presentan en la figura 5.1, en donde KI es la constante de integración del control de velocidad y KP es la constante proporcional del mismo control.

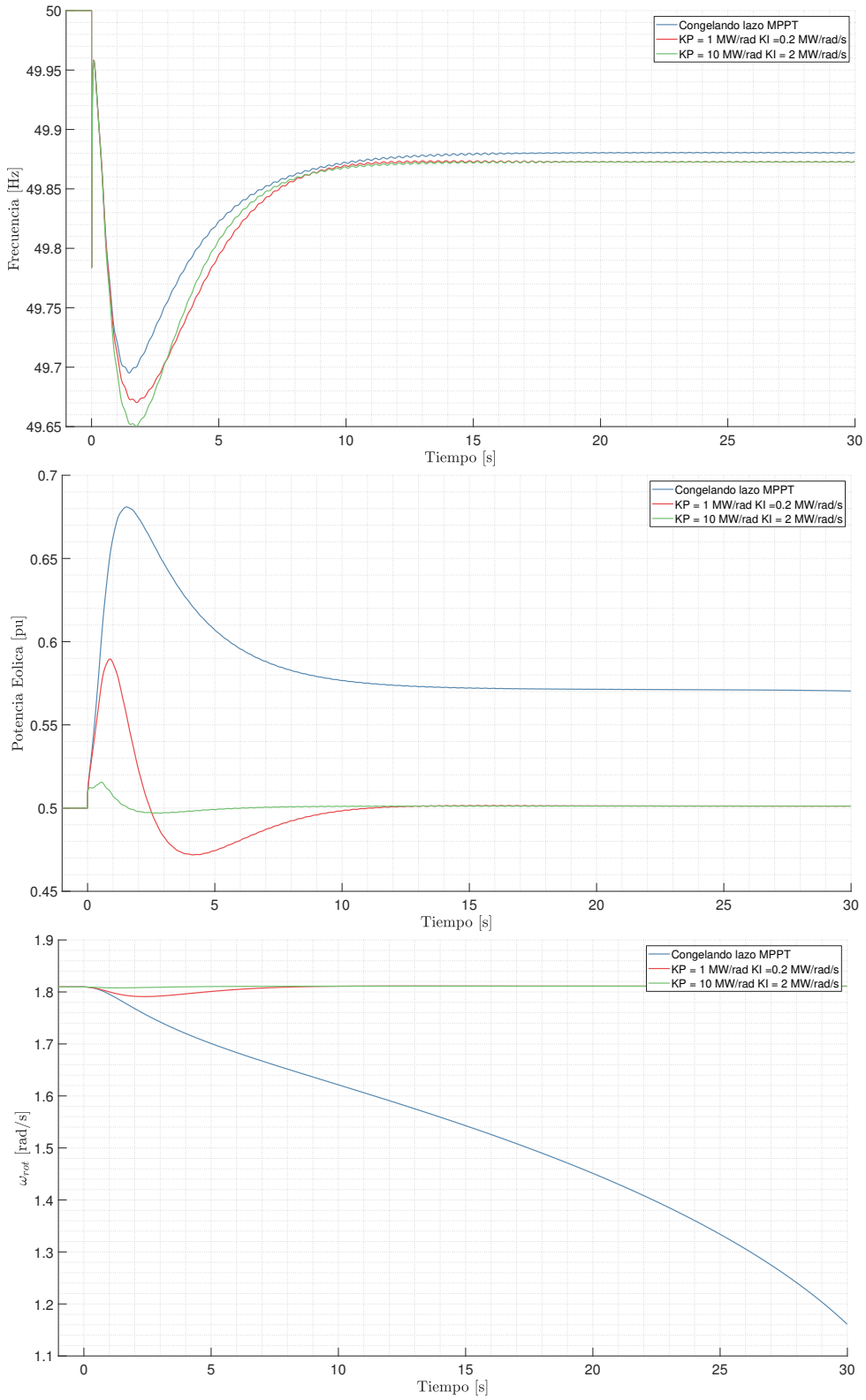

Figura 5.1: Escalón de carga de 15 %, con interacción del lazo MPPT para distintos valores del control de velocidad y congelando el lazo MPPT. Se presenta la frecuencia del sistema, la potencia eólica, y la velocidad rotacional de la turbina eólica, respectivamente.

En la figura 5.1 se puede contrastar el resultado de la emulación de inercia para distintos valores en el control de velocidad. Se destaca que mientras mas rápido sea el control de velocidad, más contrarrestará el aporte del control de frecuencia. Bajar los parámetros del control de velocidad lo suficiente para permitir un adecuado apoyo por parte del control de frecuencia implica una respuesta más pobre ante variaciones de viento. Mientras que un delicado diseño y elección de los parámetros puede ser realizado considerando que ambos controladores operan en escalas de tiempo distinto, se decide optar por otra opción, pausando la operación del lazo MPPT. En esta, el control de frecuencia "congela" la referencia de potencia del control de velocidad al detectar una perturbación en el sistema, permitiendo una libre operación del control de frecuencia. De los tres casos presentados, la mejor respuesta se obtiene congelando la referencia del control de velocidad. Otro beneficio de este esquema es que permite el retraso de la recuperación de la turbina a su punto MPPT, asegurándose que el evento transitorio haya cesado del todo, dejando libertad incluso para realizar una regulación secundaria antes de la recuperación, en caso de ser necesario. Por otro lado, esto también implica un retraso en la recuperación de la eficiencia de la turbina, resultando en un intercambio entre confiabilidad del sistema y eficiencia en la operación.

Al implementar el nuevo esquema resulta importante determinar cuando se deberá detener el apoyo de frecuencia, asegurándose que el momento de mayor desviación en la frecuencia ya haya sido superado. Adicionalmente, en otros trabajos, se ha destacado la relevancia que es detener al apoyo de manera paulatina, dado que un fin repentino a la potencia adicional entregada por la turbina puede causar una segunda depresión en la frecuencia, en ocasiones peor que la primera, en especial en escenarios de gran penetración eólica [28]. Otro factor que se debe considerar es el rango de operación de la velocidad de la turbina. Si se considera que el conversor conectado al rotor de un DFIG es de potencia reducida, la velocidad de operación de la turbina se verá limitada a un rango entre 0.7 - 1.2 pu de velocidad.

En [28] se ha propuesto un método para reducir el aporte de frecuencia en función de la velocidad actual de la turbina. La señal de potencia total que va al control del convertidor, una vez que se toma la decisión de detener el apoyo de frecuencia, se define de la siguiente manera:

$$P = (P_0 + P_{ine-0}) \cdot (\frac{\omega_r - \omega_{min}}{\omega_{nad} - \omega_{min}}) \tag{5.1}$$

Donde:

- P es la señal la potencia que va al control del convertidor,
- P_0 es la potencia previa a la contingencia,
- P_{ine-0} es la señal de potencia entregada por el control de frecuencia (ya sea SOP o PD) en el momento en que se inicia la reducción de potencia,
- ω_r es la velocidad rotacional actual de la turbina,
- ω_{min} es la velocidad mínima de la turbina,

- ω_{nad} es la velocidad al momento de empezar a reducir el apoyo de frecuencia.

Para la implementación de este esquema se consideraron dos gatillos para detener el apoyo de frecuencia. El primero es que el Nadir ya haya ocurrido, lo que se determina usando como señal la tasa de cambio de la frecuencia; se implementa una función lógica que opera cuando la respectiva señal haya sido positiva por un lapso de tiempo determinado. El segundo gatillo es cuando la velocidad de la turbina supere un umbral inferior. Tal umbral se define como un valor superior al valor mínimo de operación de la turbina, tal que exista un margen cuando se inicie la detención del apoyo. Estas dos funciones se traducen a la siguiente condición: "el apoyo de frecuencia se detendrá cuando se haya superado el Nadir o cuando la turbina ya no tenga una reserva de energía cinética disponible".

A continuación se presentan los resultados para este caso. Para detener el apoyo de frecuencia se consideró un tiempo de 1.5 s luego del Nadir, una velocidad mínima de 1.2 rad/s y un umbral inferior para activar la detención de 1.3 rad/s. Se estudia el mismo despacho que en el escenario anterior, con un escalón de carga de 15 % y la salida de servicio de la unidad 7 Solar Titán. Adicionalmente también se varía el esquema del controlador, estudiando un equema proporcional y SOP. Nuevamente se consideraron fuera de servicio las protecciones EDAC para este caso.

5.1.1. Ensayos con emulación SOP

A continuación se presentan los resultados considerando un esquema SOP, en donde las turbinas se encontraban operando a la mitad de su potencia nominal, dejando un margen para aumentar transitoriamente su potencia.

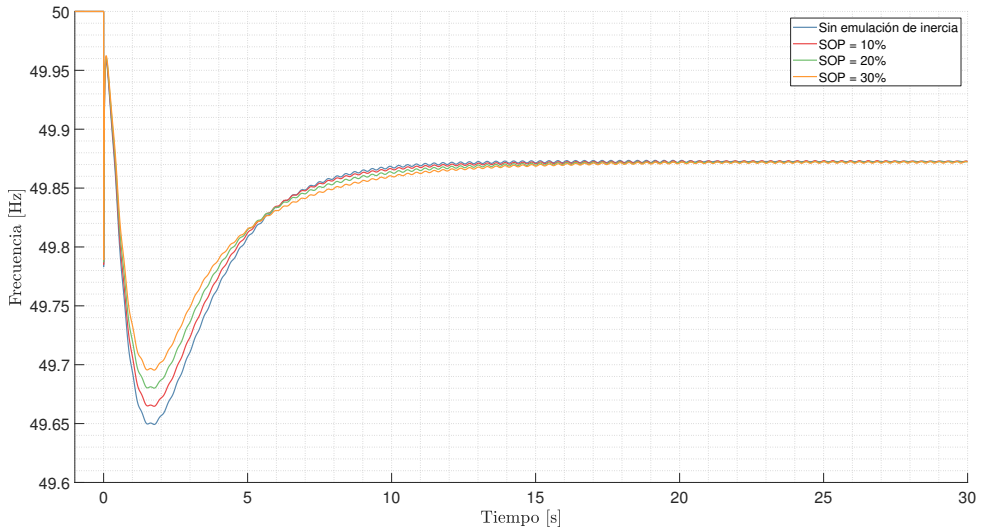

Figura 5.2: Esquema SOP, Escalón de carga del 15 %, frecuencia sistema

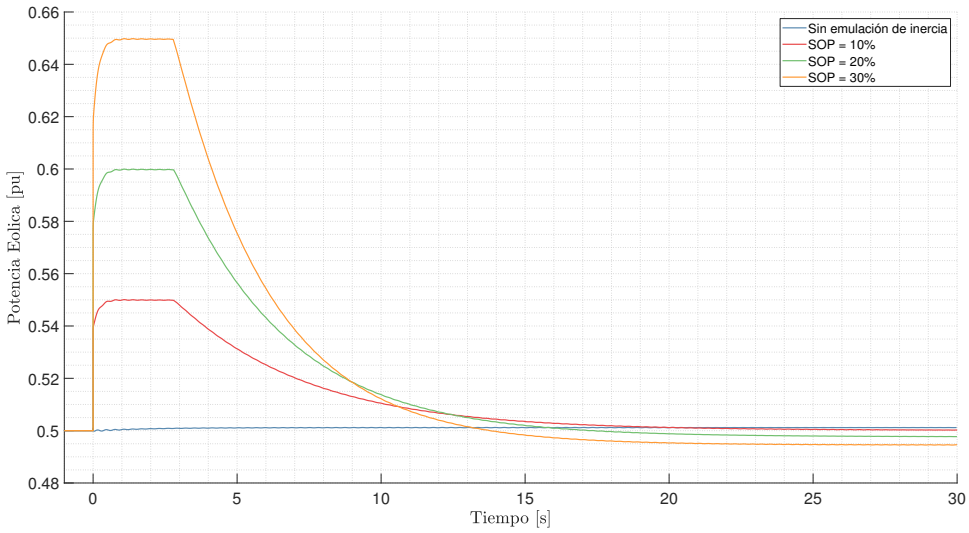

Figura 5.3: Esquema SOP, Escalón de carga del 15 %, potencia turbina eólica

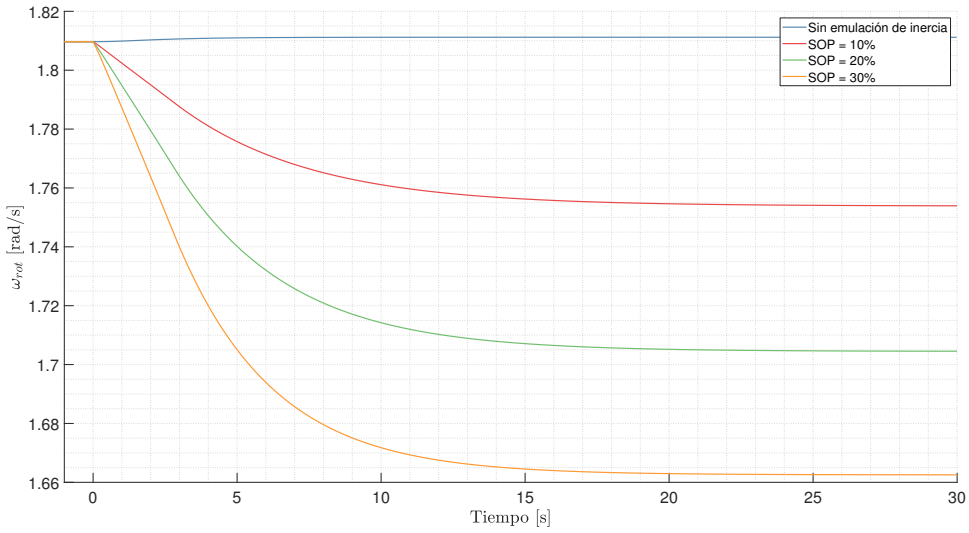

Figura 5.4: Esquema SOP, Escalón de carga del 15 %, velocidad turbina eólica

Se puede ver como el controlador se comporta de la manera que fue diseñada. Como era de esperarse, mientras mayor sea la potencia exigida para aportar en la regulación de frecuencia, menor será la potencia entregada por la turbina en estado estacionario luego, al reducir su velocidad operacional y operar en un punto de menor eficiencia.

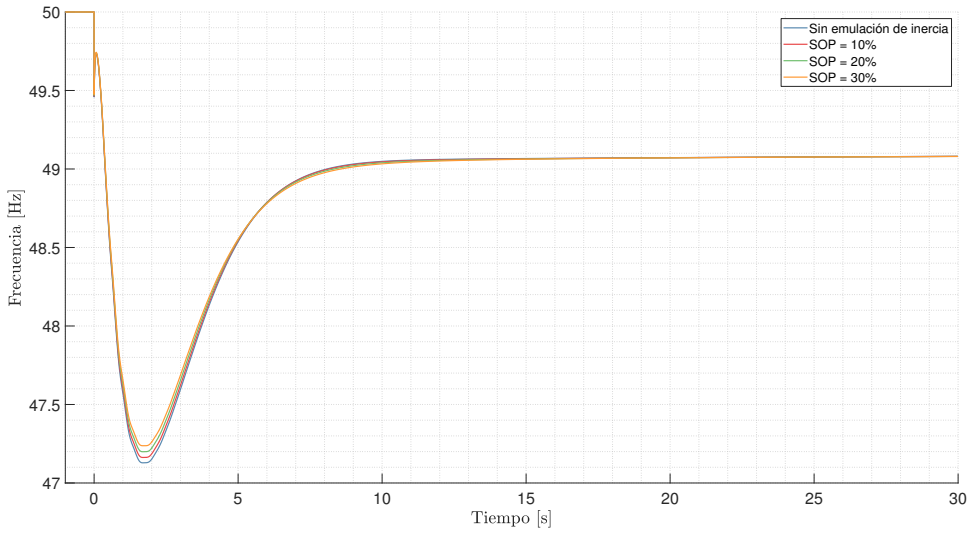

Figura 5.5: Esquema SOP, salida de servicio unidad N°7 Solar Titán, frecuencia sistema.

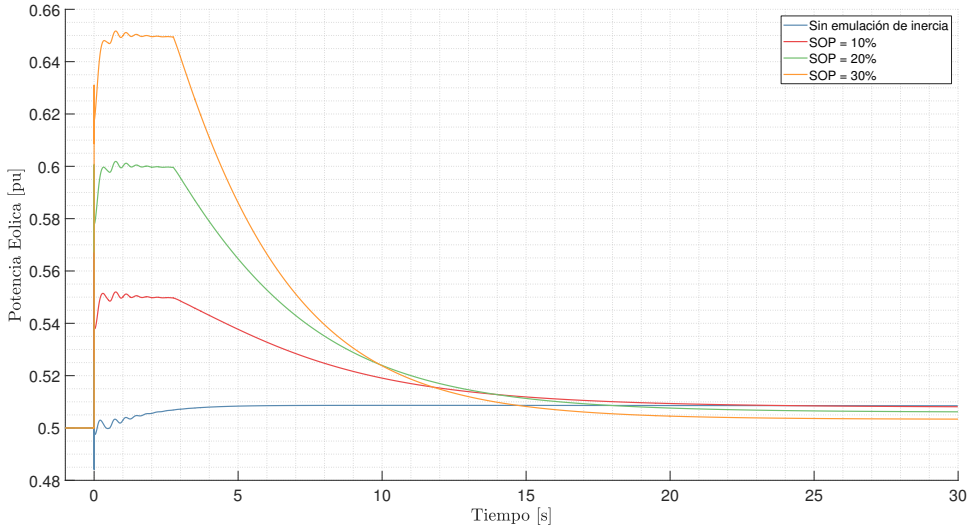

Figura 5.6: Esquema SOP, salida de servicio unidad N°7 Solar Titán, potencia turbina eólica.

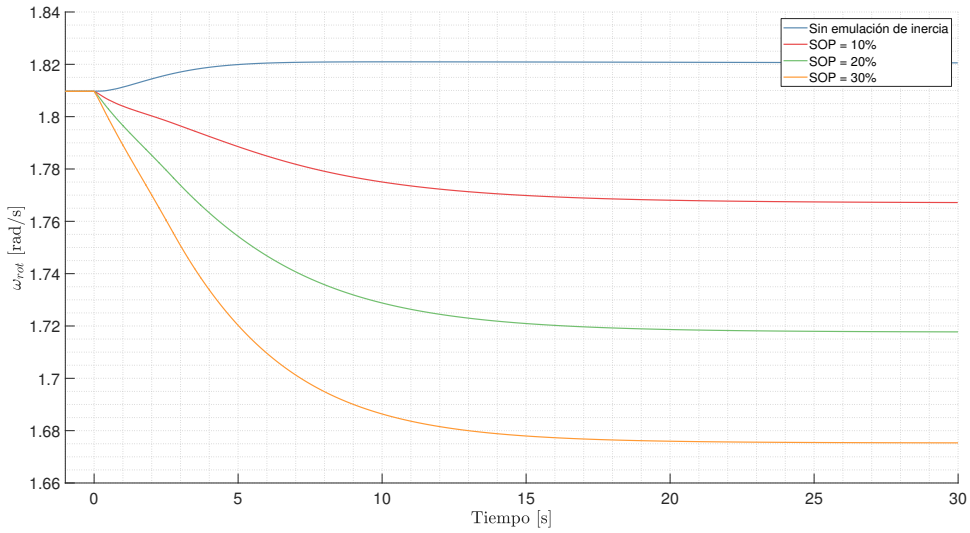

Figura 5.7: Esquema SOP, salida de servicio unidad N°7 Solar Titán, velocidad turbina eólica.

En este caso, dado el aumento de la severidad de la contingencia, la mejora relativa de la desviación máxima de frecuencia se hace menos perceptible. Esto es por que dado que se trata de un esquema SOP las turbinas entregan exactamente la misma potencia independiente de la contingencia (depende sólo de la potencia de operación previo a la contingencia). Por ende, un esquema SOP por su cuenta resulta poco flexible.

5.1.2. Ensayos con emulación PD

A continuación se presentan los resultados considerando un esquema PD, en donde las turbinas se encontraban operando a la mitad de su potencia nominal, dejando un margen para aumentar transitoriamente su potencia.

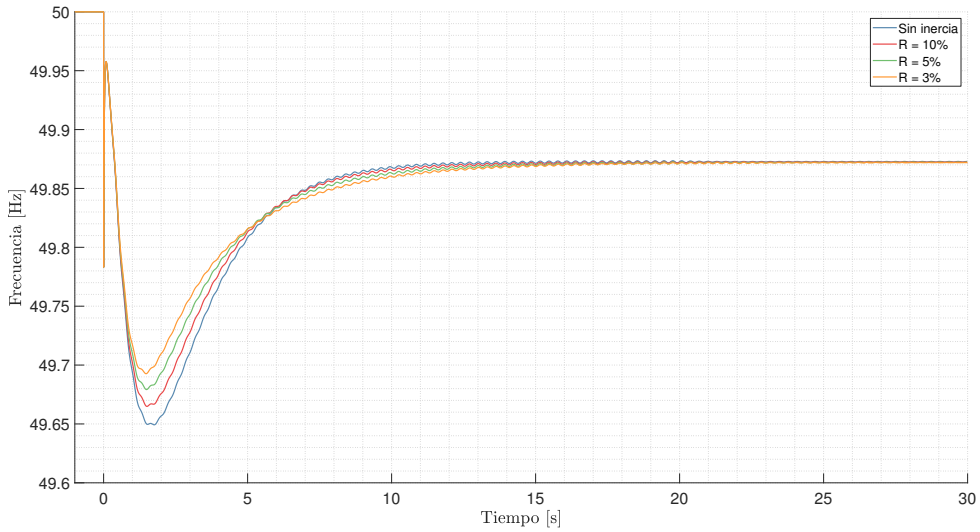

Figura 5.8: Esquema PD, salida de servicio unidad N°7 Solar Titán, frecuencia sistema.

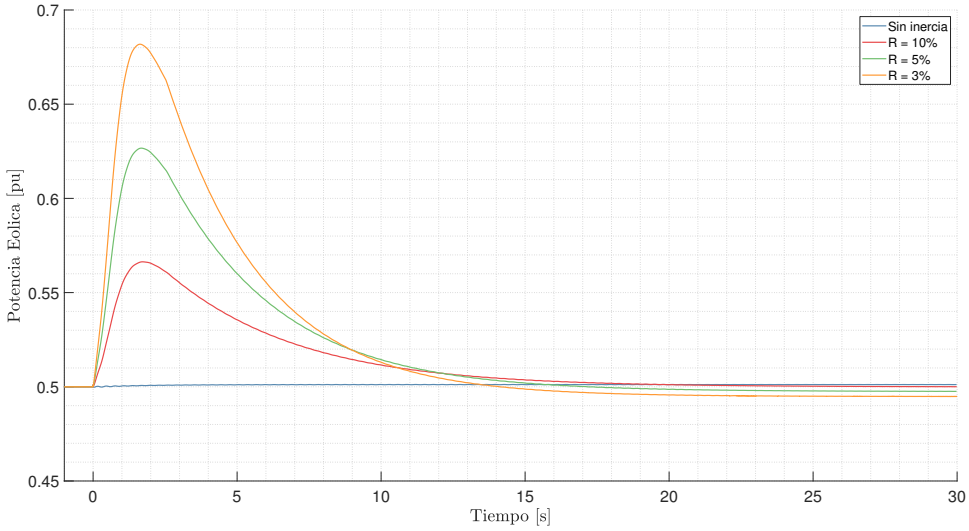

Figura 5.9: Esquema PD, salida de servicio unidad N°7 Solar Titán, potencia turbina.

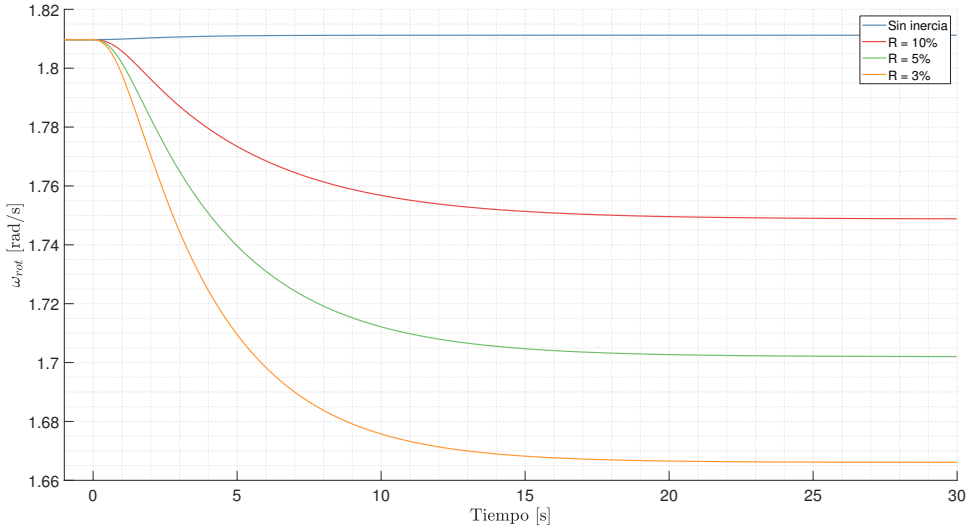

Figura 5.10: Esquema PD, escalón de carga del 15 %, velocidad turbina.

En este caso se puede ver como el control opera de la manera esperada. Nuevamente se puede ver que mientras mayor sera el apoyo en la regulación primaria de frecuencia menor será la potencia entregada luego de la contingencia, al quedar operando en una velocidad sub-óptima.

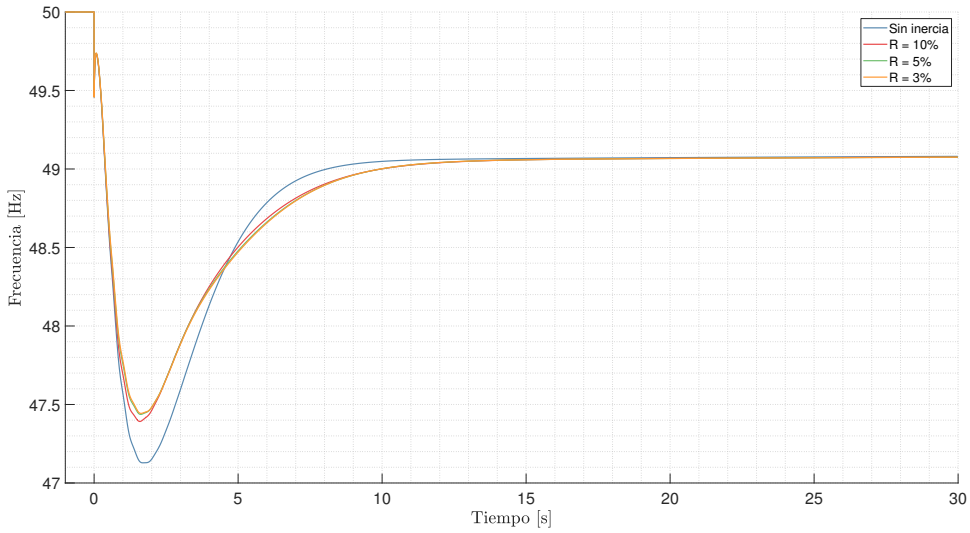

Figura 5.11: Esquema PD, salida de servicio unidad N°7 Solar Titán, frecuencia sistema.

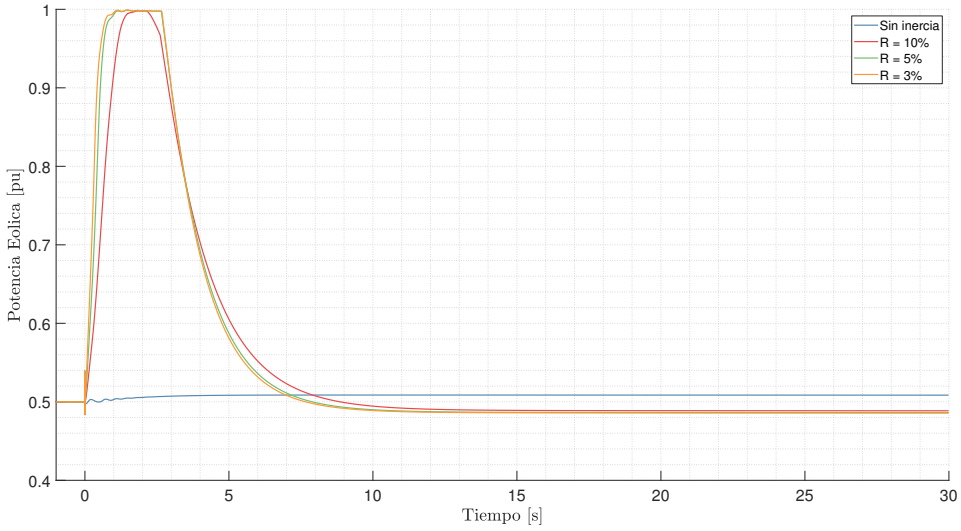

Figura 5.12: Esquema PD, salida de servicio unidad N°7 Solar Titán, potencia turbina.

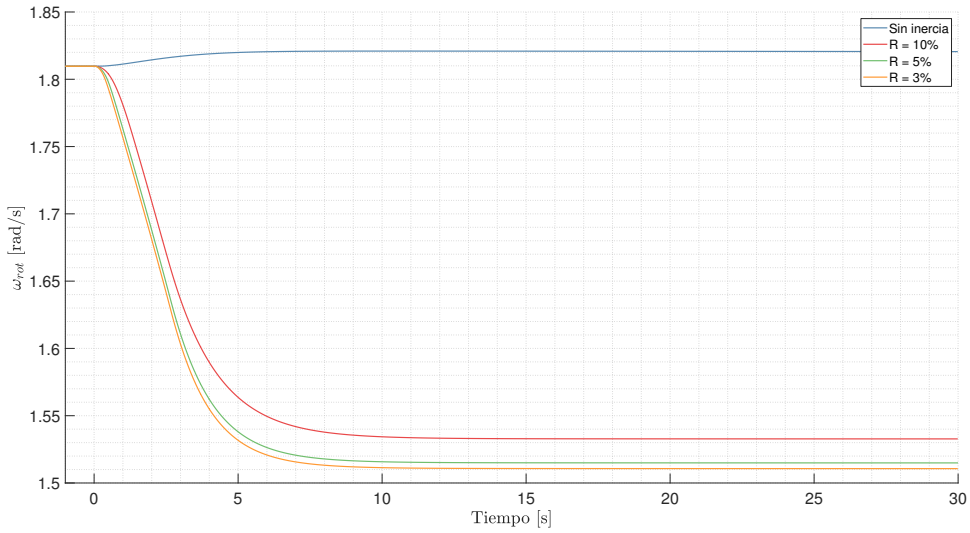

Figura 5.13: Esquema PD, salida de servicio unidad N°7 Solar Titán, velocidad turbina.

En el caso de emulación PD se puede ver que los controladores ajustan su potencia en función de la contingencia. Frente a la salida de la unidad N°7 Solar Titán, la turbina eólica siempre alcanza su valor máximo de potencia.

5.1.3. Controlador implementado

En todos los casos estudiados, tanto para SOP como PD, el Nadir de frecuencia fue alcanzado en menos de dos segundos luego de la perturbación, destacando la relevancia de un aporte primario rápido y breve para lograr reducir la depresión de frecuencia. Mientras más grande sea el aporte de potencia por la turbina eólica frente a una perturbación, más lenta será la recuperación de la frecuencia. Al superar la potencia nominal de 2 MW de la turbina se inicia el lazo de control del ángulo de las aspas, reduciendo la conversión de energía del equipo. Sin embargo, este efecto no posee un gran impacto en la potencia suministrada por las turbinas, obteniendo reducciones significantes en el Nadir a pesar de la reducción en la conversión de energía del viento.

En función de los escenarios estudiados es que se han determinado los objetivos a los que debe aspirar el controlador para el aporte primario por parte de las turbinas eólicas y baterías. Las consideraciones más relevantes son las siguientes:

- Una vez detectada una deficiencia de potencia, el aporte de las turbinas debe ser lo más rápido posible, dado que se detectó que en todos los casos el Nadir era alcanzado antes de los 2 s desde la falla.

- Mientras que en teoría lo ideal es que la turbina entregue todo el margen de la potencia disponible, en la práctica existen limitaciones mecánicas, por lo que una reducción excesivamente rápida de la velocidad de la turbina podría provocar daños en los elementos mecánicos de ésta.

- Se ha demostrado a través de las simulaciones que la interacción del control MPPT y de frecuencia de una turbina es perjudicial para el desempeño adecuado de los dos controladores. Por ende el controlador implementado será realizado por etapas, evitando la interacción entre los dos lazos de control.

El control implementado en este trabajo identifica cuatro estados de operación, ilustrados en la figura 5.14.

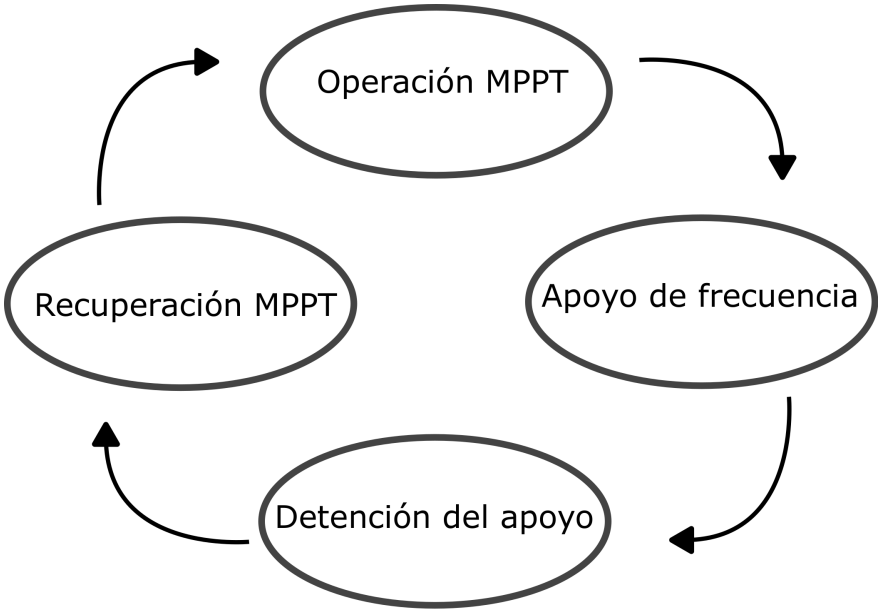

Figura 5.14: Secuencia lógica para el apoyo de frecuencia

Durante operación normal la turbina se puede encontrar operando en la curva MPPT, con la velocidad rotacional limitada o en limitación de potencia ($\beta > 0$), estado que depende de la actual velocidad del viento. Se han considerado dos posibles señales para iniciar el aporte de regulación primaria. La primera es la desviación de frecuencia, para que el aporte inicie una vez que se ha cruzado un umbral inferior predeterminado. En tal caso debe existir un margen de insensibilidad (una banda muerta) que evite la activación frente a variaciones pequeñas de frecuencia que puedan darse durante la operación normal. Esto tiene como perjuicio la retrasada respuesta del controlador de frecuencia de las turbinas una vez ocurrida una contingencia, lo que puede resultar crucial considerando que en los casos estudiados el Nadir se alcanza antes de los 2 s. Es por eso que se opta por la segunda opción, correspondiente a iniciar el aporte de potencia si la tasa de cambio de la frecuencia excede un umbral. Debido a que el mayor ROCOF suele ocurrir inmediatamente luego de una perturbación (siempre que se trate de la pérdida de generación) es que resulta ser un indicador apropiado para el controlador. Una vez activado el control de frecuencia de la turbina, el control que entregue la señal de potencia al RSC será un híbrido entre SOP y PD. La idea radica en que un aporte SOP permite reducir el ROCOF inmediatamente, entregando una potencia adicional constante, pero sin superar los límites mecánicos de la turbina (cosa que podría suceder si la magnitud de la tasa de cambio de la frecuencia es muy grande en un controlador con una componente derivadora).

Para el resto del estudio, el valor de SOP utilizado corresponde a un 10 % de la potencia entregada por la turbina previo a la ocurrencia de la contingencia. Adicionalmente a esta señal, se suma una componente proporcional a la desviación de la frecuencia. Cabe destacar que esta señal es filtrada previamente, con tal de suavizar la referencia de potencia frente a grandes variaciones y componentes oscilatorias de frecuencia. Esto es especialmente crucial en los momentos en que se activan las protecciones EDAC o se desconectan unidades de generación, dado que generan pequeños transitorios en la frecuencia de la barras del sistema, lo que entregaría señales incorrectas al control de frecuencia al no reflejar la velocidad rotatoria de las unidades síncronas. Durante el aporte inercial por parte de las turbinas, en paralelo a estas, el BESS también se encontrará aportando potencia al sistema (siempre y cuando el BESS tenga carga suficiente). La referencia de potencia de las baterías sigue la misma lógica que la de las turbinas eólicas, teniendo una parte SOP y otra proporcional a la desviación de frecuencia. En el caso de BESS, la referencia de potencia SOP corresponde a un 10 % de su potencia nominal.

Un diagrama de flujo que resume los posible estados de operación durante una perturbación relevante de frecuencia y la transición entre estos se presenta en la figura 5.15. En tal diagrama se ilustra la coordinación de los recursos eólicos y BESS para el aporte primario de frecuencia. En la sección 5.1 se implementó y estudió la metodología para reducir el aporte de frecuencia de la turbina de manera gradual, evitando una segunda depresión en la frecuencia. La solución a este problema radica en la ecuación (5.1) que reduce la potencia entregada por las turbinas en función de la reserva de energía cinética aún disponible. La misma idea se aplica al BESS, sólamente que en vez de utilizar la velocidad rotacional, se utiliza el estado de carga (SOC).

Con el objetivo de asegurar que una segunda depresión no ocurra, es que se separaron los estados de “detención del aporte” y “recuperación a operación normal”. La primera tiene el objetivo de detener paulatinamente la velocidad de la turbina, mientras que la segunda consiste en la recuperación de la velocidad al punto óptimo de operación. Una vez que el aporte de frecuencia se haya reducido, y el sistema se encuentre operando en un punto estable, es que lentamente se regresará el control de la turbina al lazo MPPT. Sin embargo, un traspaso inmediato de un controlador a otro puede resultar muy abrupto debido a las diferencia en las señales de actuación entre el control MPPT y el control de frecuencia. La solución consiste en modificar el controlador de velocidad del lazo MPPT, implementando una variación similar al de los controladores con antienrollamiento. La implementación se ilustra en la figura 5.16. En naranjo se ilustra la variación entre un control PI regular sin saturación y el implementado para lograr una transición suave. La diferencia con un lazo de antienrollamiento radica en medir la señal de potencia que se entrega al control del RSC, que puede venir tanto del control MPPT o del apoyo de frecuencia, dependiendo del estado de operación. De esta forma existen dos posibilidades: la primera es que esté operando el controlador de velocidad, con lo que los lazos adicionales funcionan como un esquema de antienrrollamiento (al evitar que la parte integradora siga cambiando su valor cuando la señal esta saturada), y la otra posibilidad es que opere el controlador de frecuencia, evitando que la parte integral del control PI siga integrando indefinidamente cuando la señal de potencia del lazo MPPT resulta distinta a la señal de potencia entregada al RSC. A pesar que esto evita que la parte integral siga integrando sin control el error entre la actuación y la señal de

referencia, no significa que la señal del control de velocidad sea la misma que la enviada por el control de frecuencia durante todo momento, por lo que una transición repentina aun será abrupta dada la diferencia entre la velocidad actual y la velocidad de referencia del lazo MPPT. Para solucionar este problema es que se utilizaron dos funciones de transición, ilustradas en la figura 5.17. Estas operan de manera similar a los conjuntos difusos, ponderando diferentes señales para lograr una única señal definitva. En este caso la variable de entrada es el tiempo, y las funciones ponderarán la actuación del controlador de velocidad y del controlador de frecuencia. Definiendo la función dibujada en verde como la función de transición (f_{trans}), se puede definir la función azul como $1 - f_{trans}$. De esta manera, durante el período de recuperación de operación normal la señal que va al controlador del RSC se presenta en la siguiente ecuación:

$$P_{RSC}^{ref} = P_{MPPT}^{ref} \cdot (f_{trans}) + P_{frec}^{ref} \cdot (1 - f_{trans}) \tag{5.2}$$

Mientras que durante el período de apoyo de frecuencia la batería y la turbina operan de manera independiente, al utilizar tan sólo la frecuencia del sistema como entrada para determinar la potencia que deberán entregar al sistema, una vez que se entre al estado de detención del aporte o de recuperación de operación normal la batería ayudará a evitar una segunda depresión y a facilitar el retorno de la turbina a su punto de operación normal. Para lograrlo, la referencia de potencia de la batería se compone por lo expuesto en la siguiente ecuación:

$$P_{Bat}^{ref} = P_{frec-bat}^{ref} \cdot (f_{trans-bat}) + P_{recuperacin-turbina} \tag{5.3}$$

Donde $P_{recuperacin-turbina}$ corresponde al déficit de potencia en el que la turbina eólica debe incurrir para detener el apoyo y volver al punto de operación normal. Este se define como la diferencia entre la potencia de la turbina al inicio de la etapa de recuperación y su potencia actual, margen que idealmente deberá ser suplido por el banco de baterías, evitando una depresión post-contingencia de la frecuencia.

La señal referencia de potencia de la turbina eólica durante el período de aporte primario, como se ha mencionado previamente, se compone por una parte SOP y una proporcional. La señal es la presentada en la ecuación (5.4). La señal de referencia de la batería se presenta en la ecuación (5.5).

$$P_{frec}^{ref} = P_0 \cdot (1 + 0.1) + \Delta f \cdot K_{droop} \tag{5.4}$$

$$P_{frec-bat}^{ref} = 0.1 + \Delta f \cdot K_{droop-bat} \tag{5.5}$$

La función, $f(\omega)$, se utiliza para reducir la potencia generada se describió previamente en la ecuación (5.1). De manera análoga se define $f(SOC)$, que sirve el mismo propósito que $f(\omega)$ pero busca reducir la potencia del BESS en función de su estado de carga.

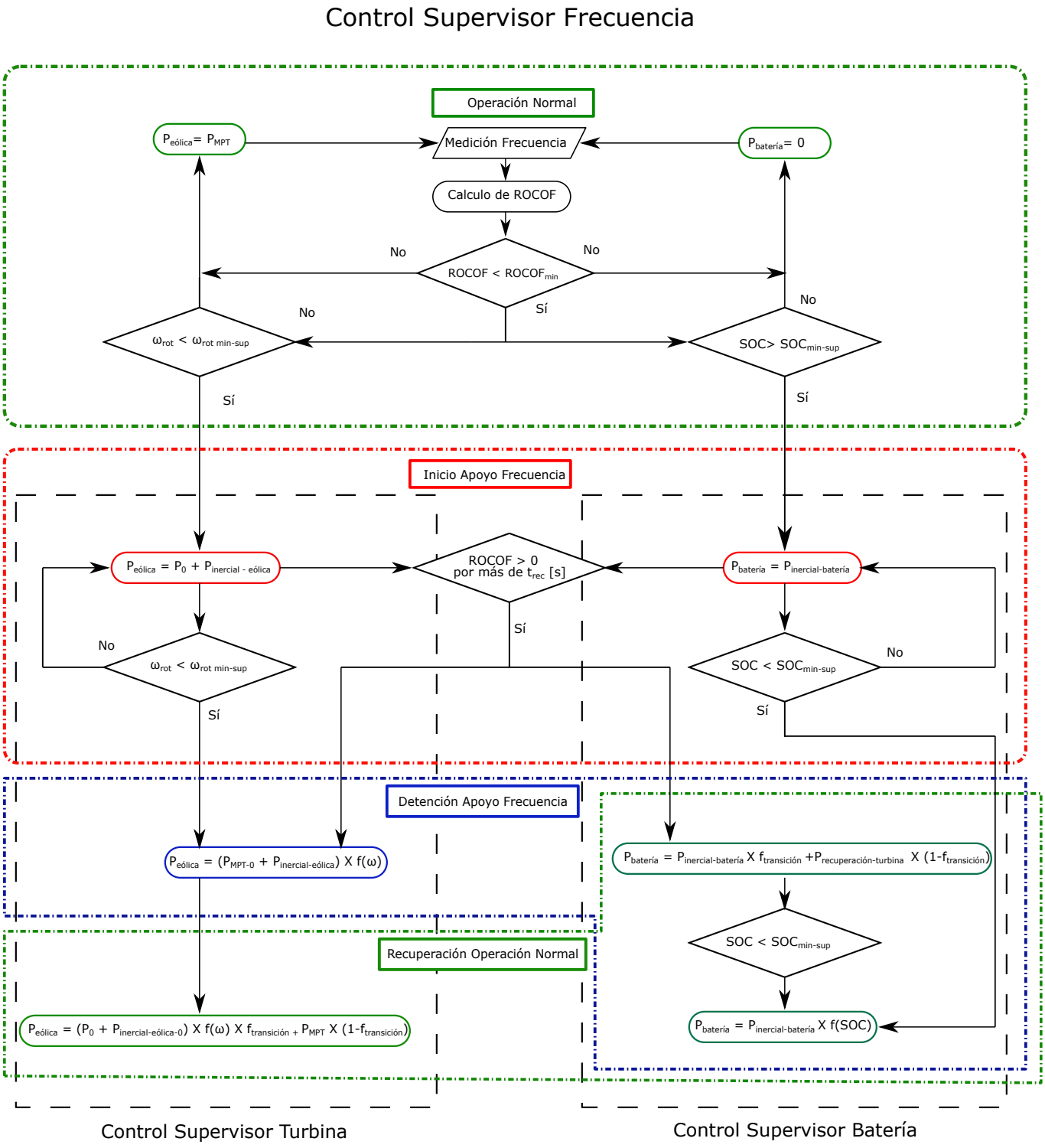

Figura 5.15: Control supervisor para el apoyo de frecuencia de turbinas eólicas y BESS.

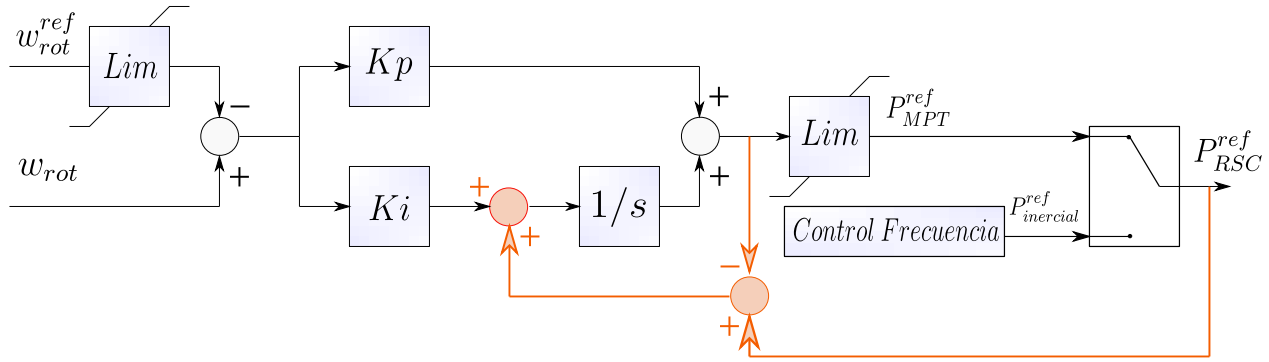

Figura 5.16: Variación al controlador de velocidad para permitir el intercambio de controladores durante la operación.

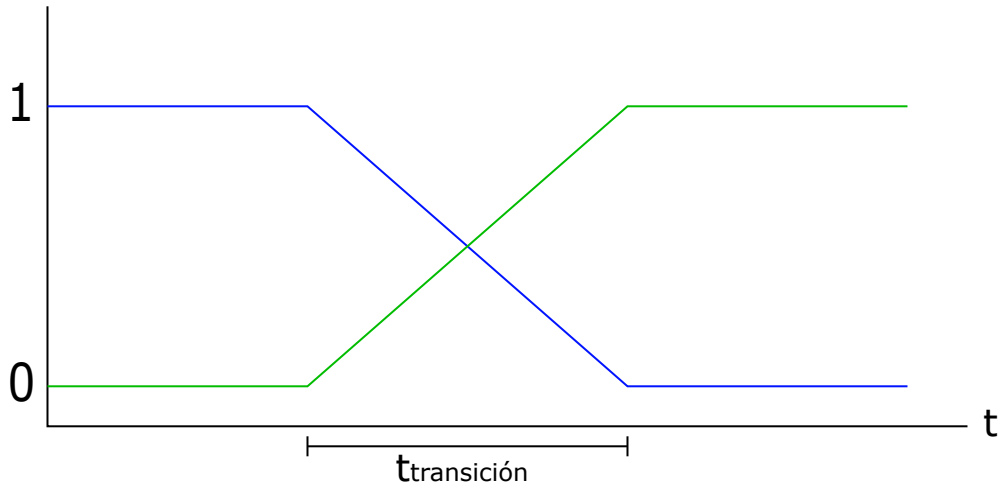

Figura 5.17: Funciones de transición para el cambio de controladores

De manera adicional al control automático para el apoyo de frecuencia se consideran dos metodologías para administrar la reserva de potencia de las turbinas eólicas. La primera se da cuando las turbinas están operando en condición de bajo viento, lo que implica a través de la operación MPPT que operan a bajas velocidades rotatorias. Para lograr acumular más energía cinética en caso de una contingencia, la turbina puede ser descargada, logrando operarla a una mayor velocidad y una potencia inferior, permitiendo que entregue más energía durante una perturbación. La segunda se da cuando la turbina se encuentra operando frente un viento alto, por lo que $\beta > 0$ para limitar la potencia y por ende la turbina no tiene un margen de potencia para entregar al ya estar entregando su potencia máxima. En tal caso, β puede ser aumentado, reduciendo la potencia instantánea de la turbina y aumentando el margen. A su vez, también se considera en este trabajo que la turbina podrá operar a un 10 % por sobre su potencia nominal en los segundos iniciales luego de ocurrida una contingencia, aumentado aun más el margen disponible. Mientras que las dos medidas operacionales aumentan la reserva de potencia disponible en el sistema, a su vez, derrochan potencia disponible del viento, existiendo un intercambio entre confiabilidad y economía del sistema.

La implementación del controlador en DigSilent puede ser visto en el Anexo 8.2.

5.2. Descarga de turbinas para aumentar la reserva en giro

En esta sección se busca estudiar técnicas de descarga de turbinas eólicas para evaluar su aporte en el apoyo primario de frecuencia. Para todos los escenarios la contingencia estudiada es la salida de servicio de la Unidad N7 Solar Titan. Se destaca que, a pesar que en escenarios de gran penetración eólica la peor falla consiste en la salida de servicio de las unidades de generación eólicas, esto no es estudiado, ya que sería contraproducente con el objetivo de la sección. Como se ha descrito previamente, existen dos modalidades para descargar una turbina dependiendo del estado de operación previo a una contingencia. En el primer caso, si es que se encuentra operando a potencia nominal (o cerca a esta, equivalente a decir que existe un alto viento) se aumenta el ángulo de incidencia de las aspas, limitando la potencia generada por las turbinas, permitiendo que exista un margen en la generación y la posibilidad que aumenten su potencia frente a una perturbación en el sistema (estudiado en la subsección 5.2.1). La segunda modalidad ocurre cuando las turbinas operan cerca de su mínima velocidad rotatoria, teniendo una baja energía cinética almacenada en su rotor. El método consiste en aumentar su velocidad de rotación, reduciendo la potencia generada y aumentando la energía cinética, permitiendo que entregue energía adicional a la red durante una perturbación (estudiado en la subsección 5.2.2).

5.2.1. Viento alto

En este escenario la(s) turbina(s) se encuentra(n) operando a potencia nominal en el momento de la contingencia. Se estudian escenarios con una, tres y seis turbinas en operación en condiciones de mínima demanda (despachos detallados en la tabla 5.1). Un resumen de los resultados se presenta en la tabla 5.2 y las variables más relevantes son graficadas en las figuras a continuación. Se destaca que a pesar de la reducción de inercia debido al ingreso de generación eólica adicional, dado que la contingencia se trata de la salida de servicio de la unidad térmica con el mayor despacho, a medida que se añada generación eólica, la potencia térmica instantánea antes que ocurra la contingencia será menor, resultando que en escenarios de mayor penetración eólica la depresión de frecuencia no sea necesariamente mayor. Es por esto que los escenarios con distinta cantidad de penetración no son comparables unos con otros, al menos no en esta sección. Por eso es que se busca estudiar el efecto que aumentar la reserva eólica tiene en cada grado de penetración.

Potencia en [MW]			
Unidad \ Escenario	1T	3T	6T
Generación eólica	2	6	12
N°7 Solar Titán	8	6.2	3.7
N°9 Solar Titán	8	6.2	3.7
% Penetración eólica	11	33	62

Tabla 5.1: Despacho para viento alto y demanda mínima.

Frecuencia Mínima [Hz]	0T	1T	3T	6T
Sin inercia	47.27	47.36	48.11	48.98
Sin limitación	-	47.42	48.28	49.30
Reducción del 10 %	-	47.44	48.33	49.40
Reducción del 20 %	-	47.45	48.37	49.33

ROCOF Máximo [Hz/s]	0T	1T	3T	6T
Sin inercia	3.13	3.59	2.47	1.55
Sin limitación	-	3.50	2.37	0.87
Reducción del 10 %	-	2.97	2.24	0.72
Reducción del 20 %	-	3.42	2.13	0.81

Tabla 5.2: Frecuencia mínima Hz y magnitud máximo ROCOF Hz/s frente a un viento alto ante distintos valores de descarga de la turbina y penetración eólica.

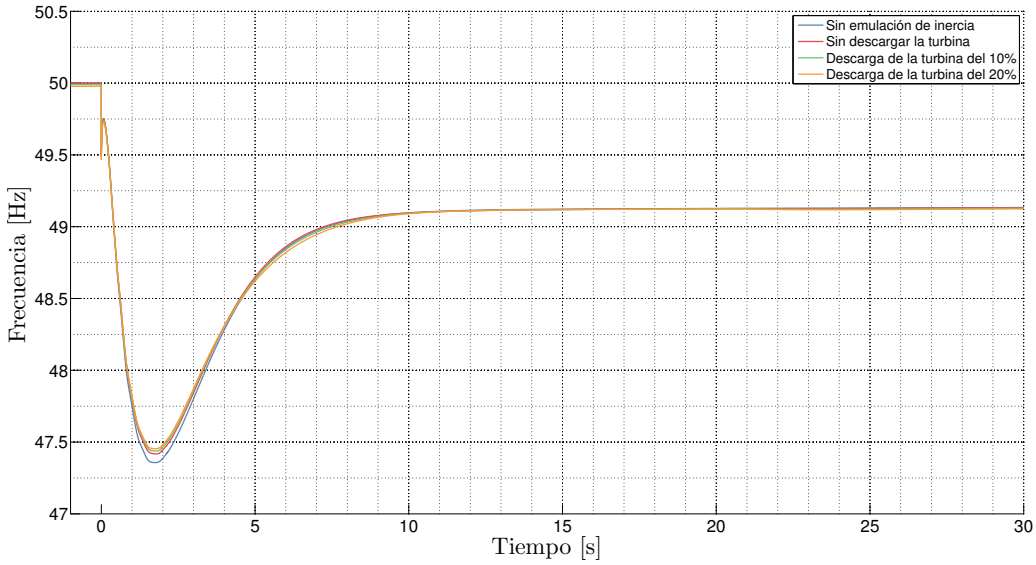

Figura 5.18: Resultados ante la operación de una turbina eólica, frecuencia sistema.

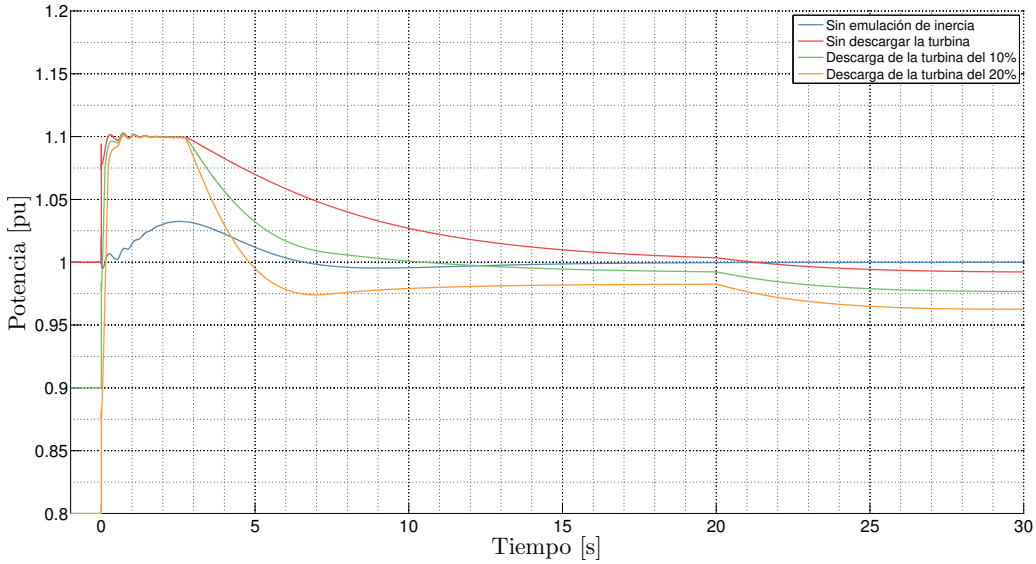

Figura 5.19: Resultados ante la operación de una turbina eólica, potencia turbina.

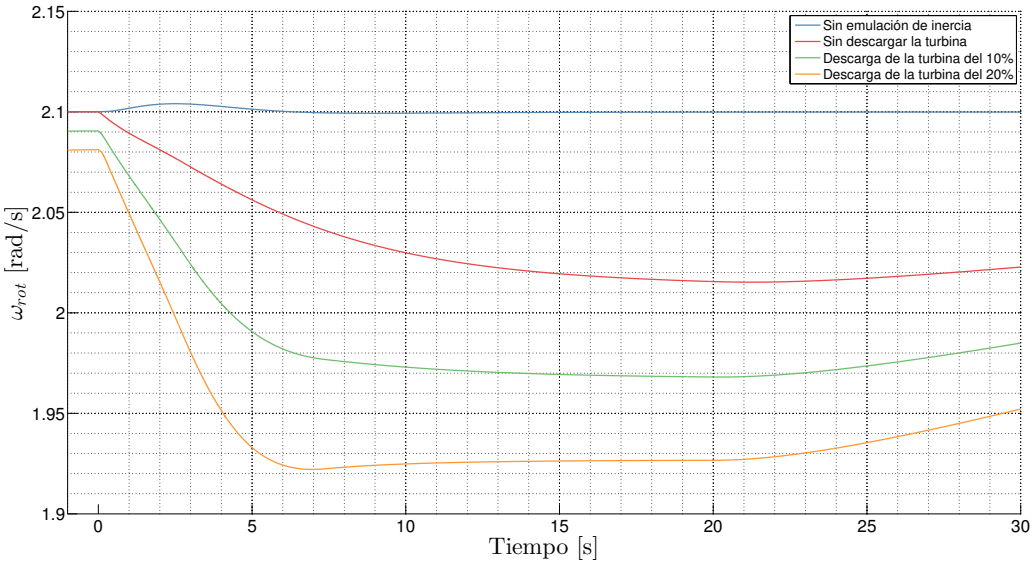

Figura 5.20: Resultados ante la operación de una turbina eólica, velocidad turbina.

En todos los casos la potencia máxima alcanzada por la turbina es limitada a 1.1 pu (Figura 5.19), sin embargo, dado que se estaba operando en valores reducidos previo a la contingencia, la diferencia de potencia entregada por la turbina es mayor, ayudando a reducir el Nadir y el ROCOF en un mayor grado. En la Figura 5.20 se distinguen los diferentes puntos iniciales en cada simulación para la velocidad. Como se forzó una mayor inclinación de las aspas para reducir la eficiencia en la generación eólica, el control MPPT actuará, ajustando la velocidad a la nueva condición operacional. Nuevamente se puede ver que mientras mayor sea la potencia entregada por la turbina menor será la potencia entregada posteriormente en estado estacionario, debido a que queda operando a una velocidad menor al haber entregado su energía cinética.

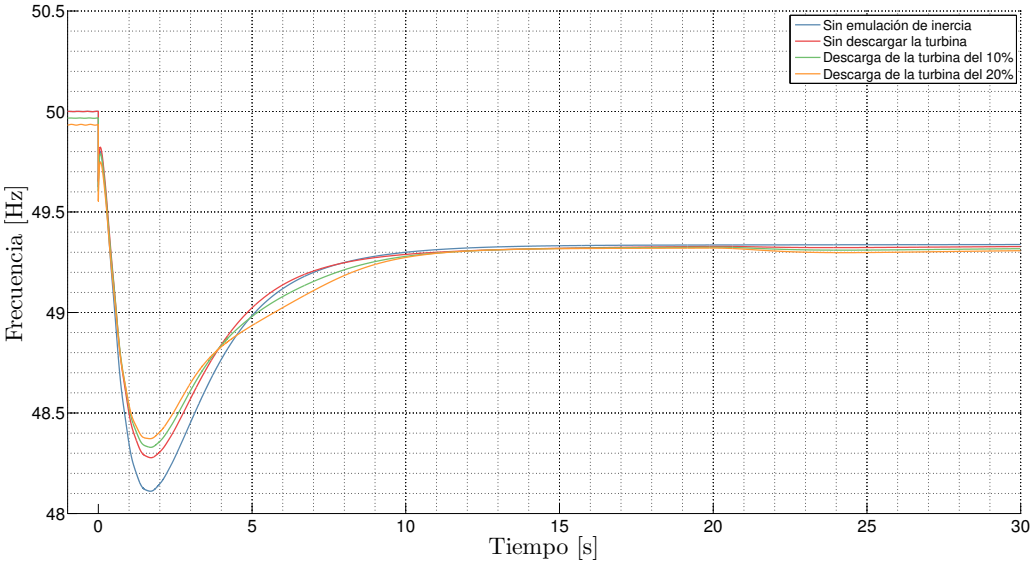

Figura 5.21: Resultados ante la operación de tres turbinas eólicas, frecuencia del sistema.

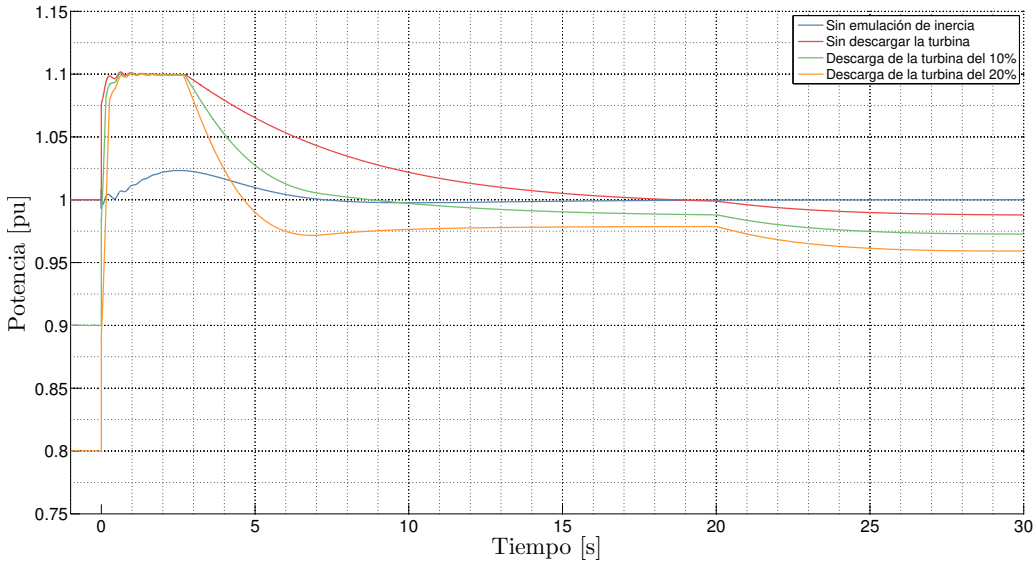

Figura 5.22: Resultados ante la operación de tres turbinas eólicas, potencia turbina.

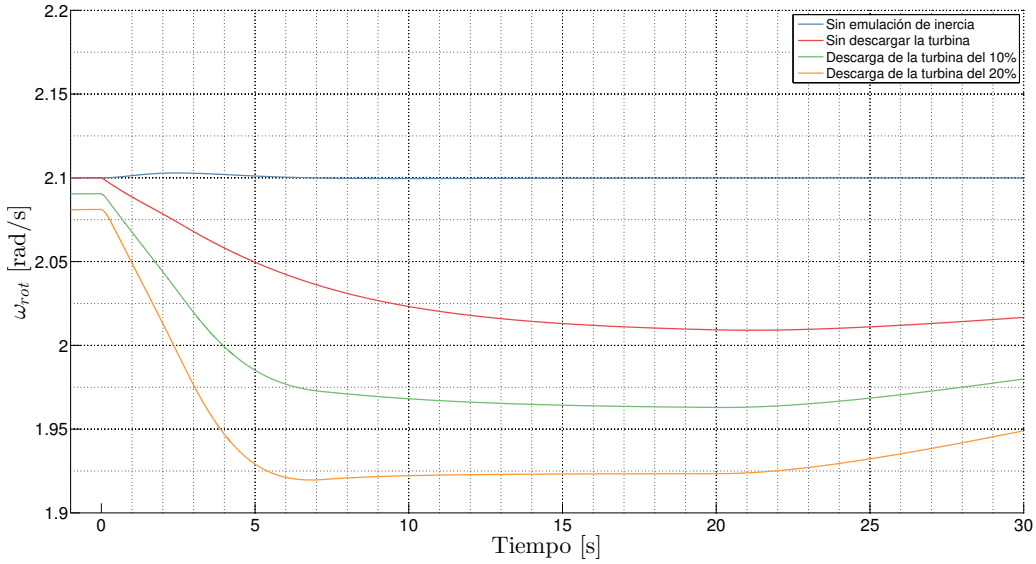

Figura 5.23: Resultados ante la operación de tres turbinas eólicas, velocidad turbina.

Similar al caso con una turbina, cuando hay tres turbinas existe mayor reserva de potencia y la contingencia es menor, el efecto de a emulación de inercia se hace más relevante.

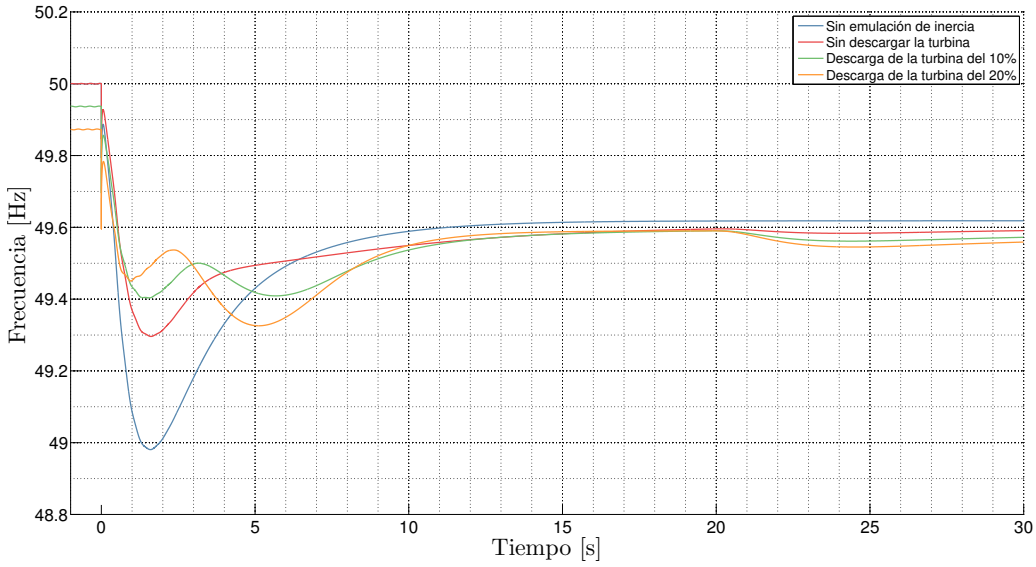

Figura 5.24: Resultados ante la operación de seis turbinas eólicas, frecuencia sistema.

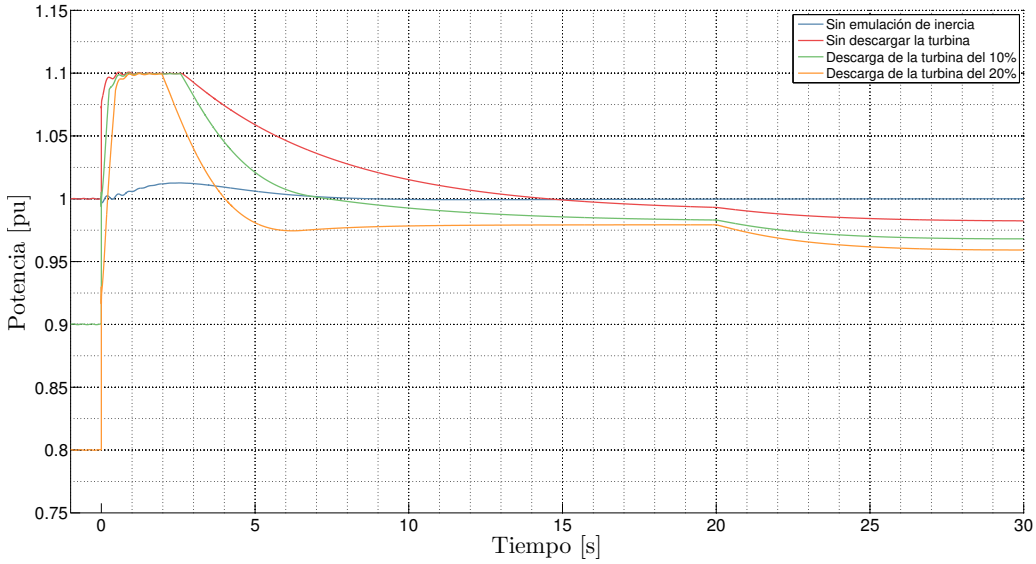

Figura 5.25: Resultados ante la operación de seis turbinas eólicas, potencia turbina.

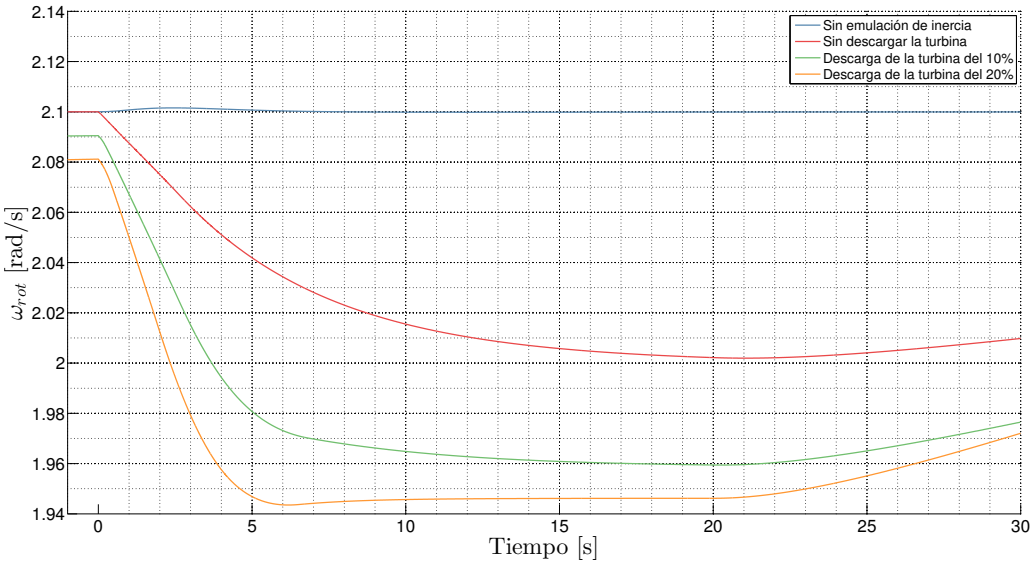

Figura 5.26: Resultados ante la operación de seis turbinas eólicas, se grafica la velocidad de la turbina

En el caso con seis turbinas, la contingencia es considerablemente menor y la reserva de potencia eólica es considerablemente mayor. En particular se puede ver que existe una segunda depresión de frecuencia para los casos con descarga del 10 % y 20 %. La acción de las turbinas en la regulación de frecuencia es demasiado agresiva, entregando demasiada potencia para una contingencia relativamente menor. La segunda depresión ocurre cuando las seis turbinas reducen su potencia luego de superada la primera depresión, teniendo como consecuencia una segunda reducción en la frecuencia. Es importante destacar que a pesar que la potencia se encontraba reducida previo a la contingencia, luego de realizado el apoyo la turbina tratará de volver a su punto de operación MPPT, de acuerdo a lo diseñado, dejando la decisión de descargar la turbina en manos del operador.

De los resultados se concluye que la estrategia de limitación de potencia es efectiva en aumentar la capacidad de la turbinas para realizar una regulación primaria de frecuencia, disminuyendo el ROCOF y el Nadir mientras mayor sea la limitación previa. Sin embargo, es importante la decisión de cuando se debe utilizar. Esta estrategia fue eficaz en los casos de una y tres turbinas, pero presentó inconvenientes con una penetración de seis turbinas. Por ende, la decisión de implementar esta reducción en la potencia será altamente dependiente del estado actual del sistema, y deberá ser determinado cuidadosamente por el operador.

5.2.2. Viento bajo

En este escenario la turbina se encuentra operando a potencia reducida en el momento de la contingencia. Se estudian escenarios con una, tres y seis turbinas en operación en condiciones de mínima demanda, despachos detallados en la tabla 5.3. Un resumen de los resultados se presenta en la tabla 5.4 y las variables más relevantes son graficadas en las figuras a continuación.

Potencia en [MW]			
Unidad \ Escenario	1T	3T	6T
Generación eólica	0.4	1.2	2.4
N°7 Solar Titán	8.8	8.4	7.8
N°9 Solar Titán	8.8	8.4	7.8
% Penetración eólica	2	7	13

Tabla 5.3: Despacho para viento bajo y demanda mínima.

Frecuencia Mínima [Hz]	0T	1T	3T	6T
Sin inercia	46.90	47.00	47.18	47.43
Sin descarga	-	47.00	47.18	47.43
Descarga del 10 %	-	47.34	48.14	48.45
Descarga del 20 %	-	47.34	48.13	48.87

ROCOF Máximo [Hz]	0T	1T	3T	6T
Sin inercia	3.54	4.08	3.25	3.29
Sin descarga	-	4.08	3.25	3.29
Descarga del 10 %	-	3.25	2.74	2.10
Descarga del 20 %	-	3.72	2.75	2.16

Tabla 5.4: Frecuencia mínima Hz y magnitud máximo ROCOF Hz/s frente a un viento bajo ante distintos valores de descarga de las turbinas y penetración eólica.

Es importante remarcar que en esta sección ocurre lo mismo que cuando se estudió la limitación con viento alto. La contingencia es la salida de servicio de la unidad N°7 Solar Titán, por lo que a medida que la integración de turbinas aumenta, la contingencia será menos relevante y por ende los valores de Nadir y ROCOF entre los escenarios de distintos grados de penetración no son comparables.

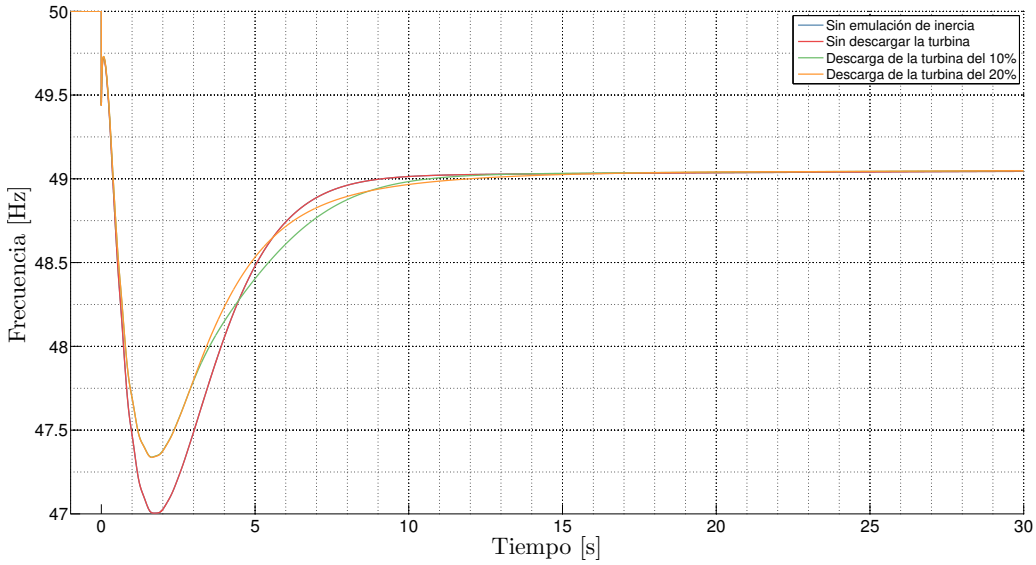

Figura 5.27: Resultados ante la operación de una turbina eólica, frecuencia sistema.

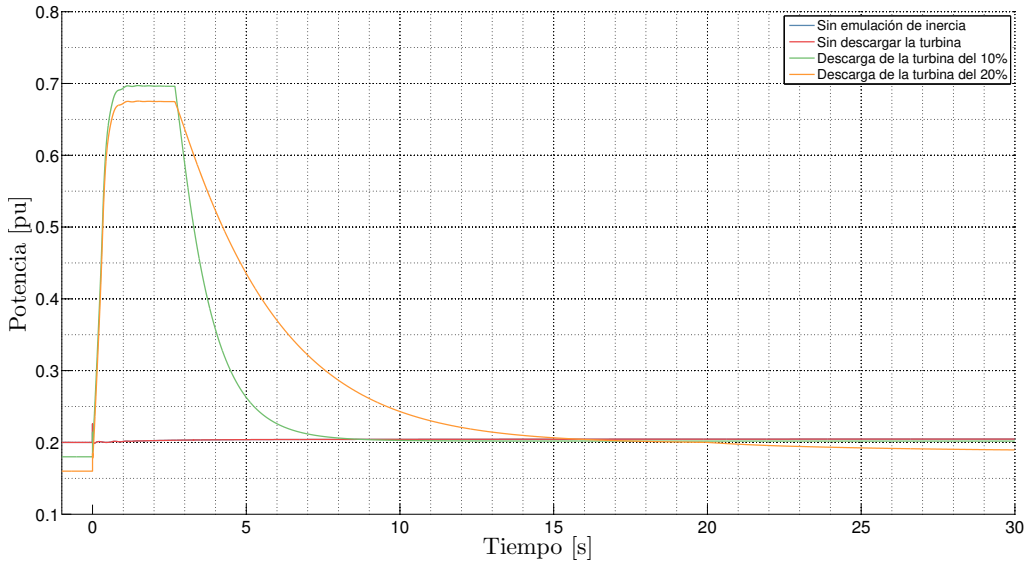

Figura 5.28: Resultados ante la operación de una turbina eólica, potencie eólica.

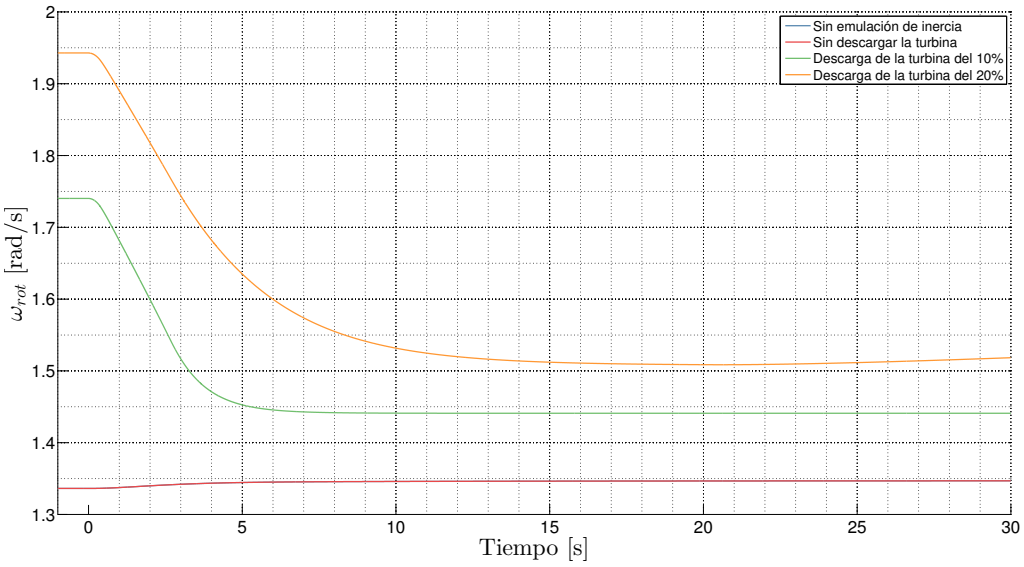

Figura 5.29: Resultados ante la operación de una turbina eólica, velocidad turbina.

En estos casos la condición sin emulación de inercia y sin descargar la turbina dan los mismos resultados, con las curvas de potencia y velocidad sobreponiéndose en las tres figuras. Esto es porque la velocidad de la turbina previo a la contingencia es menor al umbral inferior definido para detener el apoyo de frecuencia, por lo que la turbina nunca participa en la regulación primaria. Para los casos de 10 % y 20 % se alcanza un Nadir idéntico para realizar un apoyo apropiado. Por ende, un valor mayor es simplemente un desperdicio desde el punto de vista de la operación económica.

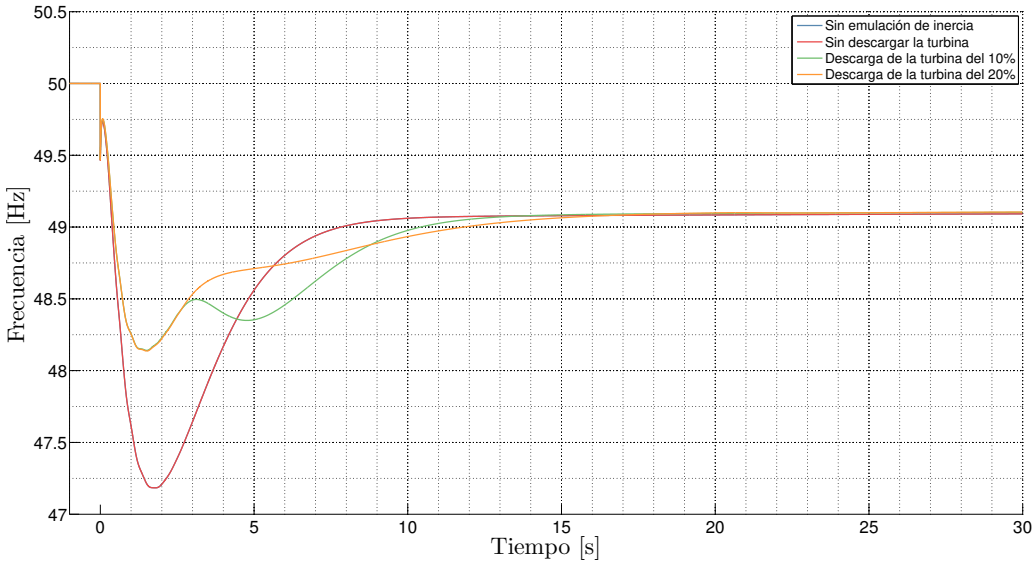

Figura 5.30: Resultados ante la operación de tres turbinas eólicas, frecuencia sistema.

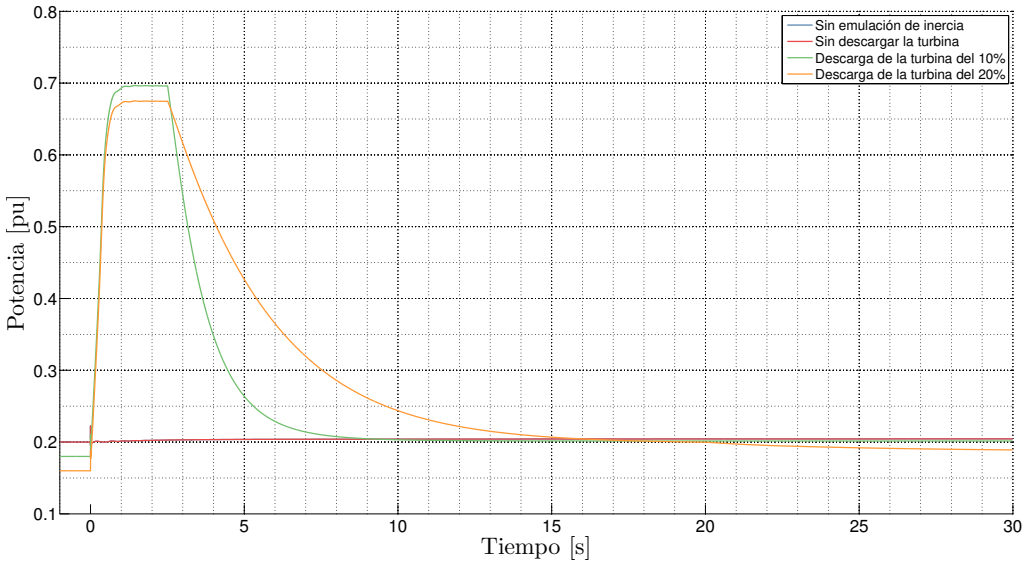

Figura 5.31: Resultados ante la operación de tres turbinas eólicas, potencia eólica.

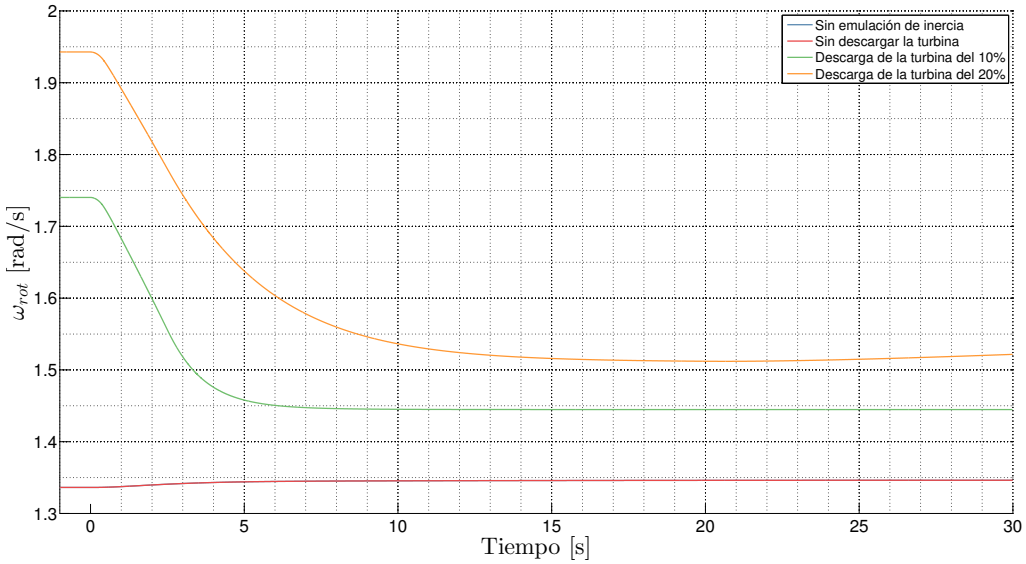

Figura 5.32: Resultados ante la operación de tres turbinas eólicas, velocidad turbina.

En el caso de tres turbinas, en la condición con una descarga del 10 %, la Figura 5.30 evidencia una segunda depresión de frecuencia. Esto significa que la reserva de energía cinética está cerca del límite inferior. En el gráfico de potencia (Figura 5.31) se puede ver que cuando se inicia la reducción de potencia, la tasa de cambio de esta es mucho más pronunciada en el caso de 10 %. Esto se debe a que la función utilizada para reducir la potencia, mostrada en la ecuación (5.1), depende de la velocidad mínima de operación. Por ende, si es que se inicia la reducción de potencia en un instante en que la velocidad está más cercana al límite inferior de velocidad, la tasa de cambió será mayor. Esto se refleja en el gráfico de velocidad (Figura 5.32), donde el caso de 10 % es el de menor velocidad rotacional.

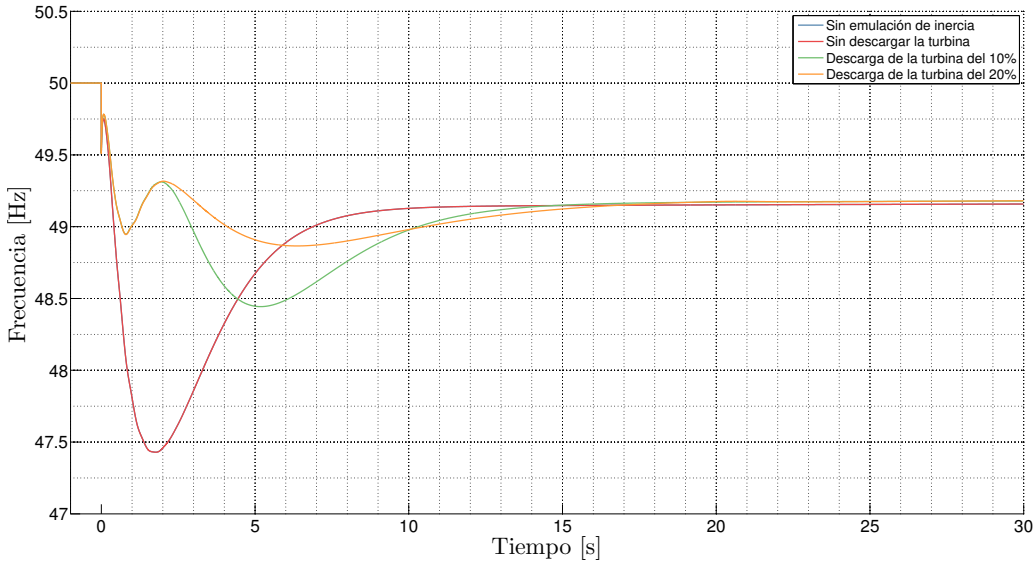

Figura 5.33: Resultados ante la operación de seis turbinas eólicas, frecuencia sistema.

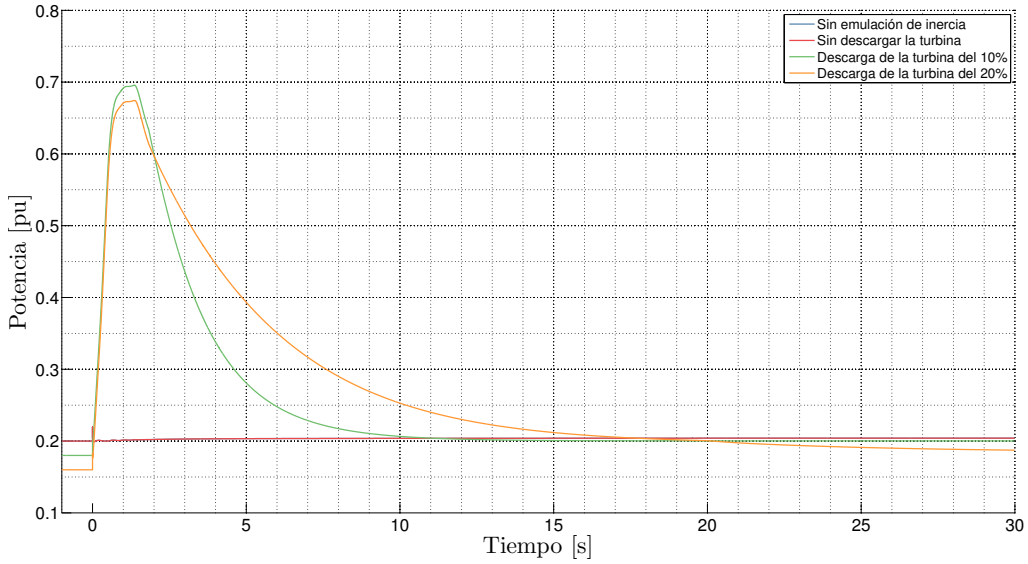

Figura 5.34: Resultados ante la operación de seis turbinas eólicas, potencia eólica.

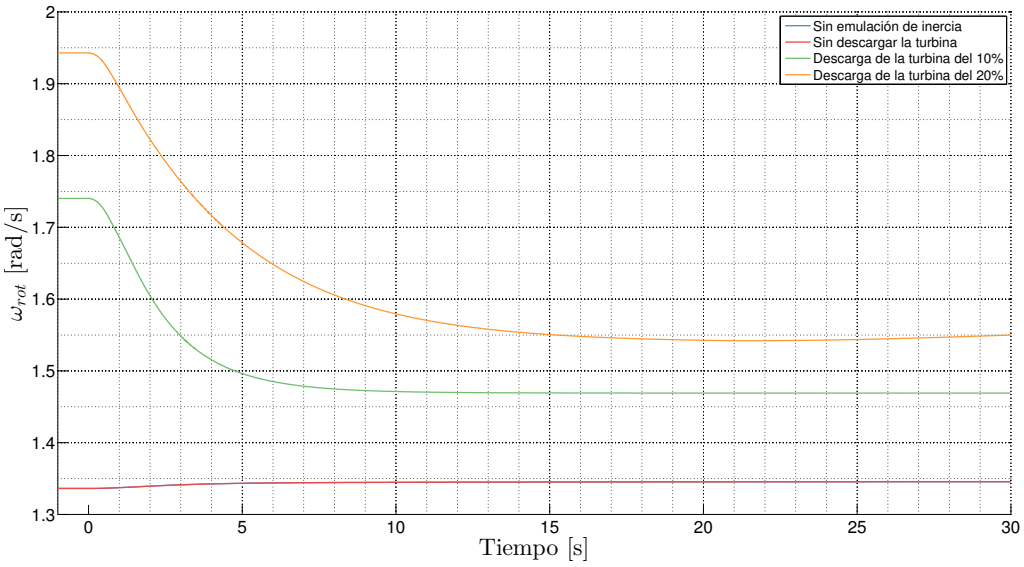

Figura 5.35: Resultados ante la operación de seis turbinas eólicas, velocidad turbina.

Para el caso con seis turbinas la Figura 5.33 evidencia una segunda depresión tanto con 10 % como con 20 %. Esto es por que cuando una gran cantidad de turbinas reducen su potencia rápidamente se crea un déficit mucho mayor que para el caso con menos turbinas. Por ende, en estos casos de operación, cuando la contingencia no es muy severa (unidades térmicas con bajo despacho), no será conveniente implementar una reducción de la potencia instantánea eólica para aumentar la reserva.

Se concluye que en condiciones de bajo viento es necesario realizar una reducción en la potencia instantánea para poder tener una reserva suficiente de energía cinética para que las turbinas puedan participar en la regulación primaria. Se puede ver que la estrategia para descargar la turbina es efectiva en reducir el ROCOF y Nadir, permitiendo que la turbina entregue potencia incluso en escenarios de bajo viento. La diferencia más relevante entre grados de descarga, es que el caso del 10 % resulta en una segunda depresión mayor que en el caso de 20 %, efecto de mayor relevancia mientras mayor sea la penetración de recursos eólicos en el sistema.

5.3. Integración de turbinas eólicas y BESS coordinando su operación

Esta sección presenta los resultados del esquema de coordinación propuesto para la operación de turbinas eólicas y baterías en el apoyo primario de frecuencia. Se estudian dos escenarios de generación, con una turbina eólica y con seis turbinas eólicas, contrastando un escenario de baja penetración y un escenario de alta penetración. Las contingencias relevantes son la salida de servicio de la unidad N°7 Solar Titán y el cortocircuito de la línea que conecta las turbinas eólicas con la SE Tres Puentes, ambas fallas relevantes que tienen como consecuencia la pérdida de gran parte de generación del sistema. Se evalúa la integración de bancos de batería de 1, 2, 4 y 6 MW. Los despachos para los escenarios se presentan en la tabla 5.5.

Potencia en [MW]		
Unidad \ Escenario	1T	6T
Generación eólica	2	12
N°7 Solar Titán	8	3.7
N°9 Solar Titán	8	3.7
% Penetración eólica	11	62

Tabla 5.5: Despacho para viento alto y demanda mínima.

5.3.1. Salida de servicio unidad N°7 Solar Titán

Un resumen de los resultados se presenta en la tabla 5.6

Frecuencia mínima [Hz]	1 Turbina	6 Turbinas
Sin BESS	47.42	49.29
BESS de 1 [MW]	47.75	49.41
BESS de 2 [MW]	48.05	49.50
BESS de 4 [MW]	48.47	49.49
BESS de 6 [MW]	48.71	49.44

ROCOF Máximo [Hz/s]	1 Turbina	6 Turbinas
Sin BESS	3.48	0.85
BESS de 1 [MW]	3.24	0.80
BESS de 2 [MW]	2.99	0.75
BESS de 4 [MW]	2.56	0.66
BESS de 6 [MW]	2.33	0.58

Tabla 5.6: Frecuencia mínima Hz, magnitud máximo ROCOF Hz/s ante distintos tamaños de BESS y penetración eólica.

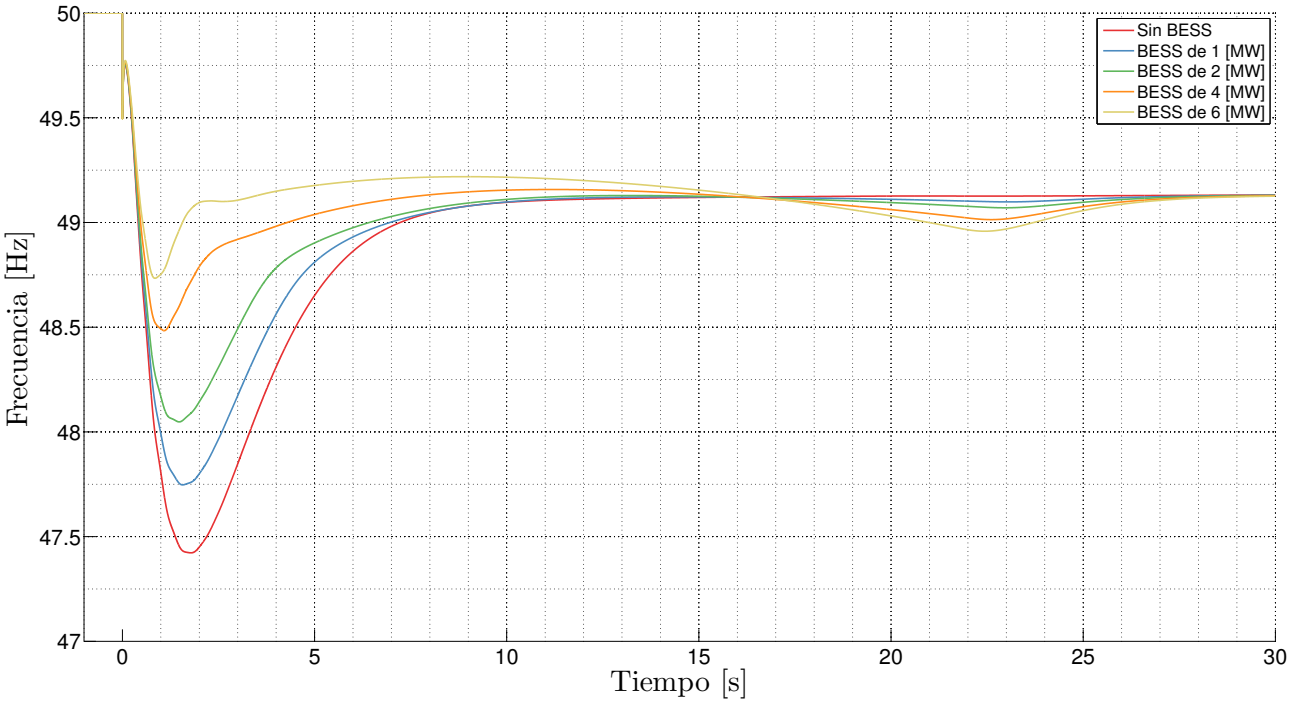

Figura 5.36: Frecuencia ante la salida de la unidad N°7 Solar Titan, una turbina eólica en operación.

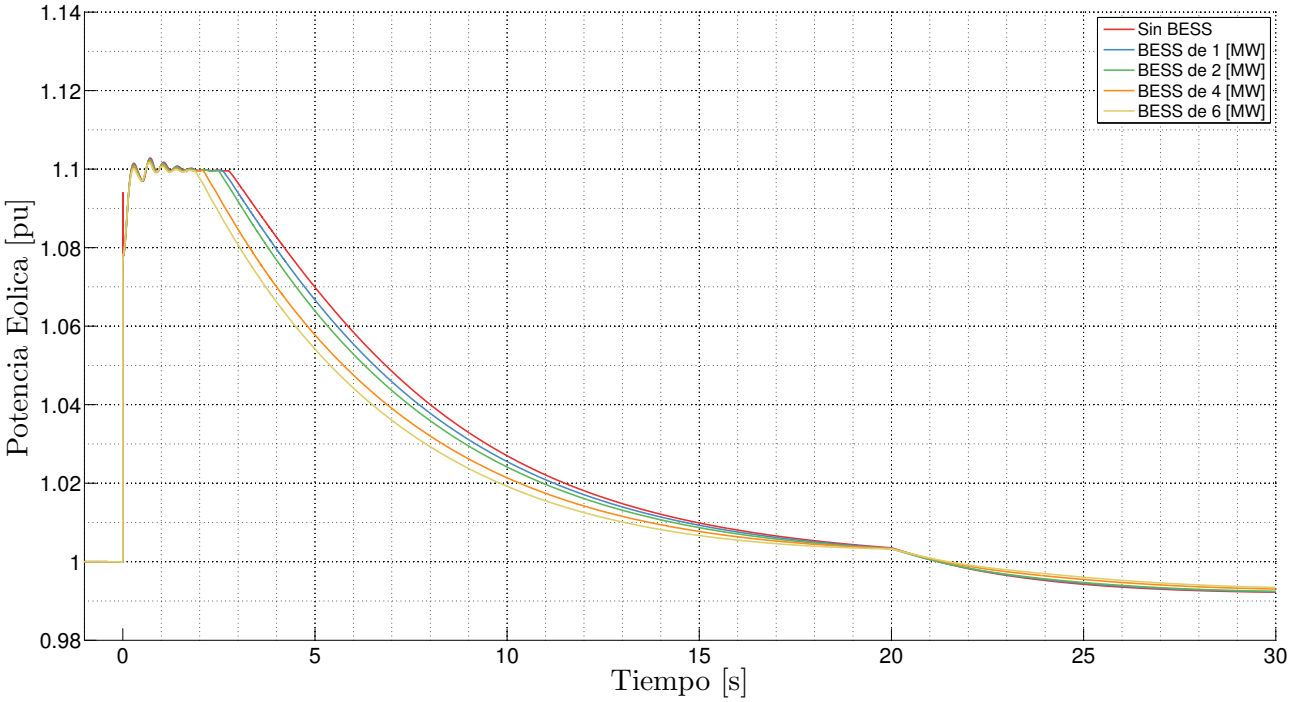

Figura 5.37: Potencia eólica ante la salida de la unidad N°7 Solar Titan, una turbina eólica en operación.

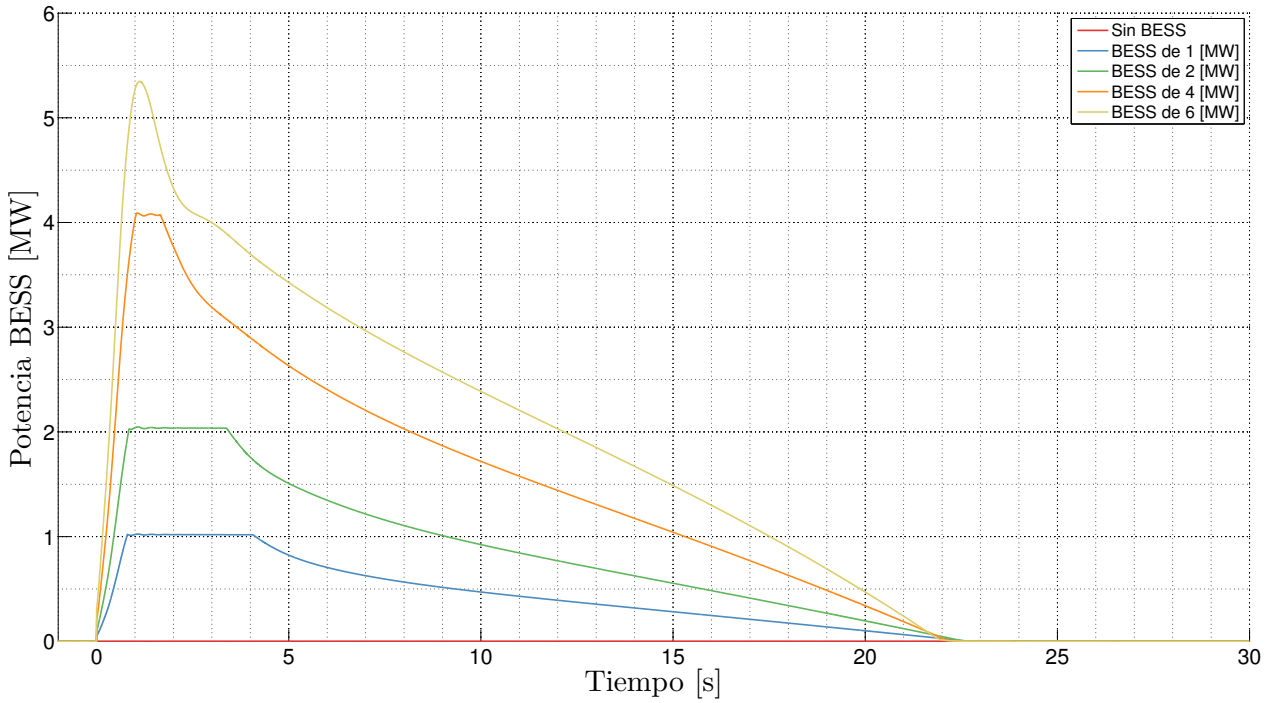

Figura 5.38: Potencia BESS ante la salida de la unidad N°7 Solar Titan, una turbina eólica en operación.

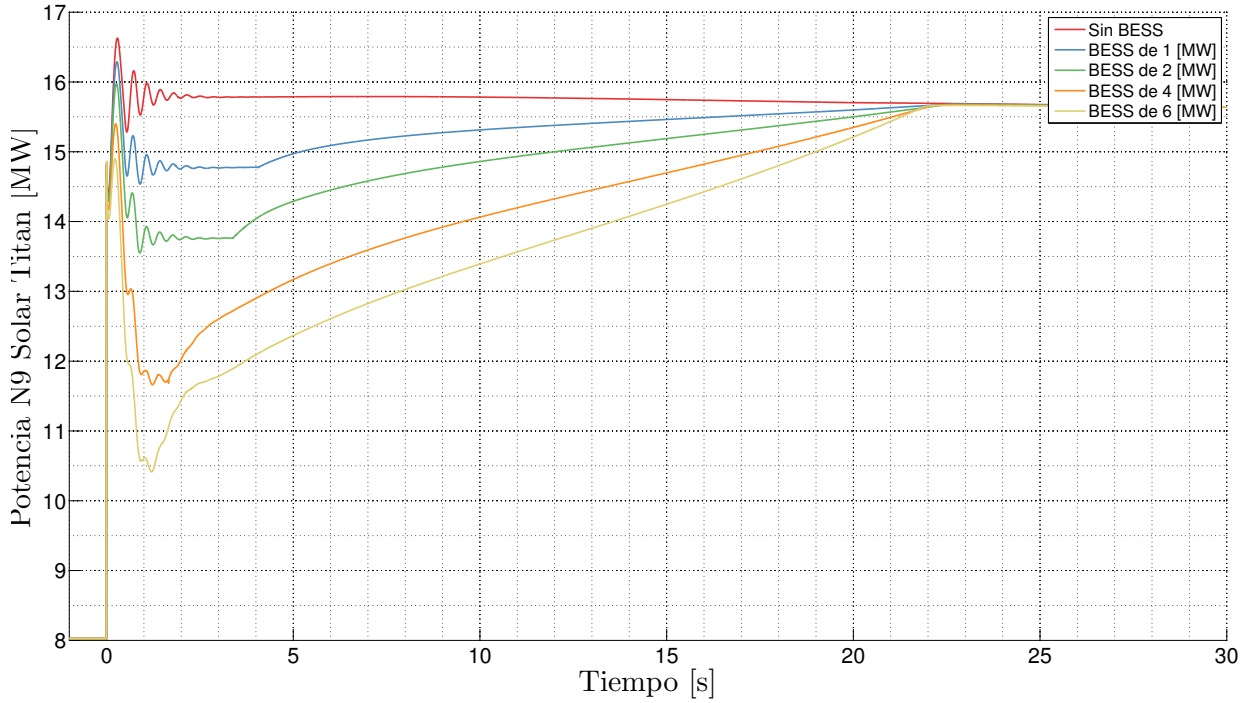

Figura 5.39: Potencia unidad N°9 Solar Titan ante la salida de la unidad N°7 Solar Titan, una turbina eólica en operación.

A pesar que parte del control del las BESS consiste en suplir la diferencia de potencia de las turbinas eólicas a medida que estas reducen su potencia, en el caso de una única turbina este efecto no es muy notorio debido a la poca potencia que significa una sola turbina. En todos los casos mientras más grande es el tamaño de BESS, mayor es la estabilidad del sistema. Esto también se puede ver en el gráfico de potencia de la unidad térmica, donde mientras más grande el BESS, menor es la potencia eléctrica suministrada por la central. Para todos los tamaños de BESS existe un momento, entre los 20 y 25 s en donde ocurre una segunda depresión de frecuencia. Este instante coincide con el momento en que las turbinas empiezan a regresar a su punto de operación MPPT y la potencia del BESS ya ha llegado a cero. Este efecto puede ser mitigado ajustando el controlador del BESS, cambiando el tiempo que toma en llevar su potencia a cero.

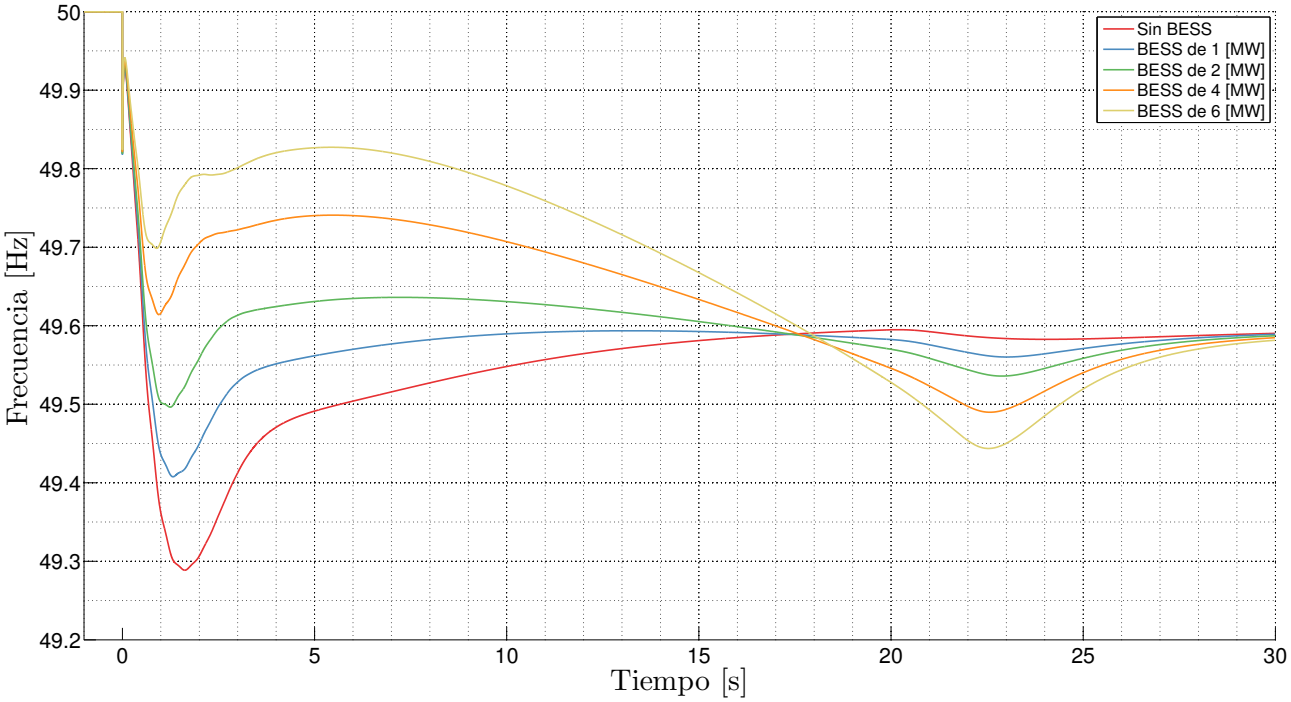

Figura 5.40: Frecuencia ante la salida de la unidad N°7 Solar Titan, seis turbinas eólicas en operación.

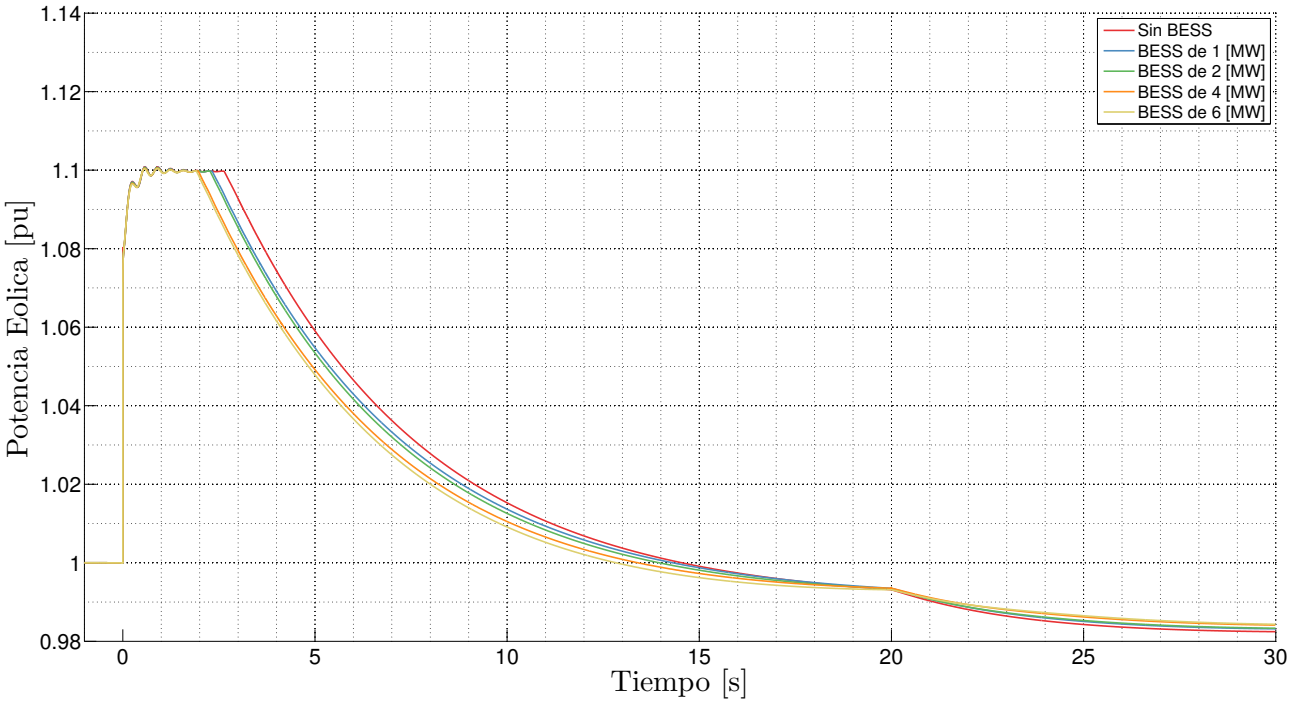

Figura 5.41: Potencia eólica ante la salida de la unidad N°7 Solar Titan, seis turbinas eólicas en operación.

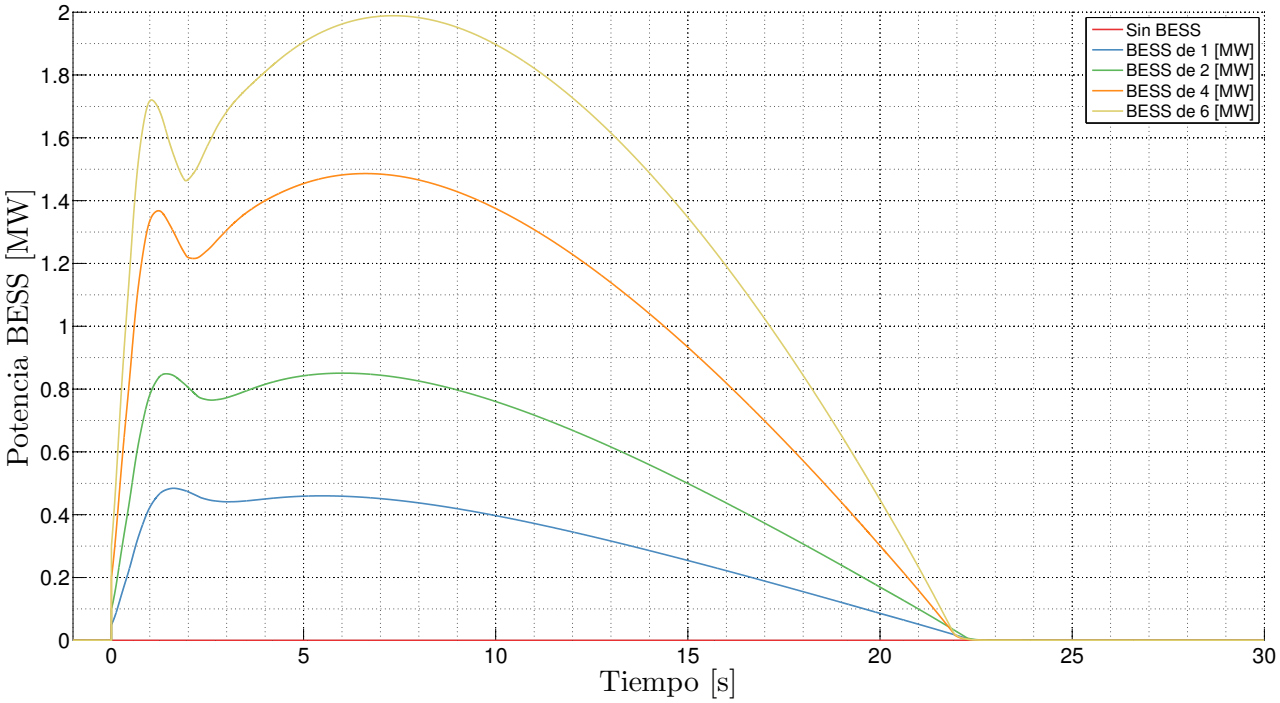

Figura 5.42: Potencia BESS ante la salida de la unidad N°7 Solar Titan, seis turbinas eólicas en operación.

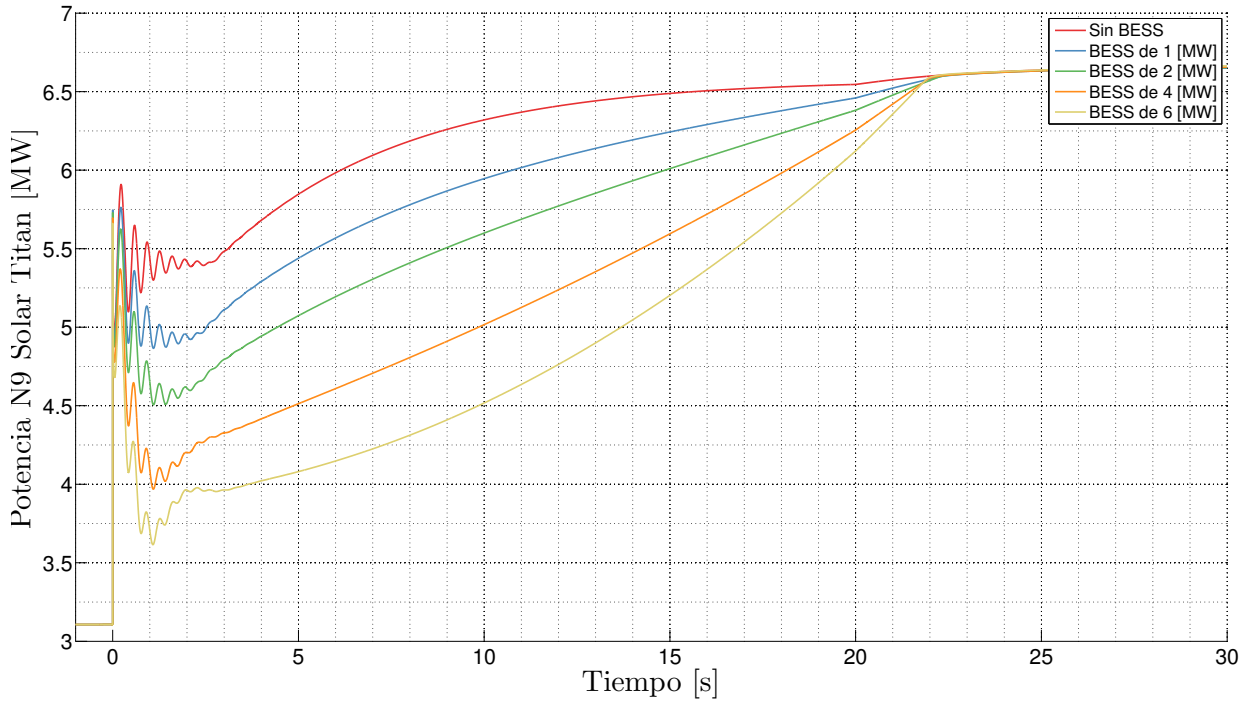

Figura 5.43: Potencia unidades N°9 Solar Titan ante la salida de la unidad N°7 Solar Titan, seis turbinas eólicas en operación.

En el caso con seis turbinas se puede visualizar con claridad el efecto que el BESS puede tener en el período de detención del apoyo y recuperación de la turbina al punto de operación normal. A medida que se aumenta el tamaño del banco de baterías se reduce la primera depresión de la frecuencia, pero también se genera una segunda depresión, que corresponde al momento en que el BESS deja de entregar potencia y cuando las turbinas eólicas inician su recuperación al punto de operación MPPT. Se puede ver que en el caso con seis turbinas eólicas, la operación en conjunto tanto de las turbinas como las baterías es excesiva, lo que es consecuencia de la componente SOP del control. Esto se puede ver en la figura 5.41, donde la contingencia es compensada de tal manera que la frecuencia resultante en la primera desviación es incluso mayor que la desviación permanente en estado estacionario. En consecuencia, la componente SOP que se deberá utilizar en el control para una correcta operación de la emulación de inercia será una función del tamaño de BESS y cantidad de turbinas eólicas instaladas en Punta Arenas. Se puede ver que un valor SOP del 10 % es apropiado para bancos de 1 y 2 MW, pero no para bancos de mayor tamaño cuando existen 12 MW de eólicos operando. Sin embargo, este criterio pierde relevancia si es que hay pocas turbinas eólicas en operación.

5.3.2. Cortocircuito en la línea de conexión

Se evalúa la contingencia para el caso con un línea de circuito simple y de doble circuito.

5.3.2.a. Circuito simple

Frecuencia Mínima	1 Turbina	6 Turbinas
Sin BESS	47.90	46.59
BESS de 1 [MW]	48.07	46.80
BESS de 2 [MW]	48.22	46.99
BESS de 4 [MW]	48.44	47.36
BESS de 6 [MW]	48.60	47.67

ROCOF Máximo	1 Turbina	6 Turbinas
Sin BESS	2.64	4.18
BESS de 1 [MW]	2.56	4.12
BESS de 2 [MW]	2.49	4.05
BESS de 4 [MW]	2.35	3.93
BESS de 6 [MW]	2.22	3.81

Tabla 5.7: Frecuencia mínima Hz, magnitud máximo ROCOF Hz/s frente a un viento bajo ante distintos tamaños de batería y penetración eólica.

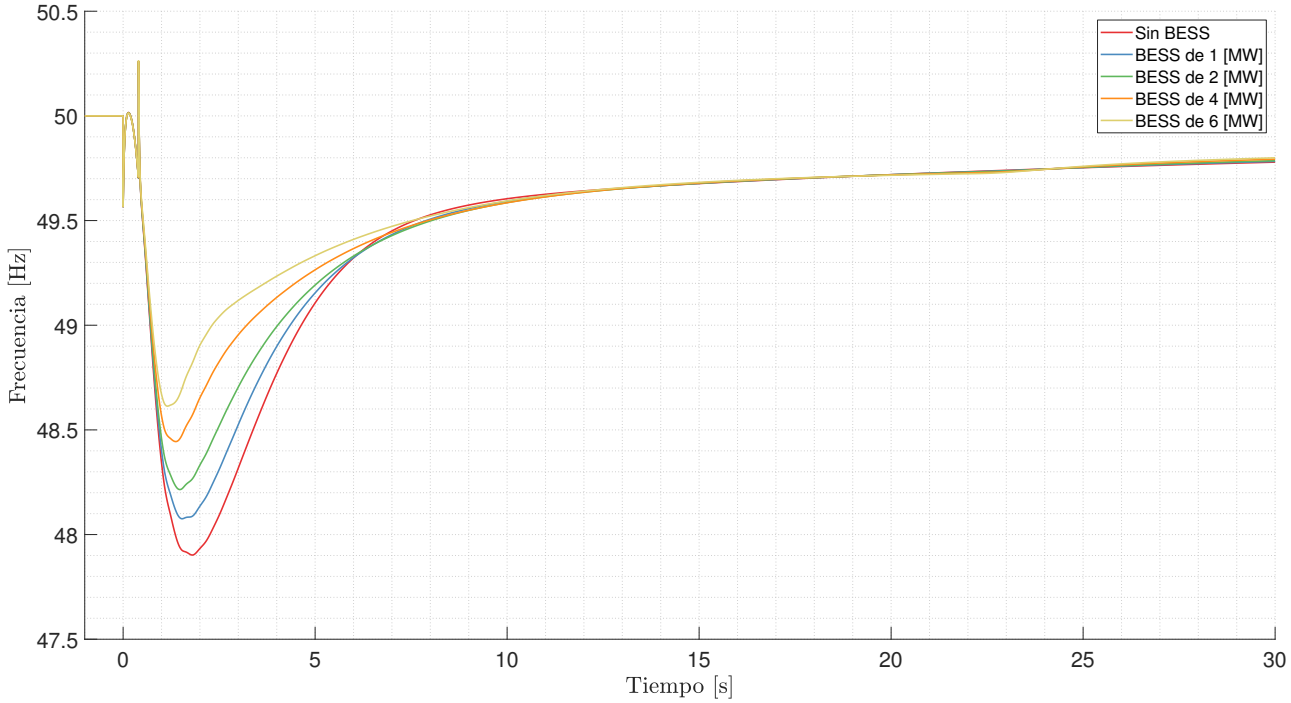

Figura 5.44: Frecuencia ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, una turbina eólica en operación.

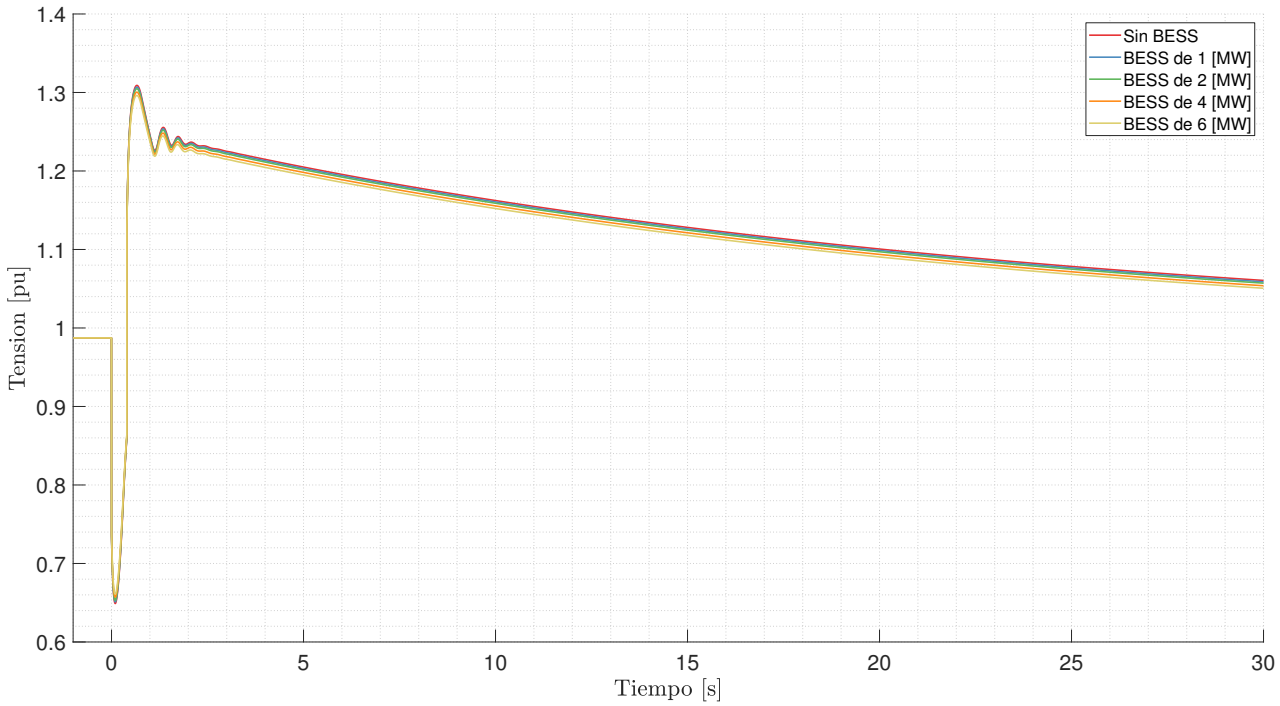

Figura 5.45: Tensión ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, una turbina eólica en operación.

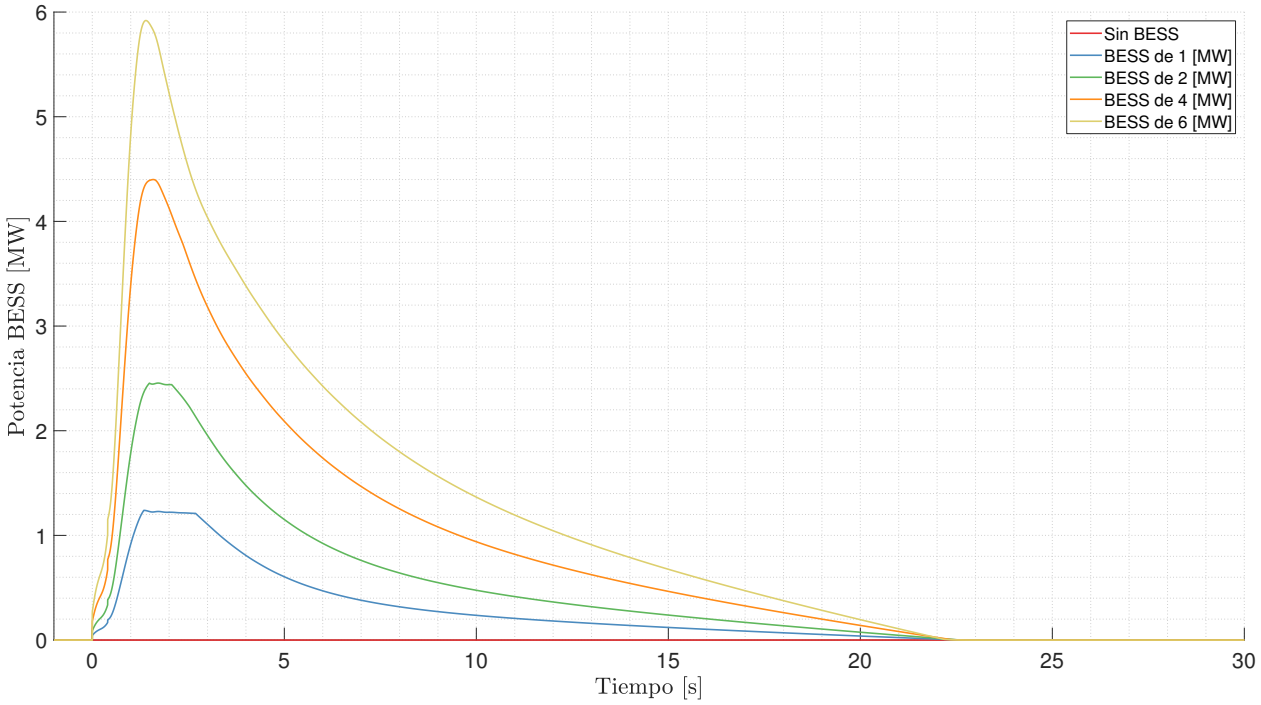

Figura 5.46: Potencia BESS ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, una turbina eólica en operación.

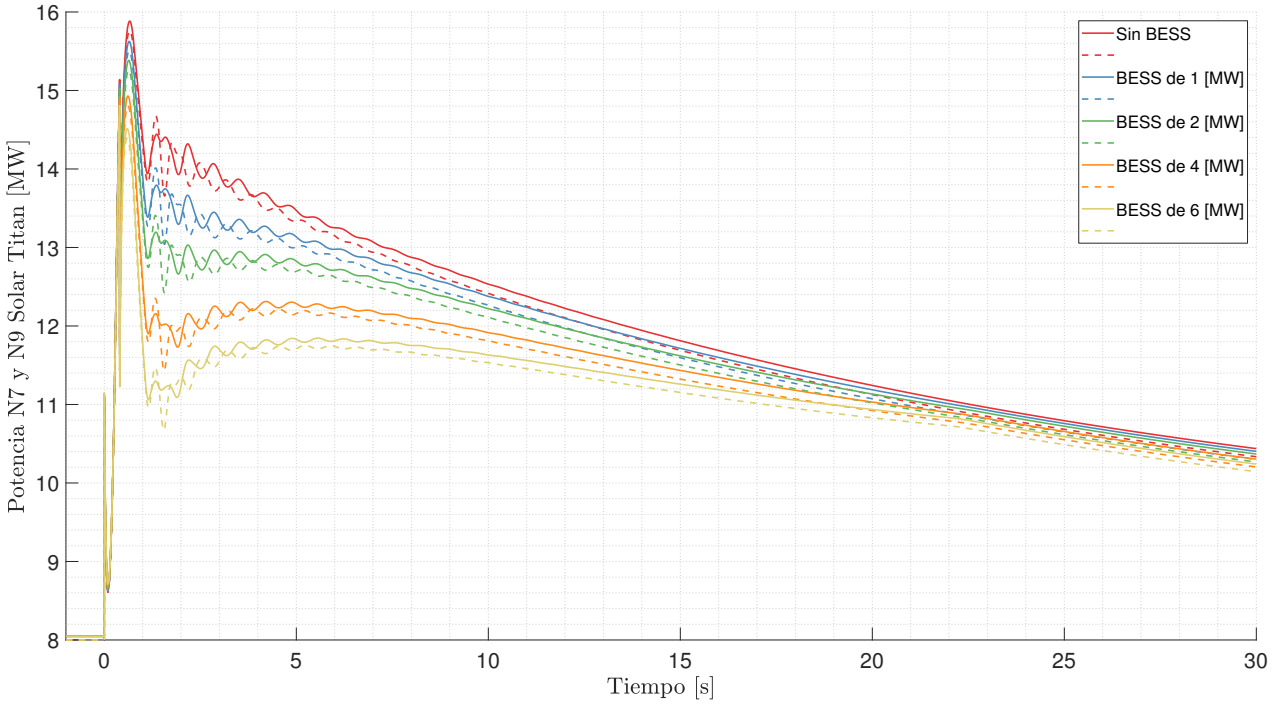

Figura 5.47: Potencia unidad N°9 y N°7 Solar Titan (línea sólida y línea punteada respectivamente) ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, una turbina eólica en operación.

Los resultados evidencian como el BESS conectado en la SE Tres Puentes mitiga el impacto de un cortocircuito simple en la línea que conecta las turbinas eólicas al sistema. El impacto del tamaño del BESS queda explicito, mientras más grande, menor será la depresión de frecuencia. La tensión alcanza 1.3 pu luego de abierta la falla, recuperándose lentamente.

En la Figura 5.47 se puede ver como a medida que se aumenta el tamaño del BESS la potencia entregada por las unidades Solar Titán se reduce, lo que se traduce a un menor desbalance entre la potencia mecánica y eléctrica de las unidades, reduciendo la depresión de frecuencia.

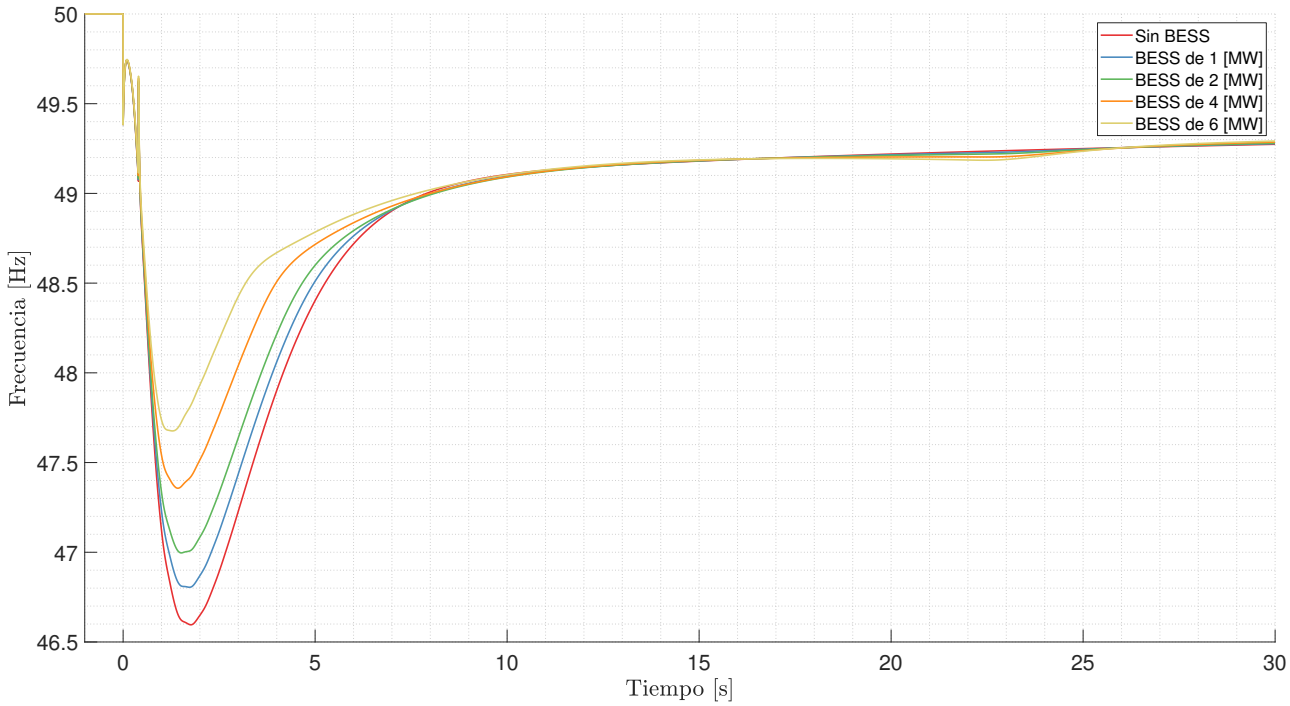

Figura 5.48: Frecuencia en SE Tres Puentes ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, seis turbinas eólicas en operación.

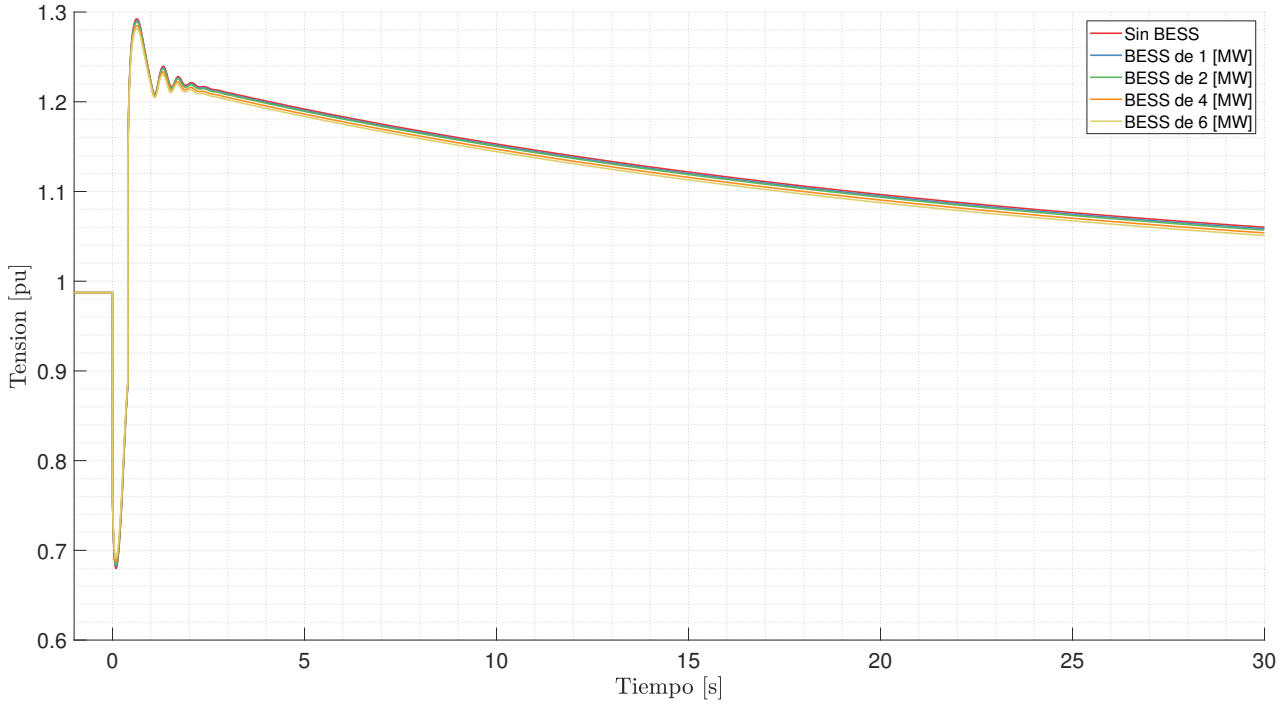

Figura 5.49: Tensión en SE Tres Puentes ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, seis turbinas eólicas en operación.

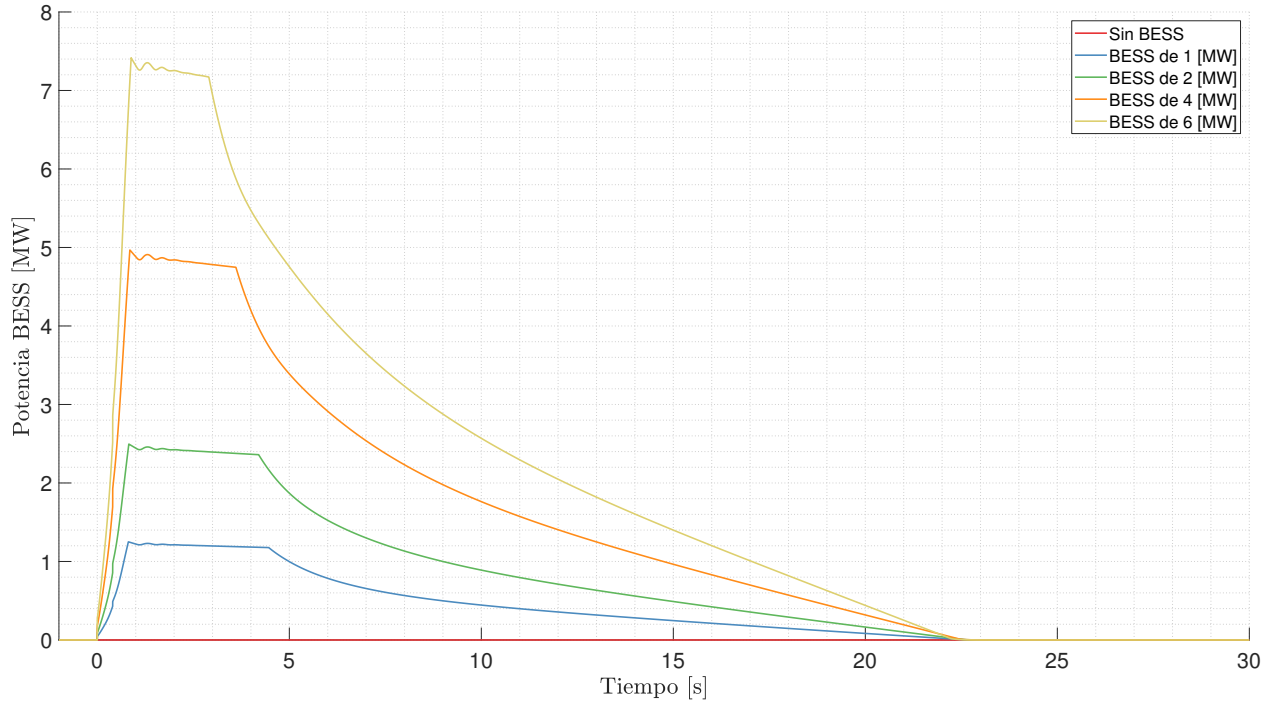

Figura 5.50: Potencia BESS ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, seis turbinas eólicas en operación.

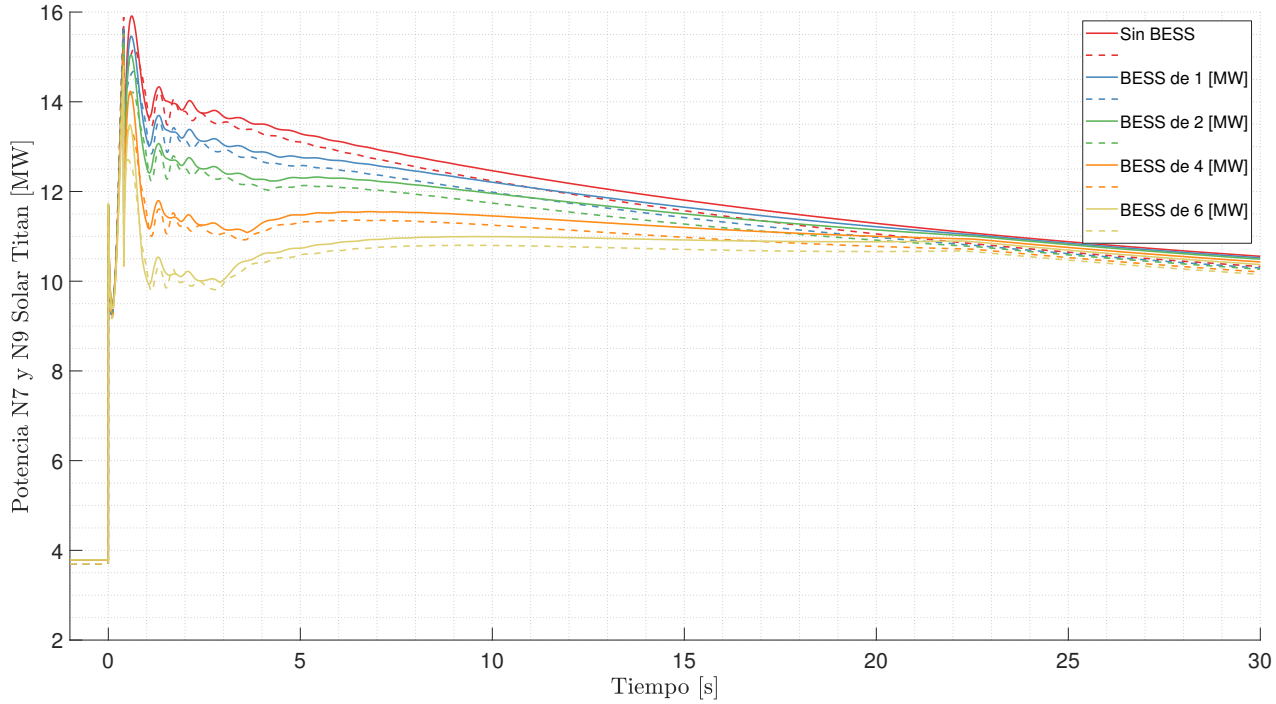

Figura 5.51: Potencia unidades N°9 y N°7 Solar Titan (línea sólida y línea punteada respectivamente) ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, seis turbinas eólicas en operación.

En el caso de seis turbinas el impacto del cortocircuito es aun mayor, al perder gran parte de la generación del sistema. Contrastando las Figuras 5.45 y 5.49 se puede ver que la tensión tiene un comportamiento muy similar, destacando que no depende en gran medida de la cantidad de potencia activa perdida.

5.3.2.b. Circuito doble

Frecuencia Mínima	1 Turbina	6 Turbinas
Sin BESS	48.10	48.30
BESS de 1 [MW]	48.27	48.30
BESS de 2 [MW]	48.40	48.54
BESS de 4 [MW]	48.60	48.71
BESS de 6 [MW]	48.75	48.84

ROCOF Máximo	1 Turbina	6 Turbinas
Sin BESS	2.45	3.75
BESS de 1 [MW]	2.37	3.72
BESS de 2 [MW]	2.31	3.69
BESS de 4 [MW]	2.17	3.63
BESS de 6 [MW]	2.06	3.57

Tabla 5.8: Frecuencia mínima Hz, magnitud máximo ROCOF Hz/s ante distintos tamaños de batería y penetración eólica.

La contingencia tiene un impacto menor que en el caso anterior, dado que el circuito en cortocircuito es desconectado luego de 400 ms, permitiendo que las turbinas sigan entregando potencia luego que la falla es removida. También se destaca que, para todos los casos, incluso con baja penetración eólica, añadir un segundo circuito para la conexión del parque logra una menor desviación en la frecuencia del sistema que con un BESS de 6 MW, concluyendo que la construcción de un segundo circuito es una mejor inversión desde el punto de vista de estabilidad.

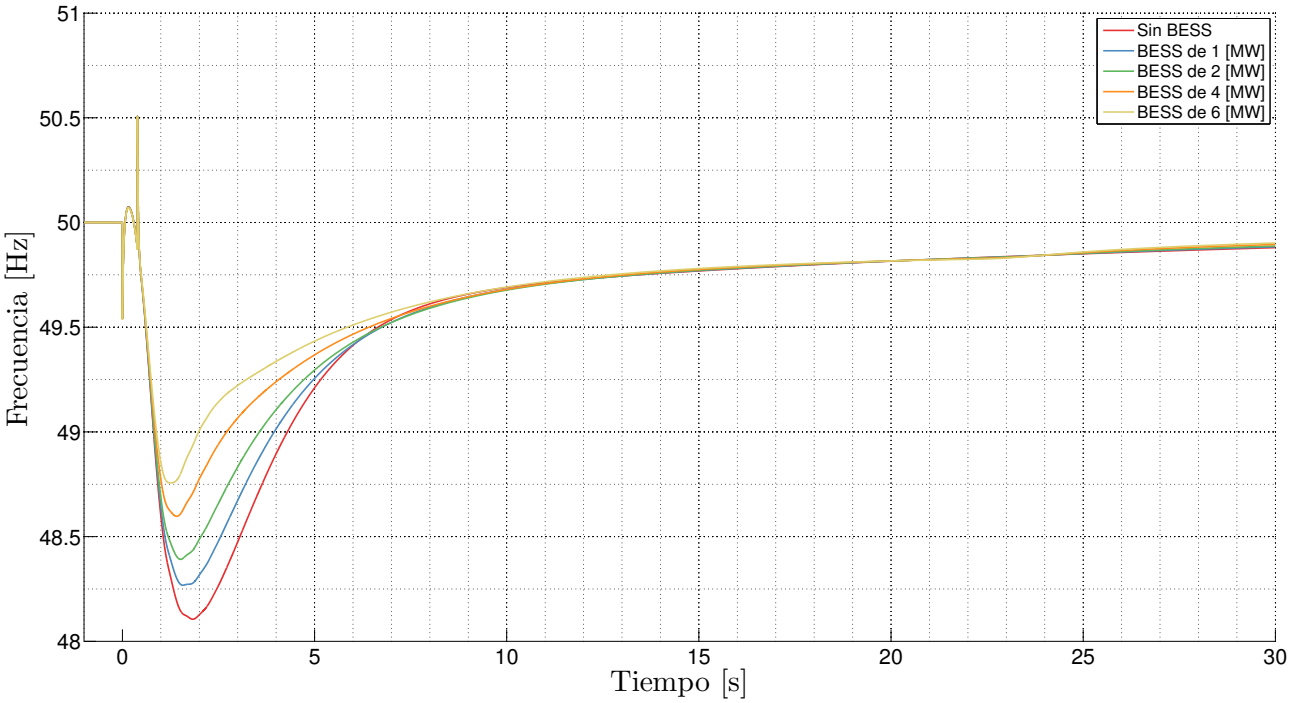

Figura 5.52: Frecuencia ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, una turbina eólica en operación.

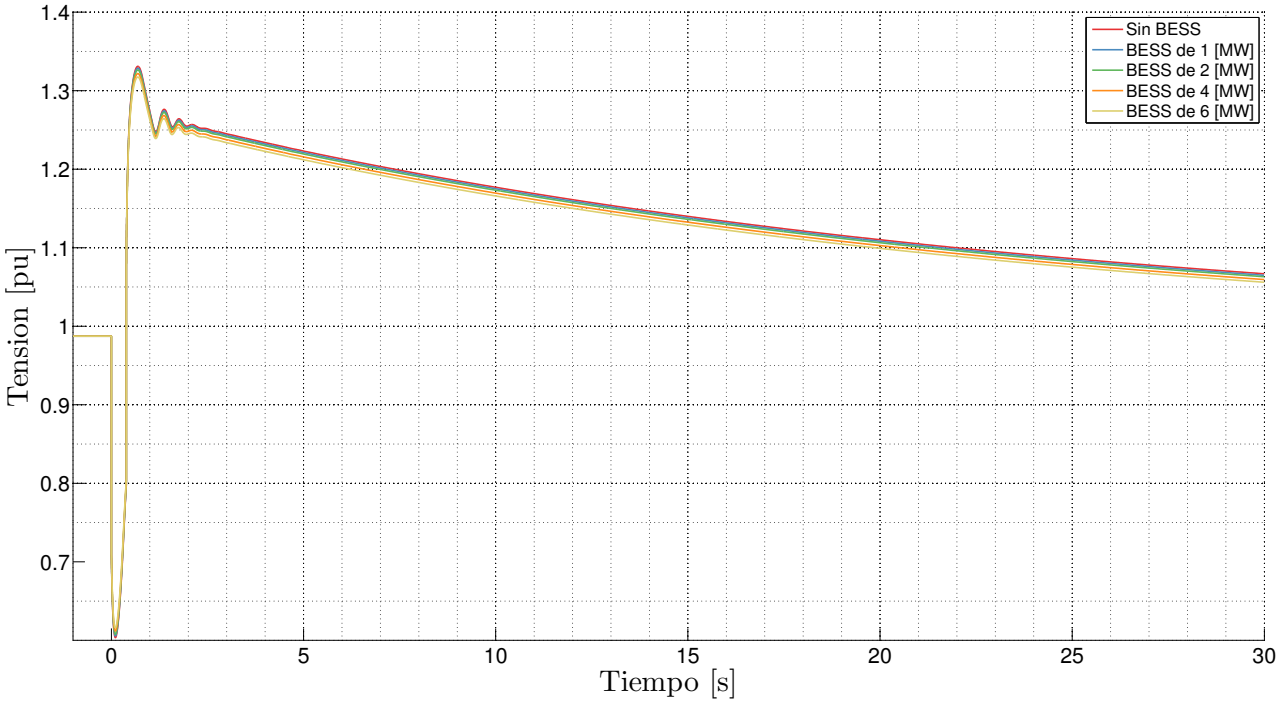

Figura 5.53: Tensión en SE Tras Puentes ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, una turbina eólica en operación.

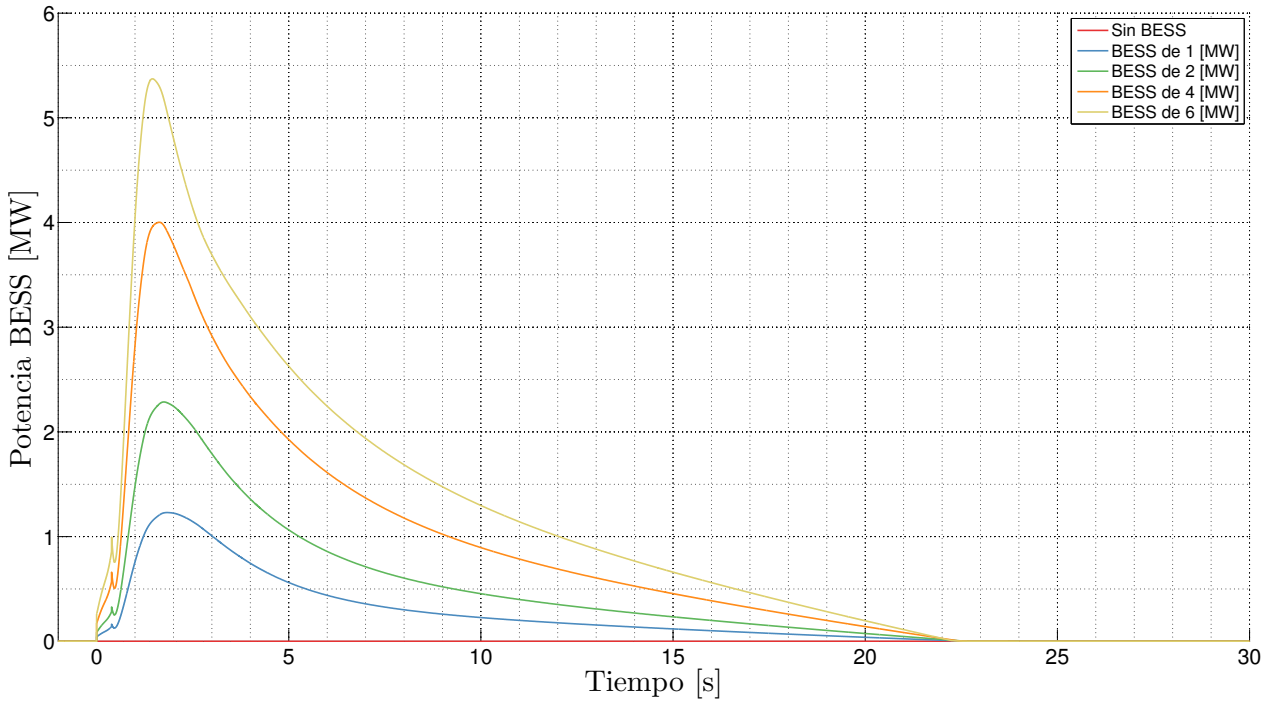

Figura 5.54: Potencia BESS ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, una turbina eólica en operación.

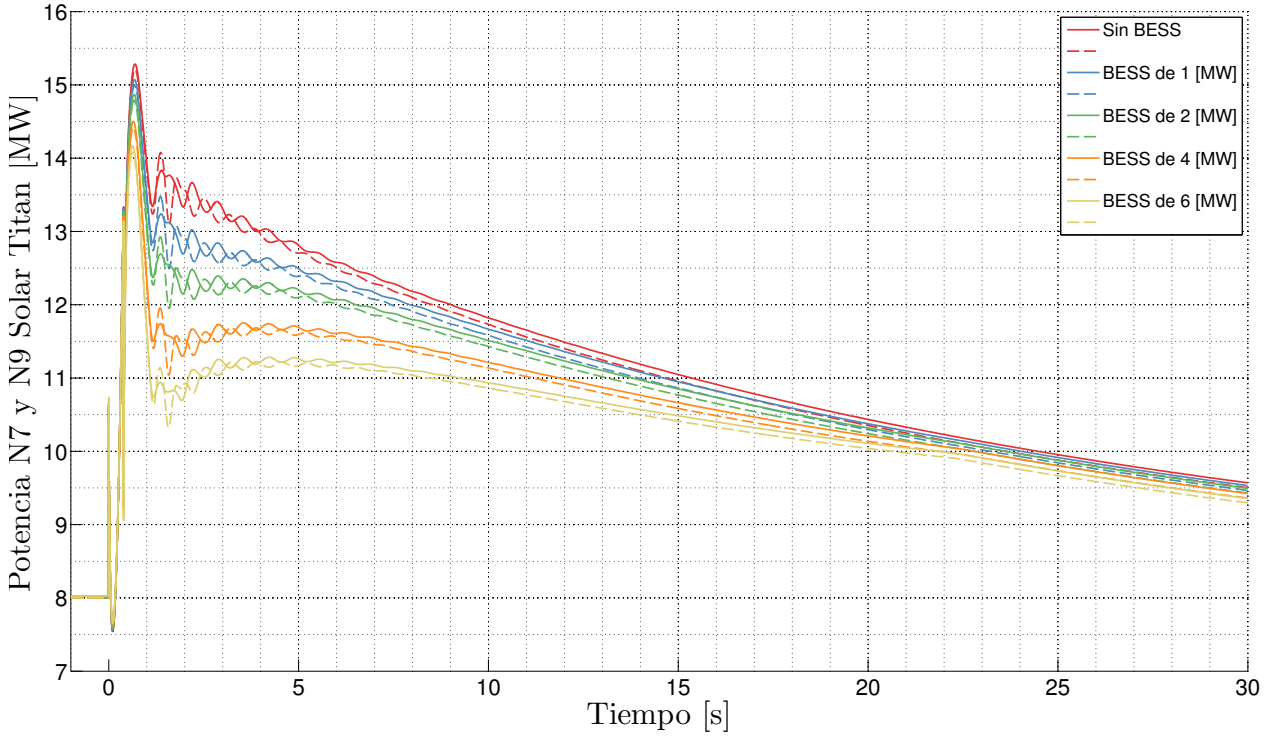

Figura 5.55: Potencia unidades N°9 y N°7 Solar Titan (línea sólida y línea punteada respectivamente) ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, una turbina eólica en operación.

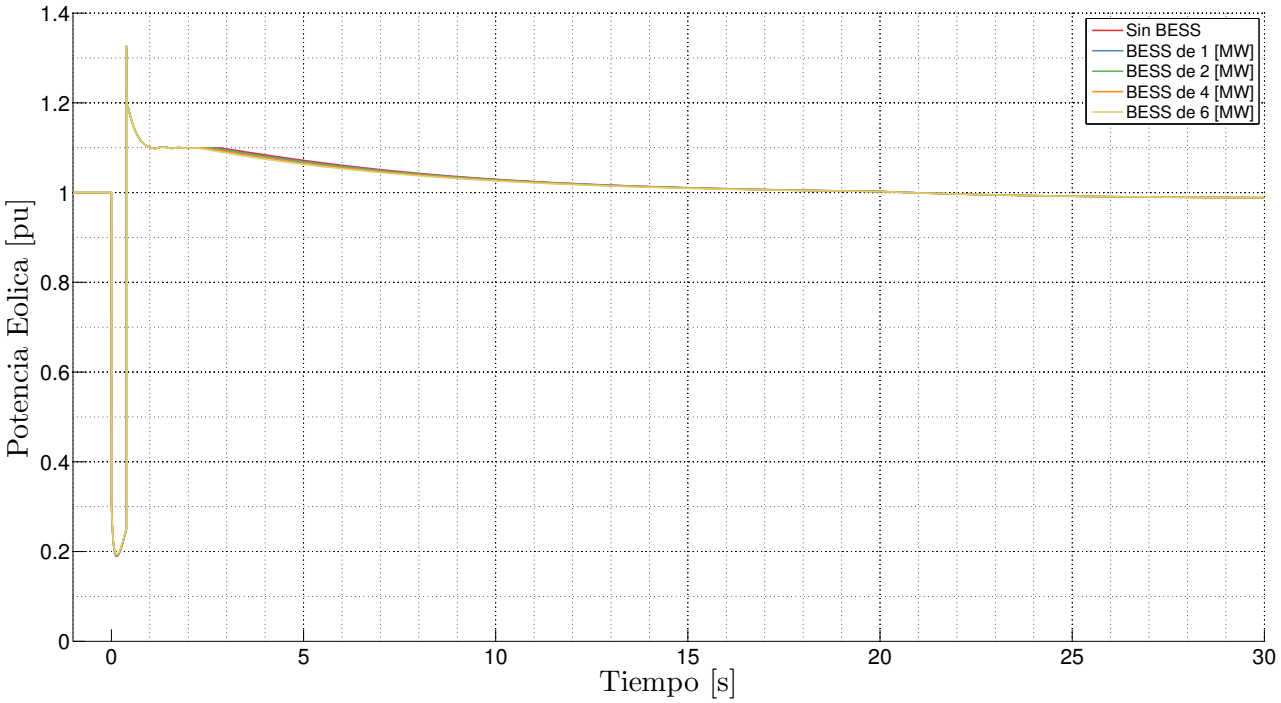

Figura 5.56: Potencia eólica ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, una turbina eólica en operación.

Una vez que la falla es abierta, la turbina eólica es capaz de seguir entregando potencia al sistema. Aunque, por un breve período el equipo supera 1.1 pu de potencia, el control se encarga de volver a limitar la potencia y permite que la unidad aporte en la regulación primaria de frecuencia. Mientras que el control utilizado permite mantener las variables de la turbina lejos de valores peligrosos por tiempos extendidos, una alternativa consiste en utilizar un circuito crowbar, que cortocircuita el rotor durante el período de la falla, convirtiendo temporalmente el DFIG en una MAS. Esto evita que el controlador se encuentre saturado por períodos prolongados mientras que la tensión en terminales es una pequeña fracción del valor nominal. En esos casos el control desconecta el circuito crowbar cuando la falla ha sido eliminada, volviendo al estado de operación normal.

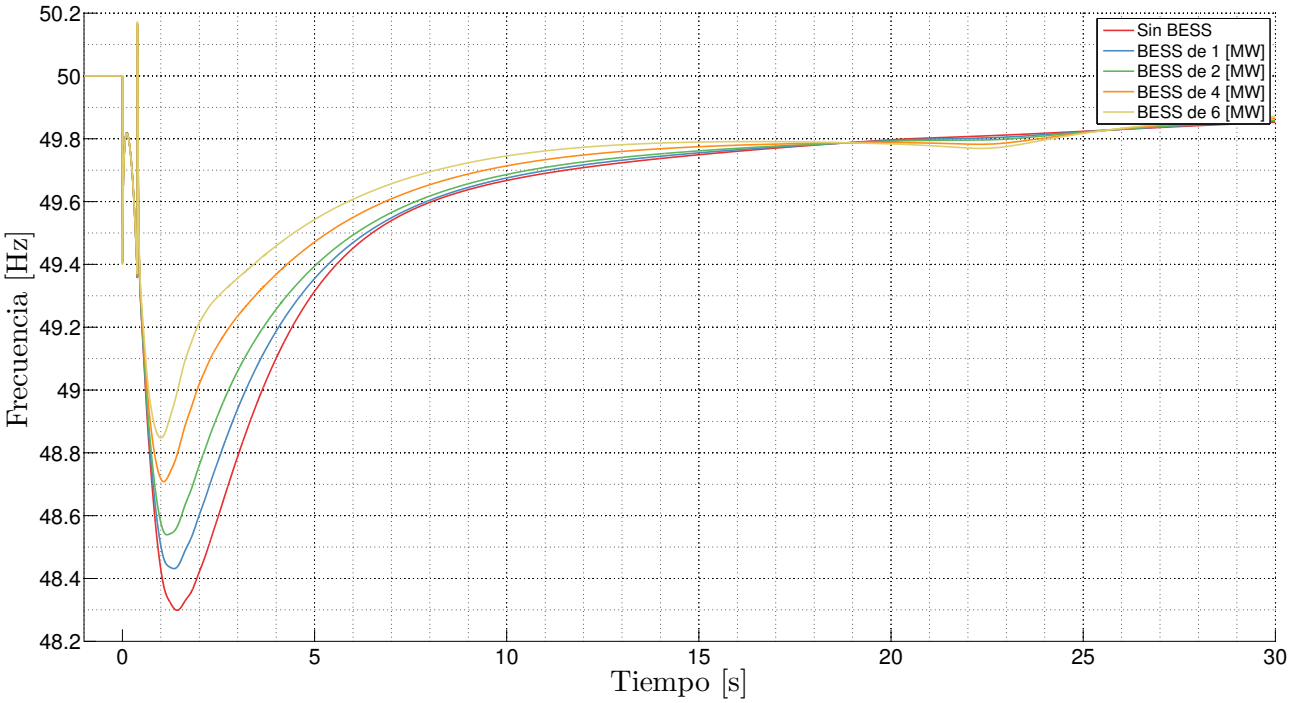

Figura 5.57: Frecuencia en SE Tres Puentes ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, seis turbinas eólicas en operación.

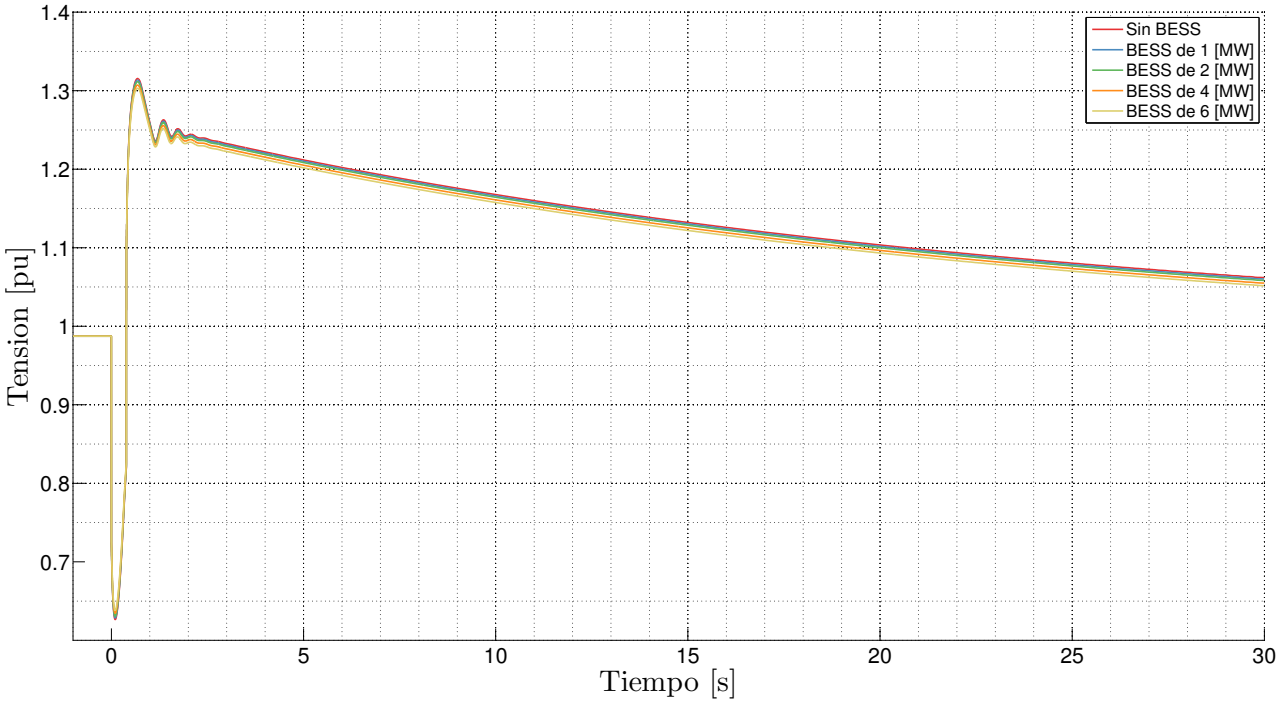

Figura 5.58: Tensión en SE Tres Puentes ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, seis turbinas eólicas en operación.

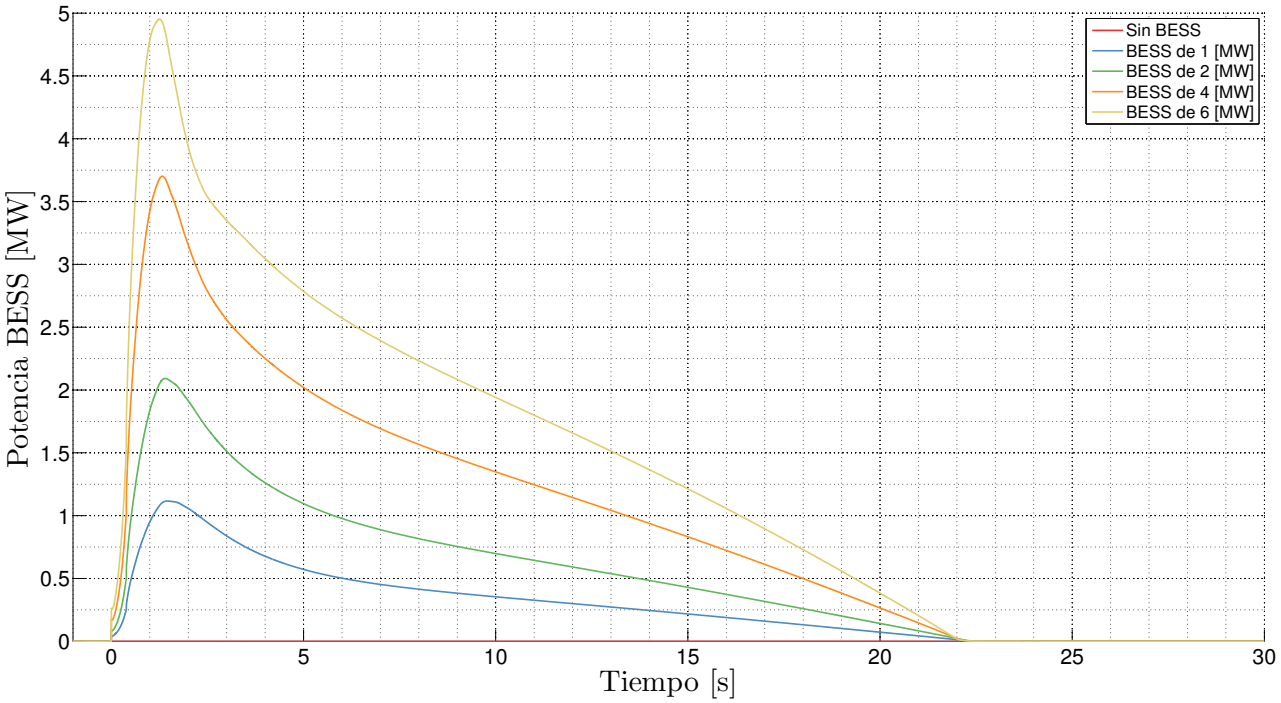

Figura 5.59: Potencia BESS ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, seis turbinas eólicas en operación.

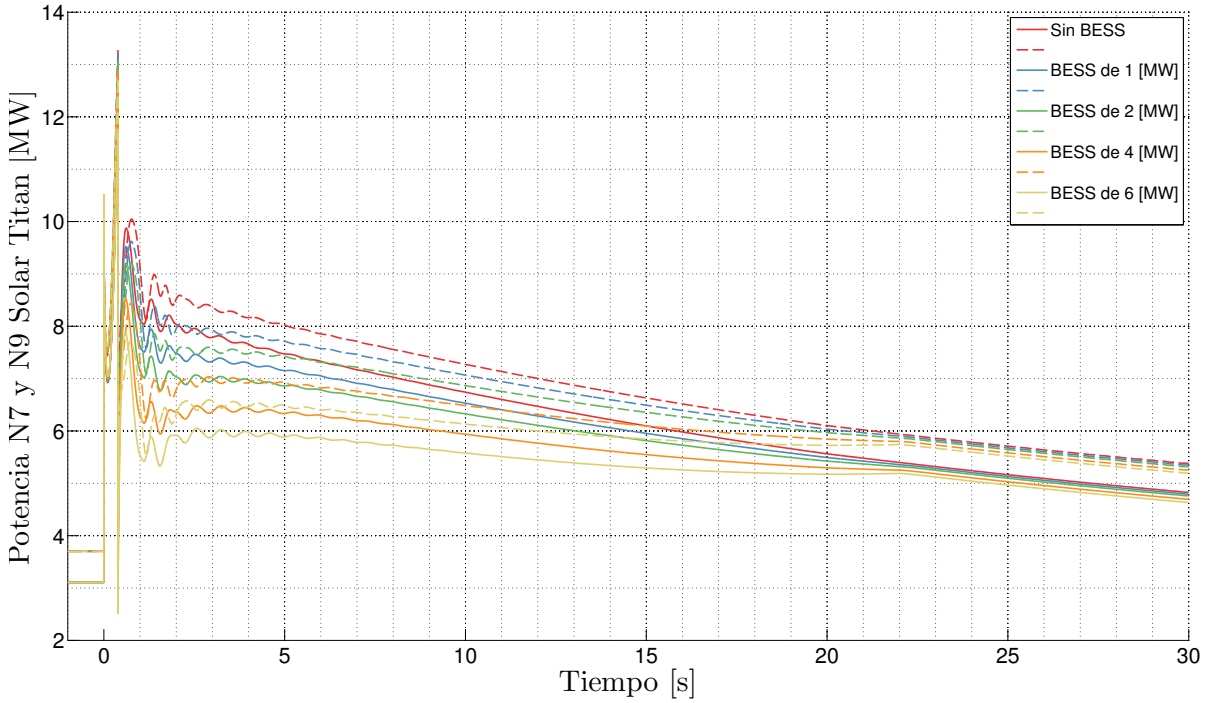

Figura 5.60: Potencia unidad N°9 y N°7 Solar Titan (línea sólida y línea punteada respectivamente) ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, seis turbinas eólicas en operación.

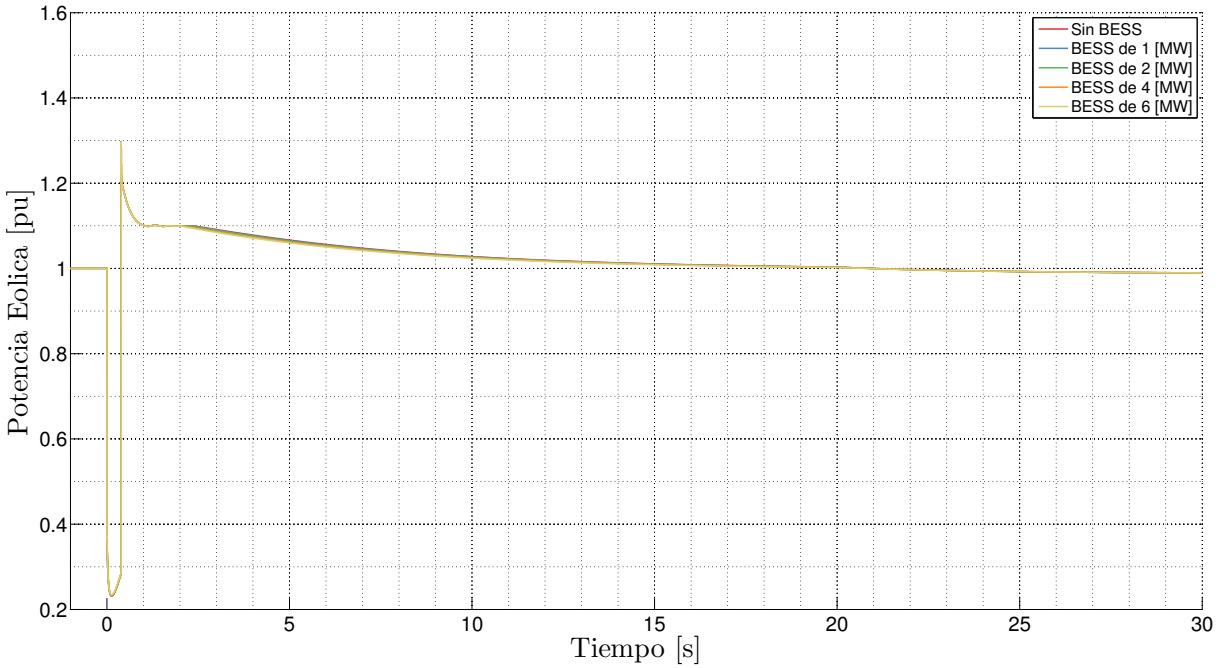

Figura 5.61: Potencia eólica ante cortocircuito de la línea que conecta las turbinas a la SE Tres Puentes, seis turbinas eólicas en operación.

Contrastando los escenarios con una y seis turbinas no existe una gran diferencia con respecto a la desviación de frecuencia alcanzada. De hecho, a pesar que la contingencia consiste en el cortocircuito de la línea de conexión de las turbinas, el nadir más bajo ocurre en el escenario con una turbina eólica conectada. Mientras que se esperaba que el cortocircuito con más turbinas generase la pero condición, sucede que el peor caso es con menor cantidad de eólicas. Esto es por que el nadir no se alcanza durante el cortocircuito, pero después, cuando la falla es abierta. Dado que en ese momento, las turbinas vuelven a aportar potencia al sistema, el caso con seies unidades eólicas aportará más que solo una. Por otro lado se puede ver que el ROCOF tiene mayor magnitud en el escenario con seis turbinas, dado que, existe un mayor impacto inicial (mientras aun no se abre la falla) de un cortocircuito mientras mayor sea la potencia eólica despachada.

En todos los casos mientras mayor es el BESS, mayor es la estabilidad del sistema.

5.4. Integración de turbinas eólicas y BESS sin emulación de inercia

Todos los estudios realizados hasta este punto tienen como supuesto la velocidad constante del viento, permitiendo a la turbina eólica apoyar durante una perturbación siempre y cuando exista una reserva suficiente de energía cinética en su rotor. Sin embargo el supuesto de un viento constante puede ser demasiado fuerte, indicando que confiar en que las turbinas pueden realizar el aporte de potencia durante la duración de la contingencia y posterior recuperación no sea posible. En esta sección se

estudian diversos niveles de penetración eólicos, con el objetivo de determinar el tamaño apropiado de un BESS para lograr el mismo nivel de seguridad en el sistema a medida que se pierde inercia con la integración de turbinas eólicas.

Para determinar la potencia y energía requerida por un BESS para mantener la misma calidad de estabilidad en el sistema a medida que se desplaza la generación convencional por eólica, es que esta sección se estudia frente a demanda máxima. La contingencia consiste en un escalón de carga del 50 %. Esta contingencia es elegida con el propósito de que los resultados no sean afectados por el valor despachado de una unidad térmica, que podría variar a medida se aumenta la penetración eólica, cosa que pasó en secciones previas. De esta forma todos los escenarios son comparables entre si. Un resumen de los resultados se presentan en la tabla 5.9 y se grafica la frecuencia del sistema y la potencia del BESS en los casos con dos y diez turbinas en las figuras 5.62 y 5.63.

Frecuencia Mínima [Hz]	0T	2T	4T	6T	8T	10T
Sin BESS	48.52	48.47	48.49	48.19	48.19	48.16
BESS de 1 [MW]	48.63	48.58	48.61	48.33	48.32	48.31
BESS de 2 [MW]	48.72	48.68	48.69	48.46	48.45	48.44
BESS de 4 [MW]	48.87	48.83	48.84	48.66	48.66	48.64
BESS de 6 [MW]	48.99	48.96	48.97	48.83	48.82	48.81

Tabla 5.9: Nadir de frecuencia para distintos niveles de penetración eólico y BESS ante un escalón de carga del 50 %.

En un escenario con diez turbinas eólicas en operación, interpolando entre los escenarios con BESS de 2 y 4 MW se estima que con una banco de 3 MW se logra una desviación similar que en el caso original sin penetración eólica. Por lo que se puede concluir de manera cualitativa que el costo que implica compensar la reducción de inercia debido a una alta integración de turbinas eólicas al sistema es el costo de un BESS de 3 MW.

En todos los casos el lazo de control proporcional del BESS tiene exactamente el mismo parámetro de control (mismo valor de *Droop*). Esto se hace para comparar directamente el efecto que los tamaños de batería tienen en la estabilidad. Sin embargo, en la práctica cada tamaño de BESS tendrá un ajuste personalizado, que se acomode a las fallas de la mejor manera posible. Esto significa que estos resultados son simplemente cualitativos, y no representan la operación real que estos equipos tendrán en el sistema (recordar que las protecciones EDAC tampoco están siendo consideradas, por lo que un ajuste distinto para cada banco tampoco sería suficiente para simular una operación real).

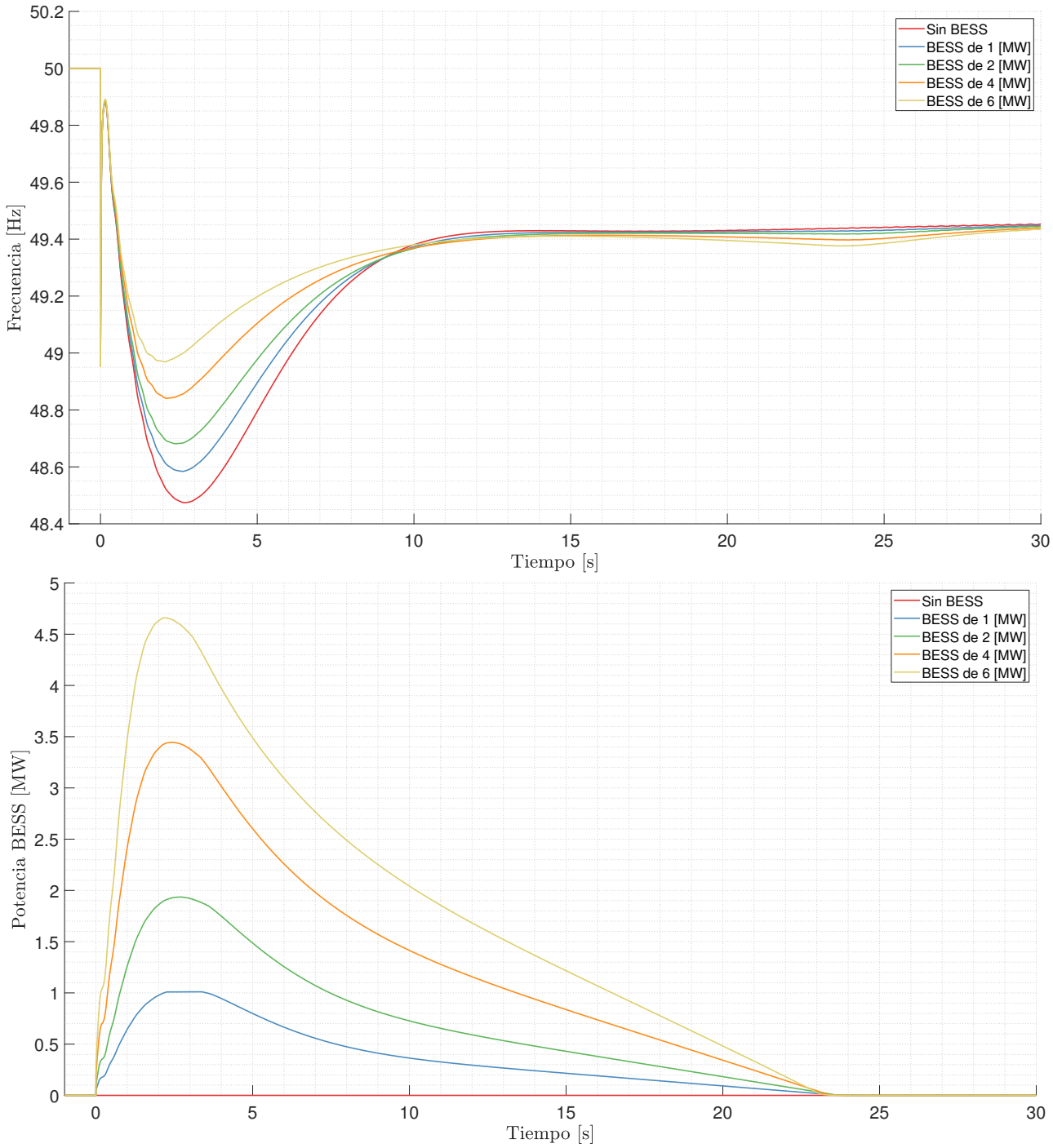

Figura 5.62: Frecuencia y Potencia BESS ante ante escalón de carga del 50 %, dos turbinas eólicas en operación

En el caso con dos turbinas existe una tendencia lineal con respecto al tamaño de BESS y la desviación máxima de la frecuencia. Realizando un ajuste lineal entre ambas series de datos se alcanza un valor de $R^2 = 0.9887$.

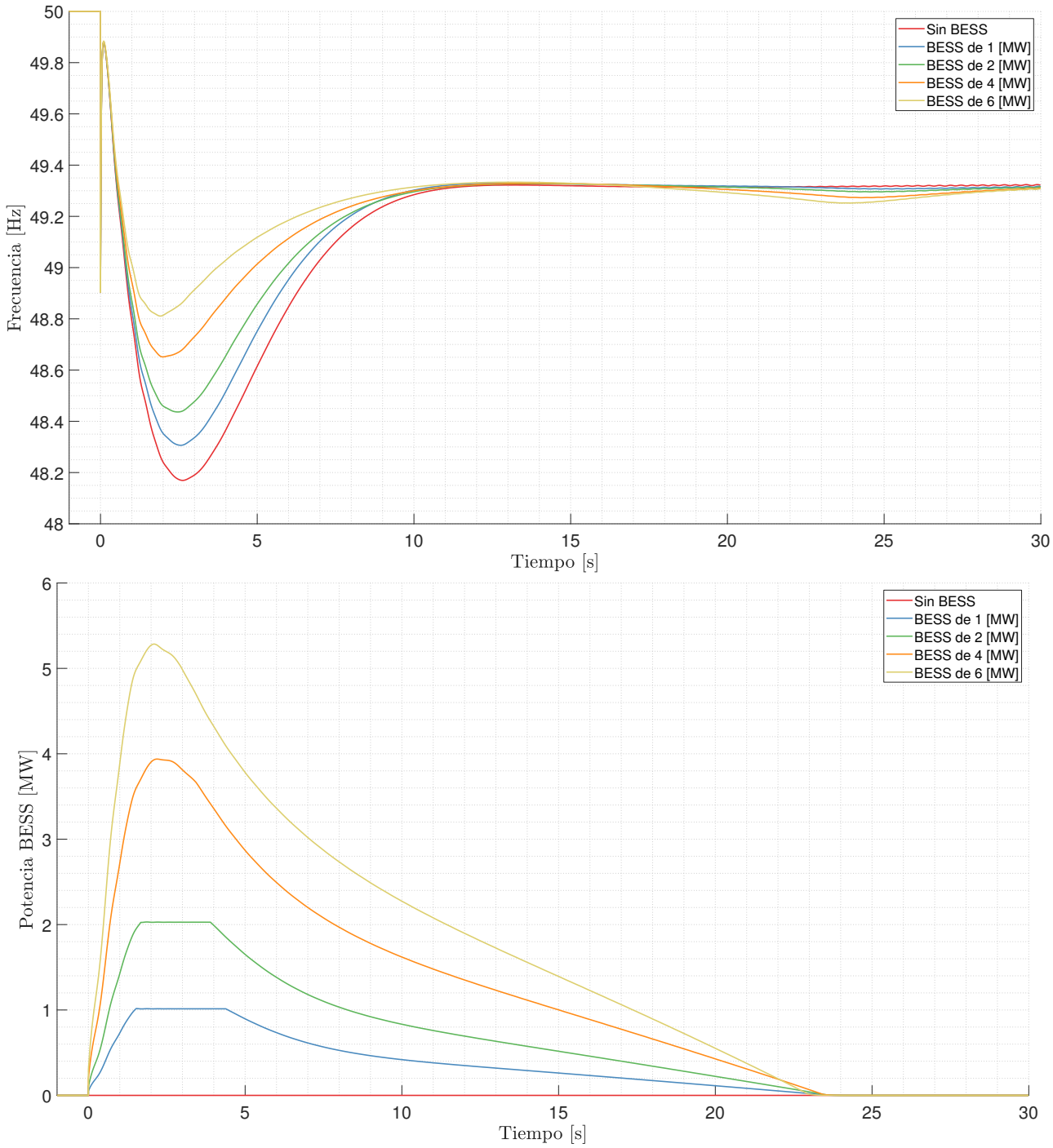

Figura 5.63: Frecuencia y Potencia BESS ante escalón de carga del 50 %, diez turbinas eólicas en operación

La tendencia lineal es estudiada nuevamente para el caso de diez turbinas, alcanzando un valor de $R^2 = 0.9878$.

Capítulo 6

Estudio económico

La integración de turbinas eólicas tiene como consecuencia la reducción del combustible utilizado por las unidades térmicas. Mientras que esto reduce el costo operacional del sistema, existe otro desafío, que es la intermitencia del viento. Para disminuir este efecto es que se agregan bancos de baterías al sistema, los que acompañando las turbinas pueden nivelar el despacho del recurso eólico y reducir su variabilidad, guardando energía en momentos de alto viento y entregándola en momentos de bajo viento. Por otro lado, las baterías siguen teniendo un efecto en el despacho incluso si es que no hay generación eólica en el sistema, permitiendo a las unidades térmicas generar energía en un punto de mayor eficiencia (cerca al punto nominal) cuando la demanda es baja y evitando el despacho de unidades adicionales en horas punta al entregar la energía previamente absorbida.

Otro beneficio económico que presenta la integración de turbinas eólicas y/o BESS es desde el punto de vista dinámico. Si estos equipos se adaptan para participar en la regulación primaria de frecuencia, podrían en ocasiones reducir la magnitud de algunas contingencias, evitando desconexiones de carga y por ende reduciendo la pérdida de energía suministrada a los consumidores, lo que se traduce en ahorros, al no cortar el suministro de energía y el costo asociado en multas. Sin embargo, cuantificar el ahorro generado por este aspecto presenta dificultades adicionales. Por ejemplo, el costo asociado a una contingencia y la energía no suministrada está directamente relacionado a la longitud de tiempo en que el suministro estuvo interrumpido, cosa que depende de varios factores de la empresa encargada del sistema y que son difíciles de estimar. Por otro lado, el tipo de falla también es relevante, dado que los esquemas propuestos y estudiados en secciones anteriores solamente mejorarán el desempeño dinámico para contingencias donde la frecuencia sea la variable principal en la inestabilidad.

En base a lo presentado acá es que se decide enfocar el estudio económico únicamente en el primer aspecto, vale decir, la eficiencia en la operación estática del sistema. Para determinar la cantidad de turbinas y BESS que maximice la utilidad del proyecto en el sistema de Punta Arenas se ha utilizado el programa MOST (Matpower Optimal Scheduling Tool). Con la medición de viento del año 2017 y la demanda proyectada al año 2018 se ha estudiado en cuanto se reducen los costos operacionales del sistema de Punta Arenas al ingresar turbinas y/o BESS, realizando un barrido para varias combinaciones. Los resultados se contrastan con los costos de inversión que implican estas tecnologías, buscando encontrar el escenario con el mayor beneficio económico a largo plazo. El perfil de viento utilizado en el estudio se encuentra presente en el anexo, en la Figura 8.30. También se presentan en la sección

8.5 los archivos .m utilizados para hacer la simulación con MOST.

Con el estudio técnico realizado no es de interés evaluar la factibilidad de conectar nueva generación y el foco se traslada a evaluar la cantidad que maximice la utilidad al sistema. Con tal objetivo es que se decide ignorar las ecuaciones de la red eléctrica, representando el sistema únicamente a través del balance de potencia entre la generación y la demanda. Para que esto sea un supuesto válido, es que se asume que la nueva línea de transmisión construida para conectar las turbinas eólicas será de tal capacidad que no presente sobrecargas bajo ningún escenario, lo que se verá reflejado en el costo de inversión.

6.1. Valores de inversión

Costo de inversión para línea conexión parque eólico en MMUS$			
Línea 23 kV - 29 km	Cantid.	Costo uni.	Costo total
Suministro y construcción (doble circuito conductor Butte)	29 km	0.107	3.1
Servidumbre	29 km	0.020	0.58
Estudios ambientales y tramitación de permisos sectoriales	1 Gl	0.15	0.15
Subestación Tres Puentes			
Paño de 23 kV	1 Unid.	0.20	0.20
Transformador 23/11.5 kV - 20 MVA	1 Unid.		
Suministro en faena	1 Unid.	0.20	0.20
Fundación y montajes	1 Gl	0.20	0.20
Terreno, malla de tierra, SSGG, cierros y caminos	1 Gl	0.03	0.03
Caseta de protecciones, servicios auxiliares y telemando	1 Gl	0.05	0.05
Otros costos			
Ingeniería	1 Gl	0.13	0.13
Ingeniería de contraparte y estudios de coord. de prot.	1 Gl	0.02	0.02
Inspección técnica de obra (ITO)	1 Gl	0.06	0.06
Imprevistos (15 % del costo de construcción y suministro)	1 Gl	0.60	0.60
Valor total inversión	**7.61**		

Tabla 6.1: Costo línea de conexión y asociados en MMUS$

El costo estimado de la línea de conexión se presenta en la tabla 6.1. Para estimar el costo de la construcción del parque eólico se ha utilizado la información presente en [29], valor que corresponde a 2047 US$/kW. Análogamente, para determinar el costo del BESS se ha utilizado la información de [30]. En tal documento se presentan los costos de de los BESS en función de su uso en el sistema, ya sea para reducir la variabilidad del despacho o para apoyar en la regulación primaria de frecuencia.

Para los tamaños utilizados se considerará un costo de 900 US$/kWh. En la tabla 6.2 se resumen los costos de inversión del proyecto para cada escenario.

Costo total de inversión MUS$	0MW	4MW	8MW	12MW	16MW	20MW
Sin BESS	-	15.798	23.986	32.174	40.362	48.550
BESS de 1MW-4MWh	3.600	19.398	27.586	35.774	43.962	52.150
BESS de 2MW-8MWh	7.200	22.998	31.186	39.374	47.562	55.750
BESS de 4MW-16MWh	14.400	30.198	38.386	46.574	54.762	62.950

Tabla 6.2: Costo total de inversión para distinta potencia eólica instalada y BESS.

6.2. Resultados de la simulación

A continuación (tabla 6.3) se presentan los costos de operación para distintas combinaciones de potencia eólica y BESS instalada en el sistema. Los resultados se presentan en MUS$ y solo reflejan los costos de combustibles y de operación de la generación.

Costo total de operación MUS$	0MW	4MW	8MW	12MW	16MW	20MW
Sin BESS	10.325	9.785	9.267	8.883	8.565	8.302
BESS de 1MW-4MWh	10.246	9.684	9.183	8.805	8.492	8.233
BESS de 2MW-8MWh	10.117	9.549	9.091	8.721	8.415	8.158
BESS de 4MW-16MWh	9.895	9.355	8.945	8.588	8.288	8.034

Tabla 6.3: Costo total de operación para distinta potencia eólica instalada y BESS

Para lograr realizar una primera estimación en la cantidad de turbinas eólicas y BESS que logren maximizar la inversión se considerará que los costos operacionales se mantienen relativamente constantes a través de los años. De esta forma se puede alcanzar una aproximación del flujo de caja a través de los años posteriores a la puesta en marcha del proyecto. En la tabla 6.4 se presentan los escenarios estudiados con MOST y en la tabla 6.5 presenta los flujos de caja acumulados a través de los años para 25 años luego de implementado el proyecto.

Caso	Potencia eólica [MW]	Potencia BESS [MW]	Energía BESS [MWh]
1	0	0	0
2	0	1	4
3	0	2	8
4	0	4	16
5	4	0	0
6	4	1	4
7	4	2	8
8	4	4	16
9	8	0	0
10	8	1	4
11	8	2	8
12	8	4	16
13	12	0	0
14	12	1	4
15	12	2	8
16	12	4	16
17	16	0	0
18	16	1	4
19	16	2	8
20	16	4	16
21	20	0	0
22	20	1	4
23	20	2	8
24	20	4	16

Tabla 6.4: Identificación de escenarios para presentar resultado de flujos netos.

Mientras que los costos operacionales se reducen al incluir turbinas eólicas, la inversión asociada a estas mismas y a la línea de conexión de 29 km implican un salto demasiado grande en el capital necesario. Para todos los casos que consideran turbinas eólicas, la rentabilidad es mayor en los escenarios sin BESS. Esto significa que el precio de los BESS aun se encuentra muy alto como para presentar un beneficio económico en el despacho de sistemas pequeños como Punta Arenas. Es importante notar que no se ha considerado el beneficio que traen estos equipos en el aspecto técnico, mejorando la estabilidad del sistema y reduciendo la energía no suministrada. Los escenarios con 8, 12 y 16 MW de potencia eólica instalada alcanzan el retorno de la inversión en el mismo período, lo que significa que el beneficio económico que trae la integración de los recursos se compensa adecuadamente con el aumento en el capital inicial necesario. Importante destacar que los escenarios con 20 MW de eólicos tienen un retorno posterior. Esto se debe a que mucha de la potencia eólica no puede ser suministrada en períodos de baja demanda (recordar que la demanda mínima está en torno a los 17 MW), resultando en un uso poco eficiente de las turbinas instaladas.

Flujo neto anual en MMUS$													
Caso/Año	**1**	**2**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	-3.52	-3.44	-2.41	-2.34	-2.26	-2.18	-2.10	-2.02	-1.94	-1.86	-1.78	-1.70	-1.62
3	-6.99	-6.78	-4.08	-3.87	-3.67	-3.46	-3.25	-3.04	-2.83	-2.63	-2.42	-2.21	-2.00
4	-13.97	-13.54	-7.96	-7.53	-7.10	-6.67	-6.24	-5.81	-5.38	-4.95	-4.52	-4.09	-3.66
5	-15.26	-14.72	-8.78	-8.24	-7.70	-7.16	-6.62	-6.08	-5.54	-5.00	-4.46	-3.92	-3.38
6	-18.76	-18.12	-9.79	-9.15	-8.51	-7.87	-7.23	-6.59	-5.95	-5.31	-4.67	-4.02	-3.38
7	-22.22	-21.45	-11.36	-10.58	-9.81	-9.03	-8.26	-7.48	-6.70	-5.93	-5.15	-4.38	-3.60
8	-29.23	-28.26	-15.64	-14.67	-13.70	-12.73	-11.76	-10.79	-9.82	-8.85	-7.88	-6.91	-5.94
9	-22.93	-21.87	-8.11	-7.05	-5.99	-4.94	-3.88	-2.82	-1.76	-0.70	0.36	1.42	2.47
10	-26.44	-25.30	-10.46	-9.32	-8.18	-7.04	-5.89	-4.75	-3.61	-2.47	-1.33	-0.18	0.96
11	-29.95	-28.72	-12.68	-11.45	-10.21	-8.98	-7.75	-6.51	-5.28	-4.04	-2.81	-1.58	-0.34
12	-37.01	-35.63	-17.69	-16.31	-14.93	-13.55	-12.17	-10.79	-9.41	-8.03	-6.65	-5.27	-3.89
13	-30.73	-29.29	-10.54	-9.10	-7.66	-6.22	-4.78	-3.34	-1.89	-0.45	0.99	2.43	3.87
14	-34.25	-32.73	-12.97	-11.45	-9.93	-8.41	-6.89	-5.37	-3.85	-2.33	-0.81	0.71	2.23
15	-37.77	-36.17	-15.31	-13.71	-12.10	-10.50	-8.90	-7.29	-5.69	-4.08	-2.48	-0.87	0.73
16	-44.84	-43.10	-20.52	-18.78	-17.04	-15.30	-13.57	-11.83	-10.09	-8.35	-6.62	-4.88	-3.14
17	-38.60	-36.84	-13.96	-12.20	-10.44	-8.68	-6.92	-5.16	-3.40	-1.64	0.12	1.88	3.64
18	-42.13	-40.29	-16.46	-14.63	-12.79	-10.96	-9.13	-7.29	-5.46	-3.62	-1.79	0.04	1.88
19	-45.65	-43.74	-18.92	-17.01	-15.10	-13.19	-11.28	-9.37	-7.46	-5.55	-3.64	-1.73	0.18
20	-52.72	-50.69	-24.20	-22.17	-20.13	-18.09	-16.05	-14.02	-11.98	-9.94	-7.90	-5.87	-3.83
21	-46.53	-44.50	-18.21	-16.19	-14.16	-12.14	-10.12	-8.09	-6.07	-4.05	-2.03	0.00	2.02
22	-50.06	-47.97	-20.77	-18.68	-16.59	-14.49	-12.40	-10.31	-8.22	-6.13	-4.04	-1.94	0.15
23	-53.58	-51.42	-23.25	-21.08	-18.91	-16.74	-14.58	-12.41	-10.24	-8.08	-5.91	-3.74	-1.58
24	-60.66	-58.37	-28.59	-26.30	-24.00	-21.71	-19.42	-17.13	-14.84	-12.55	-10.26	-7.97	-5.68

Tabla 6.5: Flujo neto acumulado a través de los años. Valores en MMUS$.

Capítulo 7

Comentarios y conclusiones

Se ha demostrado la factibilidad de realizar regulación primaria de frecuencia con turbinas eólicas de velocidad variable. A pesar que su aplicación en casos reales se mantiene limitada (sólamente se ha implementado en el sistema de Hydro Quebec en el momento de realizar este trabajo), se logra ilustrar el beneficio que traen a la seguridad de operación en sistemas con alta penetración eólica. Mientras que se han demostrado viables a través de estudios de sistemas de potencia, existen más desafíos desde otros aspectos ingenieriles. Para lograr implementar un control funcional que emule inercia se debe estudiar las componentes mecánicas, verificando que las fuerzas ejercidas sobre los diversos elementos que componen la turbina puedan ser toleradas. Considerando que la instalación de unidades con esta capacidad tiene poca referencia como para ser instaladas en el Sistema Mediano de Punta Arenas, se espera que este estudio logre incrementar el interés en esta tecnología y aumente su incentivo a ser utilizadas en algún momento en el futuro. Un aspecto atractivo de la emulación de inercia es un costo relativamente nulo en contraste con otros medios, como un BESS, dado que no se requiere grandes modificaciones en las unidades de generación, con la excepción de la implementación de un esquema de control más complejo.

Se estudiaron variaciones a los esquemas de control, buscando maximizar el beneficio que la emulación de inercia puede proveer a la estabilidad del sistema. Se determinó que es más conveniente separar la operación MPPT de la operación con emulación de inercia evitando la interacción entre ambos controladores, efecto que tiende a anular la correcta operación de uno o del otro, por lo que se optó por desarrollar un control por etapas. Se contrastó también la diferencia entre un control SOP y un control PD, determinando que una combinación entre ambos proveía de una respuesta más flexible. Mientras que la respuesta del control SOP es más estable al siempre entregar un valor de potencia independiente del tipo de contingencia, este es poco flexible, contrastando con un control PD, que podría ajustar mejor su señal. Por otro lado un esquema proporcional-derivador puede entregar actuaciones erráticas debido a la parte derivadora si es que la frecuencia medida no es filtrada previo a la entrada al controlador. Por esto es que combinando la parte SOP con la parte proporcional se puede realizar un controlador que actúa de manera rápida frente a la primera desviación, y que ajusta su potencia en función de la severidad de la falla.

También se estudió la posibilidad de realizar apoyo de frecuencia por las turbinas en escenarios de vientos muy altos (cuando la turbina ya opera en su punto nominal y no posee margen para entregar más potencia) o vientos muy bajos (cuando tiene baja velocidad rotacional y por ende baja energía

cinética almacenada). Esto se logra a través de la reducción de la potencia entregada en la operación estacionaria, ya sea por la inclinación de las aspas frente a vientos altos o aumentando la velocidad rotacional en vientos bajos, reduciendo la eficiencia de operación, lo que significa desperdiciar energía eólica para aumentar la confiabilidad del sistema. Mientras que el esquema se demostró efectivo para alcanzar una mayor confiabilidad cuando se necesite, se vio que la reducción de potencia solo debe realizarse en escenarios con poca penetración de recursos renovables, en situaciones en las que las unidades térmicas se encuentran despachadas con una alta consigna de potencia. En el caso contrario, con gran penetración eólica, las unidades térmicas tendrán una consigna menor, reduciendo la severidad ante la pérdida de una de estas.

Luego se estudió la utilización de BESS para apoyar a la integración de turbinas eólicas, utilizadas tanto para reducir el nadir como para reducir el impacto de una segunda desviación de frecuencia en el momento en que se reduce la potencia eólica. Esto implica coordinar la operación de las turbinas con el BESS. Se vio que la estrategia era eficiente, permitiendo que tanto las turbinas y BESS apoyaran en la estabilidad del sistema, y evitando la segunda depresión causada por la reducción de potencia de las turbinas eólicas. Sin embargo, también se pudo estudiar el impacto que tiene la reducción de potencia de la baterías luego de la perturbación, lo que por su cuenta puede causar una segunda depresión. Mientras que las funciones de transición fueron eficientes para pasar el control del lazo de frecuencia al lazo MPPT en el control de las turbinas, el uso de esta misma para reducir la potencia del BESS (que aun se encuentra con suficiente carga) resultó abrupto en casos con BESS grandes, por lo que un nuevo ajuste o esquema de control será necesario para conseguir una mejor respuesta.

También se estudió la utilización de BESS para amortiguar la pérdida de inercia causada por la integración de recursos eólicos que no tienen la capacidad de aportar potencia adicional durante la ocurrencia de una falla. Lo que se buscó es la cantidad de BESS necesaria para suplir la reducción en la estabilidad causado por las turbinas, logrando estimar de manera cualitativa el “costo” implícito que existe al incorporar turbinas eólicas y su consecuente reducción de inercia. Se pudo ver que un ambiente controlado, como lo fue este estudio, existe una relación lineal entre la desviación máxima de frecuencia alcanzada y el tamaño de BESS incorporado.

Finalmente se estudió el aspecto económico del proyecto, evaluando a través de estudios estacionarios los beneficios que trae la incorporación de turbinas y/o BESS al sistema. Se vio que la cantidad de turbinas eólicas que maximiza la utilidad se encuentra entre 8 y 16 MW de capacidad nominal. A pesar que no se evaluó el valor presente neto de la inversión a través de los años es evidente que la consideración de una tasa de descuento, aunque sea menor, resultaría en trasladar el momento en que el flujo neto actualizado sea positivo a un momento posterior a los 25 años, momento para el cual los equipos podrían estar al final de su vida útil. Sin embargo, tampoco se consideró el valor social que entrega esta inversión, reduciendo la producción de contaminantes a través de combustibles fósiles, y la consecuente posibilidad de encontrar alguna entidad dispuesta a contribuir con un subsidio que promueva el proyecto.

Referencias

[1] G. Delille, B. Francois, and G. Malarange, "Dynamic frequency control support by energy storage to reduce the impact of wind and solar generation on isolated power system's inertia," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 931–939, 2012.

[2] H. T. Le, S. Santoso, and T. Q. Nguyen, "Augmenting wind power penetration and grid voltage stability limits using ess: application design, sizing, and a case study," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 161–171, 2012.

[3] A. G. Ter-Gazarian, *Energy storage for power systems*. No. 6, Iet, 1994.

[4] J. Morren, S. W. De Haan, W. L. Kling, and J. Ferreira, "Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 21, no. 1, pp. 433–434, 2006.

[5] F. Hafiz and A. Abdennour, "Optimal use of kinetic energy for the inertial support from variable speed wind turbines," *Renewable Energy*, vol. 80, pp. 629–643, 2015.

[6] F. Díaz-González, M. Hau, A. Sumper, and O. Gomis-Bellmunt, "Coordinated operation of wind turbines and flywheel storage for primary frequency control support," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 68, pp. 313–326, 2015.

[7] X. Hao, T. Zhou, J. Wang, and X. Yang, "A hybrid adaptive fuzzy control strategy for dfig-based wind turbines with super-capacitor energy storage to realize short-term grid frequency support," in *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2015 IEEE*, pp. 1914–1918, IEEE, 2015.

[8] J. G. McGowan and A. L. Rogers, *Wind energy explained: theory, design and application*. John Wiley & Sons, 2010.

[9] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, and S. Kouro, *Power conversion and control of wind energy systems*. John Wiley & Sons, 2011.

[10] A. M. Castro, *Fundamento teórico de la Máquina de Inducción*. 2013.

[11] A. D. Hansen, C. Jauch, P. E. Sörensen, F. Iov, and F. Blaabjerg, "Dynamic wind turbine models in power system simulation tool digsilent," tech. rep., 2004.

[12] A. K.-Y. Yoon, H. S. Noh, and Y. S. Yoon, "Analysis of vanadium redox flow battery cell with superconducting charging system for solar energy," *Electrical and Electronic Engineering*, vol. 6, no. 1, pp. 1–5, 2016.

[13] B. Dunn, H. Kamath, and J.-M. Tarascon, "Electrical energy storage for the grid: a battery of choices," *Science*, vol. 334, no. 6058, pp. 928–935, 2011.

[14] C. D. Rahn and C.-Y. Wang, *Battery systems engineering*. John Wiley & Sons, 2013.

[15] J. San Martín, I. Zamora, J. San Martín, V. Aperribay, and P. Eguia, "Energy storage technologies for electric applications," in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Spain*, 2011.

[16] M. Chen and G. A. Rincon-Mora, "Accurate electrical battery model capable of predicting runtime and iv performance," *IEEE transactions on energy conversion*, vol. 21, no. 2, pp. 504–511, 2006.

[17] N. Guenul, "Utilización de sistemas de baterías en la regulación de frecuencia en el sistema interconectado del norte grande," Master's thesis, UTFSM.

[18] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*, vol. 7. McGraw-hill New York, 1994.

[19] H. Bevrani, *Robust power system frequency control*, vol. 85. Springer, 2009.

[20] O. Anaya-Lara, N. Jenkins, J. B. Ekanayake, P. Cartwright, and M. Hughes, *Wind energy generation: modelling and control*. John Wiley & Sons, 2011.

[21] R. G. De Almeida and J. P. Lopes, "Participation of doubly fed induction wind generators in system frequency regulation," *IEEE transactions on power systems*, vol. 22, no. 3, pp. 944–950, 2007.

[22] U. Tamrakar, D. Shrestha, M. Maharjan, B. P. Bhattarai, T. M. Hansen, and R. Tonkoski, "Virtual inertia: Current trends and future directions," *Applied Sciences*, vol. 7, no. 7, p. 654, 2017.

[23] M. Asmine and C.-É. Langlois, "Field measurements for the assessment of inertial response for wind power plants based on hydro-québec transénergie requirements," *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 1, pp. 25–32, 2016.

[24] M. Fischer, S. Engelken, N. Mihov, and A. Mendonca, "Operational experiences with inertial response provided by type 4 wind turbines," *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 1, pp. 17–24, 2016.

[25] EDELMAG, "Información técnica punta arenas." `http://www.edelmag.cl/inicio/sector-electrico/norma-tecnica-seguridad-y-calidad-de-servicio-2/informacion-tecnica`. Accedido: 2017-06-30.

[26] "Tarificación de sistemas medianos, cuadrienio 2014-2018.." https://www.cne.cl/en/tarificacion/electrica/tarificacion-sistemas-medianos/. Accedido: 2017-06-17.

[27] A. Wickramasinghe, L. Meegahapola, A. P. Agalgaonkar, and S. Perera, "Design considerations for inertia emulating controllers used in variable speed wind turbines," in *PES General Meeting| Conference & Exposition, 2014 IEEE*, pp. 1–5, IEEE, 2014.

[28] D. Yang, J. Lee, and Y. C. Kang, "Stepwise inertial control of a wind turbine generator to minimize a second frequency dip," *Journal of International Council on Electrical Engineering*, vol. 6, no. 1, pp. 153–159, 2016.

[29] "Meritos economicos, riesgos y analisis de competencia en el mercado electrico chileno de las distintas tecnologas de generacin de electricidad."

[30] K. Waxler, "Levelized cost of storage 2017."

[31] T. Ackermann, *Wind power in power systems*. John Wiley & Sons, 2005.

Capítulo 8

Anexo

8.1. Red de distribución alimentador 6 y 11

El unilineal del sistema de distribución del alimentador 6 y 11 se presenta en las figuras 8.1, 8.2 y 8.3.

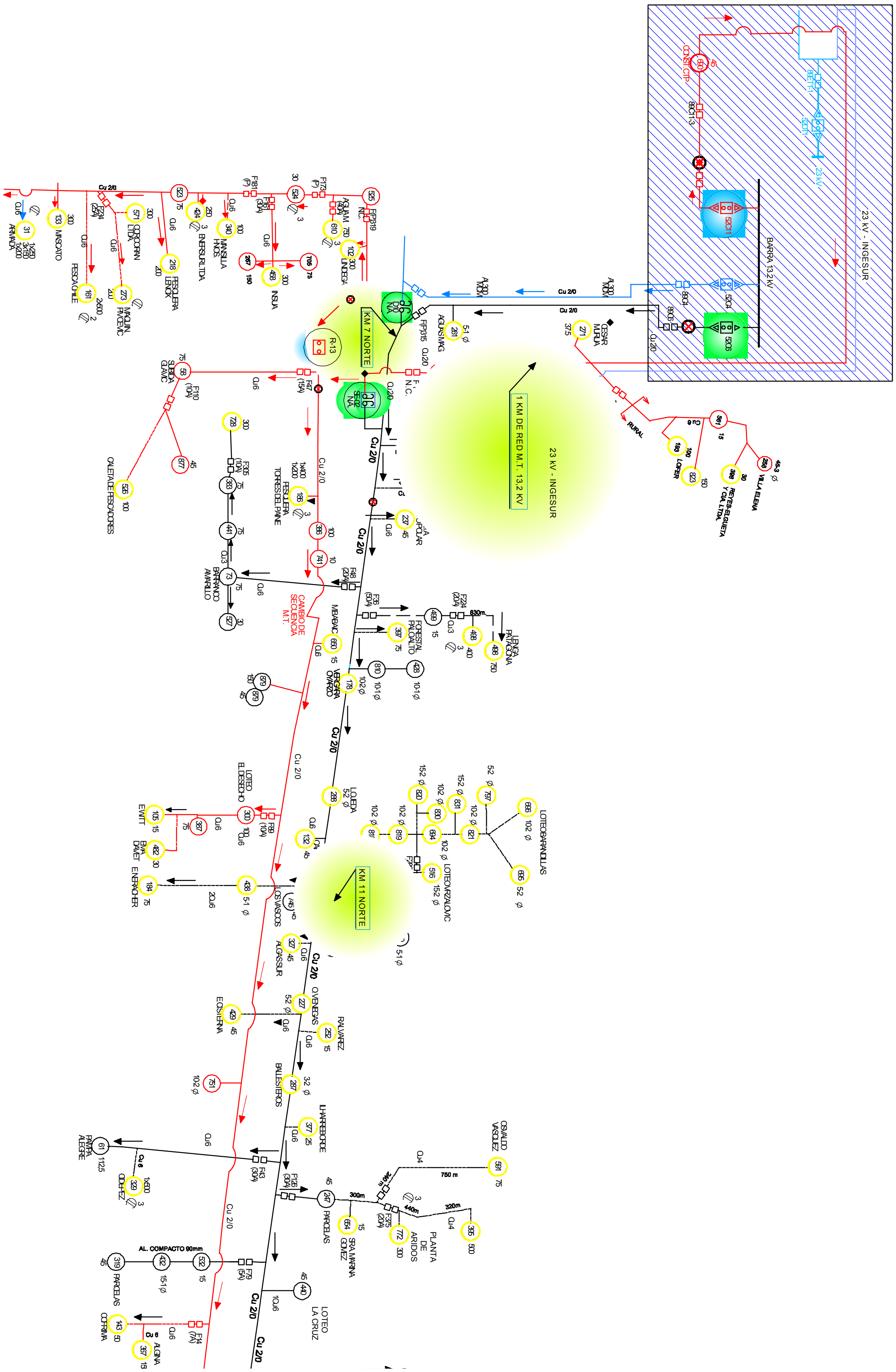

Figura 8.1: Red de distribución alimentador 11 y 6 SE Punta Arenas - A

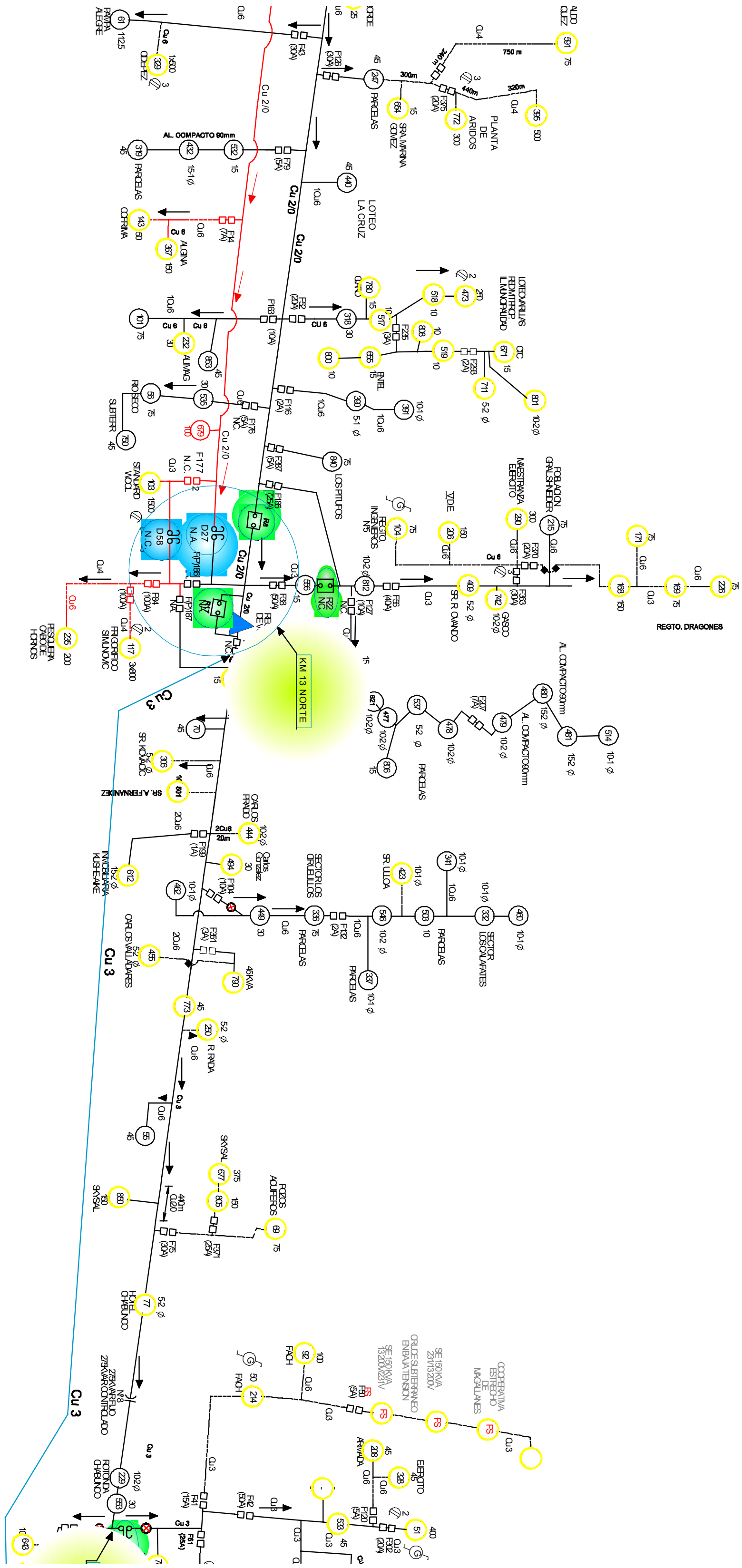

Figura 8.2: Red de distribución alimentador 11 y 6 SE Punta Arenas - B

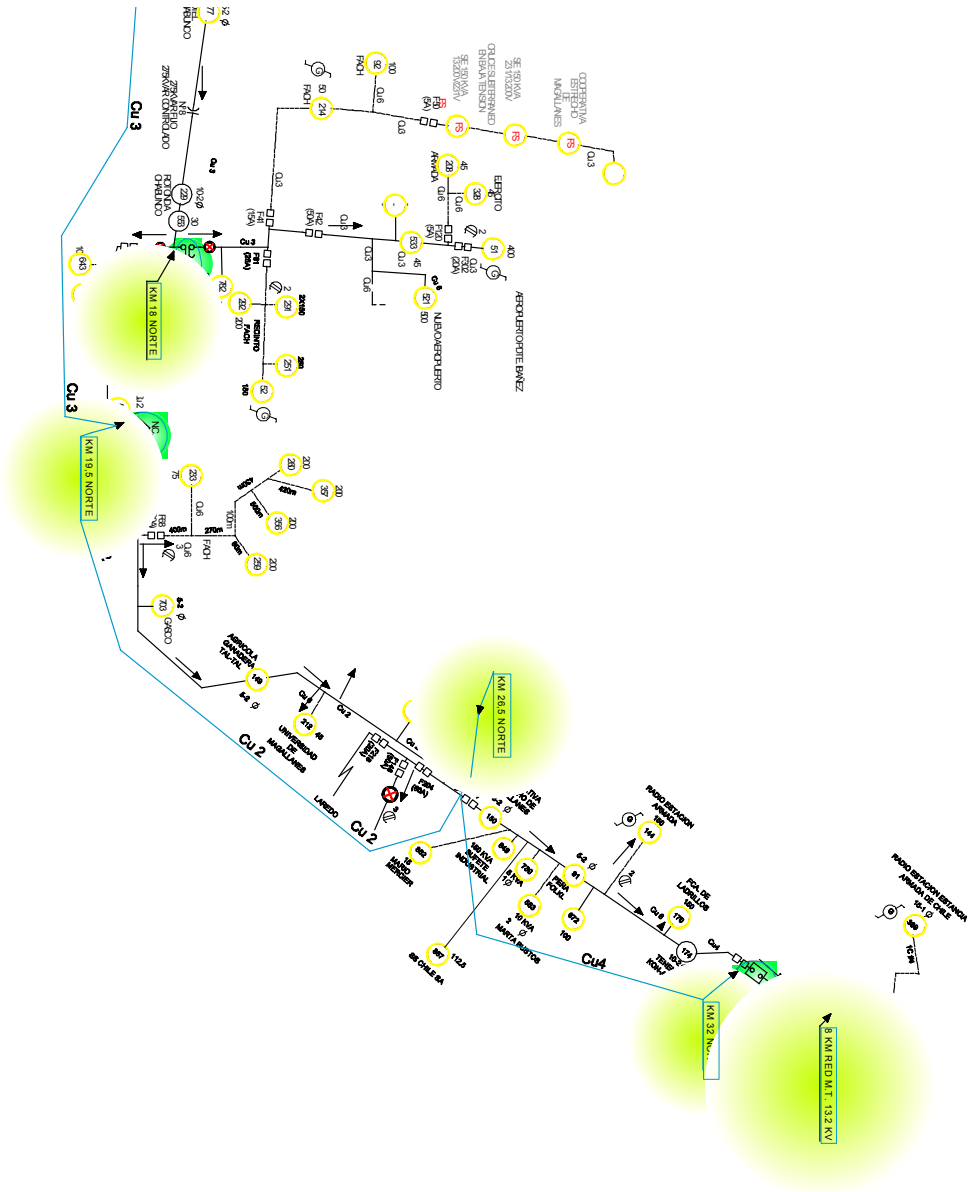

Figura 8.3: Red de distribución alimentador 11 y 6 SE Punta Arenas - C

8.2. Modelación en DigSilent

A continuación se presenta la implementación de los modelos en DSL para la realización de los estudios.

8.2.1. Modelo Turbina Eólica

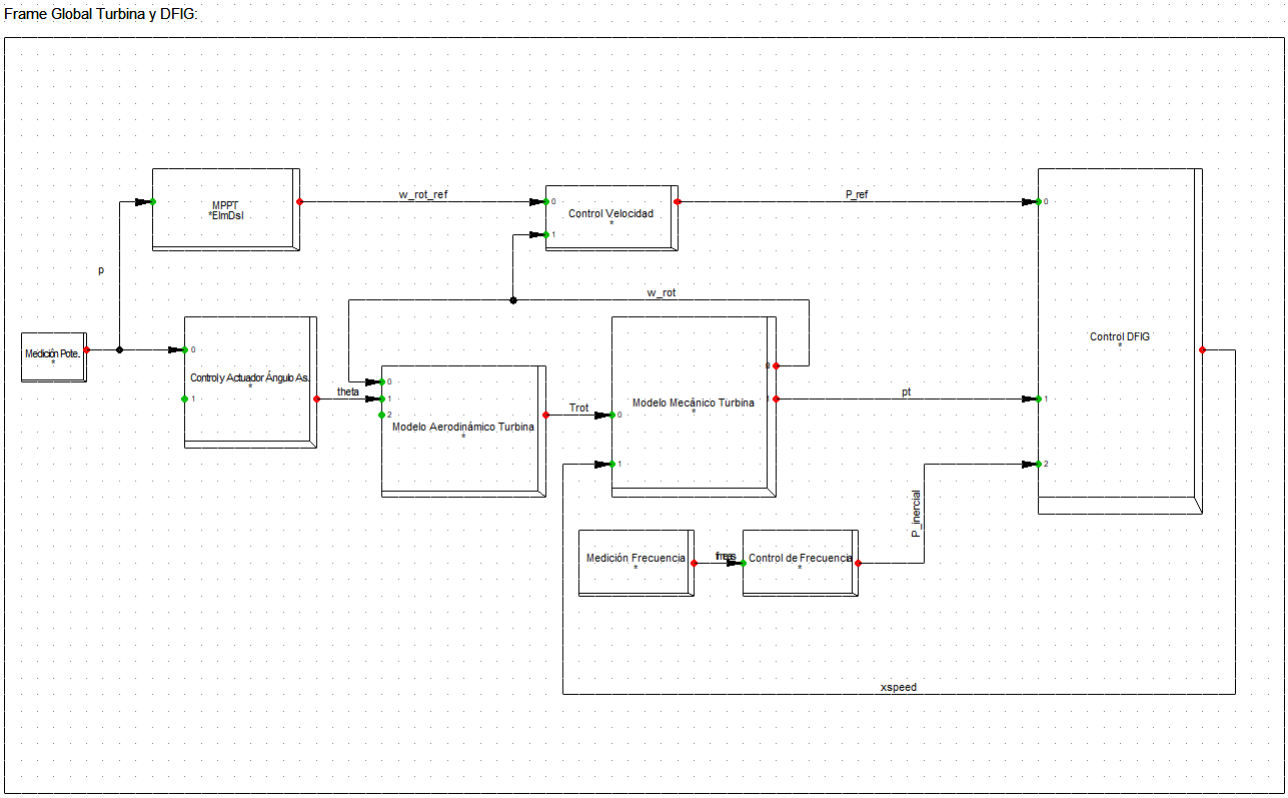

Figura 8.4: Frame Turbina Eólica

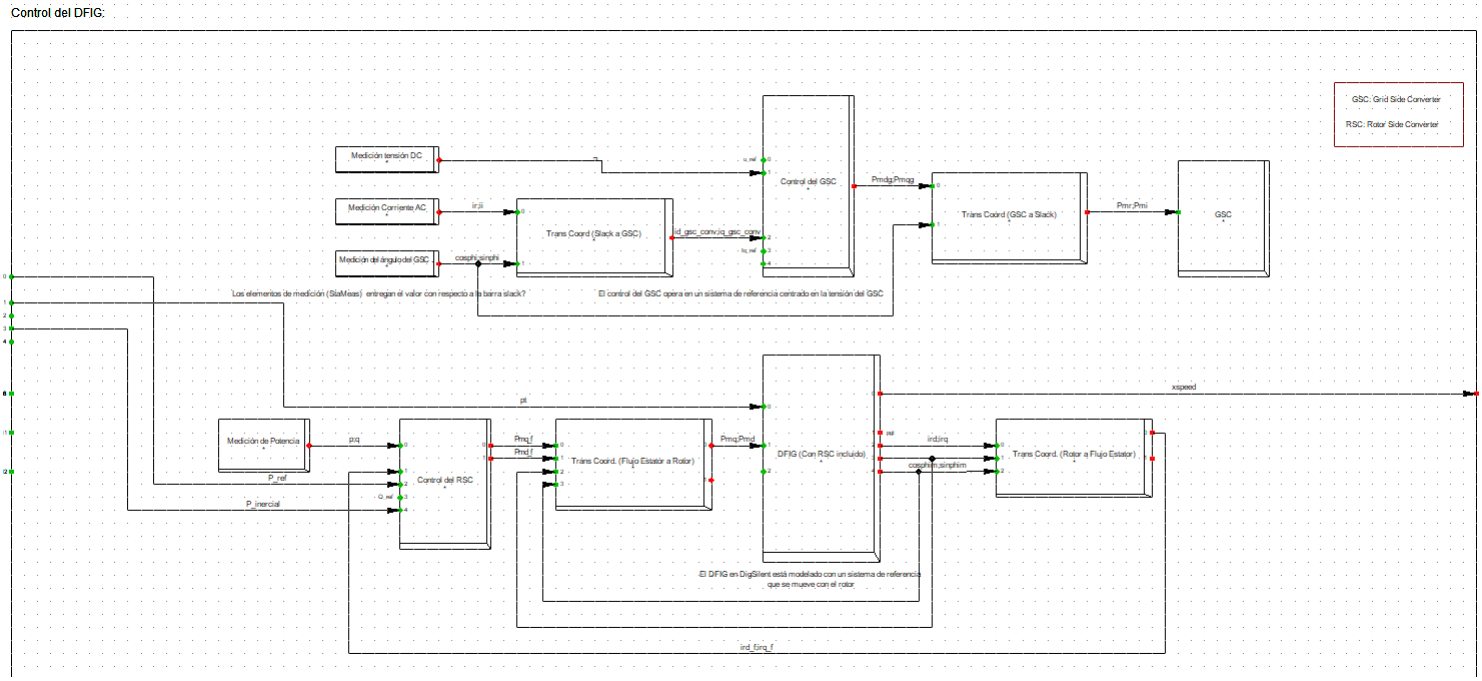

Figura 8.5: Frame Control DFIG

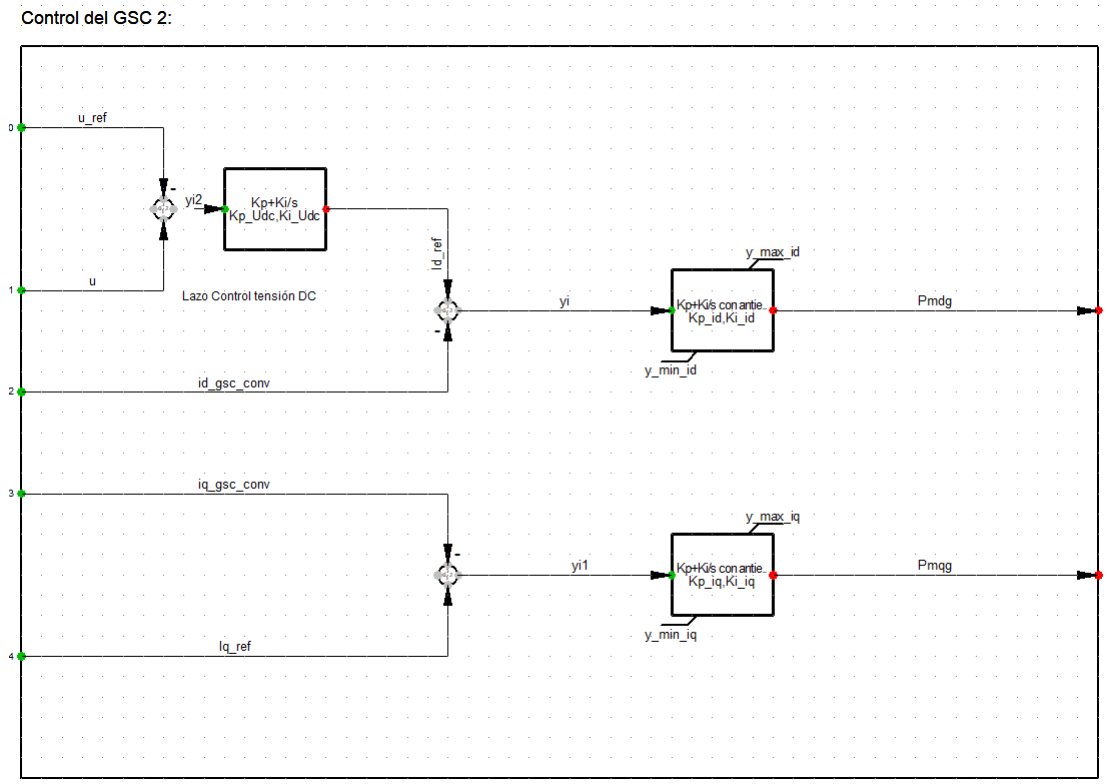

Figura 8.6: Block Control GSC - Controla la tensión del enlace DC y el factor de potencia del convertidor

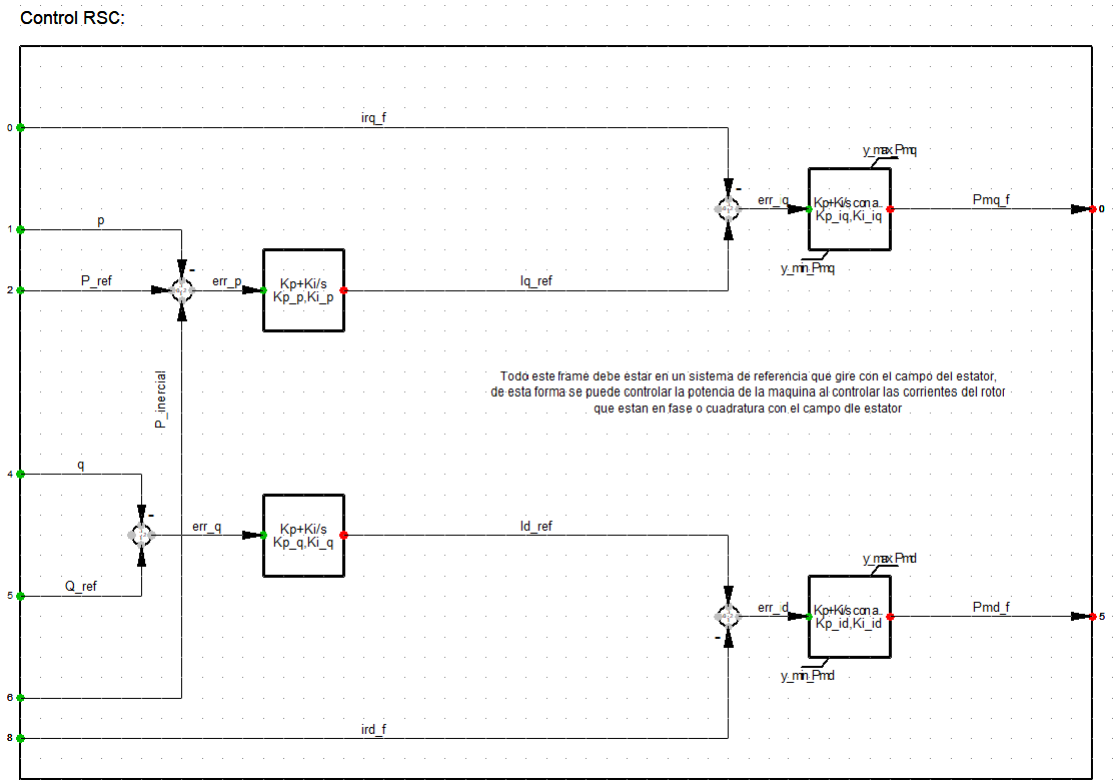

Figura 8.7: Block Control RSC - Controla la Potencia Activa y Reactiva del DFIG

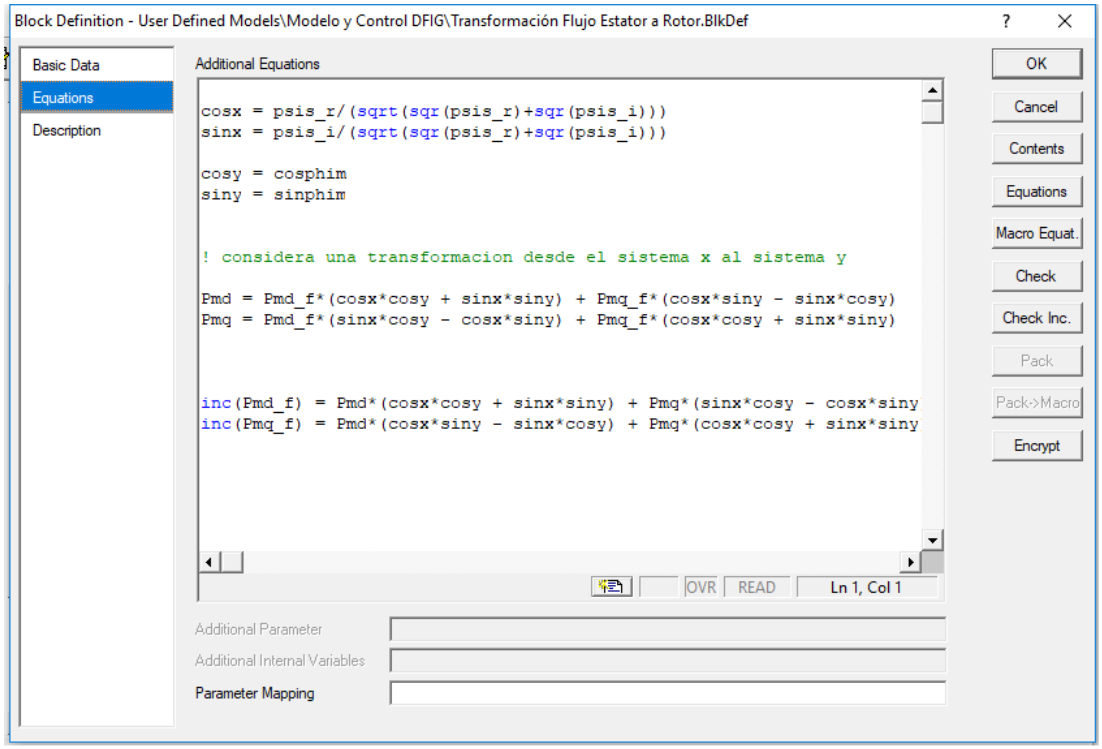

Figura 8.8: Block Transformación coordenadas Flujo Estator a Rotor

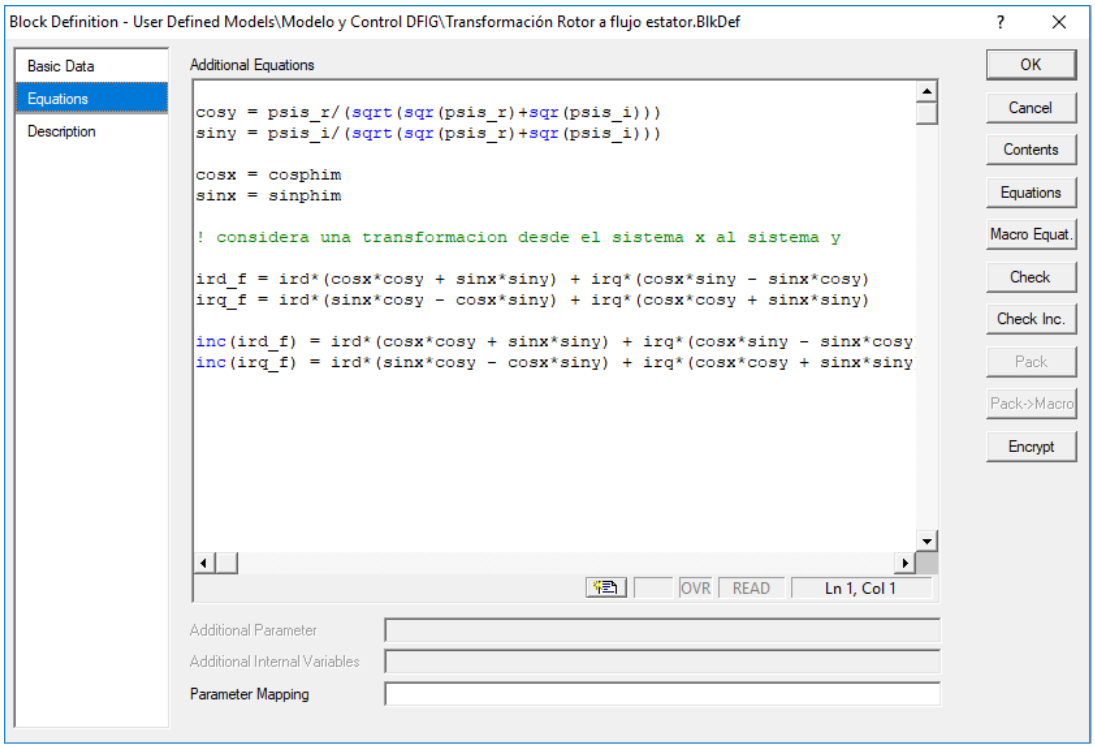

Figura 8.9: Block Transformación coordenadas Rotor a Flujo Estator

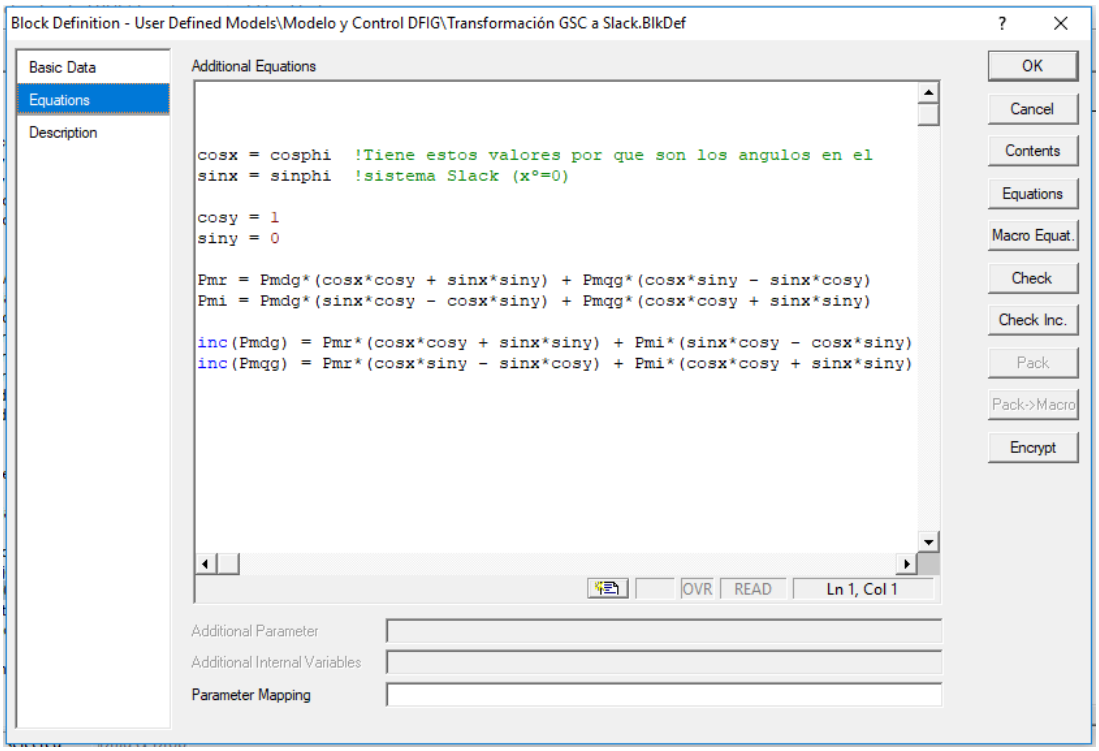

Figura 8.10: Block Transformación coordenadas Slack a GSC

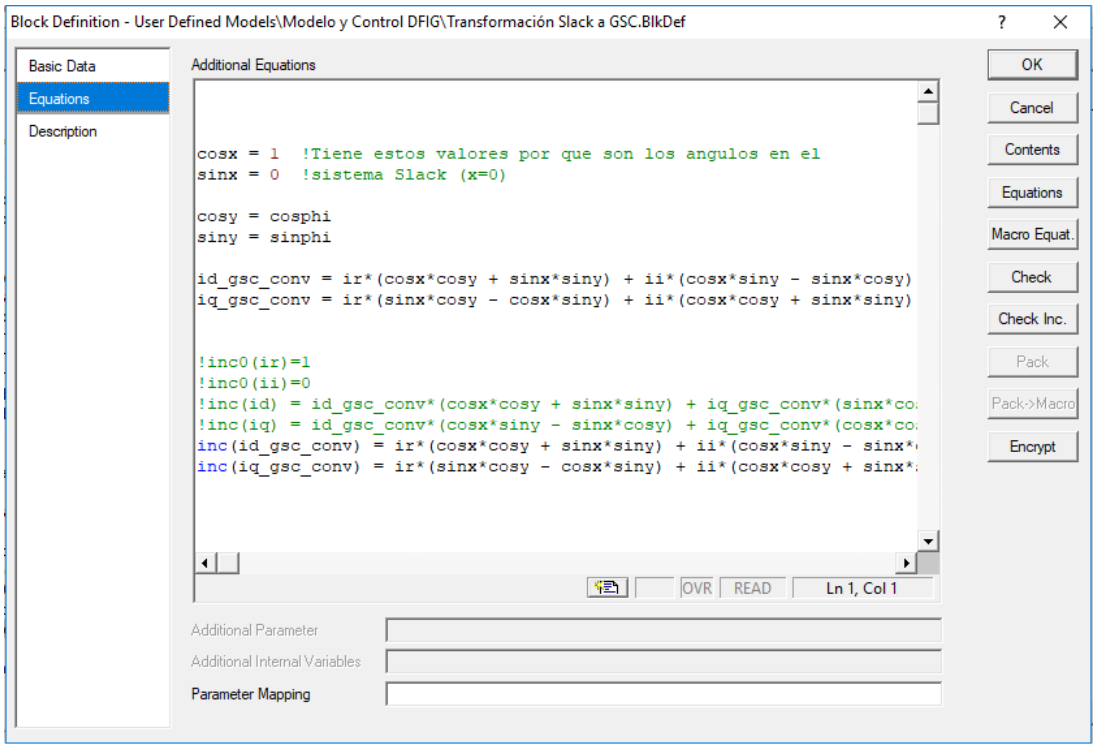

Figura 8.11: Block Transformación coordenadas GSC a Slack

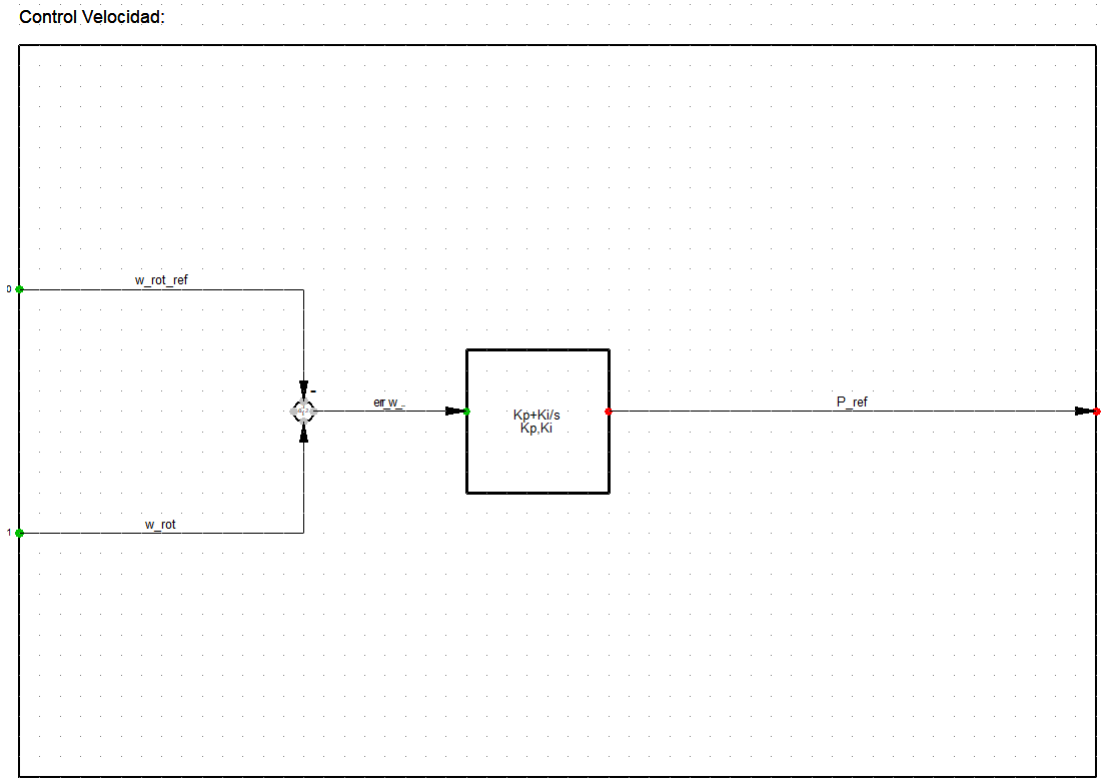

Figura 8.12: Block Control Velocidad

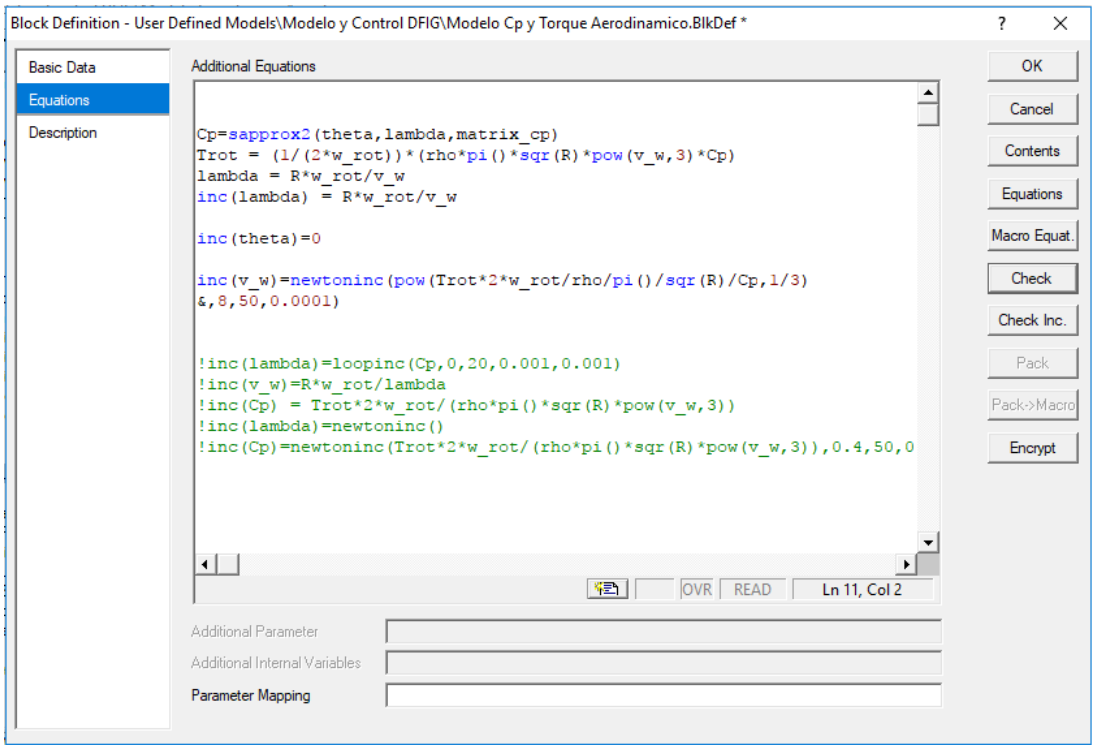

Figura 8.13: Block Modelo Aerodinámico

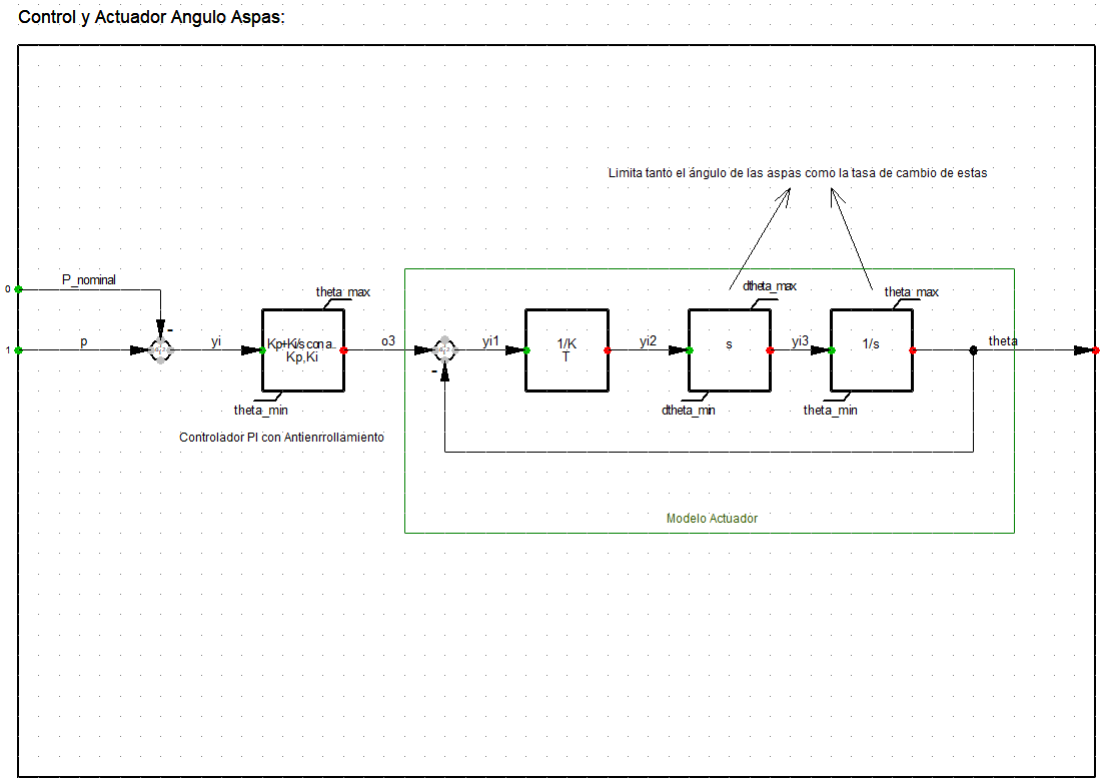

Figura 8.14: Block Control y Actuador Aspas

Block Definition - User Defined Models\Modelo y Control DFIG\Rotor Turbina y Caja de Cambio Mod Ideal.BlkDef *

Basic Data
Equations
Description

Additional Equations

```
!Este modelo considera una caja de cambios sin pérdidas y un
! eje rígido

wb = twopi()*50/2 ! corresponde a la frecuencia de la red,
! dividida por el numeor d epolos de la maquina

theta_aux. = w_rot !definición del angulo del rotor
w_rot = xspeed*wb*etha !velocidad del rotor, en radianes/s

pt = Trot*w_rot/(Pbm*1e6) !normalización de la potencia a pu
! usados por el dfig

theta_rot = theta_aux

inc(w_rot) = xspeed*wb*etha
inc(Trot) = pt*(Pbm*1e6)/w_rot
inc(theta_aux) = 0
inc(theta_rot) = theta_aux

vardef(Pbm) = 'MW';'Potencia Mecánica Base del DFIG'
vardef(etha) = '-';'Razón Caja Cambio'
```

OVR READ Ln 2, Col 48

Additional Parameter
Additional Internal Variables
Parameter Mapping

OK
Cancel
Contents
Equations
Macro Equat.
Check
Check Inc.
Pack
Pack->Macro
Encrypt

Figura 8.15: Block Caja de Cambio

Block Definition - User Defined Models\Modelo y Control DFIG\MPPT.BlkDef *

Basic Data
Equations
Description

Additional Equations

```
p_aux=sqrt(sqr(p))
velocidad_cubo = (p_aux*Sb*effi)*pow(7.2,3)
& *1000000/(0.5*1.025*pi()*pow(56,5)*0.447169); !en rad/s
w_rot_ref_sinlim = pow(velocidad_cubo,1/3); !evaluado a través
! de la expresión
!w_rot_ref_sinlim = sapprox(p,array_mpt) !evaluado a través de una tr
w_rot_ref = lim(w_rot_ref_sinlim,0.2,3)


inc(w_rot_ref) = lim(w_rot_ref_sinlim,0.2,3)
inc(velocidad_cubo) = (p_aux*Sb*effi)
& *pow(7.2,3)*1000000/(0.5*1.025*pi()*pow(56,5)*0.447169); !en rad/s
inc(w_rot_ref_sinlim) = pow(velocidad_cubo,1/3);
!evaluado a través de la expresión
```

OVR READ Ln 14, Col 1

Additional Parameter
Additional Internal Variables
Parameter Mapping

OK
Cancel
Contents
Equations
Macro Equat.
Check
Check Inc.
Pack
Pack->Macro
Encrypt

Figura 8.16: Block MPPT

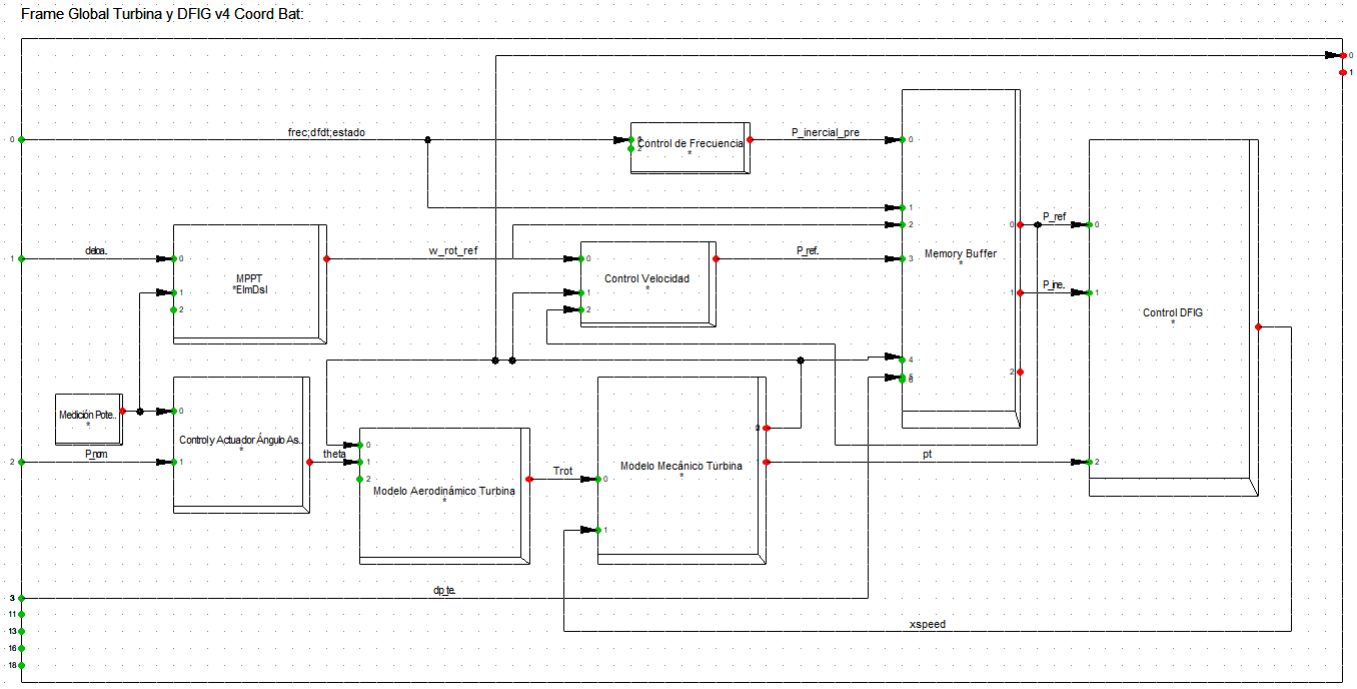

Figura 8.17: Frame Turbina Eólica, con lógica para el control de frecuencia

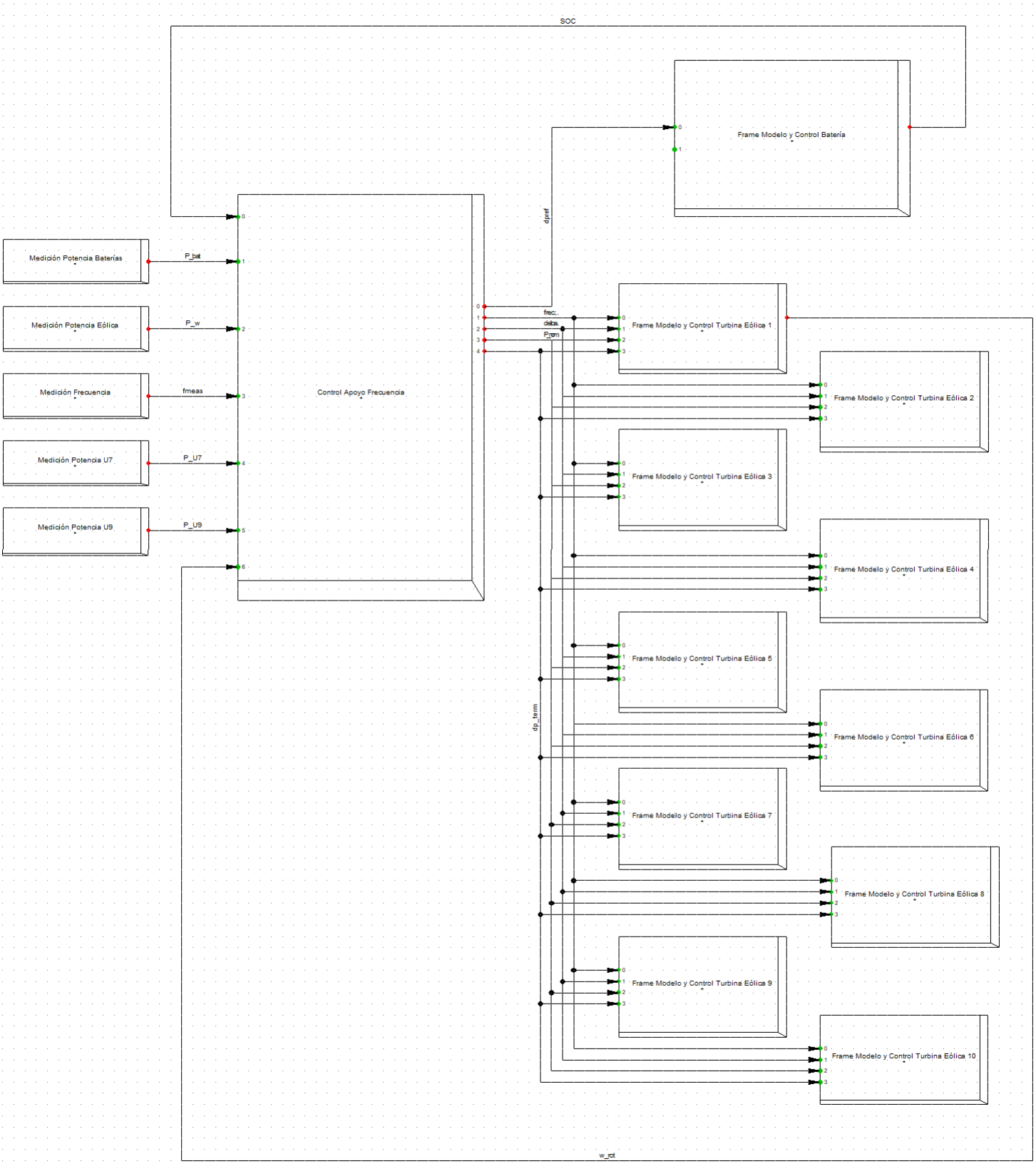

Figura 8.18: Esquema control frecuencia coordinado turbina eólica y BESS

Block Definition - User Defined Models\Modelo y Control DFIG\SampHold V3 PD slowstop.BlkDef

Basic Data
Equations
Description

Additional Equations

```
dx=(fmeas-x)/0.01  ! T=10ms
x.=dx
inc(x)=1
inc(dx)=0
inc(estado)=0
aux = select(yi2>0,1,0)
dfdt_pos = select(yi3<w_rot_min_sup,1,picdro(dx>0,25,10))
estado = flipflop(dx<(-0.11).and.yi3>w_rot_min_sup,dfdt_pos)
P_0 = aflipflop(yi,estado,0)
w_nad = aflipflop(yi3,dfdt_pos,0)
f_w = select(yi3-w_rot_min>0,(yi3-w_rot_min)/(w_nad-w_rot_min),0)
yo2 = select(estado,yi2,
&     select(dfdt_pos.or.yi3<w_rot_min_sup,yi2*f_w,yi2))
yo = select(estado,P_0,select(dfdt_pos,P_0*f_w,yi))
```

MOD OVR READ Ln 27, Col 15

Additional Parameter
Additional Internal Variables
Parameter Mapping

OK
Cancel
Contents
Equations
Macro Equat.
Check
Check Inc.
Pack
Pack->Macro
Encrypt

Figura 8.19: Lógica control de frecuencia, esquema PD

Block Definition - User Defined Models\Modelo y Control DFIG\SampHold V3 SOP slowstop.BlkDef

Basic Data
Equations
Description

Additional Equations

```
dx=(fmeas-x)/0.01  ! T=10ms
x.=dx
inc(x)=1
inc(dx)=0
dfdt_pos = select(yi3<w_rot_min_sup,1,picdro(dx>0,1.5,10))
estado = flipflop(dx<(-0.11).and.yi3>w_rot_min_sup,dfdt_pos)
P_0 = aflipflop(yi,estado,0)
w_nad = aflipflop(yi3,dfdt_pos,0)
f_w = select(yi3-w_rot_min>0,(yi3-w_rot_min)/(w_nad-w_rot_min),0)
yo2 = select(estado,P_0*extra,
&     select(dfdt_pos.or.yi3<w_rot_min_sup,P_0*extra*f_w,yi2))
yo = select(estado,P_0,select(dfdt_pos,P_0*f_w,yi))
```

OVR READ Ln 1, Col 1

Additional Parameter
Additional Internal Variables
Parameter Mapping

OK
Cancel
Contents
Equations
Macro Equat.
Check
Check Inc.
Pack
Pack->Macro
Encrypt

Figura 8.20: Lógica control de frecuencia, esquema SOP

```
dx=(fmeas-x)/0.01  ! T=10ms   !calculo del ROCOF
x.=dx
inc(x)=fmeas
frec = fmeas
inc(frec) = fmeas
inc(dp_term)= 0
inc0(w_rot) = 1.2
inc0(fmeas) = 1
inc0(P_U7) = 5
inc0(P_w) = 0
inc0(P_U9) = 5
inc0(P_bat) = 0
inc0(SOC) = 0.5
aux1 = flipflop(cond_act1 .and. {.not. aux2} ,aux2)
aux2 = flipflop({cond_act2 .and. aux1} .and. {.not. aux3} .and. {.not. aux4} ,aux3)
aux3 = flipflop({cond_act3 .and. aux2}  .and. {.not. aux4}, aux4)    ! .or. {cond_act3_w .and. cond_act3_bat}
aux4 = flipflop({cond_act4 .and. aux3} .and. {.not. aux1} ,aux1)
aux3_w = flipflop(cond_act3_w .and. {.not. aux4},.not. aux2)
aux3_bat = flipflop(cond_act3_bat .and. {.not. aux4} ,.not. aux2)
dfdt = dx
inc(dfdt) = dx
inc(aux1)=1
inc(aux2)=0
inc(aux3)=0
inc(aux4)=1
cond_act2 = activar_apoyo
cond_act3 = dfdt_pos
cond_act4 = select(time()>20,1,0)!dfdt_abs
cond_act3_w = select(w_rot<w_rot_min_sup,1,0)
cond_act3_bat = 0 !select(SOC<SOC_min_sup,1,0)
cond_act1 = select(time()<0.5,1,0) !1
dxx=-dx
activar_apoyo = select(dxx>deadband_df,1,0)
dfdt_pos = picdro(dx>0 .and. time()>0.5,1,10) ! dfdt_pos : es 1 cuando la tasa de cambio de la frecuencia es positiva por mas de un tiempo determinado
w_nad = aflipflop(w_rot,dfdt_pos,0) !guarda el valor de w_rot en el momento que dfdt_pos se vuelve 1
deloading = select(aux1,deloading_0,select(aux2,deloading_0,0))
inc(deloading) = deloading_0
xx. = select(T_bat>0,(fmeas-xx)/T_bat,0) ! Se aplica un filtro de primer orden a la señal de frecuencia para el control de frecuencia de la batería.
dpref_droop = select(T_bat>0,K_bat_droop*(1-xx),(1-fmeas)*K_bat_droop)
inc(xx)=fmeas
t_0 = aflipflop(time(),picdro(aux2,0.001,50),0)
dpref_inicial = 0.1
f_SOC = select(SOC-SOC_min>0,(SOC-SOC_min)/(SOC_nad-SOC_min),0)
SOC_nad = aflipflop(SOC,aux3_bat .or. aux3,aux1)
t_02 = aflipflop(time(),estado=3 .or. estado=4,0)
f_bat_aux3 = select(aux3 .or. aux4,lim(1-(time()-t_02)/20,0,1),1)
f_bat_aux3_comp = select(aux3 .or. aux4,lim((time()-t_02)/20,0,1),0)
P_w_0_recuperacion = aflipflop(delay(P_w,0.01),aux4 .or. aux3,aux1)
dpref = select(aux1,0,select(aux2,dpref_droop + dpref_inicial,select(aux3_bat,(dpref_droop + dpref_inicial)*f_SOC,select(aux3,(((dpref_droop + dpref_inicial)
& + (P_w_0_recuperacion-P_w)/P_nom_bat))*f_bat_aux3 ,select(aux4,(((dpref_droop + dpref_inicial) + (P_w_0_recuperacion-P_w)/P_nom_bat))*f_bat_aux3,0)))))
inc(dpref) =  select(aux1,0,select(aux2,dpref_droop + dpref_inicial,select(aux3_bat,(dpref_droop + dpref_inicial)*f_SOC,select(aux3,(((dpref_droop + dpref_inicial)
& + (P_w_0_recuperacion-P_w)/P_nom_bat))*f_bat_aux3 ,select(aux4,(((dpref_droop + dpref_inicial) + (P_w_0_recuperacion-P_w)/P_nom_bat))*f_bat_aux3,0)))))
dp_term=0
estado = select(aux1,1,select(aux2,2,select(aux3,3,select(aux4,4,0))))
inc(estado) =  select(aux1,1,select(aux2,2,select(aux3,3,select(aux4,4,0))))
P_nominal = select(aux1,Potencia_Max_Beta,select(aux2 .or. aux3,1.1,1))
inc(P_nominal) = select(aux1,Potencia_Max_Beta,select(aux2 .or. aux3,1.1,1))
```

Figura 8.21: Lógica control de frecuencia coordinado para turbinas y BESS

```
P_0 = aflipflop(delay(P_ref_pre,0.5),estado=2,0)
f_w = select(w_rot-w_rot_min>0,(w_rot-w_rot_min)/(w_nad-w_rot_min),0)
aux3_w_min = picdro(w_rot<w_rot_min_sup .and. {.not. estado = 4},0.001,20)
w_nad = aflipflop(w_rot,estado=3 .or. aux3_w_min,0)

t_4_w = aflipflop(time(),estado=4,0)

no_apoyo = flipflop(estado=1 .and. aux3_w_min,0)
!no_apoyo = 1 ! solo hacer esto cuando no se quiere que actuen las turbinas y solo actuen las baterias

x. = select(T_filtro_droop>0,(P_inercial_pre-x)/T_filtro_droop,0)
P_inercial_pre_aux = x
inc(x) = P_inercial_pre

P_ine_2 = lim(0,1.1-P_0,P_0*extra+P_inercial_pre_aux)
P_ine_3 = aflipflop(P_ine_2,estado=3 .or. aux3_w_min,0)*f_w
P_ine_4 = P_ine_3*f_w_aux3

!Este es el actual:

P_inercial = select(estado=1 .or. no_apoyo,0,select(estado=2 .and. {.not. aux3_w_min},P_ine_2,
& select(estado=3 .or. aux3_w_min,P_ine_3,select(estado = 4,P_ine_4,0))))
P_ref = select(estado=1 .or. no_apoyo,P_ref_pre,select(estado=2 .and. {.not. aux3_w_min} ,P_0,
& select(estado=3 .or. aux3_w_min,P_0*f_w,select(estado=4,P_0*f_w*f_w_aux3+P_ref_pre*f_w_aux3_comp,P_ref_pre))))

inc(P_ref_pre) = P_ref
inc(P_inercial_pre) = P_inercial


f_w_aux3 = select(estado = 4,lim(1-(time()-t_4_w)/40,0,1),1)
f_w_aux3_comp = select(estado = 4,lim((time()-t_4_w)/40,0,1),0)
```

Figura 8.22: Lógica control DFIG, para apoyo coordinado con BESS

8.2.2. Modelo Batería

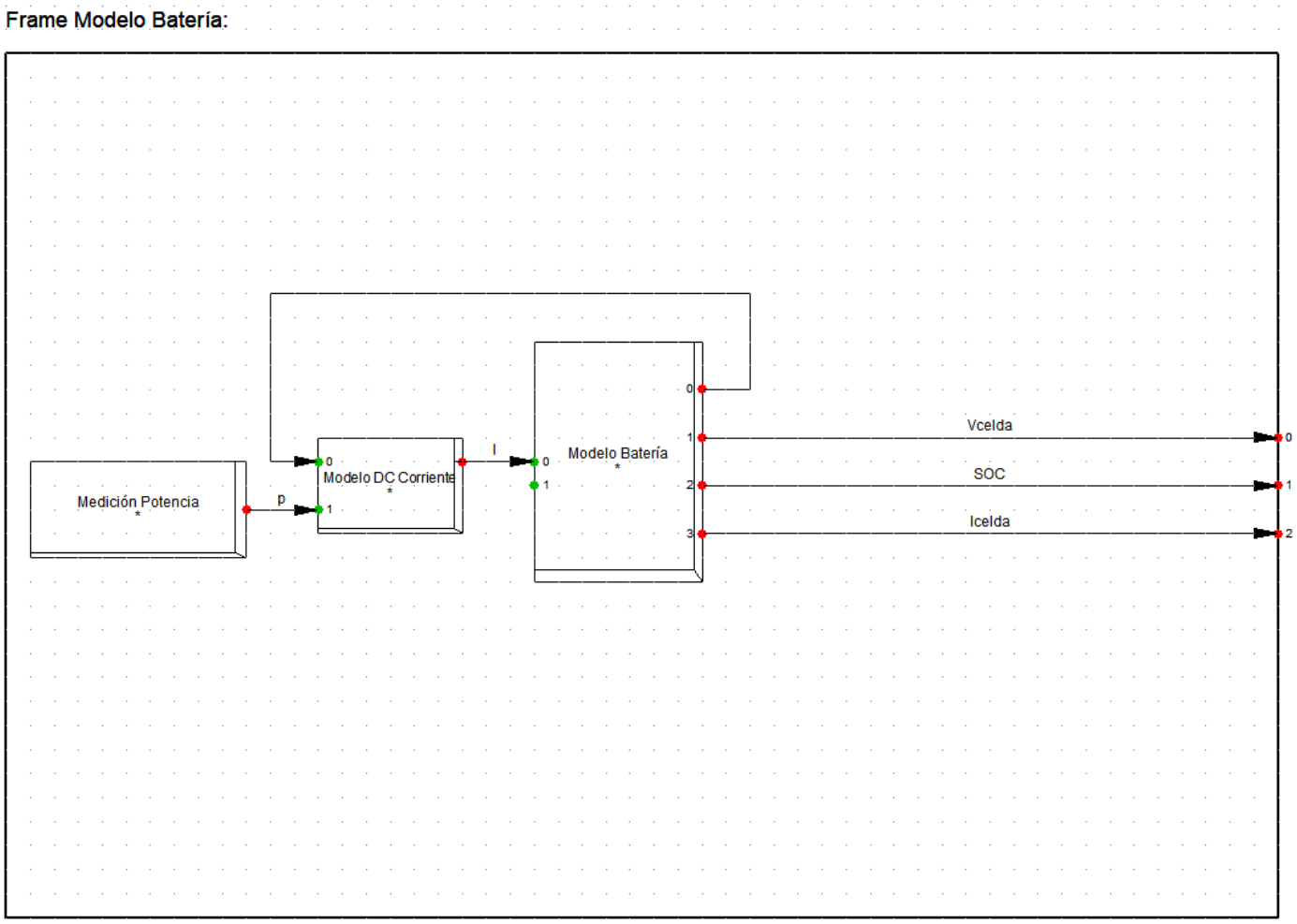

Figura 8.23: Frame modelo batería

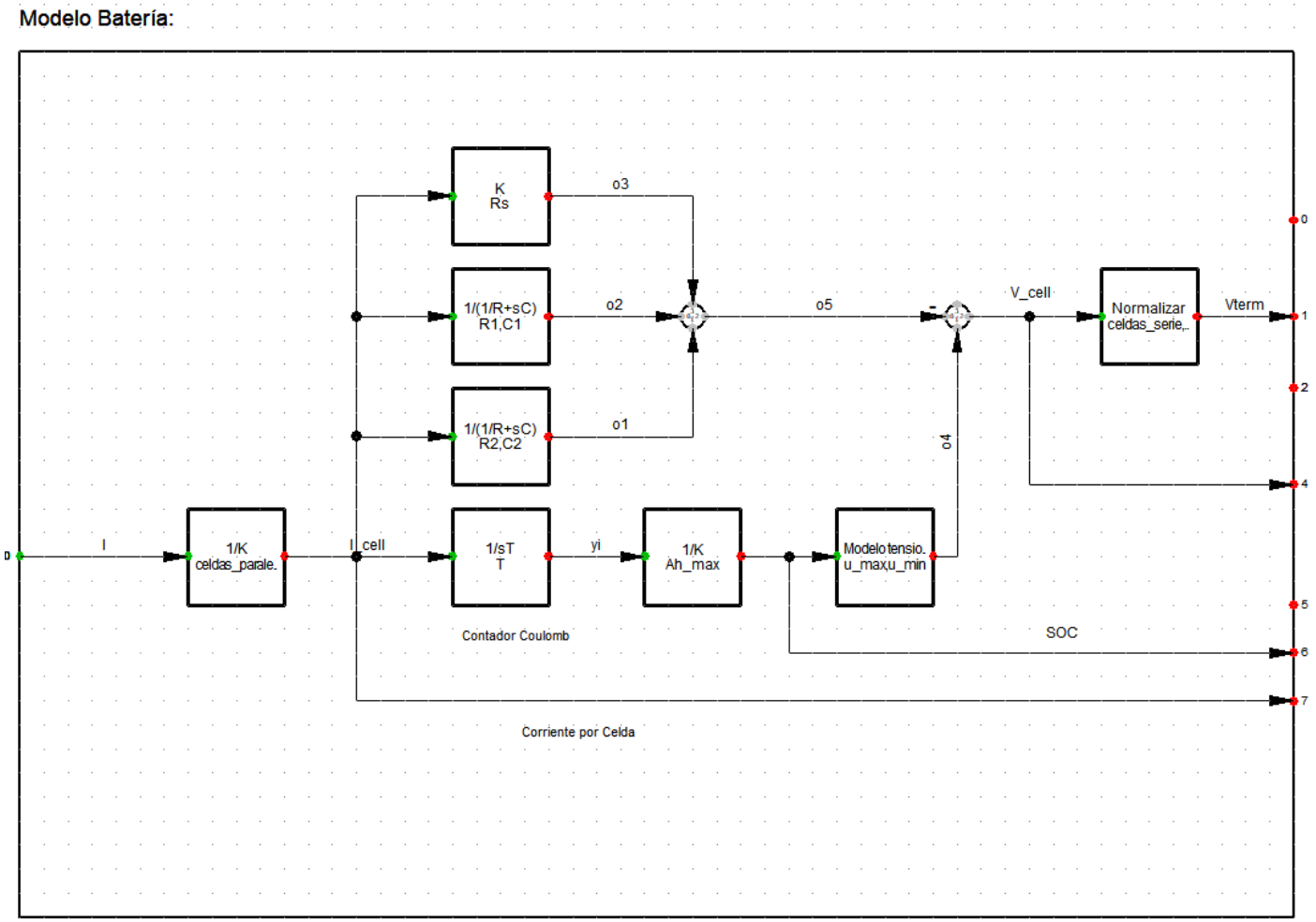

Figura 8.24: Modelo batería

Frame Control BESS:

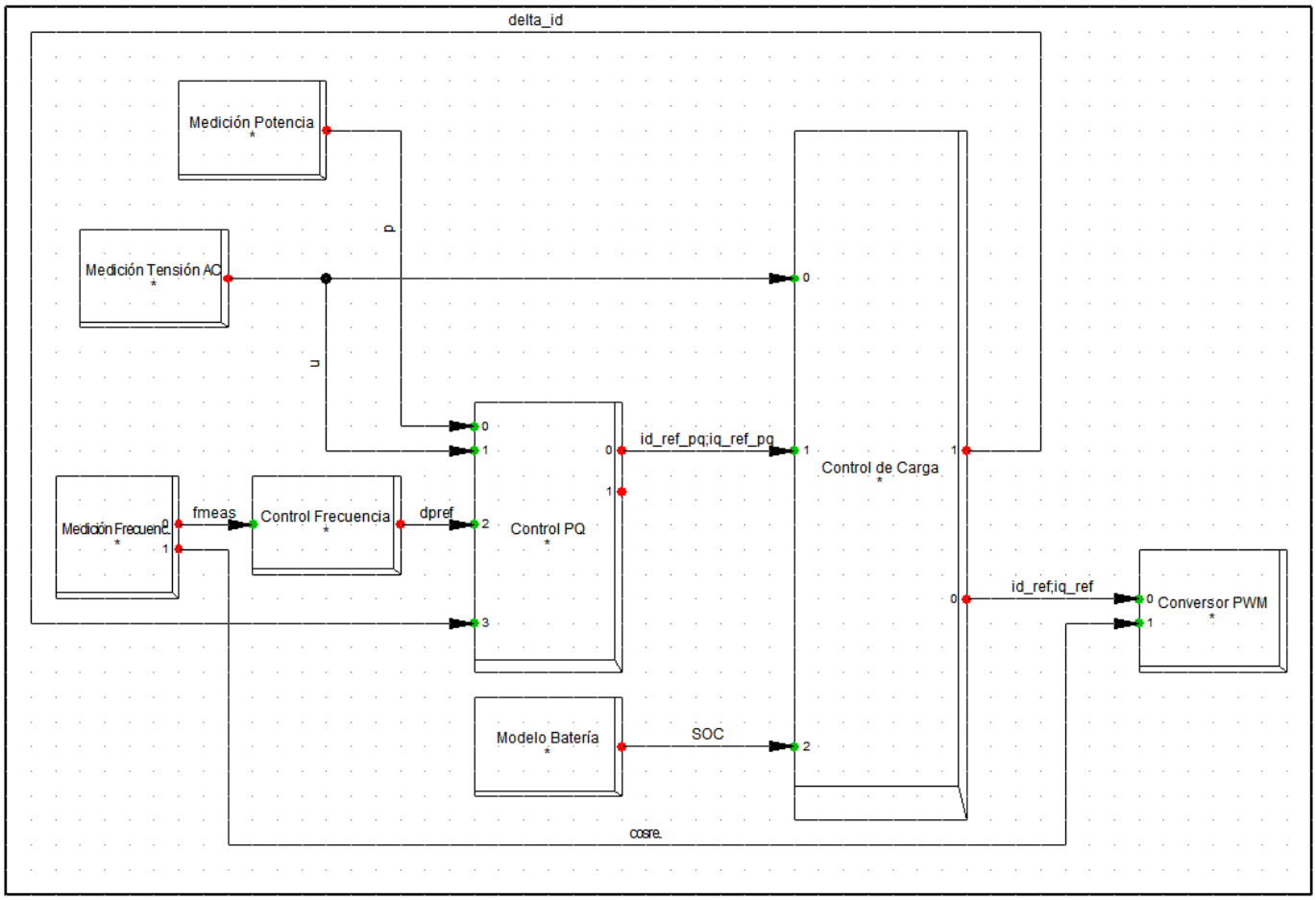

Figura 8.25: Frame control batería

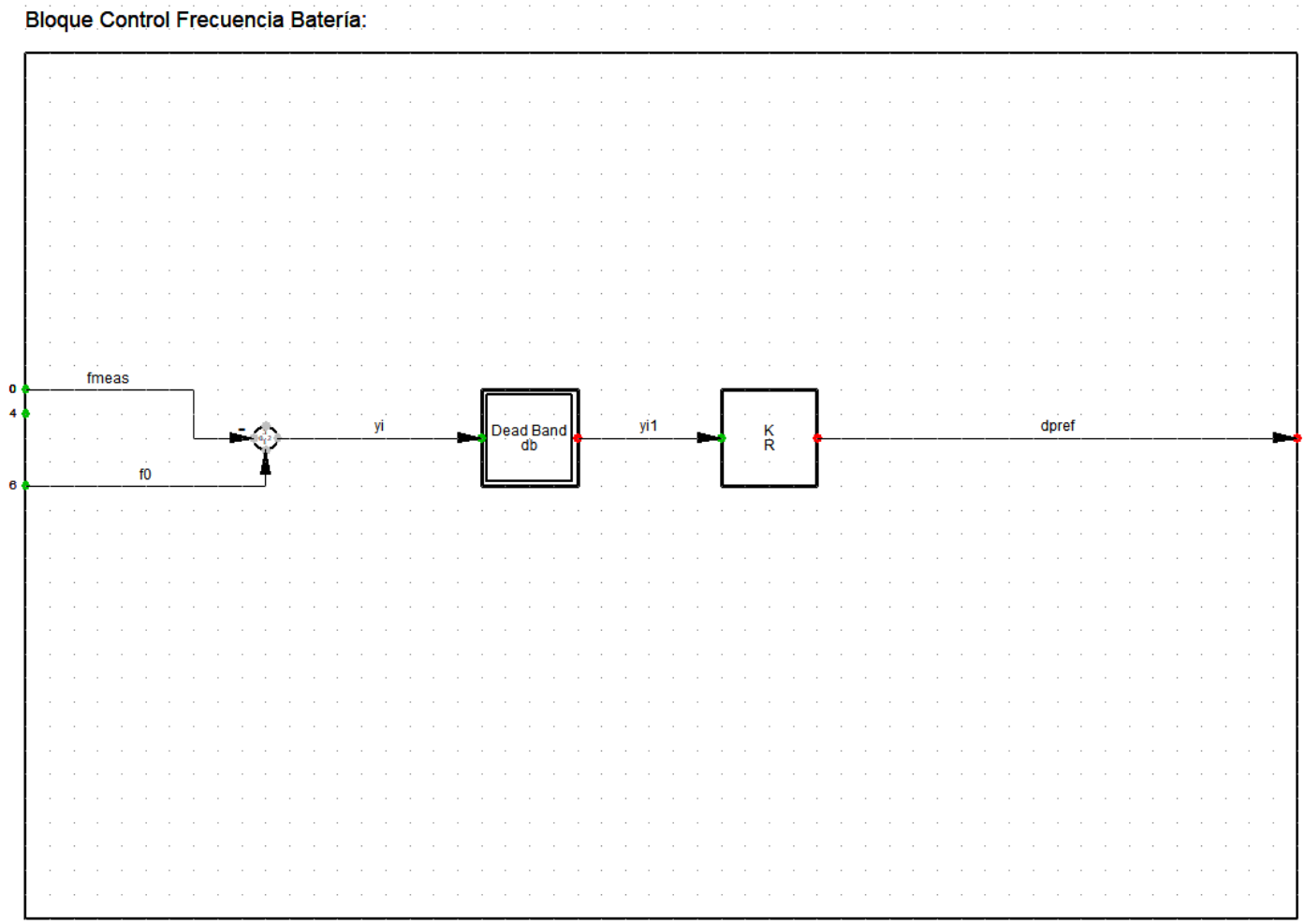

Figura 8.26: Bloque control frecuencia batería (esquema proporcional)

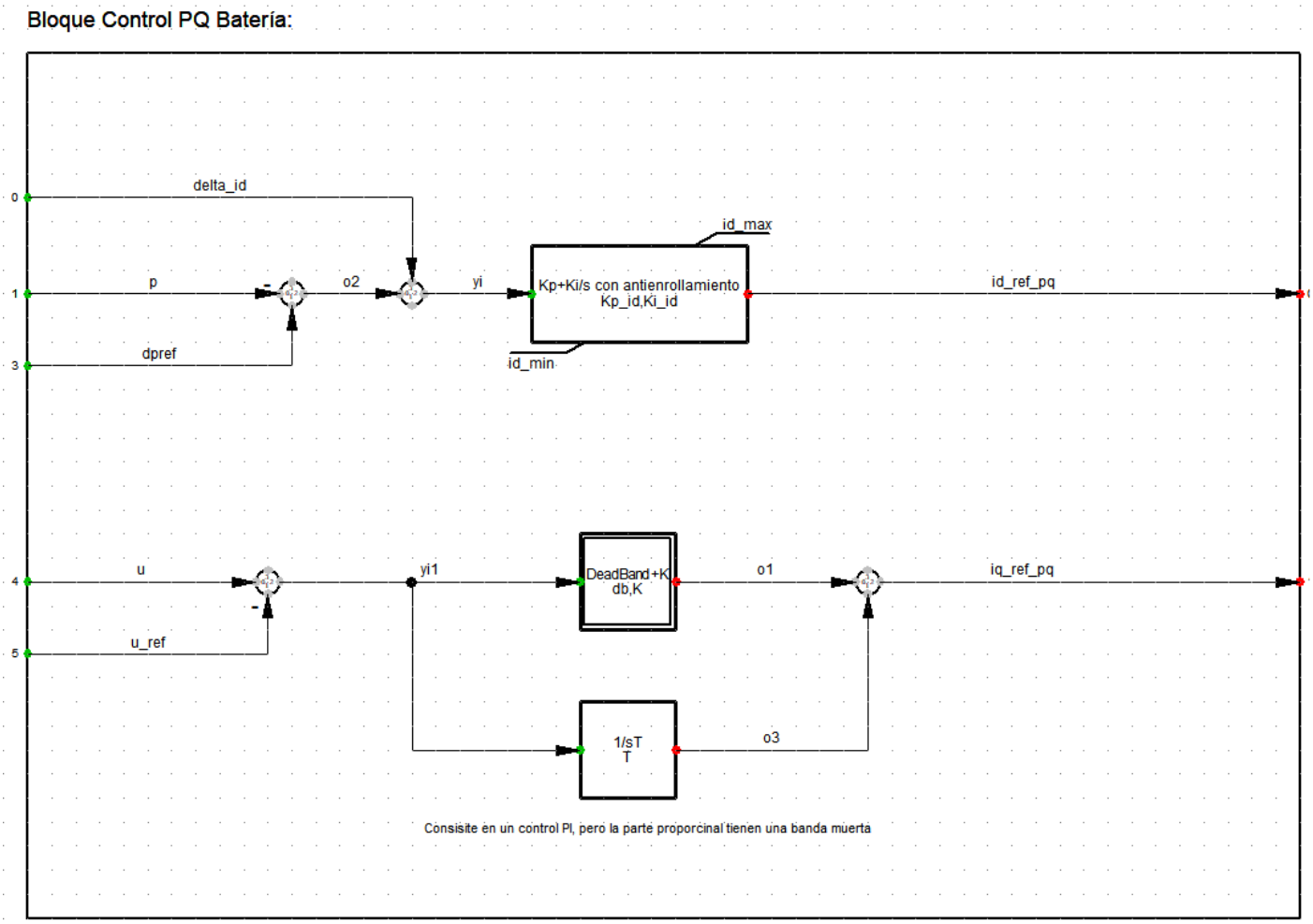

Figura 8.27: Bloque control potencia batería

Bloque Control de Carga:

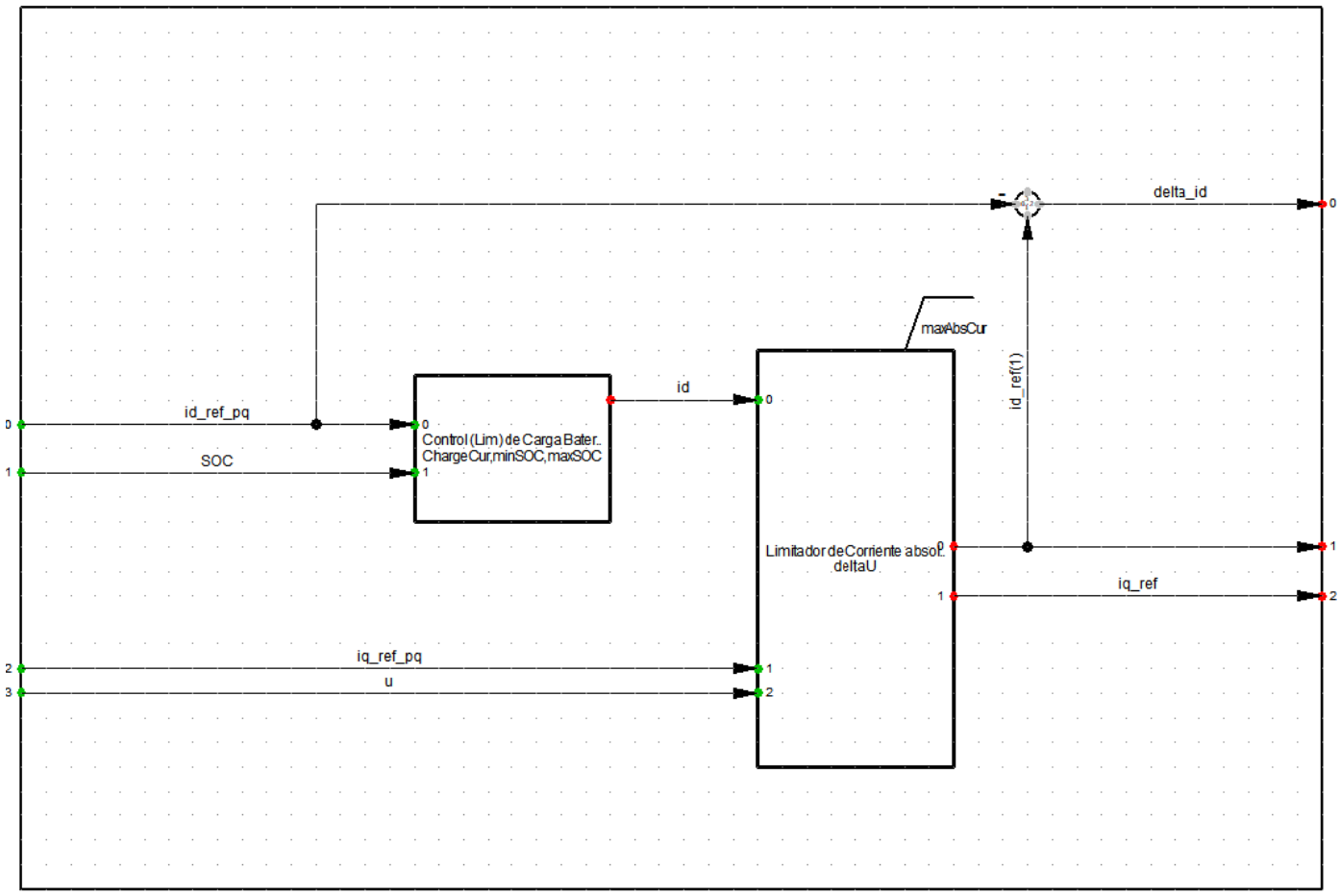

Figura 8.28: Bloque control de carga batería

8.3. Viento Punta Arenas

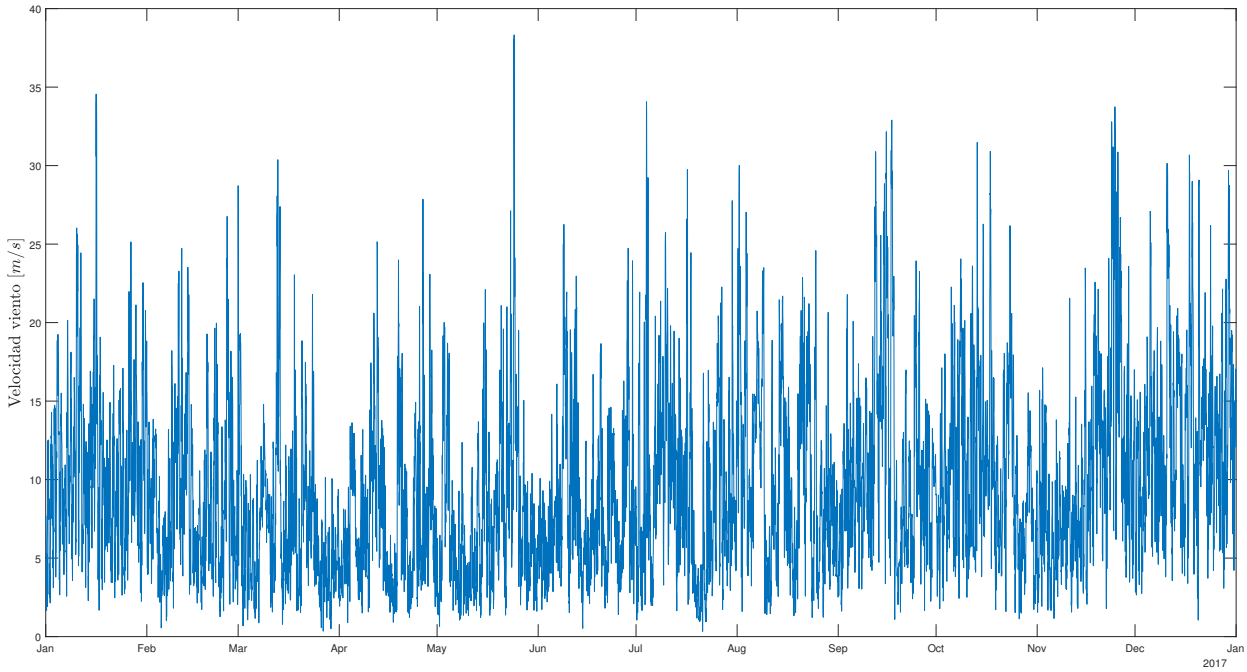

Figura 8.29: Velocidad del viento horario en Punta Arenas durante el año 2017.

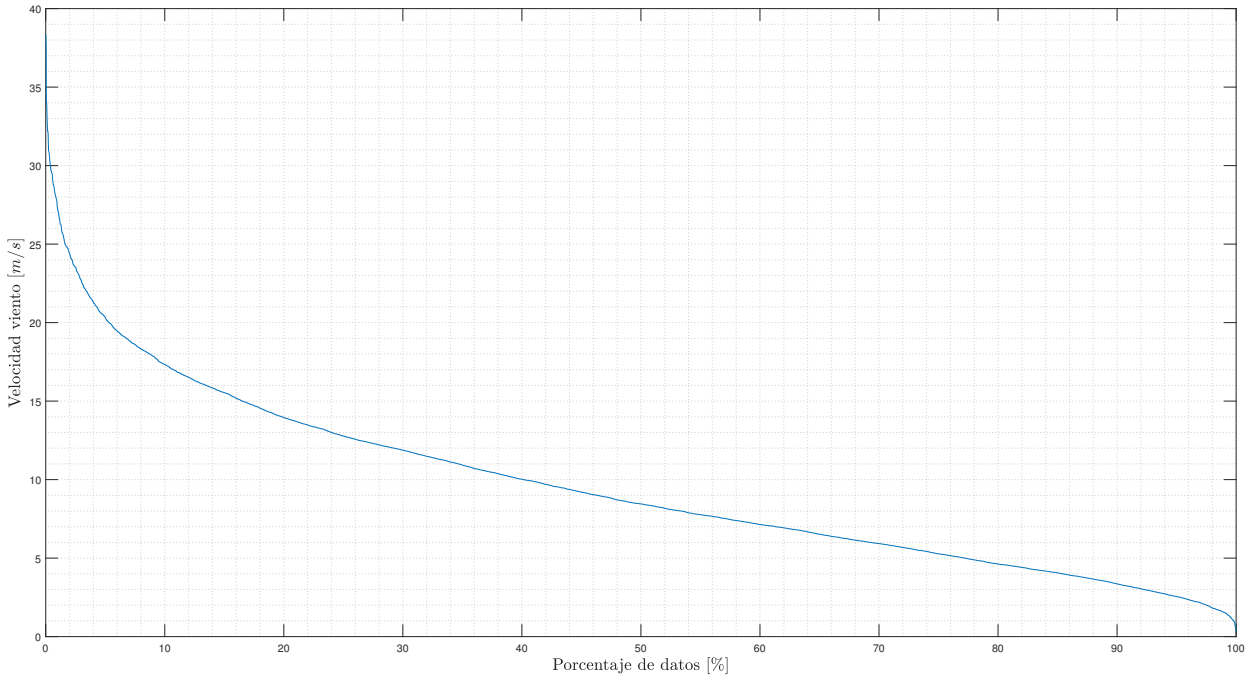

Figura 8.30: Velocidad de viento horario en Punta Arenas durante el año 2017, ordenado de manera descendiente.

8.4. Parametros del Modelo Eólico Utilizado

Los parámetros utilizados para el modelo de la turbina para realizar el estudio se han extraido de valores referenciales presentes en la literatura. A continuación se presentan y se justifica la elección de algunos de estos.

8.4.1. Parámetros sistema aerodinámico

Parámetro	Valor
Potencia Mecánica Nominal	2 [MW]
Radio Rotor	38 [m]
Densidad aire	1.29 $[kg/m^3]$
Momento de Inercia, J	$6 \cdot 10^6$ $[kgm^2]$

Tabla 8.1: Parámetros utilizados para modelar la turbina eólica

La turbina eólica modelada tiene una potencia mecánica nominal de 2 MW. Los valores que se utilizaron en el modelo fueron sacados de [31].

8.4.2. Parámetros generador

Parámetro	Valor
Potencia Mecánica Nominal	2 [MW]
Tensión Nominal Estator	690 [V]
Tensión Nominal Rotor	118 [V]
Frecuencia nominal estator	50 [Hz]
Frecuencia nominal rotor	1750 [rpm]
Pares de polos	2
Momento de Inercia, J	120 $[kg \cdot m^2]$
Resistencia del devanado del estator, R_s	2.65 $[m\Omega]$
Resistencia del devanado del rotor, R_r	2.63 $[m\Omega]$
Inductancia de dispersión del estator, L_{ls}	0.1687 [mH]
Inductancia de dispersión del rotor, L_{lr}	0.1337 [mH]
Inductancia Magnetizante, L_m	5.4749 [mH]

Tabla 8.2: Parámetros utilizados para modelar el generador asincrónico.

Quantity	Typical range	Example value
Generator rotor intertia J_{gen} (kg m^2)	65–130	121.5
Wind turbine inertia J_{turb} (10^6 kg m^2)	3–9	6.41
High-speed shaft stiffness K_{HS} (kN m/rad)	50–100	92.2
Low-speed shaft stiffness K_{LS} (MN m/rad)	80–160	145.5
Number of pole pairs n_{pp}	2	2
Gear ratio n_{gear}	90–95	93.75

Figura 8.31: Valores típico de una turbina eólica de 2 MW.

8.5. Modelo MOST

```
1  %% Loopear para distintas baterías y turbinas eólicas
2  global lp wp
3  %Se definen parametros
4  bat_sizes = [
5  0 0;
6  1 4;
7  2 8;
8  4 16;
9  ];
10 wind_sizes = 2.*[
11 0;
12 2;
13 4;
14 6;
15 8;
16 10
17 ];
18 dias = linspace(1,365,365);
19 %%
20
21 clc
22 tic
23 xx=1;
24 for xx = 1:length(bat_sizes)
25     yy = 1;
26     for yy=1:length(wind_sizes)
27         %for zz = 1:length(Mes)
28         for zz = 1:length(dias)
29
30             P_max_wind = wind_sizes(yy);
31             P_bat = bat_sizes(xx,1);
32             E_bat = bat_sizes(xx,2);
33
34             if zz == 1
35                 BESS_SOC_in = E_bat*0.6; %Inicia con la mitad de la carga.
36             elseif P_bat > 0.1
37                 BESS_SOC_in = BESS_SOC(end); %El estado de carga final del mes anterior es usado para iniciar el BESS en el proximo
                       mes.
38             end
39
40             %[mdo,BESS_SOC_end] = ejecutar_despacho_PA(P_bat,E_bat,P_max_wind,pro_wind,pro_load,BESS_SOC_in);
41
42             %pro_load = Perfiles_carga{zz}
43             %pro_wind = Perfiles_viento{zz}
44             dia = dias(zz);
45             pro_wind = 'wind_PA';
46             pro_load = 'load_PA';
47
48             h_ini = (dia-1)*24+1;
49             h_fin = h_ini + 23;
50
51             wp = wind_PA_anual;
52             wp = wp.values(h_ini:h_fin,1,1);
53             lp = load_PA_anual;
```

```
            lp = lp.values(h_ini:h_fin,1,1);
            [mdo,BESS_SOC] = ejecutar_despacho_PA(P_bat,E_bat,P_max_wind,pro_wind,pro_load,BESS_SOC_in,dia);

            Res = most_summary(mdo); %print results, depending on 'verbose' option
            E_bat_s = num2str(E_bat);
            P_bat_s = num2str(P_bat);
            P_wind_s = num2str(P_max_wind);
            save_path = strcat('C:\Users\Frank\Desktop\Memoria\Resultados\Resultados_MOST\','P_wind_',P_wind_s,'P_BESS_',P_bat_s,'
                E_bat_',E_bat_s);
            if ~exist(save_path)
                mkdir(save_path);
            end
            filename = strcat(save_path,'\',num2str(dia));
            save(filename,'Res');
            filename = strcat(filename,'_SOC');
            save(filename,'BESS_SOC');
%             if P_bat > 0.1
%                 plot_storage(mdo,[],'show_grid',false)
%                 %plot_storage(mdo,[],'saveit',true,'savepath', save_path,'savename',Mes{zz},'show_grid',false)
%                 frame_h = get(handle(gcf),'JavaFrame');
%                 set(frame_h,'Maximized',1);
%                 export_fig(strcat(filename,'_BESS_SOC'), '-pdf', '-transparent')
%                 close
%             end
%             plot_uc(mdo,[1 2 3 4 5]);
%             frame_h = get(handle(gcf),'JavaFrame');
%             set(frame_h,'Maximized',1);
%             export_fig(strcat(filename,'_UC'), '-pdf', '-transparent')
%             close
%             clearvars mdo
        end

    end
end
toc
```

```
%Ejecutar despacho de PA
function [mdo,BESS_SOC,BESS_SOC_full] = ejecutar_despacho_PA(P_bat,E_bat,P_max_wind,pro_wind,pro_load,BESS_SOC_in,dia)

            %clearvars mdo mdi
            %clearvars -except xx yy zz

            define_constants;
            mpopt = mpoption('verbose', 1);
            casefile = 'caso_PA';
            mpc = loadcase(casefile);
            xgd = loadxgendata('xgd_uc_PA', mpc);


            if P_max_wind > 0.1 %si es que se consideran turbinas, se corre el addwind
                [iwind, mpc, xgd] = addwind('wind_uc_PA', mpc, xgd);
                mpc.gen(iwind,9) = P_max_wind;
                profiles = getprofiles(pro_wind, iwind);
                profiles = getprofiles(pro_load, profiles);
            else
                profiles = getprofiles(pro_load);
            end


            nt = size(profiles(1).values, 1); %cantidad de períodos
            mpc_full = mpc; %
            xgd_full = xgd; %
            mpopt = mpoption(mpopt, 'model', 'DC','most.dc_model', 0);%'most.skip_prices',1); %use model with no network
            %mpopt = mpoption(mpopt, 'opf.dc.solver','INTLINPROG','intlinprog.AbsoluteGapTolerance',500,'intlinprog.MaxNodes',50000);
            mpopt = mpoption(mpopt, 'opf.dc.solver','INTLINPROG','intlinprog.IntegerTolerance',1e-5,'intlinprog.Heuristics',...
                'basic','intlinprog.BranchRule','maxpscost','intlinprog.RelativeGapTolerance',0.01,'intlinprog.MaxNodes',15000);
            %,'intlinprog.HeuristicsMaxNodes',150,'intlinprog.IntegerPreprocess','advanced'
            %mpopt = mpoption(mpopt, 'opf.dc.solver','INTLINPROG');
            %Intlinprog stopped because it reached the maximum number of nodes, options.MaxNodes = 20000 (the selected value). The
                intcon variables are
            %integer within tolerance, options.IntegerTolerance = 1e-05 (the default value).

            %Añadir Almacenamiento
            if P_bat > 0.1
                mpopt = mpoption(mpopt, 'most.storage.cyclic', 0); %con la opcion de ciclico activada, el SOC inicial deberá ser el
                    mismo que el final.
                [iess, mpc, xgd, sd] = addstorage('BESS_PA', mpc, xgd);
                mpc.gen(iess,9) = P_bat;    %Potencia máxima BESS
                mpc.gen(iess,10) = -P_bat;
```

```
                mdi = loadmd(mpc, nt, xgd, sd, [], profiles);
            elseif P_bat <0.1
                mdi = loadmd(mpc, nt, xgd,[],[], profiles);
            end


            if P_bat > 0.1
                mdi.Storage.InitialStorageUpperBound = E_bat;
                mdi.Storage.InitialStorageLowerBound = E_bat*0.2;
                mdi.Storage.MinStorageLevel = E_bat*0.2;  %mínimo del 20 %para mantener la vida útil.
                mdi.Storage.MaxStorageLevel = E_bat;
                mdi.Storage.ExpectedTerminalStorageMin = E_bat*0.6; %Se fuerza que al final del período el SOC se encuentre dentro de
                    estos valores.
                mdi.Storage.ExpectedTerminalStorageMax = E_bat;
                mdi.Storage.InitialStorage = BESS_SOC_in;
                mdi.Storage.NegativeLoadFollowReserveQuantity = P_bat;
                mdi.Storage.PositiveLoadFollowReserveQuantity = P_bat;
                mdi.Storage.PositiveActiveReserveQuantity = P_bat;
                        mdi.Storage.NegativeActiveReserveQuantity = P_bat;
            end
            mdo = most(mdi, mpopt);  %Se ejecuta la simualción.
            if P_bat > 0.1
                %BESS_SOC = mdo.Storage.ExpectedStorageState(end);
                BESS_SOC = mdo.Storage.ExpectedStorageState;
            else
                BESS_SOC = E_bat*0.5; %Eset valor no es relevant, no se utiliza. Es solo para que la funcion tenga un argumento.
            end
%EPg = mdo.results.ExpectedDispatch; %active generation
%Elam = mdo.results.GenPrices; %nodal energy price
```

```
function mpc = caso_PA
%%MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';

%%-----  Power Flow Data  -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 100;

%% bus data
%       bus_i   type    Pd      Qd      Gs      Bs      area    Vm      Va      baseKV  zone    Vmax    Vmin
mpc.bus = [
        1       3       28      0       0       0       1       1       0       23      1       1.05    0.95;
    2   2       0       0       0       0       1       1       0       23      1       1.05    0.95;
];

%% generator data
%       bus     Pg      Qg      Qmax    Qmin    Vg      mBase   status  Pmax    Pmin    Pc1     Pc2     Qc1min  Qc1max  Qc2min  Qc2max
        ramp_agc        ramp_10 ramp_30 ramp_q  apf
mpc.gen = [
        1       14      0       25      -25     1       100     1       10      1       0       0       0       0       0       0
                        0       10      10      0       0;
        1       14      0       25      -25     1       100     1       15      5       0       0       0       0       0       0
                        0       15      15      0       0;
        1       0       0       50      -50     1       100     1       15      5       0       0       0       0       0       0
                        0       15      15      0       0;
        1       0       0       0       0       1       100     1       10      4       0       0       0       0       0       0
                        0       10      10      0       0;
    1   0       0       0       0       1       100     1       24      10      0       0       0       0       0       0       0
                    24      24      0       0;
];

%% branch data
%       fbus    tbus    r       x       b       rateA   rateB   rateC   ratio   angle   status  angmin  angmax
mpc.branch = [
        1       2       0.005   0.01    0       300     300     300     0       0       1       -360    360;
];

%%-----  OPF Data  -----%%
%% generator cost data
%       1       startup shutdown        n       x1      y1      ...     xn      yn
%       2       startup shutdown        n       c(n-1)  ...     c0
mpc.gencost = [

        2       0       0       2       26.59   213.48; %GE-10
        2       0       0       2       19.55   238.26; %ST-13
        2       0       0       2       17.10   233.44; %ST-15
        2       0       0       2       22.31   176.73; %SM
    2   0       0       2       14.75   320.47  %H

```

```
];
%%-----  Reserve Data  -----%%
%% reserve zones, element i, j is 1 if gen j is in zone i, 0 otherwise
mpc.reserves.zones = [
        1       1       1       1   1   1;
];

%% reserve requirements for each zone in MW
mpc.reserves.req   = 4;

%% reserve costs in $/MW for each gen that belongs to at least 1 zone
%% (same order as gens, but skipping any gen that does not belong to any zone)
% mpc.reserves.cost  = [        5;      5;      21;     ];
% mpc.reserves.cost  = [        5;      5;      16.25;  ];
% mpc.reserves.cost  = [        0;      0;      11.25;  ];
mpc.reserves.cost  = [  0;      0;      0;      ];

%% OPTIONAL max reserve quantities for each gen that belongs to at least 1 zone
%% (same order as gens, but skipping any gen that does not belong to any zone)
%mpc.reserves.qty   = [ 0;      0;      0;      ];
```

```
function xgd_table = xgd_uc_PA(mpc)
%% initial xGenData
xgd_table.colnames = {
    'CommitKey', ...
        'CommitSched', ...
            'MinUp', ...
                'MinDown', ...
                    'PositiveActiveReservePrice', ...
                            'PositiveActiveReserveQuantity', ...
                                    'NegativeActiveReservePrice', ...
                                            'NegativeActiveReserveQuantity', ...
                                                    'PositiveActiveDeltaPrice', ...
                                                            'NegativeActiveDeltaPrice', ...
                                                                    'PositiveLoadFollowReservePrice', ...
                                                                            'PositiveLoadFollowReserveQuantity', ...
                                                                                'NegativeLoadFollowReservePrice', ...
                                                                                        'NegativeLoadFollowReserveQuantity', ...
};
xgd_table.data = [
    1   1   1   1   0   10   0   10   0   0   0   10 0   10;
    2   1   1   1   0   15   0   15   0   0   0   15 0   15;
    2   1   1   1   0   15   0   15   0   0   0   15 0   15;
    1   1   1   1   0   10   0   10   0   0   0   10 0   10;
    1   1   1   1   0   24   0   24   0   0   0   24 0   24;
];
```

```
function storage = BESS_PA(mpc)
%%-----  storage  -----

%Los valores acá se redefinen en cada iteracion en Loopear_bat_wind.m y
%ejecutar_despacho_PA.m
ecap = 25;          %% energy capacity en MWh
pcap = 10; %ecap * .4; %0.25; %%power capacity
scost = 0; %scost = 45.166667;      %%cost/value of initial/residual stored energy
%scost = 30;      %%cost/value of initial/residual stored energy
%scost2 = 41.6666667;      %%cost/value of initial/residual stored energy
%scost3 = 53.3333333;      %%cost/value of initial/residual stored energy
%% generator data
%       bus     Pg      Qg      Qmax    Qmin    Vg      mBase   status  Pmax    Pmin    Pc1     Pc2     Qc1min  Qc1max  Qc2min  Qc2max
        ramp_agc        ramp_10 ramp_30 ramp_q  apf
storage.gen = [
        1       0       0       0       0       1       100     1       pcap    -pcap   0       0       0       0       0       0
                0       20      20      0       0;
];

%%-----  OPF Data  -----%%
%% generator cost data
%       1       startup shutdown        n       x1      y1      ...     xn      yn
%       2       startup shutdown        n       c(n-1)  ...     c0
% storage.gencost = [
%       2       0       0       2       0       0;
% ];

%% xGenData
storage.xgd_table.colnames = {
        'CommitKey', ...
```

```
                    'CommitSched', ...
                            'PositiveActiveReservePrice', ...
                                    'PositiveActiveReserveQuantity', ...
                                            'NegativeActiveReservePrice', ...
                                                    'NegativeActiveReserveQuantity', ...
                                                            'PositiveActiveDeltaPrice', ...
                                                                    'NegativeActiveDeltaPrice', ...
                                                                            'PositiveLoadFollowReservePrice', ...
                                                                                    'PositiveLoadFollowReserveQuantity', ...
                                                                                            'NegativeLoadFollowReservePrice', ...
                                                                                                    'NegativeLoadFollowReserveQuantity',
                                                                                                            ...
};

storage.xgd_table.data = [
        1       1       0       2*pcap  0       2*pcap  0       0       0       2*pcap  0       2*pcap;
];

%% StorageData
storage.sd_table.OutEff                         = 1;
storage.sd_table.InEff                          = 1;
storage.sd_table.LossFactor                     = 0;
storage.sd_table.rho                            = 0;
storage.sd_table.colnames = {
        'InitialStorage', ...
                'InitialStorageLowerBound', ...
                        'InitialStorageUpperBound', ...
                                'InitialStorageCost', ...
                                        'TerminalStoragePrice', ...
                                                'MinStorageLevel', ...
                                                        'MaxStorageLevel', ...
                                                                'OutEff', ...
                                                                        'InEff', ...
                                                                                'LossFactor', ...
                                                                                        'rho', ...
};

storage.sd_table.data = [
        ecap*0.5        0       ecap    0       scost   scost   ecap    1       1       0       0;
];
```

```
function wind = wind_uc_PA(mpc)
%%-----  wind  -----
%% generator data
%       bus     Pg      Qg      Qmax    Qmin    Vg      mBase   status  Pmax    Pmin    Pc1     Pc2     Qc1min  Qc1max  Qc2min  Qc2max
        ramp_agc        ramp_10 ramp_30 ramp_q  apf
wind.gen = [
        2       0       0       50      -50     1       100     1       2       0       0       0       0       0       0       0
                0       200     200     0       0;
];
%% xGenData
wind.xgd_table.colnames = {
        'CommitKey', ...
                'CommitSched', ...
                        'InitialPg', ...
                                'RampWearCostCoeff', ...
                                        'PositiveActiveReservePrice', ...
                                                'PositiveActiveReserveQuantity', ...
                                                        'NegativeActiveReservePrice', ...
                                                                'NegativeActiveReserveQuantity', ...
                                                                        'PositiveActiveDeltaPrice', ...
                                                                                'NegativeActiveDeltaPrice', ...
                                                                                        'PositiveLoadFollowReservePrice', ...
                                                                                                'PositiveLoadFollowReserveQuantity',
                                                                                                        ...
                                                                                                        ',
                                                                                                                NegativeLoadFollowReservePrice
                                                                                                                ', ...
                                                                                                                '
                                                                                                                        NegativeLoadFollowReserveQuantity
                                                                                                                        ', ...
};

wind.xgd_table.data = [
        2       1       0       0       1e-8    200     2e-8    200     1e-9    1e-9    1e-6    200     1e-6    200;
];
```