



**OPTIMIZACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN Y TAMAÑO DE SISTEMAS
BESS CON EL FIN DE MEJORAR LA RESPUESTA DE ESTABILIDAD
DE PEQUEÑA SEÑAL**

HORACIO GASPAR ENERO SAAVEDRA

2020

Requisito para obtener el grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica

Profesores Guía:

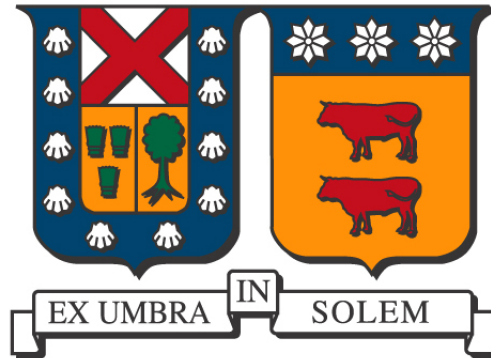
Dr. Victor Hinojosa (UTFSM)
Dr. Esteban Gil Sagás (UTFSM)

Correferente externo:

Dr. Claudia Rahmann (UChile)

Valparaíso, 2020.

Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso - Chile



OPTIMIZACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN Y TAMAÑO DE SISTEMAS
BESS CON EL FIN DE MEJORAR LA RESPUESTA DE ESTABILIDAD
DE PEQUEÑA SEÑAL

HORACIO GASPAR ENERO SAAVEDRA

2020

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

“La imaginación es más importante que el conocimiento.”
— *Albert Einstein*

Agradecimientos

Este proyecto no habría sido posible sin la participación, directa o indirectamente, de diversas personas. Es por ello que en breves palabras deseo expresar el más sincero agradecimiento hacia ellos.

En primer lugar quisiera agradecer de sobremanera a toda mi familia quienes siempre estuvieron apoyándome en mis largos años de universidad para obtener mi título de ingeniero civil electricista en 2013 y ahora mi grado de magíster. De forma particular a mi madre ya que sin su apoyo incondicional nada de esto hubiese sido posible. A mi padre que siempre ha estado dándome sus mejores consejos a la hora de tomar las decisiones más importantes de mi vida, a mis hermanos que siempre han creído en mí demostrándome todo su apoyo. A mi polola Victoria quien ha estado apoyándome en todo minuto en el arduo trabajo de terminar mi tesis de magíster, sin lugar a dudas sin su apoyo hubiese sido imposible terminar este trabajo.

Además, agradecer a mis profesores guías Víctor Hinojosa y Esteban Gil quienes fueron de gran ayuda para lograr concretar este trabajo y de los cuales aprendí mucho tanto para en el camino para obtener mi título de ingeniero como para el grado de magíster.

En general, agradecer a todos los profesores del Departamento de Ingeniería Eléctrica quienes me enseñaron a crecer como persona además de formarme como profesional.

Índice General

Índice General	IV
Índice de Tablas	V
Índice de Figuras	X
Resumen	1
Abstract	1
1. Introducción	1
1.1. Objetivos	2
2. Revisión bibliográfica	4
2.1. Desafíos y tecnologías de almacenamiento	4
2.1.1. Desafíos a nivel de distribución	7
2.2. Almacenamiento de energía	8
2.2.1. Almacenamiento de la energía eléctrica	8
2.2.2. Diferentes tecnologías de almacenamiento	8
2.2.3. Almacenamiento de energía en el mundo	14
2.2.4. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento	17
2.3. BESS aplicados en SEP	21
2.3.1. Revisión de la literatura	21
2.3.2. Diferentes modelos de BESS para SEP	22
2.3.3. BESS aplicados al control de frecuencia en SEP	24

2.3.4.	Sistemas de Baterías BESS en el CPF (Control Primario de Frecuencia)	26
2.3.5.	Sistemas de Baterías BESS en la mejora de la estabilidad de pequeña señal	27
3.	Estabilidad, Análisis Modal y Modelación dinámica de los BESSs	29
3.1.	Estabilidad en Sistemas de Potencia	29
3.2.	Estabilidad de Ángulo	30
3.2.1.	Estabilidad de Pequeña Señal	31
3.3.	Análisis Modal	32
3.3.1.	Tipos de estabilidad y modos de oscilación	33
3.3.2.	Análisis matemático	34
3.4.	Introducción a la dinámica de los SEPs	39
3.5.	Dinámica de los sistemas eléctricos de potencia	39
3.6.	Dinámica de los sistemas BESS en DIGSILENT	43
3.6.1.	Introducción	43
3.6.2.	Modelo de simulación del BESS	43
4.	Modelación matemática del problema y su propuesta metodológica de solución	53
4.1.	Formulación del problema matemático	53
4.2.	Resolución del problema matemático	55
4.2.1.	Pasos del algoritmo genético	59
5.	Resultados	60
5.1.	Modelación del sistema y escenarios de simulación	60
5.1.1.	Análisis de sintonización del número de generaciones y cromosomas	63
5.1.2.	Punto de operación considerado	63
5.2.	Resultados de las simulaciones	64
5.2.1.	Escenario base del New England 39-bus system	64
5.2.2.	Análisis modal con y sin unidades BESS	64
5.2.3.	Escenario integración energía eólica en New England 39-bus system	70
5.2.4.	Análisis modal con y sin unidades BESS	71
5.2.5.	Análisis ante pequeñas perturbaciones	76

5.2.6. Desempeño del algoritmo	78
6. Conclusiones	80
6.1. Trabajos futuros	81
Referencias	88
A. Modelación dinámica de SEPs y tecnología ERV	89
A.1. Generación convencional	89
A.1.1. Sistema proveedor de energía	90
A.1.2. Turbina	90
A.1.3. Máquina sincrónica	95
A.1.4. Sistema de excitación	96
A.1.5. Estabilizador de potencia	99
A.2. Generación renovable variable	100
A.2.1. Generación eólica	100
B. Modelo DIgSILENT para turbinas eólicas tipo 3	115
C. Exigencias para la estabilidad dinámica según Código de red chileno	117
C.1. Criterios de evaluación para respuesta dinámica	117
C.1.1. Estabilidad no oscilatoria del ángulo del rotor.	118
C.1.2. Estabilidad oscilatoria. Art 5-43, Art. 5-44, Art 5-49	119
C.1.3. Estabilidad de frecuencia. Art. 3-9, Art. 5-40	119
C.1.4. Estabilidad de tensión. Art. 5-28, Art. 5-52	120
C.1.5. Tiempos de actuación del sistema de protecciones. Art. 5-45 . . .	120
C.2. Marco regulatorio para los sistemas de almacenamiento	121
C.2.1. Sistema de almacenamiento	121
C.2.2. Habilitación para efectuar retiros y tratamiento de los mismos .	121
C.2.3. Calidad de coordinados	121
C.3. Decreto 128/2016	122
C.3.1. Reglamento de Centrales de Bombeo sin Variabilidad Hidrológica	122
C.3.2. Variabilidad Hidrológica	122
C.3.3. Reglamento de Centrales de Bombeo sin Variabilidad Hidrológica	122

C.4. NTSyCS 2016: Equipos de Compensación de Energía Activa	122
D. Algoritmo desarrollado en DPL de Digsilent	124

Índice de Tablas

2.1. Resumen del estado del arte de baterías electroquímicas [1]	23
3.1. Porcentaje de participación en el mercado eléctrico mundial de los principales fabricantes de turbinas eólicas. Fuente: Wind Power in Power Systems-Thomas Ackermann.	41
5.1. BESSs candidatos según barra donde podrían ser instalados	62
5.2. Sintonización del número de generaciones y cromosomas	63
5.3. Punto de operación considerado	63
5.4. Optimización de la localización y tamaño de los BESSs	64
5.5. Unidades eólicas consideradas en la simulación	70
5.6. Optimización de la localización y tamaño de los BESSs	70
5.7. Tiempos de simulación del algoritmo	78
5.8. Características del hardware utilizado	78

Índice de Figuras

2.1. Capacidad instalada de centrales eólicas a nivel mundial. Fuente: Renewables 2016: Global Status Report.	5
2.2. Capacidad instalada de centrales fotovoltaicas a nivel mundial. Fuente: Renewables 2016: Global Status Report.	5
2.3. Requerimientos de tensión para desconexión de turbinas ante fallas. Fuente: Wind Power in Power Systems-Thomas Ackermann.	6
2.4. Estrategias de mitigación de problemas de estabilidad en base al nivel de penetración de ERV. Fuente: International Renewable Energy Agency-IRENA.	7
2.5. Grado de madurez de las diferentes tecnologías de almacenamiento. Fuente: Emerging energy generation and storage technology, Electric Power Research Institute, United States	9
2.6. Energy management, power quality and ride-through storage applications	9
2.7. (a) STATCOM conectado a un sistema de potencia; (b) Battery Energy Storage System	12
2.8. Diagrama esquemático del concepto básico de un convertidor	13
2.9. Diagrama esquemático del concepto básico de un convertidor	14
2.10. Source: Study of the drivers and asset management of pumped-storage power plants historial and geographical perspective, Ecole Polytechnique Federale de Lausanne, 2016.Diagrama esquemático del concepto básico de un convertidor	15
2.11. Source: DOE Global Energy Storage Database, Office of Electricity Delivery and Energy Reliability	16
2.12. Diversas aplicaciones de los sistemas de almacenamiento en un SEP . .	17
2.13. Diagrama de bloques simplificado de una batería electroquímica de flujo [1]	24
2.14. Respuesta inercial, control de frecuencia primario y secundario [2]	26

3.1. Clasificación de estabilidad en SEP.	30
3.2. Sistema Dinámico	34
3.3. Ejemplo de un valor propio en el plano complejo y su respuesta en el plano real [3]	37
3.4. <i>Performance</i> del estabilizador de potencia. Fuente: Power System Stability and Control-Prabha Kundur.	40
3.5. Turbina eólica doblemente alimentada-DFIG. Fuente: MathWorks.	42
3.6. Equivalente eléctrico de la batería, (a) simple, (b) con reacción parásita [4]	44
3.7. Típico perfil de descarga de una batería del tipo plomo-ácido	45
3.8. Modelo de batería simplificado en DSL (*.BlkDef)	46
3.9. Modelo de la batería en DSL de Digsilent (*.BlkDef))	47
3.10. Circuito equivalente de un convertidor PWM	47
3.11. Saturación de un VSC con PWM sinusoidal	48
3.12. Estructura del BESS	50
3.13. <i>frame</i> para el BESS-Controller (*.BlkDef)	50
3.14. Modelo del controlador de frecuencia (*.BlkDef)	51
3.15. Modelo del controlador P-Q (*.BlkDef)	51
3.16. Modelo del controlador de carga(*.BlkDef)	52
4.1. Parte del diagrama de bloques del controlador PQ del BESS considerado en DIgSILENT	55
5.1. Sistema de Nueva Inglaterra de 39 barras utilizado en esta tesis	61
5.2. Análisis modal sin unidades BESS	65
5.3. Análisis modal con unidades BESS	65
5.4. Potencia activa de uno de los BESSs optimizados, en este caso el BESS ubicado en la barra 16 ante una falla trifásica en la línea 28-29.	66
5.5. Ángulo del generador G1 o Rest of USA considerando verde el uso de BESS, y rojo sin el uso.	67
5.6. Ángulo del generador G6 considerando verde el uso de BESS, y rojo sin el uso.	67
5.7. Potencia activa de uno de los BESSs optimizados, en este caso el BESS ubicado en la barra 16 ante una falla trifásica en la línea 02-03.	68
5.8. Ángulo del generador G1 o Rest of USA considerando verde el uso de BESS, y rojo sin el uso.	69

ÍNDICE DE FIGURAS

5.9. Ángulo del generador G6 considerando verde el uso de BESS, y rojo sin el uso.	69
5.10. Análisis modal sin unidades BESS	71
5.11. Análisis modal con unidades BESS	72
5.12. Potencia activa de uno de los BESSs optimizados, en este caso el BESS ubicado en la barra 21 ante una falla trifásica en la línea 28-29.	73
5.13. Ángulo del generador G1 o Rest of USA considerando verde el uso de BESS, y rojo sin el uso.	73
5.14. Ángulo del generador G6 considerando verde el uso de BESS, y rojo sin el uso.	74
5.15. Potencia activa de uno de los BESSs optimizados, en este caso el BESS ubicado en la barra 21 ante una falla trifásica en la línea 02-03.	75
5.16. Ángulo del generador G1 o Rest of USA considerando verde el uso de BESS, y rojo sin el uso.	75
5.17. Ángulo del generador G6 considerando verde el uso de BESS, y rojo sin el uso.	76
5.18. Ángulo del generador G1 o Rest of USA considerando verde el uso de BESS, y rojo sin el uso.	77
5.19. Potencia activa del BESS 4	78
A.1. Diagrama de bloques del comportamiento dinámico de una central convencional. Fuente: Elaboración propia.	90
A.2. Gobernador de velocidad. Fuente: Introducción al Control P-f-F.Longatt.	91
A.3. Característica de droop. Fuente: Introducción al Control P-f-F.Longatt.	92
A.4. Diagrama de bloques de un gobernador de velocidad con droop. Fuente: Introducción al Control P-f-F.Longatt.	92
A.5. Diagrama de bloques de una turbina de múltiples secciones. Fuente: Dynamic models for fossil fueled steam units in power system studies.	95
A.6. Diagrama de bloques de una máquina sincrónica- Ecuación rotacional. Fuente: Power System Stability and Control-Prabha Kundur.	96
A.7. Curvas de operación tipo V. Fuente: Power System Stability and Control-Prabha Kundur.	96
A.8. Sistema de excitación tipo DC. Fuente: Power System Stability and Control-Prabha Kundur.	97
A.9. Sistema de excitación tipo AC. Fuente: Power System Stability and Control-Prabha Kundur.	98

ÍNDICE DE FIGURAS

A.10.Sistema de excitación tipo estático. Fuente: Power System Stability and Control-Prabha Kundur.	98
A.11.Sistema de excitación IEEE tipo DC1A . Fuente: Power System Stability and Control-Prabha Kundur.	99
A.12.Diagrama de bloques de un sistema de excitación con AVR y PSS. Fuente: Power System Stability and Control-Prabha Kundur.	100
A.13.Configuración de turbina eólica Tipo 1.Fuente: Wind Power in Power Systems-Thomas Ackermann..	101
A.14.Configuración de turbina eólica Tipo 2. Fuente: Wind Power in Power Systems-Thomas Ackermann.	102
A.15.Configuración de turbina eólica Tipo 3. Fuente: Wind Power in Power Systems-Thomas Ackermann.	102
A.16.Configuración de turbina eólica Tipo 4. Fuente: Wind Power in Power Systems-Thomas Ackermann.	103
A.17.Comparación entre distintos tipos de turbinas eólicas. Fuente: Wind Turbine Plant Capabilities Report.	105
A.18.Estructura general de un modelo dinámico para turbina eólica. Fuente: IEC 61400-27-1:Electrical simulation models- Wind turbines.	105
A.19.Comportamiento de C_p para un determinado ángulo de inclinación de las aspas del rotor y diferentes velocidades del viento. Fuente: Wind Power in Power Systems-Thomas Ackermann.	107
A.20.Modelo de 2 masas para el conjunto mecánico. Fuente: Wind Power in Power Systems-Thomas Ackermann.	107
A.21.Estructura modular de control empleado por una turbina eólica tipo 3. Fuente: IEC 61400-27-1:Electrical simulation models- Wind turbines.	110
A.22.Estructura del modelo dinámico implementado en DIgSILENT para una turbina eólica tipo 3. Fuente: Wecc Wind Plant Dynamic Modeling Guidelines.	111
A.23.Modelo de bloque reec_a implementado en DIgSILENT. Fuente: Elaboración propia.	112
A.24.Modelo de bloque wgtg_a implementado en DIgSILENT. Fuente: Elaboración propia.	112
A.25.Modelo de bloque wtgar_a implementado en DIgSILENT. Fuente: Elaboración propia.	113
A.26.Modelo de bloque wtgpt_a implementado en DIgSILENT. Fuente: Elaboración propia.	113
A.27.Modelo de bloque wtgtrq_a implementado en DIgSILENT. Fuente: Elaboración propia.	113

ÍNDICE DE FIGURAS

A.28. Modelo de bloque repc_a implementado en DIgSILENT. Fuente: Elaboración propia.	114
B.1. Modelo eléctrico general implementado en DIgSILENT. Fuente: Elaboración propia.	115
B.2. Modelo mecánico general implementado en DIgSILENT. Elaboración propia.	116
B.3. Modelo de planta implementado en DIgSILENT para control de tensión. Elaboración propia.	116

Resumen

Este documento tiene como objetivo estudiar la optimización de la localización, del tamaño y de la sintonización de diversos parámetros para diferentes sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) candidatos con el fin de mejorar la respuesta oscilatoria o de estabilidad de señal pequeña (SSS) de un sistema de potencia. Para cada uno de los BESS candidatos se modela sus características de respuesta del convertidor de potencia, teniendo en cuenta el límite de potencia, así como su constante de tiempo. Se formula un problema matemático para optimizar una función multiobjetivo que comprende la parte real de los valores propios más cercanos al eje imaginario, y la relación de amortiguamiento de los modos electromecánicos ligeramente amortiguados. El problema de optimización se resuelve mediante un algoritmo genético (GA) con la función multiobjetivo basada en el valor propio desarrollada en el lenguaje de programación DIgSILENT. El enfoque de optimización propuesto se demuestra en el sistema de 39 barras de Nueva Inglaterra. Los resultados luego se verifican mediante simulación en el dominio del tiempo.

El escenario base y de alta penetración de energía eólica son evaluados sobre el sistema de potencia mencionado anteriormente. En ambos casos se logra mejorar la respuesta oscilatoria del sistema así como la respuesta primaria de frecuencia de forma notable. En ambos casos se le exige al GA llegar a al menos a una razón de amortiguamiento sobre el 6%, lo cual se cumple sin problema alguno.

El GA implementado utiliza 40 generaciones, probabilidades de los operadores genéticos de mutación y cruce perfectamente ajustados de forma tal de tener un comportamiento óptimo del algoritmo.

Luego los resultados del GA son verificados en el dominio del tiempo en base a las dos contingencias más severas en términos de la amplitud de las oscilaciones. Los resultados obtenidos muestran claramente la mejoría total alcanzada gracias a la instalación de los sistemas BESS en el sistema, haciendo que inclusive se pueda llegar eventualmente mucho más lejos en términos de penetración de Energía Renovables Variables (ERV) gracias a estos elementos.

Abstract

This thesis proposes a method for the optimal placement, sizing and parameters tuning of different Battery Energy Storage Systems (BESSs) candidates located in a power system in order to improve its Small Signal Stability (SSS) response. For each BESS, dynamic power output characteristics of the power converter interface are modelled considering their power limit and their time constant. A multiobjective problem is formulated to optimize a composite set of objective functions comprising the real part of the eigenvalues closest to the imaginary axis, and the damping ratio of the lightly damped electromechanical modes. The optimization problem is solved by a genetic algorithm (GA) with the eigenvalue-based multiobjective function developed on DIgSILENT Programming Language. The proposed optimization approach is demonstrated on the New England 39-bus system. The optimal results are also verified by time-domain simulation.

A base and a high wind power penetration scenarios are evaluated. In both cases the oscillatory response of the system as well as the primary frequency response improve significantly. In both cases the GA is required to reach at least a damping ratio of 6%, which is fulfilled without issues.

The results of the GA are verified by time-domain simulation on DIgSILENT based on the two most severe contingencies in terms of amplitude of oscillation. The results obtained clearly show the total improvement achieved thanks to the installation of the BESSs in the system, making it possible even go much further in terms of Variables Renewable Energy (ERV from Spanish) penetration thanks to these elements.

Introducción

La penetración de grandes bloques de ERV, la irrupción también de la generación distribuida la cual no utiliza Power System Stabilizers (PSSs), y el ajuste no óptimo en la práctica de los parámetros de los PSSs, está trayendo consigo un sin fin de desafíos desde el punto de vista de operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEPs). Algunos de estos problemas son la falta de amortiguamiento en estos sistemas ante perturbaciones de pequeña y gran escala, falta de inercia, etc. Tradicionalmente, lo que se ha hecho para mejorar la estabilidad de pequeña señal ha sido ajustar los parámetros de los PSSs de las máquinas convencionales [5]-[6], sin embargo, para tal acción se requiere un esquema de control del ajuste de parámetros coordinado en conjunto entre los generadores principales de un SEP. Sin embargo, ésto último no se lleva a cabo en la práctica, ya que el ajuste debería ser centralizado y ser modificado en tiempo real debido al cambio constante en las variables de un SEP como, por ejemplo, la topología de la red.

Está demás decir que este análisis se haría impracticable en la realidad debido a la compleja coordinación, cambios constantes en la topología y tipo de generación, debido a la variabilidad de las ERV, y además de los tiempos de retardo que existen. Por lo tanto, lo ideal sería tener un sistema robusto que mejore la respuesta ante oscilaciones dinámicas y que actúe bajo un sin número de escenarios. Una de las investigaciones que se aproxima a la mejora en la estabilidad de pequeña señal basada en una solución mediante GA es [7]. Sin embargo, esta investigación habla netamente de la utilización de PSSs, de la cual se puede extraer ciertas ideas de cómo establecer la función objetivo para aplicarlas posteriormente al caso de la utilización de BESSs. Otras investigaciones que realizan el análisis de optimización mediante GA son los que se detallan en [8]-[9].

Este trabajo de investigación apunta a poder mejorar la estabilidad de pequeña señal de los SEPs en base a la utilización de sistemas BESS donde cada día su instalación se hace más asequible dentro de los SEPs. La idea de este trabajo de investigación es poder optimizar la ubicación y tamaño de los BESSs así como también sus respectivos ajustes de parámetros con el fin de tener una mejora en la respuesta de estabilidad de pequeña

señal. En primer lugar, se investiga qué se ha hecho en el mundo respecto a este tema donde se encuentra que este método de mejora de la estabilidad de pequeña señal en base a BESSs es bastante nuevo, por lo cual no se encuentra mucha información en la literatura.

Por lo tanto, según lo que se detalla en el siguiente capítulo, sería recomendable la instalación de sistemas BESS para la mejora de la estabilidad de pequeña señal, entre las otras funcionalidades que éste sistema tiene. Claro está que la instalación de estos sistemas BESS debe aproximarse a una solución óptima dentro del sistema en localización, tamaño y ajuste de sus parámetros. Cabe destacar que la solución se encontrará en base a un modelo de optimización heurístico que no garantiza encontrar el óptimo global, sin embargo, si garantiza un óptimo local el cual normalmente se aproxima al óptimo global, siempre y cuando se calibre de forma correcta el algoritmo. Con el fin de poder calibrar correctamente el algoritmo, en el capítulo 5 se hace mención a la sintonización utilizada para el número de generaciones y cromosomas del algoritmo. Es importante señalar que es necesario aproximarse lo más posible al óptimo global para así encontrar el tamaño y localización óptima de los sistemas BESS, teniendo como consecuencia final un CAPEX menor.

En este paper se utiliza una función multi-objetivo donde se intenta, mediante GA, optimizar la ubicación de la parte real de los valores propios y además el amortiguamiento de éstos. Cuando se habla de optimizar la parte real de los valores propios, se hace referencia a que este término se ubique dentro de un umbral relativamente seguro para, de esta forma, dejarlo más alejado del eje OY (eje imaginario del plano complejo). Respecto al amortiguamiento de los valores propios, se definió de forma arbitraria tener un amortiguamiento de al menos un 6% para los modos inter-área y los modos locales más importantes. Cuando se mencionan los modos locales más importantes, se hace referencia a generadores que sean lo suficientemente relevantes (tamaño mayores a 200MW) en la operación del sistema. Sin embargo, los modos a los que se les prestará mayor atención son los inter-área debido a que muchos generadores participan en él con sus respectivos factores de participación.

Para el caso particular de esta tesis se hace un análisis de optimización de la localización y tamaño de los BESSs sobre el sistema de New England de 39 barras, para lo cual se utiliza la modelación del sistema BESS en base a lo detallado en el capítulo V, se plantea un problema de optimización según lo descrito en el capítulo IV el cual se resuelve en base a GA de acuerdo a lo detallado en el mismo capítulo IV, para finalmente mostrar los resultados en el capítulo V y detallar las conclusiones en el capítulo VI.

1.1. Objetivos

El objetivo general dentro del cual se enmarca el presente proyecto de investigación consiste en proponer un algoritmo de optimización para la localización y el dimensionamiento de equipos BESS en SEP para mejorar la estabilidad de pequeña señal.

Para cumplir con lo anterior, se debe tener en cuenta los siguientes objetivos específicos:

- Identificar potenciales desafíos en la mejora de la estabilidad de pequeña señal en SEP para facilitar la integración de energías renovables no convencionales mediante un software de análisis dinámico.
- Sugerir potenciales medidas de mitigación en base a equipos BESS a los problemas de estabilidad de pequeña señal de acuerdo a experiencias internacionales, revisión del estado del arte y prospección de tecnologías presentes y futuras.
- Implementar en software de simulación dinámica los sistemas de control del BESS en base a modelos encontrados en la literatura y realizar el ajuste necesario de sus parámetros al contexto del sistema de prueba.
- Desarrollar criterios para definir el tamaño y ubicación óptima del BESS con el fin de mejorar la estabilidad de pequeña señal del sistema. Estos criterios corresponderán al dimensionamiento y ubicaciones candidatas propuestas.
- Proponer un algoritmo de optimización mediante una resolución con Algoritmos Genéticos.
- Evaluar el desempeño de los criterios propuestos y solución óptima mediante el análisis de estabilidad de pequeña señal sobre el sistema de New England de 39 barras.

Revisión bibliográfica

2.1. Desafíos y tecnologías de almacenamiento

En la actualidad, las nuevas fuentes de energía renovable (eólica, solar y otras), también conocidas como fuentes de energía renovable no convencional, están teniendo un rol creciente en muchos países, con el objeto principal de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y al tiempo incrementar la seguridad energética, mediante la diversificación del mix energético y la reducción de la dependencia energética de terceras partes.

En América Latina, si bien presenta una serie de características que la distinguen de otras experiencias como las experimentadas en la Unión Europea o en algunos Estados de EE.UU, el proceso de integración de este nuevo tipo de recursos ya ha comenzado, a diferentes ritmos en unos y otros países. Pero el tremendo potencial de algunas de estas alternativas en ciertos países de la región, y el fuerte crecimiento esperado del consumo de electricidad permiten prever sin riesgo de equivocarse el pronóstico, que estas fuentes tendrán un papel aún mayor. Dos de los recursos naturales que ha recibido especial atención en términos de crecimiento e inversión corresponden a la energía solar y eólica. Estas dos tecnologías han experimentado un notable crecimiento durante los últimos años. Por ejemplo, en las figuras 2.1 y 2.1 muestran la capacidad instalada de estas dos tecnologías sobre los últimos 11 años. De ella, se aprecia que al año 2015 la capacidad instalada en centrales eólicas y solares es de 433 y 277 [GW], respectivamente, mientras que la relación entre la capacidad instalada de centrales eólicas y solares se ha reducido desde 11,6 en el año 2005 a 1,6 en el año 2015 lo cual indica que las centrales solares han tenido un crecimiento más acelerado y, por tanto, no es de extrañar que esta tecnología superará a la eólica en los próximos años.

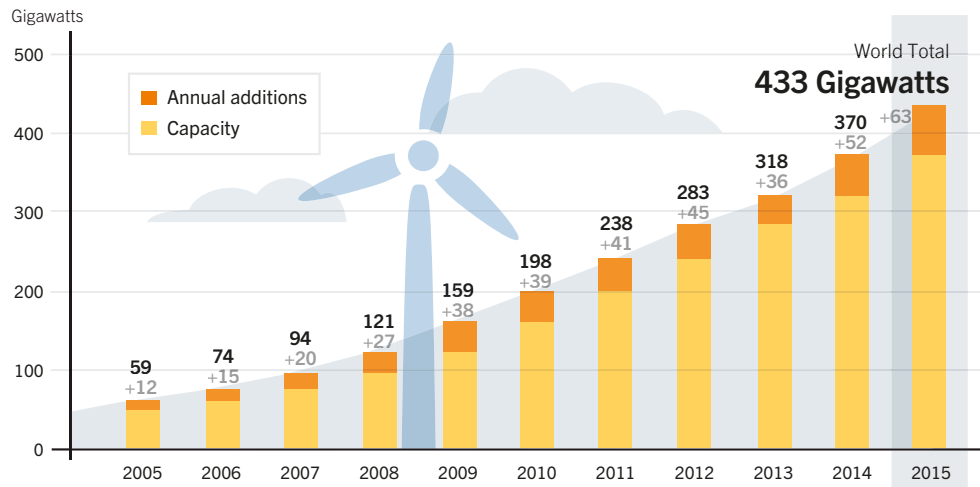


Figura 2.1: Capacidad instalada de centrales eólicas a nivel mundial. Fuente: Renewables 2016: Global Status Report.

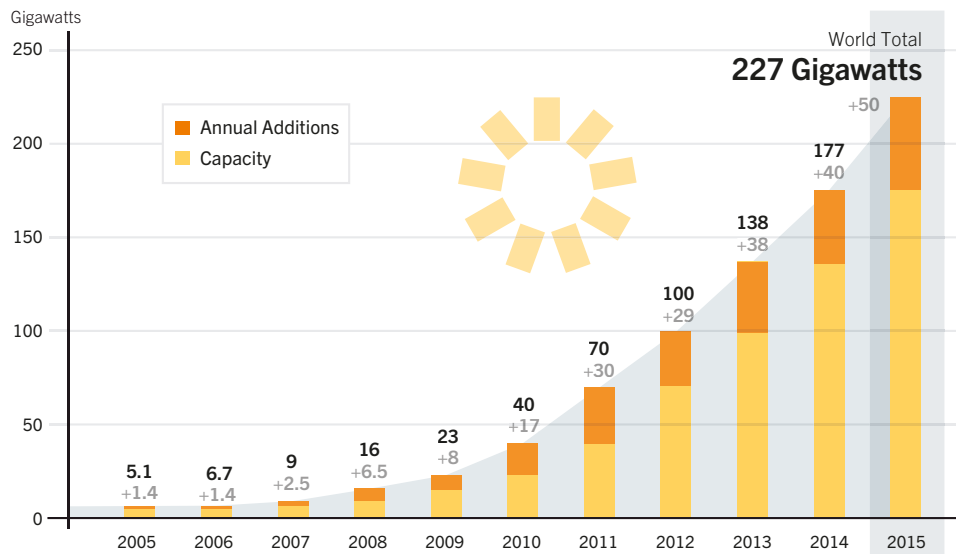


Figura 2.2: Capacidad instalada de centrales fotovoltaicas a nivel mundial. Fuente: Renewables 2016: Global Status Report.

De hecho, el reciente éxito de varios países como Noruega, Dinamarca, Australia y Alemania en la integración de grandes bloques de energías de carácter renovable en su matriz energética han motivado a las empresas eléctricas a considerar la posibilidad de tener un sistema compuesto en su totalidad por este tipo de energías, sin dejar de lado que tal integración dependerá del tipo de tecnología adoptada. Por ejemplo, en Noruega gran parte de su energía renovable proviene de fuentes hidroeléctricas (pasada) y solo una pequeña parte corresponde a fuentes eólicas y solares. De esta forma, la operación de este sistema en particular es relativamente fácil, ya que en estas condiciones el sistema

posee una mayor inercia. Por otro lado, en Dinamarca y Alemania gran parte de su energía renovable obedece a fuentes de tipo eólica y solar lo que conduce inevitablemente a una operación mucho más compleja producto de su alta variabilidad y reducción de inercia.

A modo de ejemplo, la experiencia en Alemania con energías renovables comenzó con turbinas eólicas sin control electrónico en media tensión destinadas para sistemas de distribución. Por lo tanto, en caso de falla, al no contar con dispositivos de control, las turbinas se desconectaban si la tensión estaba por debajo del 80% de su tensión nominal y luego de cierto tiempo se volvían a reconectar al sistema. Esto ha ido cambiando en el último tiempo, ya que ahora la mayoría de esta tecnología se ha conectado derechamente al sistema de transmisión (110 kV o superior) en un gran porcentaje y, por tanto, su desconexión por un tiempo definido en el caso de fallas podría conducir a puntos operacionales muy cercanos a los límites de estabilidad, comprometiendo de paso el sincronismo del sistema interconectado UCTE (Union for the Coordination of the Transmission of Electricity). Bajo esta premisa, en 2001 comenzaron investigaciones relacionadas con la interrupción máxima de generación eólica que podría sostener el sistema bajo falla. Los resultados mostraron que existía un riesgo de 3000 MW de desconexión eólica ante fallas suponiendo una condición peligrosa para el sincronismo del sistema UCTE [10]. Como consecuencia de esto, se empezaron a definir requerimientos dinámicos para las turbinas eólicas conectadas al sistemas de transmisión. De hecho, a partir de este punto, ya no se permite la desconexión de turbinas ante fallas si la tensión esta por sobre la línea indicada en la figura 2.3. Todos los requerimientos para las turbinas eólicas provienen de estudios dinámicos y que describen su comportamiento ante fallas en el sistema y hasta el momento deben cumplir con marcos regulatorios especificados en [11, 12].

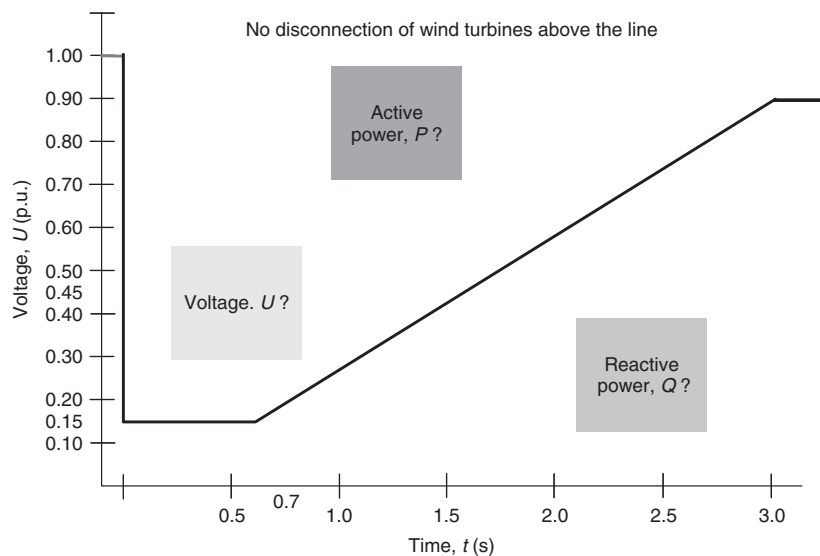


Figura 2.3: Requerimientos de tensión para desconexión de turbinas ante fallas. Fuente: Wind Power in Power Systems-Thomas Ackermann.

2.1.1. Desafíos a nivel de distribución

A nivel de sistemas de distribución, la integración de energías renovables y, en particular, las que se basan en convertidores y máquinas asincrónicas, se pueden generar dinámicas en el sistema muy complejas de analizar. Estos modos dinámicos combinados con la naturaleza intermitente de la generación de tipo renovable eventualmente podría conducir a problemas de inestabilidad y resonancias producto de interacciones entre los modos del sistema y oscilaciones muy fluctuantes en la tensión del sistema. Pero no todo es negativo, ya que el estudio indicado en [13] muestra que la estabilidad de tensión en un sistema de distribución mejora con la integración unidades fotovoltaicas domiciliarias. Sin embargo, si estas unidades están distribuidas de manera desigual, se podría generar una condición mucho más desbalanceada del sistema de distribución con la consiguiente reducción de la cargabilidad del sistema, así como de los márgenes estabilidad estática.

En sistemas de distribución con altos niveles de penetración fotovoltaica, la caída de tensión bajo su límite permitido es un tema más o menos frecuente, ya sea producto de días nublados o por fallas en el sistema. Si no hay un mecanismo de control de tensión en la red, los motores de inducción conectados a la red eventualmente podrían detenerse. Más aún, la ausencia repentina de potencia activa en conjunto con un desequilibrio de reactivos podría conducir a un colapso de tensión [14]. Otro problema que ha generado interés en un sistema de distribución con altos niveles de penetración eólica tiene que ver con la estabilidad del sistema a pequeña señal, ya que la conexión de dispositivos electrónicos y sus controles asociados afectan el punto operacional del sistema ante una pequeña perturbación. De hecho, estas últimas podrían desencadenar en episodios de *blackouts* producto de oscilaciones inestables en el sistema [15].

En fin, son muchos los problemas asociados a la integración masiva de este tipo fuentes en la matriz energética de los países y las estrategias que se han empleado para mitigar estos problemas obedecen a un esquema de control que puede ir desde limitación del recurso energético, instalación de unidades rápidas de reserva o incluso desconexión de carga. En este intento de unificar las estrategias de control, la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) ha dispuesto un esquema a seguir que se basa en el nivel de penetración de energías de carácter renovable, tal como se muestra en la figura 2.4.

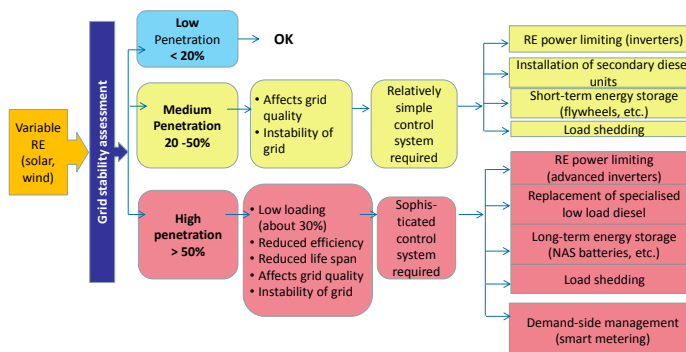


Figura 2.4: Estrategias de mitigación de problemas de estabilidad en base al nivel de penetración de ERV. Fuente: International Renewable Energy Agency-IRENA.

La búsqueda a las soluciones de estabilidad sigue en curso y cada vez más es necesario el desarrollo de estudios que conduzcan a requisitos dinámicos más sólidos que deben cumplir las tecnologías empleadas en generación renovable así como la implementación de las mejores estrategias a seguir para mitigación de problemas de estabilidad.

2.2. Almacenamiento de energía

2.2.1. Almacenamiento de la energía eléctrica

Existe una importancia estratégica en el almacenamiento de la energía, ya que al poder llevar cabo este proceso se podría almacenar en los valles de la demanda y hacer uso posterior de ésta cuando la demanda alcance los máximos diarios. Sería muy atractivo si la energía eléctrica pudiera almacenarse de manera barata y fácil en grandes cantidades, sin embargo, ésta sólo se puede almacenar directamente como cargas eléctricas en los llamados super condensadores. Desafortunadamente, hay tres inconvenientes principales con el almacenamiento de energía en condensadores: (i) la capacidad de almacenamiento de inclusive los condensadores de mayor capacidad se encuentra limitada a 0.3Wh/kg, aunque los experimentos de laboratorio indican que podría ser posible llegar a 5Wh/kg; (ii) los condensadores cuestan en la actualidad más de 5,000 euros por kWh de energía almacenada [16]; (iii) ningún aislante eléctrico es perfecto y, como consecuencia, la carga almacenada en los condensadores se pierde en aproximadamente un día. Por lo tanto, los condensadores se pueden usar para cubrir sólo períodos cortos de escasez de energía.

2.2.2. Diferentes tecnologías de almacenamiento

Hoy en día existen diversos tipos de tecnología de almacenamiento que ya están operando. Muchas de estas tecnologías ya son de amplio uso a nivel mundial y otras de ellas están recién formando parte de los sistemas de distribución. En la figura 2.5 se muestra el grado de madurez de las diferentes tecnologías de almacenamiento.

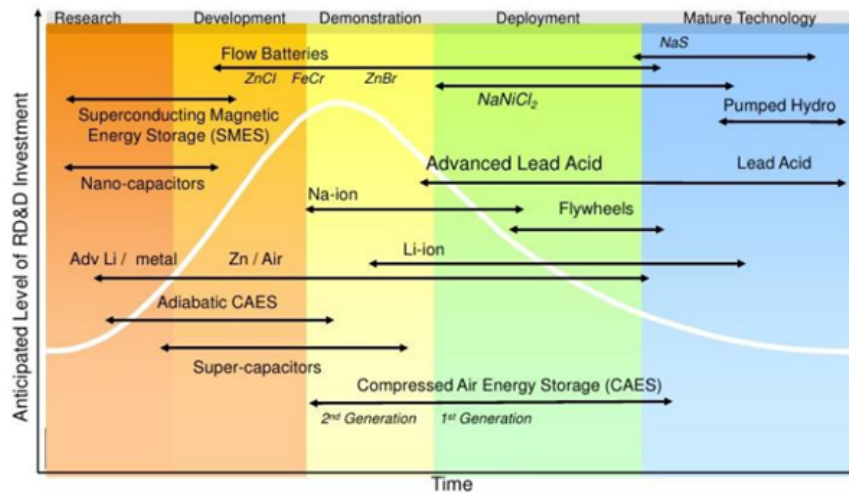


Figura 2.5: Grado de madurez de las diferentes tecnologías de almacenamiento. Fuente: Emerging energy generation and storage technology, Electric Power Research Institute, United States

En la figura 2.6 [17] se muestran algunos de estos tipos de tecnología de almacenamiento. Por ejemplo, la del tipo CAES (compressed-air energy storage) y la del tipo bombeo hidráulico (pumped-hydro) tienen una autonomía que podría llegar inclusive mucho más allá de algunos días.

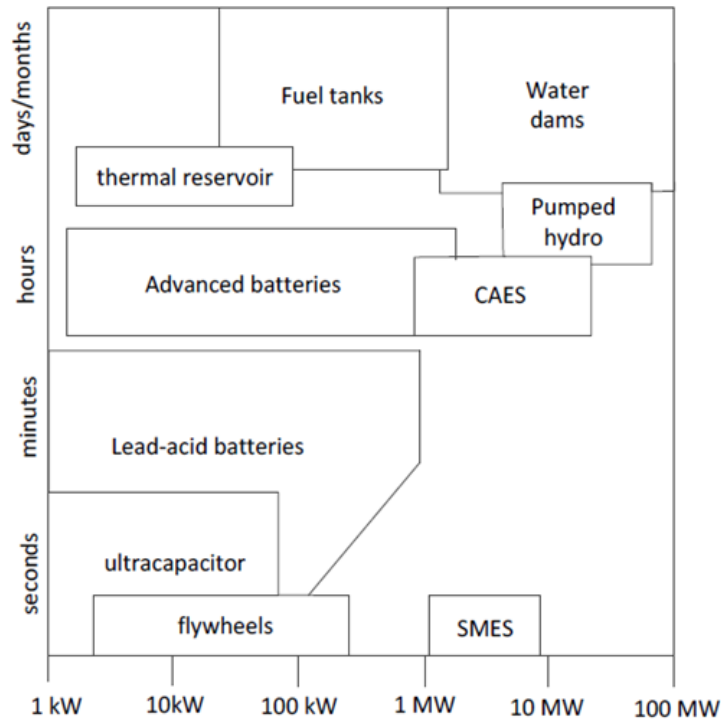


Figura 2.6: Energy management, power quality and ride-through storage applications

A continuación se detallan algunos de los sistemas de almacenamiento de energía más utilizados hoy en día en el mundo:

Bombeo reversible: grandes cantidades de energía y gran potencia. Eficiencia entre 70-85 %. Se utiliza para equilibrar la demanda punta, reserva rápida, servicios de reposición del sistema y la compra-venta de energía.

Aire comprimido (CAES): gran energía y gran potencia. Tiene mayor densidad de energía y de potencia que la anterior. Debido a la desconexión entre el compresor y la turbina, la eficiencia es mayor que la de una turbina convencional y los costes generales tres veces menores.

Almacenamiento de Hidrógeno: el hidrógeno puede convertirse en el futuro en un importante sector energético. Puede ser, además, utilizado como almacenamiento intermedio de energía. La producción de hidrógeno se puede conseguir a partir del reformado de la gasolina o del gas natural y la electrólisis del agua. La electricidad podría ser abastecida bien por energías renovables o reactores nucleares. Existe un común acuerdo en que es necesario seguir investigando en este segmento para hacer este tipo de almacenamiento más atractivo.

Tecnologías de almacenamiento de energía térmica: esta forma de almacenamiento de energía se logra calentando alguna sustancia, por ejemplo, agua o rocas. Luego, este calor es utilizado en un momento posterior para generar energía eléctrica. Esta forma de almacenamiento de energía puede servir como paso intermedio en la producción de energía. Por ejemplo, esta técnica se usa en la energía solar térmica al calentar grandes cantidades de sales mediante espejos parabólicos para luego generar energía eléctrica tal como lo hace un generador térmico convencional. La energía no debe por qué ser entregada inmediatamente a la red, sino que se puede inyectar en algún momento en que la demanda sea mayor, lo que significa en la mayoría de los casos un precio spot más alto. El almacenamiento térmico puede variar desde pequeñas instalaciones de almacenamiento de agua hasta grandes cámaras de roca subterránea. La energía se puede almacenar de esta forma por períodos de horas, días o meses. Las desventajas de estos métodos de almacenamiento son que el tiempo de conversión de energía es alto, hay una pérdida de energía en el proceso de conversión y hay una pérdida de almacenamiento en forma de disipación de calor.

Baterías de plomo ácido: los dispositivos de almacenamiento de energía química (baterías) se encuentran entre las principales tecnologías de almacenamiento de energía en la actualidad. La diferencia fundamental entre las baterías y los condensadores es que los condensadores almacenan energía directamente como carga eléctrica, mientras que en las baterías la energía se almacena en reactivos químicos capaces de generar cargas. Las baterías de plomo-ácido son uno de los métodos de mayor madurez dentro de las baterías y dentro de la categoría de dispositivos de almacenamiento de energía a nivel de kW. En la actualidad, los principales sistemas de baterías funcionan con ácido de plomo recargable y las baterías primarias de dióxido de manganeso y zinc [17]. La celda de plomo-ácido tiene un electrodo negativo de plomo elemental finamente dividido y un electrodo positivo de dióxido de plomo en polvo en un electrolito acuoso [18]. Las baterías de plomo generalmente se trabajan a una temperatura nominal de 25°C debido a que a esta temperatura, funcionan mejor. La exposición a bajas temperaturas ambiente

conduce a una disminución del rendimiento y la exposición a altas temperaturas ambiente da como resultado una vida más corta [19]. Las baterías suministran CC cuando se cargan y reciben CC cuando se descargan. Por lo tanto, cuando se usan en sistemas de CA, la conversión en ambas direcciones es obligatoria.

Baterías de ion-litio: las baterías de iones de litio están ganando una posición dominante en el mercado de baterías recargables. La razón principal es la alta densidad de energía que tienen estas baterías. En otras palabras, una celda de iones de litio con un tamaño y peso específico es capaz de suministrar sustancialmente más energía que las tecnologías de la competencia del mismo tamaño o peso [20]. El litio tiene un bajo número atómico y un alto potencial de electrodo y permite que las baterías de iones de litio proporcionen una densidad de alta energía en comparación con, por ejemplo, las baterías de plomo y zinc [17].

Supercondensadores: en los condensadores convencionales la energía se almacena en las cargas eléctricas entre dos placas conductoras separadas por un material dieléctrico. Sin embargo, los supercondensadores difieren de los condensadores convencionales. Almacenan energía en la interfaz entre el electrolito iónico y el electrodo que es típicamente carbono. La gran superficie de los materiales de carbono (hasta 2000 m²/g) y la pequeña separación de los electrodos (del orden de unos pocos angstroms) permiten a los supercondensadores exhibir una gran densidad de potencia y energía con una vida útil ilimitada de carga-descarga [21].

Volantes de inercia: los volantes de inercia almacenan la energía en forma de energía cinética rotacional. El rotor (volante de inercia) se acelera a una velocidad muy alta gracias a un motor integrado. Para minimizar las pérdidas por fricción, el rotor se coloca en una cámara en vacío y se utilizan cojinetes magnéticos. Cuando se extrae energía del sistema rotacional, la velocidad del rotor se reduce de acuerdo con el principio de conservación de energía y cuando se inyecta energía al sistema, la velocidad del rotor entonces aumenta. El sistema de volante de inercia tiene una eficiencia energética en torno al 85-90 % en comparación con el 70-75 % de la batería electroquímica [22]. Volantes de inercia como sistemas de almacenamiento de energía todavía se encuentran bajo desarrollo, podrían ser adecuados en la regulación de frecuencia y aplicaciones de reserva en giro. Tienen la ventaja de tener un número ilimitado de ciclos de carga/descarga. Sin embargo, su capacidad actual no es suficiente para ser utilizada en aplicaciones de suministro de energía a gran escala [23].

Battery Energy Storage System (BESS): Desde el punto de vista de FACTS, la combinación de un VSC con una fuente de alimentación de CC da como resultado en mejoras significativas sobre el STATCOM tradicional. Cuando una fuente de alimentación de CC, como un paquete de baterías, se integra con un STATCOM, la disposición se denomina BESS. La Figura 2.7 [24] ilustra el BESS esquemáticamente; comprende un paquete de baterías con su controlador y un sistema de control.

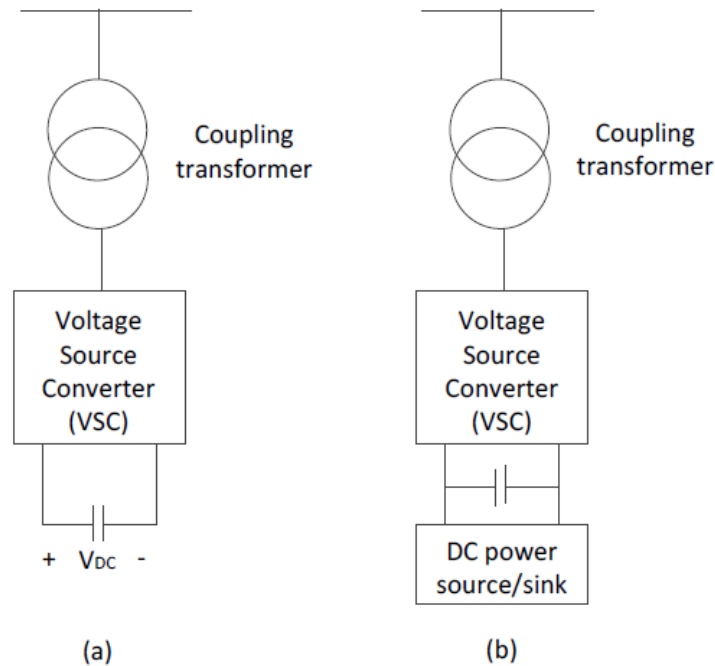


Figura 2.7: (a) STATCOM conectado a un sistema de potencia; (b) Battery Energy Storage System

El sistema de control y alimentación (C-PCS) conecta la batería al sistema de carga (*utility* o usuario final) y regula el modo de funcionamiento de carga / descarga de la batería, la tasa de carga, etc. El costo de C-PCS es significativo y puede ser mayor que el 25 % del sistema de almacenamiento de energía en general [25]. El C-PCS incluye convertidores de potencia, circuitos de control, filtros y el transformador. El transformador, entre otras funciones, se encarga de aislar los sistemas de CC y CA. Para obtener más información sobre esta tecnología, se recomiendan las siguientes referencias [26], [27] y [28]. Es común referirse a los convertidores de CC a CA como inversores, convertidores de CC a CC como interruptores y convertidores de CA a CC como rectificadores. Además, los convertidores de CA a CA se denominan controladores de potencia si la conversión es a la misma frecuencia y si la conversión se produce en frecuencias diferentes, se denominan cicloconvertidores [27]. Con frecuencia, los sistemas electrónicos de potencia combinan múltiples procesos de conversión y se los denomina simplemente convertidores o sistemas de acondicionamiento de energía. La Figura 2.8 muestra el concepto básico de un convertidor. Al abrir y cerrar alternativamente los interruptores N y P , se puede obtener una tensión alterna de onda cuadrada monofásica a través de la carga. Se observa que la forma de onda de voltaje contiene armónicos que normalmente deberían eliminarse mediante filtrado y control.

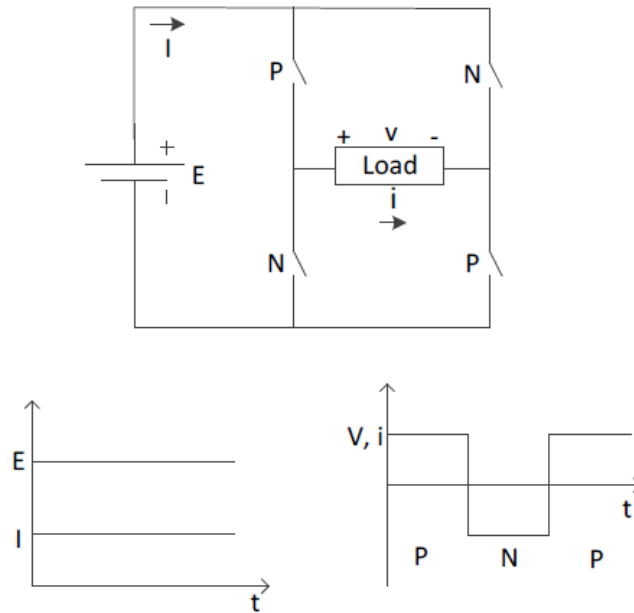


Figura 2.8: Diagrama esquemático del concepto básico de un convertidor

En la mayoría de las aplicaciones, la batería interconecta un punto de distribución de acoplamiento común (PCC) a través de un convertidor trifásico. La Figura 2.9 presenta el diagrama de circuito básico de un inversor trifásico. Las tres salidas a , b y c proporcionan alimentación trifásica a un PCC a través de un transformador de acoplamiento trifásico. La Figura 2.9 también muestra la secuencia de conmutación y las formas de onda de excitación a la salida y entrada de un convertidor, respectivamente. Tener en cuenta que cada marco de tiempo representa 60 grados eléctricos. Como sugieren las formas de onda, la salida de este inversor se aproxima a una tensión sinusoidal. Al colocar diodos o interruptores en paralelo con cada uno de los seis interruptores, la batería podrá suministrar o absorber VARs.

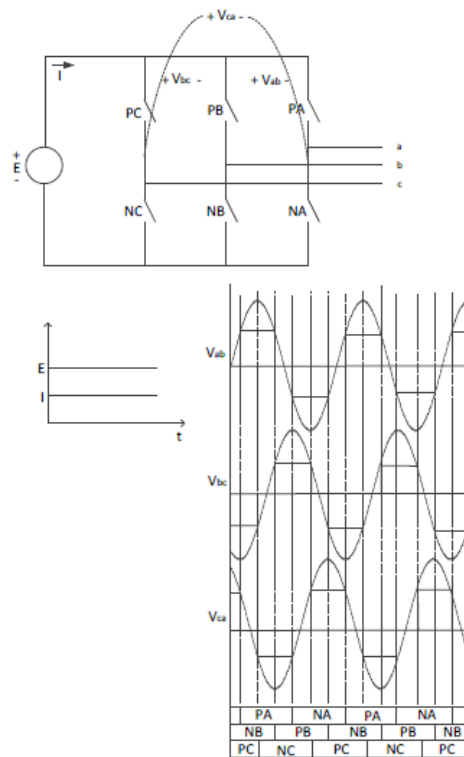


Figura 2.9: Diagrama esquemático del concepto básico de un convertidor

El inversor presentado en la Figura 2.9 es un inversor de seis pulsos, lo que significa que cada 60 grados eléctricos cambiará el patrón de excitación en los nodos a , b y c . El ciclo completo se realiza cada 360 grados eléctricos. Los convertidores con un mayor número de pulsos, por ejemplo, 12 o 48 pulsos, pueden fabricarse agregando más conmutadores. Cuanto mayor sea el número de pulsos, mayor será el número de armónicos de alta frecuencia, lo que dará como resultado mejores formas de onda sinusoidales de salida. Con la llegada de conmutadores más rápidos como MOSFET e IGBT, los convertidores de modulación por ancho de pulso (PWM) se convirtieron en una opción. Una de las ventajas de PWM es que tienen la capacidad de producir solo armónicos de alta frecuencia, que son más fáciles de filtrar que las frecuencias más bajas. El otro componente principal de BESS es el paquete de baterías. Actualmente, diferentes tipos de baterías están disponibles comercialmente y se están desarrollando algunas ventajas adicionales. Los más populares son: (i) ácido de plomo; (ii) ion de litio; (iii) sulfuro de sodio (NaS).

2.2.3. Almacenamiento de energía en el mundo

La integración del almacenamiento de energía a gran escala ha ocurrido en diferentes contextos de mercado eléctrico dependiendo de los impulsos que defina cada país. A nivel mundial ha existido un consenso en los mercados analizados respecto de los beneficios sistémicos que pueden significar los sistemas de almacenamiento, por lo que es posible

observar una relación directa con políticas de integración de energías renovables, que ha sido su principal driver en la última década.

En la Figura 2.10 se muestra la capacidad instalada de los sistemas de almacenamiento en el mundo.

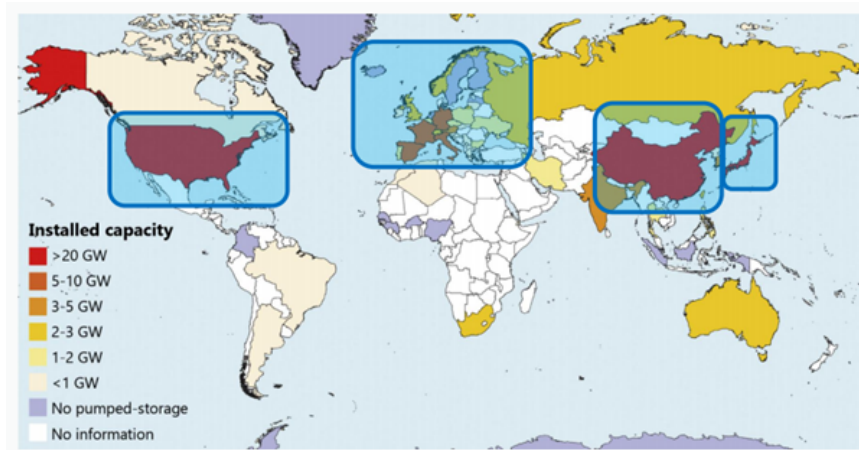


Figura 2.10: Source: Study of the drivers and asset management of pumped-storage power plants historical and geographical perspective, Ecole Polytechnique Federale de Lausanne, 2016. Diagrama esquemático del concepto básico de un convertidor

En la Figura 2.11 se muestra la realidad de la capacidad de almacenamiento en el mundo categorizada por tipo de tecnología. Se puede ver que prácticamente toda la tecnología de almacenamiento del mundo corresponde a la hidroeléctrica de bombeo, la cual en ciertas zonas es muy efectiva sin embargo para poder llegar a instalar este tipo de tecnología es necesario tener de suficientes fuentes de agua, desnivel adecuado para poder turbinar el agua y espacio suficiente con su correspondiente permiso medioambiental. A modo de ejemplo, si una hidroeléctrica de bombeo utiliza una superficie de 120ha un almacenamiento tipo BESS necesita sólo el 10% del espacio de la hidroeléctrica de bombeo para la misma cantidad de energía.

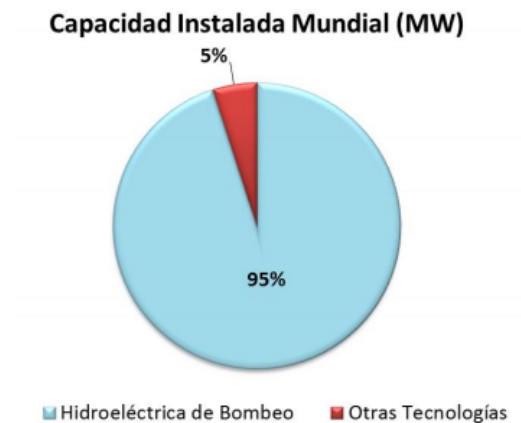


Figura 2.11: Source: DOE Global Energy Storage Database, Office of Electricity Delivery and Energy Reliability

A continuación se describe la cantidad de almacenamiento de energía de los países que están a la vanguardia en este tema así como características propias de su sistema de potencia:

Japón

- 29 GW de almacenamiento (11 % de cap. instalada de generación).
- Monopolios regionales abiertos a IPPs, Utilities.
- Combustibles fósiles.
- Conexiones internacionales.
- Generación nuclear.
- Meta energía renovable (30 % a 2030).
- Innovación tecnológica.
- Gestión temporal y arbitraje.
- Subsidio

Estados Unidos

- 29 GW de almacenamiento (11 % de cap. instalada de generación).
- 32 GW de almacenamiento
- 1378 MW baterías (reg. frec.)
- Escaso desarrollo de PSH en últimos 20 años

- Competencia shale-gas
- Competencia en mercado liberalizado y exposición al riesgo
- Metas energías renovables (Oeste)
- Aplicaciones PSH: Gestión temporal y arbitraje (78 %), potencia de punta (11 %), control de frecuencia (27 %).

China

- 32 GW de almacenamiento.
- Boom PSH desde 1990.
- Grandes termoeléctricas.
- Mercado parcialmente liberalizado con precios fijados.
- Meta: 50 GW a 2020.
- 95 % propiedad del estado.

2.2.4. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento

Si bien las aplicaciones del almacenamiento de energía son diversos en todo el mundo, este trabajo de investigación abarcará en detalle la aplicación del sistema BESS bajo escenarios de gran penetración de energía renovable y para hacer frente al problema de estabilidad transitoria desde el punto de vista de respuesta en frecuencia. En la Figura 2.12 se muestran las diversas aplicaciones de los sistemas de almacenamiento en un sistema eléctrico de potencia.



Figura 2.12: Diversas aplicaciones de los sistemas de almacenamiento en un SEP

A continuación se detallan algunas aplicaciones en las cuales se considera el uso de los sistemas de almacenamiento.

ESS (Energy Storage System) tiene múltiples aplicaciones, y estas habilidades brindan beneficios económicos significativos para los consumidores de energía y compañías de distribución[29]. Esta sección describirá estas aplicaciones y cómo su uso puede beneficiar a la red eléctrica. Se puede encontrar una descripción más detallada de todos los servicios en[30].

Electrical energy time-shift (EETS)

EETS es la práctica de almacenar energía cuando los precios son lo suficientemente bajos para luego vender cuando los precios son lo suficientemente altos. Por ejemplo, la energía puede comprarse cuando existe un exceso de energía solar durante el día y luego venderse en las horas puntas al final de la tarde. El EETS puede ser llevado a cabo por los propietarios de almacenamiento para obtener un beneficio de sus capacidades de almacenamiento. EETS es un método con fines netamente económicos en lugar de un método exclusivo para ayudar a la red desde el punto de vista técnico.

Aplazamiento de nuevas obras de generación

ESS se puede utilizar para retrasar la construcción de nueva central de generación al aumentar la capacidad de disponibilidad energía durante las horas puntas. ESS almacena energía durante horas valles y entrega energía durante las horas puntas aliviando así a la red. Esta forma en general reduce la necesidad de construir centrales que tengan que aportar energía en las horas puntas, las cuales generalmente son de tipo diesel, por lo tanto esta aplicación retrasaría la necesidad de inversión de capital en nueva potencia plantas de generación de energía.

Seguimiento de carga

El ESS se puede llevar a cabo en el caso de seguimiento de carga cuando exista un exceso de energía y luego inyectar esta energía cuando haya un déficit de ésta. Esto se podría lograr mediante generación convencional, sin embargo, el uso de ESS tiene los beneficios de operar con cargas parciales, un tiempo de respuesta rápido, y puede seguir los altibajos dinámicos de la variación de carga [31]. El seguimiento de carga asegura que se satisfaga la demanda de energía del SEP. Para realizar todo este proceso es necesario una alta eficiencia [30].

Regulación

Esto corresponde al balance del suministro de energía al momento de la ocurrencia de desviaciones de generación-carga en las diferentes áreas de un SEP. ESS tiene una excelente aplicación para este caso en particular debido a su rápido tiempo de reacción en comparación a los sistemas convencionales, así limitando la necesidad de cambio en la inyección de energía [30].

Respuesta en frecuencia

La regulación de la frecuencia de una red eléctrica es importante debido al mantenimiento de la calidad del suministro de energía. Muchas fuentes de energía renovables no proporcionan inercia sintética adicional, para lo cual la opción de utilizar los ESS se hace muy atractiva, la cual se puede usar para compensar la fluctuación de frecuencia.

El método más común utilizado para regular la frecuencia en la red es aumentando y disminuyendo la inyección de potencia. Este no es un proceso instantáneo y toma varios minutos para lograr cada cambio. ESS tiene un tiempo de respuesta rápido del orden de los milisegundos. Debido a esto, la respuesta de frecuencia del sistema puede reducirse en gran medida, alisando la curva de frecuencia de la red y mejorando así la calidad de la energía [32].

Una forma de prestar regulación primaria es instalando sistemas de almacenamiento en la red de transmisión o distribución de manera de inyectar o absorber potencia activa cuando el operador lo requiera. La segunda forma es incorporar sistemas de almacenamiento a centrales térmicas o hidráulicas de manera de prestar CPF con el sistema de almacenamiento y elevar el nivel de generación de la central, dado que los niveles de reserva en giro se verían reducidos.

Reserva en giro, reserva no en giro y reserva suplementaria

Este tipo de reserva se utiliza en caso de que exista falta de generación en algún momento dado, ya sea por aumento de la demanda o debido a alguna contingencia.

Este tipo de reserva puede ser dividada en tres tipos:

- Reserva en giro: la cual corresponde a la primera reserva de *backup* que se utiliza cuando se produce un déficit de generación. Esta reserva se encuentra conectada y sincronizada al sistema eléctrico y la cual compensa las contingencias que puedan ocurrir en el sistema.
- Reserva no en giro: es la segunda reserva de *backup* que actúa luego de la reserva en giro. Se encuentra conectada a la red, pero no está sincronizada. Esta reserva actúa en menos de 10 minutos luego de que se haya producido la contingencia.
- Reserva suplementaria: es la última en entrar en acción siempre y cuando la reserva en giro y la reserva no en giro no sean suficientes.

Soporte de tensión

Se requiere soporte de tensión para garantizar que esta variable se mantenga dentro de los límites especificados por la NTSyCS, donde ésto se obtiene mediante el uso de compensación de potencia reactiva. La compensación de potencia reactiva también mejora la estabilidad de la red al aumentar la potencia activa máxima que se puede transmitir. Tradicionalmente, condensadores e inductores han sido utilizado para compensar la potencia reactiva. En los últimos años, convertidores PWM autoconmutados han sido utilizados para generar o absorber potencia reactiva, donde la mayoría de los tipos de ESS utilizan un PWM para convertir de CA a CC y viceversa [31].

Para regular tensión con un sistema de almacenamiento de energía, debe actuar de manera rápida, con tiempos del orden de los 20 ms, para lo cual se utiliza un equipo conversor de potencia que permita al sistema operar en los cuatro cuadrantes, de modo que el sistema de almacenamiento pueda operar como capacitor o reactor, según se necesite, de acuerdo a los valores de tensión de la operación.

Partida en negro o autónoma

La partida en negro es la capacidad que tiene una unidad para poder incorporarse al sistema eléctrico estando inicialmente apagada, sin la necesidad de la asistencia de la red eléctrica. Este tipo de capacidad se utiliza para energizar la red eléctrica y dar soporte para la conexión de otras unidades y líneas de transmisión para el caso de fallas totales o parciales de los sistemas.

Los sistemas de almacenamiento requieren de grandes niveles de potencia (10 MVA o más) para energizar las líneas de transmisión, brindar control de voltaje, frecuencia y lograr la partida de los generadores. Además, deben tener tiempos de descargas de algunas horas, para poder energizar los generadores y darles partidas desde un estado frío (por ejemplo, en turbinas de gas desde 15 minutos a una hora).

Si se produce un evento catastrófico en el SEP entonces algún ESS, que esté diseñado para esto, podría proporcionar suficiente energía para energizar las líneas de transmisión, proporcionar energía de arranque para generadores diesel, y proporcionar una referencia de frecuencia. Esta podría ser una función secundaria del ESS, por lo que el ESS deberá tener una cantidad específica de energía siempre disponible en caso de un apagón.

Alivio de congestión de la transmisión y Aplazamiento de nuevas obras de transmisión y subtransmisión

El uso de los ESS ayuda también a aliviar la congestión de algunas líneas de transmisión, ya que con estos ESS se intenta cambiar la dirección del flujo, durante las horas de alta demanda lo que conlleva a pérdidas menores dentro del mismo SEP. El alivio de la congestión de la transmisión también lleva a la reducción de los costos de energía debido a las menores pérdidas de transmisión. La operación del ESS es la siguiente: se carga cuando no existe congestión y se descarga cuando ocurre la congestión. Todo lo anteriormente mencionado ayuda también para el aplazamiento de las nuevas obras de transmisión y subtransmisión debido a que la congestión se intenta controlar con el ESS.

Calidad de energía

En ciertas industrias los requerimientos relacionados con la calidad de la energía son cada vez mayores, principalmente por la sensibilidad de algunos equipos ante las variaciones que existen en los sistemas eléctricos, ya sea de frecuencia, tensión u otras variables. Existen fenómenos que aunque estén dentro de la normalidad, con respecto a la normativa técnica, puedan afectar algunos equipos, por lo que se genera la oportunidad para el uso de sistemas de almacenamiento de energía que sean capaces de entregar una energía de calidad, con los requerimientos que estos equipos posean, durante algún tiempo.

Arbitraje de energía

Debido a la forma en que se hace el despacho económico en los sistemas interconectados chilenos y la variación horaria de la demanda, se presentan curvas de demanda que el mercado debe equilibrar económicamente, lo que hace variar los costos marginales del sistema, siendo normalmente mayores en alta demanda y disminuyendo cuando la demanda baja. Con este escenario, los sistemas de almacenamiento pueden gestionar la compra y venta de energía, de modo que puede comprar energía a bajos precios (se carga) y vendiendo a altos precios (descarga). Para lograr esto, se requieren siste-

mas de almacenamiento con largos números de ciclos (se requiere descargar y cargar constantemente) y que en lo posible sean de gran tamaño.

2.3. BESS aplicados en SEP

Esta sección analiza la tecnología BESS para aplicaciones en SEP. Dado que la batería es la piedra angular de un BESS, se proporciona una breve explicación de algunos procesos químicos que se producen en las baterías los cuales son adecuados para aplicaciones a gran escala en un SEP.

2.3.1. Revisión de la literatura

Con los años, se ha propuesto una amplia gama de aplicaciones dentro de un SEP en base al almacenamiento de energía en baterías. En [33] se discuten las ventajas de usar tecnología de BESS aplicado a la calidad de energía y a la confiabilidad de los SEPs. En [34] se discute la aplicación de BESS en el amortiguamiento de las oscilaciones de los modos inter-área en un determinado SEP. El documento también discute diferentes estrategias para determinar la mejor ubicación para instalar BESS para amortiguar las oscilaciones de modos inter-área. El documento concluye que la mejor ubicación para instalar BESS depende de las diferentes estrategias de control aplicadas para controlar la potencia activa y reactiva de BESS.

En [35] se analiza el impacto de la operación de sistemas BESS en la mejora de la regulación de frecuencia. El documento concluye que el sistema BESS es capaz de proporcionar una gran mejora en la dinámica del sistema, incluso bajo perturbaciones aleatorias de carga. En [36] se describe un análisis económico de las aplicaciones de BESS para el aplanamiento de la curva de demanda. Se afirma que antes de este trabajo no se había considerado un análisis económico explícito de las aplicaciones de los BESS. El documento sugiere que es más probable que las *utilities* soliciten el control primario en el futuro. El documento también afirma que descuidar el lado comercial del análisis de los BESS ha llevado a considerar dispositivos de gran tamaño y, por lo tanto, no rentables. Tres años más tarde, se presentó un método para el dimensionamiento óptimo del BESS en un sistema de potencia aislado en [37].

Cabe destacar que [34] sólo considera una máquina del tipo convencional conectada a través de una línea a una barra infinita. Además sólo se hace hincapié en los modos inter-área, dejando así de lado otros modos importantes también. Por otro lado, no utiliza ningún análisis modal para poder optimizar la ubicación de los BESS. Esta metodología claramente no es aplicable a sistemas medianos ni grandes, no se propone ninguna metodología de optimización del tamaño de los BESS ni tampoco alguna metodología de optimización de la ubicación de éstos, sino que sólo se limita a calcular los beneficios del BESS en las diferentes barras de un sistema de transmisión completamente radial. Por lo tanto, el artículo [34] no logra abordar todos los objetivos de esta tesis. Es más, esta tesis plantea una metodología de optimización que puede ser aplicada inclusive a grandes sistemas, incluyendo una gran penetración de ERV. Además, considera todos

los modos de oscilación del sistema dentro de la optimización, lo cual se resuelve mediante algoritmos genéticos, logrando así que se tenga una resolución del problema en tiempos no muy extensos.

Si bien para el caso [37] se menciona una optimización del tamaño de los BESS dentro de un sistema aislado, éste sólo se limita a la mejoría de la reserva en giro. Además, la función objetivo está netamente relacionada con la maximización de los beneficios de operación usando el valor presente neto como indicador de rendimiento. Por lo tanto, esta tesis ofrece un análisis más detallado del tipo de optimización y su resolución, en comparación a la literatura encontrada.

Cabe destacar que trabajos realizados antes de 2010 presentaron la tecnología de primera generación, es decir, la tecnología de batería que era principalmente de tipo plomo-ácido y el inversor era un puente de seis (o doce pulsos) que usaba tiristores convencionales y control de fase, es decir, puente Graetz.

En poco tiempo, el puente Graetz comenzó a ser reemplazado por el Convertidor de Fuente de Voltaje (VSC) usando GTO y control PWM. La Ref. [38] presenta un modelo BESS mejorado en el que se han considerado el SOC de la batería y el control real de PWM del VSC. Otra aplicación del BESS en sistemas de potencia corresponde a suavizar las fluctuaciones de inyección de energía de un parque eólico el cual se discute en [39]. Los tres parámetros que influyen en el nivel de suavizado (LOS) son la capacidad de almacenamiento de la batería (C), la potencia máxima de carga / descarga de la batería (P) y la constante de tiempo de alisamiento (T). El documento propone un criterio para identificar el LOS de la potencia que inyecta un parque eólico. Esto es seguido por un método, basado en dicho criterio, para encontrar la combinación óptima de parámetros de C , P y T .

Se han llevado a cabo varias investigaciones para estudiar y cuantificar el impacto del BESS desde el punto de vista técnico y económico en diversos SEP. Los "modelos operativos de BESS" se utilizan para evaluar los beneficios operacionales de los BESS en respuesta a las perturbaciones del sistema de potencia dentro de una escala de tiempo apropiada. Los "modelos económicos de los BESS", preocupados por el tamaño óptimo desde el punto de vista económico, modelan los BESS desde la perspectiva de los costos. Se utilizan modelos BESS completamente diferentes para estos dos tipos de estudios.

2.3.2. Diferentes modelos de BESS para SEP

Los modelos operativos de BESS se pueden clasificar según la escala de tiempo de estudio a ser aplicado en un sistema de potencia. Hasta ahora, las investigaciones se han centrado principalmente en evaluar el efecto de BESS en (i) la confiabilidad [40] y (ii) la estabilidad del sistema de potencia [41].

La tecnología de las baterías ha experimentado un desarrollo significativo en los últimos tiempos. Hay diferentes tipos de baterías para diferentes aplicaciones donde algunas de éstas son más adecuadas para las aplicaciones a nivel de sistema de potencia (escala de *utility*) y se analizan brevemente a continuación. Las características de las principales

baterías de última generación se resumen en la Tabla 2.1 .

-	Den. energía (Wh/kg)	Ciclos de vida	Temp. operación (C)
Plomo-Ácido	25	200-2000	15-25
Ion-Litio	360	500-2000	-40 a 60
Polímero-Litio	250-1000	1200	-40 a 60
Cadmio-Níquel	140-180	500-2000	-20 a 60
Metal híbrido-Níquel	220	3000	-20 a 60
Sulfuro de sodio	120	2000	-

Tabla 2.1: Resumen del estado del arte de baterías electroquímicas [1]

Plomo-ácido

Cada celda de una batería de plomo-ácido contiene un electrodo negativo de plomo (Pb), un electrodo positivo de dióxido de plomo (PbO₂) y un separador que divide eléctricamente a los electrodos. Los electrodos y el separador se encuentran sumergidos en electrolito de ácido sulfúrico diluido (H₂SO₄) [1].

Ion-litio

El electrodo negativo en las baterías de iones de litio está hecho de óxido de metal y litio (LiCoO₂, LiMO₂, etc.) y el electrodo positivo está hecho de carbono grafitico. El electrolito de la batería está compuesto de sales de litio disueltas en carbonatos orgánicos. La tensión de la celda de circuito abierto es de 4V.

Níquel Cadmio

Las baterías de níquel-cadmio consisten en óxido de hidroxilo de níquel como cátodo y cadmio metálico como ánodo. El electrolito está hecho de una solución concentrada de hidróxido de potasio que contiene hidróxido de litio. El voltaje del circuito abierto es 1.3 V.

Hidruro de níquel-metal

Las baterías de hidruro de níquel-metal son similares a las baterías de níquel-cadmio en términos de sus características. La principal diferencia es el cátodo. En lugar de cadmio, el cátodo está hecho de hidrógeno absorbido en un hidruro de metal. El hidruro de metal en el cátodo se oxida para formar una aleación de metal y el óxido de hidroxilo de níquel en el ánodo se reduce a hidróxido de níquel cuando la batería se descarga. El proceso se invierte cuando la batería está cargada. El voltaje de la celda de circuito abierto es 1.2 V.

Sulfuro de Sodio

El electrodo positivo en las baterías de Sulfuro de Sodio (NaS) es Azufre líquido y el electrodo negativo es Sodio líquido. Un electrolito cerámico de beta-alúmina sólido separa los electrodos. Estas baterías funcionan a una temperatura relativamente alta de aproximadamente 300°C.

Baterías electroquímicas de flujo

En la Figura 2.13 se muestra un diagrama de bloques simplificado de una batería de

flujo. La batería de flujo consiste en un reactor (celda electroquímica), dos tanques (depósitos) y dos bombas. El reactor está compuesto por dos electrodos separados por una membrana selectiva de iones. Las bombas hacen circular los electrolitos a través del reactor. La energía química se convierte en electricidad cuando los dos electrolitos circulan por el reactor.

La densidad de energía de la batería depende del tamaño de los tanques y la cantidad de electrolitos. Sin embargo, la densidad de potencia está determinada por las velocidades de las reacciones de los electrodos.

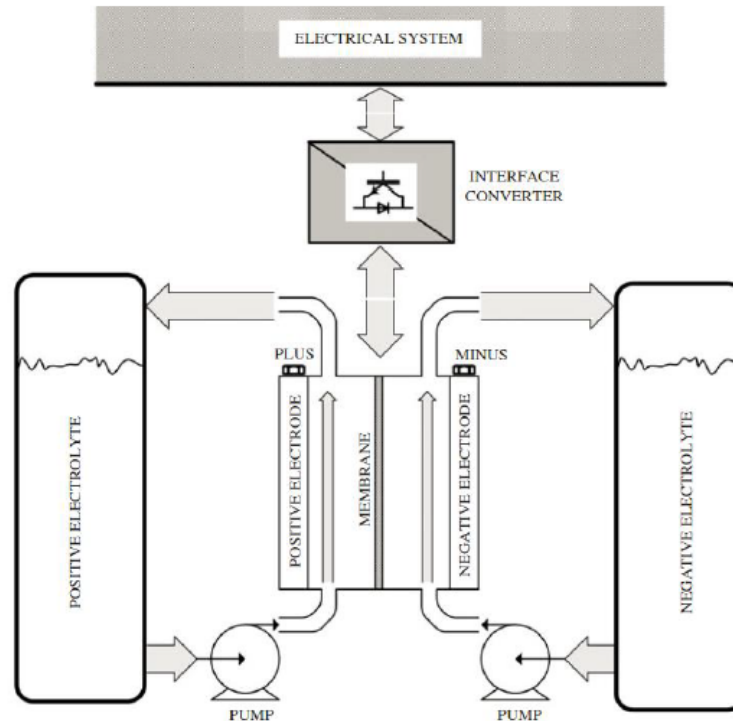


Figura 2.13: Diagrama de bloques simplificado de una batería electroquímica de flujo [1]

2.3.3. BESS aplicados al control de frecuencia en SEP

En un SEP la potencia total generada debe coincidir con la potencia consumida por la carga y las pérdidas de transmisión. Si la carga excede la potencia entregada por las máquinas que accionan los generadores, la diferencia dará como resultado la extracción de energía de la masa giratoria, la llamada inercia, de los generadores. Esto conduce a la caída de la velocidad de rotación de los generadores, es decir, la frecuencia disminuye. De manera similar, si la generación es más que la carga, la frecuencia del sistema aumentará. Para restaurar la frecuencia al valor inicial, se deben tomar medidas de control en la salida de los generadores. En función del mecanismo y la velocidad de la acción, el control de frecuencia se divide en tres categorías:

- Control de frecuencia inercial y primario
- Control de frecuencia secundario / load frequency control (LFC) / automatic generation control (AGC)
- Control de frecuencia terciario

Las unidades generadoras convencionales contienen energía almacenada en su masa giratoria, la cual actúa inmediatamente después de que se produce un desequilibrio entre la generación y la demanda. Esta inercia actúa como un amortiguador y limita en cierta medida la tasa de cambio en la frecuencia, siempre y cuando esta energía sea lo suficientemente significativa en relación a la energía de desbalance. Esta energía almacenada da tiempo para que las unidades generadoras ajusten su consigna de generación para restablecer el equilibrio. Esta respuesta natural de las unidades generadoras, donde no se proporciona control, se denomina respuesta inercial. La respuesta inercial es seguida por el control de frecuencia primario. El control de frecuencia primario se logra a través del regulador de velocidad, el cual luego de detectar el error de frecuencia, un lazo de control de caída automático en el regulador actúa para ajustar la potencia mecánica en el generador para dar soporte de potencia. A veces, la respuesta inercial se considera parte del control de frecuencia primario [2] y también es claro que coexisten durante cierto periodo. Después de haber sido aplicado el control de frecuencia principal, todavía existirá un error asociado a la frecuencia respecto a su valor nominal. Para corregir este error, los puntos de ajuste del regulador se modifican y la frecuencia se restablece al valor de referencia. Esto se llama "control de frecuencia secundario". El control secundario es más lento que el control primario. Está en un marco de tiempo de minutos [42]. Después de las acciones de control de frecuencia primario y secundario, se puede llevar a cabo un control terciario. Los controles de frecuencia primarios y secundarios son rápidos y automáticos en comparación con el control terciario. El propósito del control de frecuencia terciaria en los SEP es restaurar las reservas primarias y secundarias y hacer ajustes de generación a gran escala, siempre y cuando sea necesario. El control terciario es un control manual el cual entra en juego como último recurso si los controles de frecuencia primarios y secundarios no funcionan correctamente o no son lo suficientemente adecuados para este tipo de contingencias [43]. En la Figura 2.14 se ilustra una respuesta de frecuencia típica después de un aumento repentino en la demanda. La respuesta de inercia que resulta de un aumento de carga es seguida por el control de frecuencia primario durante hasta aproximadamente 20 - 30 segundos. Más allá de eso, el control secundario se activa para restaurar la frecuencia a su valor de pre-perturbación, después de un tiempo de aproximadamente 5-10 minutos.

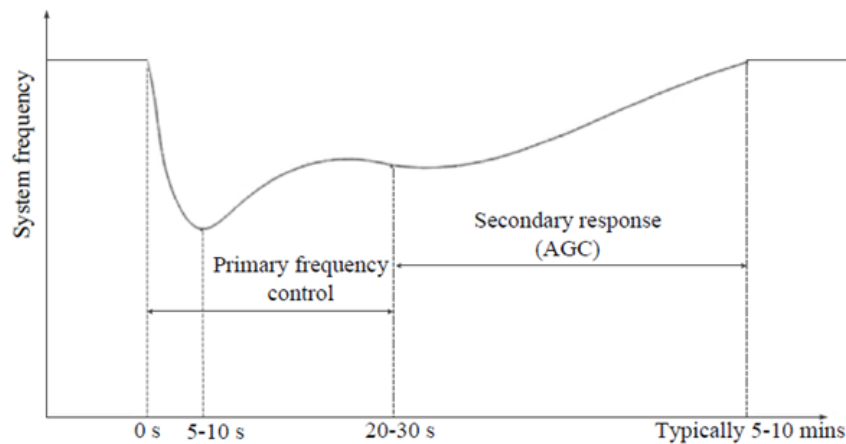


Figura 2.14: Respuesta inercial, control de frecuencia primario y secundario [2]

2.3.4. Sistemas de Baterías BESS en el CPF (Control Primario de Frecuencia)

Según lo que se ha expuesto sobre los controles de frecuencia de los SEP, los generadores convencionales necesitan de un tiempo mínimo antes de entregar la potencia requerida para restablecer la frecuencia ante cualquier contingencia en el sistema. El banco de baterías BESS realizará este aporte transitorio, ya que son capaces de aportar o absorber potencia de la red para estabilizar la diferencia entre la generación y la demanda de energía del sistema, y evitar así las posibles desconexiones por frecuencia fuera de límite. Este sistema de baterías, actuará tanto en la respuesta inercial como en el control primario de frecuencia, intentando reducir al máximo la profundidad de la desviación de la frecuencia consiguiendo así, un ajuste mínimo de frecuencia hasta que el CSF (Control Secundario de Frecuencia) actúe.

Los equipos de almacenamiento pueden dar regulación primaria y secundaria de frecuencia en los sistemas interconectados. Para la regulación primaria, se absorbe potencia cuando hay un incremento de la frecuencia (se carga) y, análogamente, se inyecta potencia cuando hay una bajada en el valor de frecuencia (se descarga). Para el control primario de frecuencia se requiere bastante rapidez, la respuesta del sistema de almacenamiento de energía debe ser de entre 3 a 5 segundos, hasta los 30 segundos, y luego debe ser capaz de proveer regulación hasta más o menos 15 minutos. Los tiempos de respuesta de 20 ms de algunos equipos de almacenamiento pueden significar mejoras en el desempeño de la regulación frecuencia contra el control convencional. Una forma de prestar regulación primaria es instalando sistemas de almacenamiento en la red de transmisión o distribución de manera de inyectar o absorber potencia activa cuando el operador lo requiera. La segunda forma es incorporar sistemas de almacenamiento a centrales térmicas o hidráulicas de manera de prestar CPF con el sistema de almacenamiento y elevar el nivel de generación de la central, dado que los niveles de reserva en giro se verían reducidos. Esto permitiría ingresos mayores para el propietario de la central por venta de energía (y potencia). Esto sucede actualmente en la parte norte

del Sistema Eléctrico Nacional de Chile, en las Centrales Norgener y Angamos. Con sistemas de almacenamiento se puede dar regulación secundaria cuando el Control Secundario de Frecuencia se realice de forma manual o automática. Las tecnologías de almacenamiento de energía pueden mejorar la robustez de la respuesta frente a fallas, reduciendo las posibilidades de que se generen escenarios de inestabilidad. En el lado de la carga, donde ocurre la falla, se inyecta potencia acelerando esa área en particular, o de igual manera absorbiendo potencia en el lado de la generación desacelerando esa zona. Para realizar esto, los sistemas de almacenamiento deben ser tecnologías muy rápidas, que garanticen una respuesta muy veloz (de unos pocos milisegundos) con una descarga de muy poco tiempo, pero el dispositivo debe esperar para ser usado por largos periodos, por lo que las pérdidas por descargas internas deben ser prácticamente nulas.

2.3.5. Sistemas de Baterías BESS en la mejora de la estabilidad de pequeña señal

Según lo investigado, dentro del marco de esta tesis, este método de mejora de la estabilidad de pequeña señal en base a BESSs es bastante nuevo por lo cual no se encuentra mucha información en la literatura. Una de las investigaciones que se aproxima a la mejora en la estabilidad de pequeña señal y en base a una resolución con GA es [7]. Sin embargo, esta investigación habla netamente de la utilización de PSSs, de la cual se puede extraer ciertas ideas de cómo establecer la función objetivo para aplicarlas posteriormente al caso de la utilización de BESSs. Otras investigaciones que realizan el análisis de optimización mediante GA son los que se detallan en [8]-[9]. La investigación [44] muestra cómo mejorar el amortiguamiento de los modos inter-área del Sistema Eléctrico Nacional de Chile (SEN) y del sistema argentino en base a la instalación de sistemas BESS. La investigación [44] no resuelve el problema matemático de optimización en base a GA, sino que utiliza aproximaciones mediante el cálculo de algunas barras candidatas con ayuda de las matrices de observabilidad y controlabilidad para saber en qué dirección se mueven los valores propios. Sin embargo, muestra como la utilización en los lugares adecuados de BESSs ayuda a mejorar el amortiguamiento del sistema. Según [45] en los próximos años se observará un descenso en la tasa de amortiguamiento del modo inter-área (sistema del norte y del sur) del SEN debido al despacho predominante de unidades hidroeléctricas asociado con las largas distancias de transmisión: condición favorable para oscilaciones inter-área poco amortiguadas. Además, el ajuste robusto de PSSs debe analizarse cuidadosamente dado los cambios significativos en las características del modo inter-área del SEN entre condiciones con alta y baja penetración de ERV. Debido a la constante penetración de energías renovables traerá consigo significativos cambios en la topología del sistema, cambios en la generación y a su vez en la tasa de amortiguamiento de los modos inter-área, haciendo necesario el uso de más PSSs. Sin embargo, muchos generadores convencionales no serán despachados debido a su alto costo operacional, dejando así más unidades de ERV como la principal fuente de energía lo cual traerá mayores desafíos para el control de la SSS debido a la falta de PSSs. Si bien las ERV podrían eventualmente ayudar a proveer inercia sintética o también ayudar a la regulación de frecuencia [46]-[47], estos cambios en sus respectivos loops de control aún no se encuentran del todo desarrollados ni tampoco han sido

exigidos por los operadores de la red. Es más, muchos tecnólogos de energías renovables aún no han desarrollado esta tecnología o sistema de control aún.

Es en esta aplicación donde el presente proyecto se centra, el sistema de almacenamiento objeto del trabajo, se diseñará para mejorar la estabilidad de pequeña señal del sistema en base a la optimización de la ubicación y tamaño de los sistemas BESS así como aportar estabilidad transitoria al sistema frente a cualquier falla dando tiempo a que el propio sistema para restablecerse recordando que uno de los escenarios a evaluar es una concentración importante de energía eólica.

Estabilidad, Análisis Modal y Modelación dinámica de los BESSs

3.1. Estabilidad en Sistemas de Potencia

La estabilidad de un SEP se define como la propiedad que presenta un sistema para permanecer en un estado de equilibrio bajo condiciones normales de operación, y de evolucionar hacia un punto de equilibrio aceptable luego de ser sometido a una perturbación. Por un estado de equilibrio aceptable, se entiende aquel en donde los valores de tensión y frecuencia permanecen dentro de sus límites normales y todos los generadores sincrónicos operen en sincronismo.

La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas dentro del sistema [2]. Dependiendo de la configuración de la red, sus condiciones operativas, como también del origen y severidad de las contingencias, estas fuerzas pueden experimentar desequilibrios sostenidos capaces de llevar al sistema a presentar distintas formas de inestabilidad. Tradicionalmente, el problema de estabilidad ha sido mantener el sincronismo dentro del sistema.

La estabilidad dentro de un SEP se clasifica según [48]:

- La principal variable afectada; ángulo de carga (δ), frecuencia (f) y magnitud de tensión en las barras (V).
- El tamaño de la perturbación.
- La escala de tiempo en la que se presenta.

La Fig. 3.1 presenta en forma esquemática la clasificación de la estabilidad en un SEP, las cuales son:

- Estabilidad de ángulo

- Estabilidad de frecuencia
- Estabilidad de tensión

Debido a que un sistema de potencia es no-lineal, la estabilidad depende fuertemente de las condiciones iniciales y del tamaño de la perturbación. Es así como la estabilidad de ángulo y de tensión pueden, a su vez, dividirse para pequeñas y grandes perturbaciones. Dependiendo de la escala de tiempo en la cual se presente cada una de las inestabilidades, es posible diferenciar entre estabilidad de corto plazo y largo plazo. Para los fenómenos de corto plazo, el marco de tiempo de interés se encuentra en el orden de los segundos, mientras que fenómenos de largo plazo abarcan desde decenas de segundos hasta varios minutos [49].

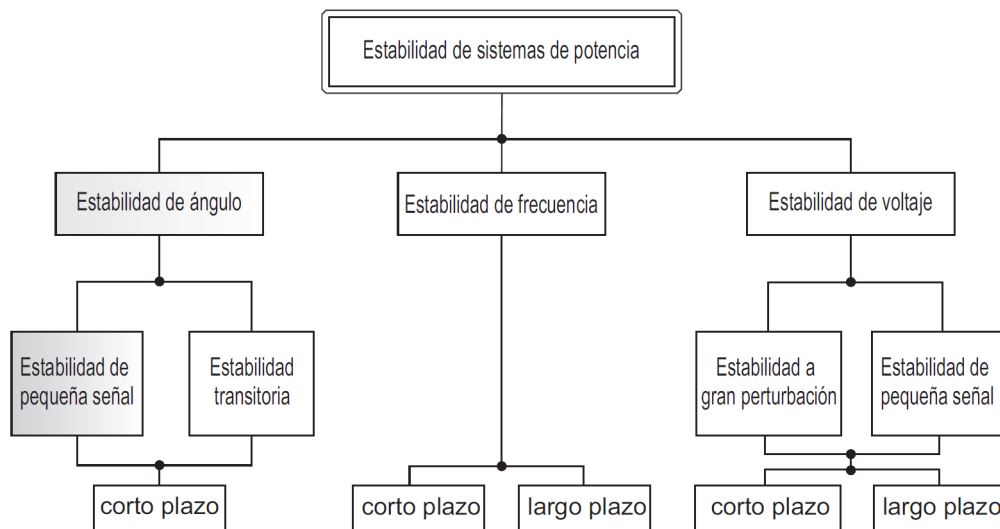


Figura 3.1: Clasificación de estabilidad en SEP.

En la Figura 3.1 se destaca la rama izquierda de la clasificación, correspondiente a la estabilidad de ángulo ante pequeñas perturbaciones. Este tipo de estabilidad será la única en describirse y analizarse en forma detallada, ya que es donde se enmarca el problema de las oscilaciones electromecánicas. Por otro lado, referencias como [50], [51], [52] entregan una extensa descripción, análisis y experiencias relativa a la estabilidad de tensión y frecuencia.

3.2. Estabilidad de Ángulo

La estabilidad de ángulo es la habilidad de las máquinas sincrónicas de un sistema de potencia a permanecer en sincronismo después que se ha sometido a alguna perturbación. La variable de interés corresponde a los ángulos de los rotores que comienzan a oscilar luego de una perturbación. Este problema implica el estudio de las oscilaciones electromecánicas, fenómeno inherente de los SEPs [48].

Luego de una perturbación, el movimiento del rotor de la máquina sincrónica está condicionada por la ecuación de oscilación.

$$2H \frac{\partial \Delta\omega_r}{\partial t} = T_m - T_e - K_D \omega_r \quad (3.1)$$

$$\frac{\partial \delta_r}{\partial t} = \Delta\omega_r \quad (3.2)$$

Donde $\Delta\omega_r$ corresponde a la desviación de la velocidad en p.u., δ es el ángulo del rotor en radianes eléctricos, H es la constante de inercia, ω_0 es la velocidad base en radianes por segundo, T_m es el torque mecánico de la máquina primaria menos las perdidas rotacionales, T_e es el torque eléctrico y K_D se conoce como la constante de amortiguamiento.

De la ecuación anterior, se desprende que el ángulo es una función del balance entre la potencia mecánica neta aplicada al rotor (potencia de la máquina primaria menos las perdidas rotacionales) y la potencia eléctrica transferida a la red. Bajo condiciones estacionarias, el equilibrio entre la potencia mecánica neta y la eléctrica conducen a un valor constante de velocidad angular de cada unidad generadora. Al ocurrir una perturbación se altera este equilibrio, presentándose aceleraciones y desaceleraciones de los rotores, originándose de esta manera las oscilaciones electromecánicas. Al presentarse estas oscilaciones, que involucran tanto variables mecánicas como eléctricas, las máquinas que componen el sistema habrán intercambiado energía cinética en forma de potencia eléctrica. La acción de los sistemas de control ayudarán a un SEP lo suficientemente estable a encontrar su nuevo punto de equilibrio.

3.2.1. Estabilidad de Pequeña Señal

Es la capacidad que posee un SEP para mantener el sincronismo durante pequeñas perturbaciones. Dentro de un SEP, es natural que se presenten perturbaciones de forma continua y comúnmente éstas se deban a pequeños cambios en la demanda y/o generación.

Cuando las perturbaciones son pequeñas, las ecuaciones dinámicas que describen el comportamiento del sistema pueden ser linealizadas [49]. Así, se tiene una aproximación lineal del sistema real, donde su estabilidad podrá ser analizada mediante las raíces de la ecuación característica del modelo aproximado. Este análisis se basa en la aplicación del primer método de Lyapunov.

Para pequeñas perturbaciones, la expresión (3.1) puede ser linealizada en torno a un punto de trabajo. De este análisis se desprende que los cambios en el torque de origen eléctrico pueden ser descompuestos en una componente proporcional a la velocidad y otra proporcional a la posición angular:

$$\Delta T_e = T_S \Delta\delta + T_D \Delta\omega \quad (3.3)$$

Donde T_e corresponde a pequeñas variaciones del torque de origen eléctrico, $T_S\Delta\delta$ es la componente de torque sincronizante, T_S es el coeficiente de torque sincronizante que depende del punto de operación y parámetros del sistema eléctrico, $T_D\Delta\omega$ es la componente de torque amortiguador y T_D es el coeficiente de torque de amortiguación que depende de las características constructivas de cada máquina individual como también de su punto de trabajo.

Dado lo anterior, el problema de estabilidad angular puede presentarse de dos formas:

- Insuficiencia de torque sincronizante, provocando incremento sostenido del ángulo del rotor.
- Insuficiencia de torque amortiguador, provocando incremento en la amplitud de las oscilaciones del rotor.

En la práctica, el problema de estabilidad de pequeña señal se debe a la carencia de amortiguamiento de las oscilaciones del sistema.

3.3. Análisis Modal

El análisis modal, es una herramienta matemática utilizada en diferentes campos para el estudio de los modos naturales de un sistema. En este caso particular sirve para estudiar la estabilidad de pequeña señal.

Muchos componentes importantes en los SEPs tales como generadores, sistemas de excitación, controles de velocidad-potencia y cargas tienen una característica altamente no-lineal. Estos componentes y sus controles asociados incluyen saturación, selectores de máxima/mínima y limitadores de salida. La teoría de sistemas no lineales puede ser usada para analizar estas alinealidades, sin embargo, la aplicación está restringida a sistemas simples y pequeños. Para el análisis de la estabilidad de pequeña señal, puede utilizarse una descripción lineal, ya que no se alcanzan a poner de manifiesto las no linealidades para pequeñas variaciones en torno al punto de equilibrio. Para poder analizar el comportamiento de un gran sistema y poder así determinar la naturaleza de las oscilaciones, la operación del sistema debe ser linealizada. En un sistema lineal, la dinámica puede ser descrita por una colección de modos. Un modo está caracterizado por su frecuencia y su amortiguamiento. El método de análisis modal involucra un cambio de coordenadas mediante la diagonalización de la matriz de estados del sistema, desacoplando así las complejas relaciones existentes entre los distintos componentes y determinando los modos característicos de oscilación. Este cambio de coordenadas se realiza a partir de un modelo del sistema linealizado alrededor de un punto de operación específico. El análisis modal utiliza técnicas de autovalores para determinar la estabilidad ante pequeñas perturbaciones. Este método es de gran utilidad para determinar la necesidad de un sistema de control suplementario a los ya existentes o determinar la sintonización adecuada de los controles existentes.

3.3.1. Tipos de estabilidad y modos de oscilación

Los modos de oscilación que se presentan en problemas de estabilidad de pequeña señal en sistemas de potencia, se clasifican en:

- Modos locales.
- Modos entre áreas.
- Modos de control.
- Modos torsionales.

A. Estabilidad local

Los problemas de estabilidad local agrupan de los modos anteriormente planteados a:

- Modo local de oscilación o modo máquina-sistema: es la oscilación más común, y se presenta debido a generadores conectados al sistema por medio de interconexiones largas y radiales y cuyos reguladores automáticos de voltaje operan con alta ganancia. Este tipo de modo se amortigua con el uso de estabilizadores de sistemas de potencia PSS.
- Modo de oscilación entre máquinas: en este modo se produce oscilaciones entre los rotores de generadores cercanos en un área.
- Modos de control: se encuentran asociados con los controles de unidades de generación. Excitaciones mal sintonizadas, gobernadores de velocidad, convertidores y compensadores estáticos son la causa usual de que este tipo de modos se presenten como inestables.
- Modos torsionales: estos modos se presentan cuando los controles de excitación, gobernador de velocidad, controles HVDC, compensadores capacitivos serie, interactúan con la dinámica del sistema eje- turbina-generador.

Todos estos tipos de modos de oscilación se encuentran en el rango de frecuencia de 0.7Hz a 2Hz.

B. Estabilidad global

Los problemas de estabilidad global son causados por la interacción de un grupo de generadores en un área en contra de otro grupo de generadores de otra área, por lo que estas oscilaciones son llamadas modos de oscilaciones entre áreas. En grandes sistemas interconectados se presentan dos formas distintas de oscilaciones entre áreas y son:

- Modos de muy baja frecuencia (0.1Hz a 0.3Hz): implican a todo el sistema dividido en dos partes, con los generadores de una parte oscilando en contra de los generadores de la otra parte.

- Modos de frecuencia mayor(0.4Hz a 0.7Hz): implican a subgrupos de generadores oscilando uno en contra del otro.

Finalmente y en cuanto al origen de los diferentes modos de oscilación se tiene que:

- Los modos entre área y los modos locales se presentan por problemas electro-mecánicos.
- Los modos de control se presentan por problemas de inestabilidad de voltaje.
- Los modos torsionales se presentan por problemas de resonancia subsincrónica.

3.3.2. Análisis matemático

A. Modelo de Espacio de Estado

Un modelo de espacio de estado es, en muchos sentidos, solo una forma definida de escribir un sistema de ecuaciones diferenciales. Las variables utilizadas en el modelo de espacio de estado equivalen a las variables de estado del sistema. Las variables de estado del sistema dinámico pueden ser cantidades físicas tales como ángulo, velocidad o ecuaciones diferenciales que describen la dinámica del sistema. Junto con los inputs del sistema, las variables de estado dan una descripción completa del comportamiento del sistema

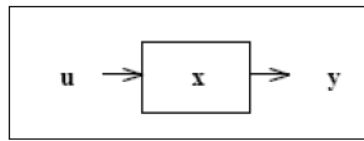


Figura 3.2: Sistema Dinámico

La Fig. 3.2 muestra un sistema dinámico con su vector de entrada u , el vector de salida y y el vector de estado x , que contiene las variables de estado del sistema dinámico.

Cuando se tiene un sistema no lineal dinámico de tiempo continuo, se utiliza una ecuación para determinar el estado del sistema y otra ecuación para determinar la respuesta del sistema.

La ecuación que describe el estado del sistema tendrá entonces la forma [53]:

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (3.4)$$

$$x = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{pmatrix} \quad u = \begin{pmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_n \end{pmatrix} \quad f = \begin{pmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{pmatrix} \quad (3.5)$$

La ecuación que describe la respuesta del sistema tendrá la forma:

$$y = g(x, u) \quad (3.6)$$

$$y = \begin{pmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{pmatrix} g = \begin{pmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_n \end{pmatrix} \quad (3.7)$$

B. Linealización

La linealización permite concentrarse en un solo punto de operación singular del sistema, y estudiar cual es el comportamiento del sistema al ser sometido a pequeñas perturbaciones que ocurren continuamente en las variables de estado y en las entradas del sistema o variables de control.

Al aplicar una pequeña perturbación tanto en el vector de estado como en el vector de entrada, el nuevo estado del sistema presentado en la sección anterior puede escribirse como:

$$\dot{x} = \dot{x}_0 + \Delta\dot{x} = f[(x_0 + \Delta x), (u_0 + \Delta u)] \quad (3.8)$$

La ecuación (3.4) ahora, usando la expansión de la serie Taylor, y despreciando los términos de segundo y mayor orden, puede escribirse en forma linealizada, también conocida como la ecuación del espacio de estados:

$$\Delta\dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \quad (3.9)$$

$$A = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{pmatrix} B = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{pmatrix} \quad (3.10)$$

La matriz A es la matriz del sistema y se relaciona con la forma en que el estado actual afecta el cambio de estado. La matriz B es la matriz de control y determina cómo la entrada del sistema afecta el cambio de estado [54].

La forma linealizada de la ecuación que describe la respuesta del sistema (3.6) se escribe como:

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u \quad (3.11)$$

La matriz C es la matriz de respuesta del sistema y determina la relación entre el estado del sistema y la respuesta del sistema. La matriz D es la matriz de avance y permite que la entrada del sistema afecte la respuesta del sistema directamente [54].

Se puede encontrar una deducción más completa del proceso de linealización en [48] y [55].

C. Valores propios

Los valores propios de un sistema de potencia son importantes para determinar la respuesta del sistema. Cada valor propio describe un comportamiento dinámico especial del sistema llamado modo. Este modo se calcula en función de la matriz A.

Los valores propios del sistema determinan la relación entre las variables de estado del sistema individual, la respuesta del sistema en función de las entradas y la estabilidad del sistema. Los valores propios consisten en una parte real e imaginaria. La parte real habla sobre la oscilación del modo y la parte imaginaria habla sobre la frecuencia oscilante del modo [56].

Los valores propios sin parte imaginaria, es decir, valores propios reales, indican modos que son aperiódicos. Los valores propios con una parte imaginaria, es decir, valores propios complejos, indican modos que son oscilatorios.

Un sistema de potencia es estable si las partes reales de todos los valores propios son negativas. Si alguno de los valores propios tiene una parte real positiva, una pequeña perturbación conduciría a un aumento exponencial de las oscilaciones de los modos. Entonces se dice que el sistema de energía es inestable.

Los valores propios de la matriz A están dados por los valores del parámetro escalar λ tal como están escritos en la solución no trivial siguiente:

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (3.12)$$

Un par complejo de valores propios se puede escribir como:

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad (3.13)$$

Donde σ representa la componente real del valor propio, dando la amortiguación de la oscilación. Un σ negativo indica una oscilación amortiguada, mientras que un σ positivo indica una oscilación con amplitud creciente. La componente real indica cuánto tiempo lleva antes de que la amplitud de la oscilación alcance el 37%. La parte imaginaria, ω , es la frecuencia de la oscilación donde la frecuencia real viene dada por la siguiente fórmula [48]:

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (3.14)$$

Una deducción completa del cálculo del valor propio se puede encontrar en el proyecto de especialización [55].

Para visualizar mejor un valor propio, a menudo es útil colocarlo en el plano complejo. Un valor propio amortiguado con $\sigma \leq 0$ se ubicará en la mitad abierta izquierda del plano complejo. Los autovalores en el semi plano izquierdo se denominan autovalores estables.

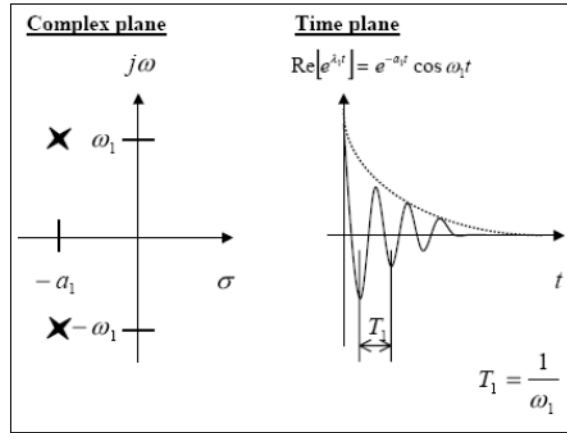


Figura 3.3: Ejemplo de un valor propio en el plano complejo y su respuesta en el plano real [3]

El lado izquierdo de la Figura 3.3 muestra un valor propio estable en el plano complejo. El valor propio es un valor no real, lo que significa que tiene tanto amortiguación como oscilación. El lado derecho muestra el valor propio en el plano real. La frecuencia de la oscilación es ω_1 y el período de la oscilación es T_1 .

D. Razón de amortiguamiento

Dado que los modos oscilatorios pueden tener una amplia gama de frecuencias, a menudo es más apropiado usar la relación de amortiguamiento para expresar el grado de amortiguamiento.

Para un modo oscilatorio con un valor propio complejo $\lambda = \sigma + j\omega$, la relación de amortiguamiento viene dada por:

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (3.15)$$

E. Vectores propios

Los vectores propios son un conjunto especial de vectores asociados con un sistema lineal de ecuaciones. La determinación de los vectores propios es importante en física e ingeniería para analizar pequeñas oscilaciones en sistemas vibratorios o análisis de estabilidad. Cada vector propio está emparejado con su valor propio correspondiente y hay dos tipos de vectores propios, vector propio derecho y vector propio izquierdo [57]. El vector propio derecho define la distribución relativa del modo en todos los estados dinámicos del sistema, mide la actividad de las variables de estado a un valor propio.

El vector propio izquierdo pondera la contribución de la actividad de la variable de estado a un valor propio. Da la distribución de los estados dentro de un modo. Es suficiente para la mayoría de los problemas considerar solo el vector propio derecho. Por lo tanto, el término "vector propio" usado sin calificación en tales aplicaciones puede entenderse que se refiere al vector propio derecho [48].

El vector propio derecho X_R tiene la forma:

$$X_R = \begin{pmatrix} X_{R1} \\ X_{R2} \\ \vdots \\ X_{Rn} \end{pmatrix} \quad (3.16)$$

El vector propio izquierdo X_L tiene la forma:

$$X_L = (X_{L1} \quad X_{L1} \quad \dots \quad X_{Ln}) \quad (3.17)$$

Los vectores propios pueden ser normalizados, por lo tanto el producto entre ellos es:

$$X_R X_L = 1 \quad (3.18)$$

Mientras que el producto de vectores propios pertenecientes a diferentes valores propios siempre será 0.

$$X_{Ri} X_{Li} = 0 \quad (3.19)$$

F. Factores de participación

El uso de vectores propios derecho e izquierdo para identificar la relación entre un estado y un modo puede ser un problema, ya que los elementos de los vectores propios dependen de las unidades y escalas asociadas con las variables de estado. Para resolver este problema, se puede utilizar una matriz llamada matriz de participación que combina los vectores propios derechos e izquierdos para medir la asociación entre las variables de estado y los modos [48].

$$P_i = \begin{pmatrix} P_{1i} \\ P_{2i} \\ \vdots \\ P_{ni} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} X_{R1i} X_{Ri1} \\ X_{R2i} X_{Ri2} \\ \vdots \\ X_{Rni} X_{Rin} \end{pmatrix} \quad (3.20)$$

O bien, escrita de una forma general:

$$P_{ki} = X_{Rki}X_{Lik} \quad (3.21)$$

Esta fórmula muestra cómo una variable de estado contribuye a un valor propio. Esto puede usarse además en análisis de estabilidad de pequeña señal para localizar la fuente de un valor propio mal amortiguado.

3.4. Introducción a la dinámica de los SEPs

La planificación y operación de grandes sistemas eléctricos de potencia es una tarea compleja la cual requiere de adecuados modelos para su simulación computacional. Los operadores generalmente usan estos modelos para evaluar el comportamiento del sistema ante contingencias y, de esta forma, ver si el sistema es capaz de soportar dichos escenarios de forma segura y estable. Si el evento de contingencia simulado provoca un comportamiento no aceptable en términos de seguridad, se deben adoptar medidas operacionales o planificar la adición de nuevos equipos (por ejemplo, incorporación de dispositivos de compensación reactiva, redimensionamiento de conductores para las líneas, etc) para mitigar potenciales problemas.

3.5. Dinámica de los sistemas eléctricos de potencia

La evolución e interconexión entre sistemas independientes siempre ha sido un tema atractivo desde el punto de vista económico ya que posibilita el aprovechamiento de los recursos energéticos de forma más eficiente. Sin embargo, ha derivado en complejos problemas de estabilidad que ya no pueden ser analizados mediante modelos simplificados de 2 máquinas. Muchos de estos problemas fueron abordados inicialmente mediante dispositivos de actuación rápida ante fallas, compensación serie y reguladores automáticos de voltaje (AVR, por sus siglas en inglés) los cuales limitaban o atenuaban la inestabilidad transitoria de la primera oscilación del sistema y a su vez incrementaban el límite de estado estable. Por otra parte, si bien estas medidas mejoraban la respuesta transitoria del sistema, todavía no eran suficientes para mejorar la estabilidad a pequeña señal y, por tanto, se necesitaron nuevas herramientas para mejorar este aspecto. Es así, que la solución al problema de estabilidad de pequeña señal vino con el desarrollo y uso de estabilizadores de potencia cuya principal función es introducir una componente del torque eléctrico en fase con las desviaciones de velocidad del rotor de tal forma que se produzca una disminución de las oscilaciones tal como se muestra en la figura 3.4.

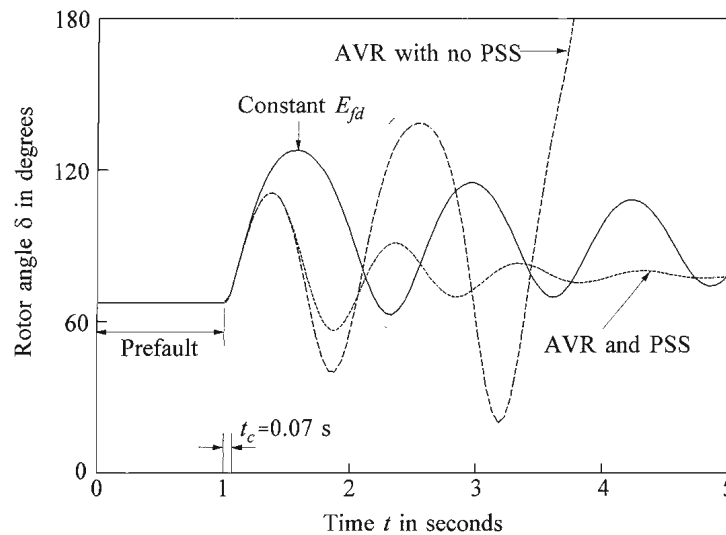


Figura 3.4: *Performance* del estabilizador de potencia. Fuente: Power System Stability and Control-Prabha Kundur.

Por otra parte, la interconexión entre grandes sistemas ha derivado en algunos problemas de estabilidad y que se deben en cierta medida a enlaces de interconexión relativamente débiles. Dichos problemas se exhiben a través de modos de oscilación entre áreas de baja frecuencia (entre $0,1 - 0,8$ [Hz]) y que podrían desencadenar un estado inseguro para la operación. Dicho en otras palabras, un grupo de generadores o centrales de un lado de la línea de interconexión oscilan con respecto al grupo de generadores ubicados al otro lado de la línea [48]. Las características de estos modos de oscilación y los factores que influyen en ellos todavía no se entienden de forma completa y, por tanto, su control es complejo. De hecho, estos mismos modos de baja frecuencia (inter-áreas) se han observado en estudios de estabilidad realizados por diversas universidades [58, 59, 60] y consultores externos para la propuesta de conexión SING-SIC en corriente alterna estipulada para el año 2020.

Ahora bien, con el incremento de las ERV (en especial eólica y solar) en la matriz energética de los países, el panorama general en términos de seguridad operacional cambia de modo importante, ya que nuevos desafíos se avecinan especialmente para la estabilidad del sistema. Tales desafíos se fundamentan principalmente a que este tipo de generación usualmente emplea tecnología que difiere de la generación convencional. Por ejemplo, la generación eólica generalmente utiliza dispositivos de electrónica de potencia denominados convertidores para su acoplamiento a la red, tal como se hace en generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG, por sus siglas en inglés). Su esquema básico consiste en conectar el estator del generador a la red eléctrica e inyectar en el rotor corrientes trifásicas de amplitud, fase y frecuencia variable mediante un convertidor electrónico conectado entre el rotor y la red [61]. Habitualmente el convertidor posee una etapa intermedia de corriente, como se indica en la figura 3.5, aunque también es posible utilizar un ciclo-convertidor sin etapa continua [62]. De hecho, este tipo de máquinas son las más empleadas hoy en día para la generación eólica en el mundo. Como

se aprecia en la tabla 3.1, el mercado de turbinas eólicas de los principales fabricantes ha ido en aumento.

Año	Tipo 1 %	Tipo 2 %	Tipo 3 %	Tipo 4 %	Potencia instalada [MW]
1995	70,1	15,9	0,0	14,0	1161
1996	62,6	23,5	0,1	13,8	1093
1997	54,3	27,4	3,3	15,0	1489
1998	39,5	17,8	26,5	16,1	2345
1999	40,8	17,1	28,1	14,0	3788
2000	39,0	17,2	28,2	15,6	4381
2001	32,4	15,2	37,3	15,1	7175
2002	27,2	5,2	46,7	20,9	7242
2003	20,0	3,1	59,1	17,8	8090
2004	22,9	2,2	55,1	19,9	8247
2005	16,1	0,9	63,6	19,1	11345
2006	12,9	2,1	63,5	20,8	15910
2007	7,8	7,1	64,5	20,6	22062
2008	6,4	7,3	68,3	16,2	30612
2009	4,9	5,9	63,3	22,2	36682

Tabla 3.1: Porcentaje de participación en el mercado eléctrico mundial de los principales fabricantes de turbinas eólicas. Fuente: Wind Power in Power Systems-Thomas Ackermann.

De la tabla se hace evidente que el mercado de las turbinas de velocidad fija (tipo 1) ha ido decreciendo en los últimos años. Por su parte, las turbinas tipo 2 (de velocidad variable mediante incorporación de resistencia ajustable en el rotor) ha mantenido relativamente constante su participación en el mercado en los primeros años (1998-2001), pero poco a poco ha ido cediendo su participación al concepto de turbina tipo 3. La tendencia expuesta en la tabla 3.1 muestra que las turbinas eólicas tipo 1 y 2 prontamente desaparecerán del mercado producto de su limitado rango de operación en comparación a la flexibilidad operacional que presentan las turbinas tipo 3.

Las turbinas tipo 3 presentan múltiples ventajas en comparación con las de tipo 1 y 2. Por ejemplo, tienen un método de control de reactivos muy superior y poseen la capacidad de desacoplar tanto el control de activos y reactivos de forma independiente mediante la corriente de excitación del rotor. En redes relativamente débiles, donde la tensión posee características muy fluctuantes, las turbinas eólicas tipo 3 o DFIG pueden ser configuradas para que produzca o absorba los reactivos correspondientes hacia la red con el fin de mantener una buena regulación de tensión.

Cabe notar que el tamaño del convertidor no está relacionado con la potencia total que el generador es capaz de entregar sino más bien con el rango de velocidad en el cual puede operar y, por tanto, el costo del convertidor tiende a aumentar cuando el rango de velocidad alrededor de la velocidad de sincronismo es más amplio.

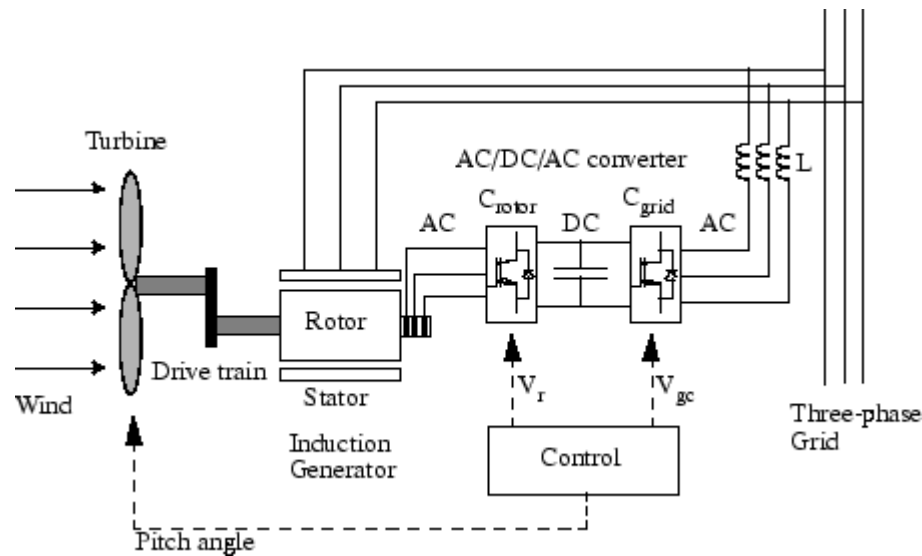


Figura 3.5: Turbina eólica doblemente alimentada-DFIG. Fuente: MathWorks.

Por consiguiente, el comportamiento dinámico del sistema en presencia de este tipo de generación será diferente a lo que hoy conocemos. Bajo este paradigma, se han realizado numerosas investigaciones en este último tiempo y que pretenden emular las condiciones futuras de la matriz energética del mundo, vale decir, escenarios en donde existe un alto grado de penetración ERV. Por ejemplo, en [63] se analiza el impacto a gran escala de la generación eólica en las oscilaciones del sistema. En [64] se presenta un análisis modal de las oscilaciones del sistema ante gran penetración eólica. Shim en [65] analiza los efectos que producen las turbinas eólicas Tipo 4 en los modos existentes del sistema para identificar posibles frecuencias de resonancia. Del mismo modo, la investigación que concierne a la generación fotovoltaica tampoco se queda atrás. De hecho, en [66] y [67] se estudia el efecto de reducción de inercia en la estabilidad transitoria bajo altos grados de penetración solar en una parte del sistema Oeste de Estados Unidos y en modelos de prueba respectivamente. Al-Sarray en [68] analiza los efectos dinámicos (estabilidad angular) que produce la penetración solar bajo condiciones de falla mediante una aproximación probabilística.

Otro problema que se vislumbra con la presencia de altos niveles de penetración ERV tiene que ver con la estabilidad de tensión. Esto se debe a que una parte importante de los parques eólicos se basan en turbinas de velocidad fija equipadas con generadores de inducción [69], los cuales deterioran la estabilidad local de tensión producto de su consumo de reactivos. Ahora bien, en la actualidad cada vez es más frecuente el uso de DFIG en los aerogeneradores debido principalmente a que sus convertidores de potencia son capaces de controlar de manera más eficiente el consumo de reactivos y mantienen una adecuada regulación de tensión. Sin embargo, debido a la capacidad limitada de modulación de los convertidores, el control de tensión todavía no se equipara al de los generadores sincrónicos convencionales y, por ende, si su capacidad de modulación se ve sobrepasada, podrían existir problemas de estabilidad de tensión [70].

Respecto a la modelación dinámica de los sistemas eléctricos de potencia favor consultar

Anexo A y Anexo B.

3.6. Dinámica de los sistemas BESS en DIGSILENT

3.6.1. Introducción

Los grandes sistemas BESS se utilizan cada vez más en aplicaciones de sistemas flexibles de transmisión de CA (FACTS) como una forma de mejorar la estabilidad de tensión, frecuencia, oscilaciones y/o transitorios del sistema y mejorar la confiabilidad de la generación.

En esta sección se presentan los modelos dinámicos en DIGSILENT de un sistema BESS, para posteriormente ser utilizados en el modelo de este trabajo de investigación.

3.6.2. Modelo de simulación del BESS

Un sistema BESS consta de dos partes, en primer lugar, una parte que almacena la energía en un proceso electroquímico y en segundo lugar, un rectificador/inversor que transforma la tensión CC de la parte de almacenamiento en tensión CA necesaria para la red y viceversa. El rectificador/inversor se basa normalmente en un convertidor de fuente de voltaje (VSC) con una modulación de ancho de pulso (PWM). Este elemento es bien conocido y se encuentra disponible en PowerFactory. La parte del almacenamiento, en este caso una batería recargable, corresponde a un elemento que depende de la aplicación real. El problema con las baterías es la gran diversidad tecnológica y también la variedad dentro de una misma tecnología. Por lo tanto, no existe un modelo fácil y preciso, válido para todas las baterías [71], [72], [73] y [4].

3.6.2.1. Modelo de la batería

Existen dos desafíos principales con los modelos de batería, donde el primer problema es obtener un modelo que no sea demasiado complejo pero lo suficientemente preciso y el segundo problema es obtener los parámetros de los fabricantes o las propias mediciones necesarias para el modelo. Sólo un modelo con parámetros adecuados podría ofrecer buenos resultados.

Las baterías comunes en la industria a menudo son baterías de plomo-ácido y de iones de litio. Sin embargo también existen muchos otros tipos como la de níquel cadmio (NiCd), el híbrido de níquel metal (NiMH), entre otras tantas. Cada tipo tiene sus propias ventajas y desventajas.

Diseñar un buen modelo para una batería es una ciencia en sí misma. Se pueden encontrar diferentes enfoques en [71], [72] y [4]. Un modelo de batería debe representar la tensión en los terminales y la resistencia interna que son una función de varias variables relacionadas con la operación, como el estado de carga de la batería (SOC), la edad y la temperatura de la batería [4]. El estado de carga corresponde al estado de carga actual

de la batería. La batería está completamente cargada si el SOC es uno y es cero si la batería está descargada.

En la figura 3.6 se muestra un circuito equivalente eléctrico simple para una batería junto con un circuito equivalente más complejo con una rama parásita. Utilizar una u otra dependerá del caso de la aplicación. Existe una ecuación importante para la capacidad de todas las baterías de plomo-ácido, llamada "ley de Peukert" que se detalla en la ecuación 3.22, la cual expresa la capacidad de una batería en términos de la velocidad a la que se descarga, a medida que aumenta la velocidad, la capacidad disponible de la batería disminuye.

$$C_p = I^k t \quad (3.22)$$

Donde:

C_p : capacidad de acuerdo a Peukert a una razón de descarga expresada en Ah

I : corriente de descarga expresada en A

k : constante de Peukert, adimensional

t : tiempo de descarga expresada en h

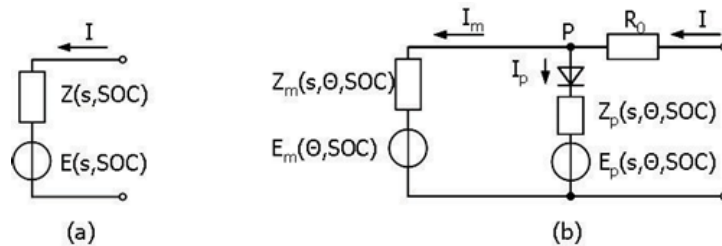


Figura 3.6: Equivalente eléctrico de la batería, (a) simple, (b) con reacción parásita [4]

Para una batería de tipo plomo-ácido el valor de k está típicamente entre 1.1 y 1.3. El problema con la ley de Peukert es que para una corriente de descarga cero la capacidad disponible tiende a infinito.

La tensión de descarga de una batería es también dependiente del SOC como se muestra en la imagen de abajo. Se puede ver que la tensión no es linealmente dependiente del SOC , especialmente para $0 < SOC < 0,2$.

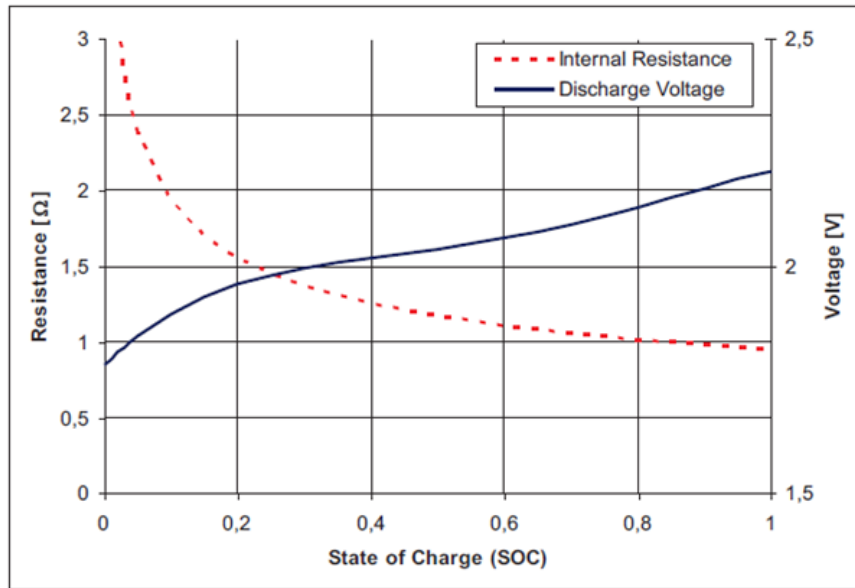


Figura 3.7: Típico perfil de descarga de una batería del tipo plomo-ácido

Además de que la resistencia interna dependa del *SOC*, según Figura 3.7, nuevamente la no linealidad es obvia, especialmente para valores bajos del *SOC*. No existen ecuaciones empíricas que puedan describir el comportamiento de baterías del tipo arbitrarias. Sin embargo, si hay una hoja de datos detallada para una batería específica la cual es posible usarla como información en un modelo PowerFactory DSL.

A continuación, se presenta un modelo simplificado de batería para un tipo BESS, para el cual se han considerado algunos supuestos para obtener un modelo simplificado pero funcional. Si suponemos que la batería se descarga a un mínimo del 20%, entonces en ese caso, el voltaje podría suponerse como linealmente dependiente del *SOC*. Además, la resistencia interna se asume como constante porque tiene que ser de todos modos muy pequeña debido a la alta corriente. La capacidad de la batería se supone constante siempre y cuando la corriente de descarga se conozca de antemano. Entonces, la capacidad esperada podría calcularse e incorporarse en los datos del modelo. Si la batería se descarga a velocidades diferentes a las asumidas anteriormente la capacidad entonces debe ser recalculada y modificada en los parámetros del modelo de la batería.

Con los supuestos anteriores, el modelo de batería será similar al modelo simple equivalente de la Figura 3.6 con una resistencia interna constante $Z(s, SOC) = Z$ y una fuente de tensión con un voltaje dependiente del *SOC*. Esto es lo suficientemente detallado para un caso de aplicación, pero para un estudio detallado es necesario un modelo de batería detallado. La ecuación para el modelo se muestra en 3.23. El *SOC* se calcula con un integrador, contando la corriente de la batería.

$$U_{dc} = U_{max} * SOC + U_{min} * (1 - SOC) - I * Z_i \quad (3.23)$$

La implementación del modelo de batería se realiza en DSL en la Figura 3.8. Sólo se

necesita la corriente continua como señal de entrada al modelo, el modelo proporciona el voltaje CC externo, el SOC y también el voltaje de celda CC que puede ser necesario para un controlador de carga.

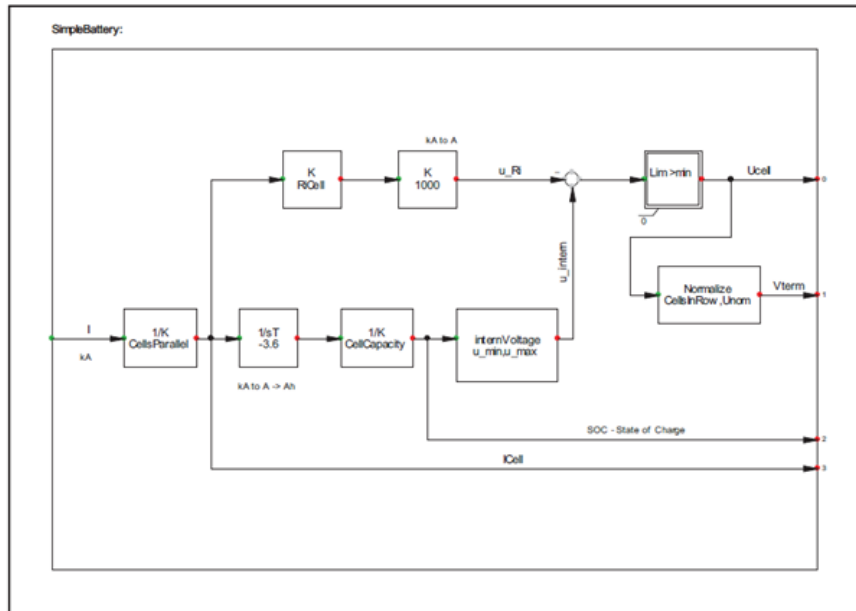


Figura 3.8: Modelo de batería simplificado en DSL (*.BlkDef)

Donde:

$u_{min}(V)$: Voltaje de celda de la celda descargada

$u_{max}(V)$: Voltaje de celda de celda completamente cargada

$CellCapacity(Ah)$: Capacidad de una celda para la corriente de descarga utilizada (ver la ley de Peukert)

$CellsParallel(Int)$: Cantidad de celdas conectadas en paralelo (aumenta la capacidad total)

$CellsInRow(Int)$: Cantidad de celdas conectadas en serie (aumenta el voltaje de salida)

$RiCell(Ohm)$: Resistencia interna por celda (valor promedio)

$Unom(kV)$: Voltaje nominal del punto de conexión

$SOC0$: Estado de carga al comienzo de la simulación

El integrador ($1/sT$) que mide la corriente de entrada y salida de la batería necesita una condición inicial ($SOC0$), este valor es parte de los parámetros del modelo. Durante el proceso de inicialización, se supone que la batería no se está cargando o descargando, entonces el intercambio de potencia activa del BESS es nulo para el flujo de carga. La batería aparece en PowerFactory en el diagrama unilineal como fuente de voltaje CC. Es necesario un modelo DSL con el fin de poder aplicar la tensión de salida del modelo de la batería de la Figura 3.8 al bloque DC-Voltage Source de la Figura 3.9.

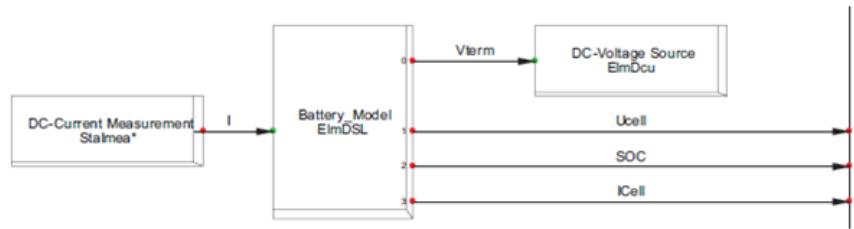


Figura 3.9: Modelo de la batería en DSL de Digsilent (*.BlkDef))

3.6.2.2. Convertidor de la fuente de voltaje (VSC)

El VSC convierte la tensión CC de la batería en una tensión CA a través de la conmutación rápida de los IGBTs

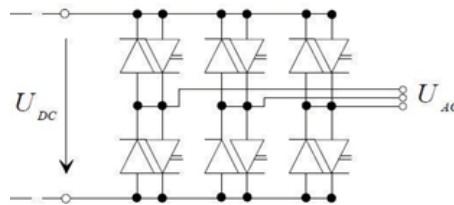


Figura 3.10: Circuito equivalente de un convertidor PWM

La señal de conmutación, también llamada factor de amplificación (P_m), proviene del sistema de control del VSC, esto también podría expresarse para un modelo de frecuencia fundamental como en las ecuaciones 3.24 y 3.25.

$$U_{ACr} = K_o P_{mr} U_{DC} \tag{3.24}$$

$$U_{ACi} = K_o P_{mi} U_{DC} \tag{3.25}$$

U_{ACr} y U_{ACi} son la parte real e imaginaria, respectivamente de la tensión de CA. P_m es el factor de amplificación ya mencionado y U_{DC} es el voltaje de CC de la batería. K_o es una constante según el método PWM utilizado. Para la modulación sinusoidal se tiene entonces 3.26:

$$K_o = \frac{\sqrt{2}}{2\sqrt{3}} \tag{3.26}$$

Para $|P_m| < 1$ las ecuaciones anteriores son válidas. Si P_m es mayor a uno, entonces se tendrá problemas con los armónicos. Por lo tanto, debe asegurarse que la tensión de CC siempre supere un cierto nivel según la siguiente ecuación:

$$U_{DC} = \frac{2\sqrt{2}}{\sqrt{3}}|U_{AC}| \quad (3.27)$$

Lo anterior se podría mostrar en la figura siguiente:

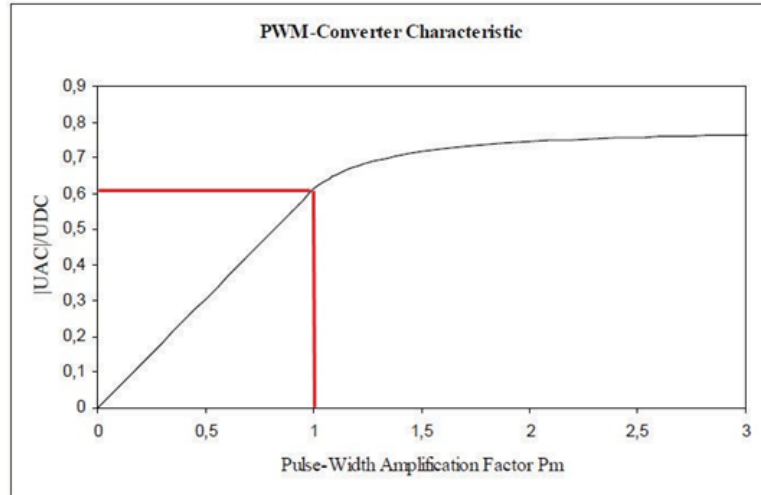


Figura 3.11: Saturación de un VSC con PWM sinusoidal

El modelo de convertidor PowerFactory PWM tiene diferentes combinaciones de entrada posibles. Para ese caso, se usa la entrada id_{ref} y iq_{ref} . Este es el fasor de corriente del convertidor PWM transformado en un marco de referencia dq . La ventaja de la transformación es que id_{ref} equivale a la salida de potencia activa del convertidor y iq_{ref} equivale a la potencia reactiva del convertidor PWM. Entonces, es fácil implementar un controlador para el BESS. El modelo PWM usa un controlador de corriente interno para generar la señal para el factor de modulación.

Cálculo de la corriente de corto circuito

El cálculo de cortocircuito según IEC60909/VDE0102 no es posible con un BESS debido a que los dispositivos con electrónica de potencia como el convertidor PWM no son considerados dentro de la norma. Sin embargo, PowerFactory ofrece también la posibilidad de calcular un cortocircuito de acuerdo con el llamado método completo. El método completo también tiene en cuenta el flujo de carga. Además, es posible configurar el modelo de convertidor PWM para el método completo de cortocircuito. Las dos opciones son voltaje constante o bien corriente constante. Para un convertidor basado en IGBT la elección correcta sería una de corriente I constante debido a que los IGBTs están diseñados para una cierta corriente máxima. Para obtener la corriente máxima con el método de cortocircuito completo el convertidor PWM debe configurarse para potencia activa completa en la página de flujo de carga.

3.6.2.3. El controlador del BESS

Para el controlador de un BESS con un convertidor basado en IGBTs, existen dos parámetros de corriente a ser controlados, uno de ellos en el eje d y el otro en el eje q , lo que en otras palabras equivale a la potencia activa y reactiva. Con la variable de potencia activa es posible controlar la frecuencia de una red que contenga generadores sincrónicos, por otro lado con la variable de potencia reactiva podría controlarse la tensión CA de la red. La potencia reactiva del BESS no está vinculada a la capacidad de la batería, por lo que el voltaje CA podría controlarse continuamente. Sin embargo, la potencia aparente del convertidor PWM es limitada y, por lo tanto, la potencia reactiva también según la ecuación 3.28.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (3.28)$$

Hay más condiciones de frontera que deben considerarse:

- El BESS solo puede consumir potencia activa si la batería no está completamente cargada ($SOC < 1$).
- El BESS solo puede suministrar energía activa si la batería no está descargada ($SOC > 0$).
- La batería debe recargarse si el SOC está por debajo de cierto nivel, de modo que el BESS siempre tenga la capacidad de controlar la potencia activa en ambos sentidos.
- La potencia total de la potencia activa y reactiva no debe ser mayor que la potencia aparente según 3.28.

Cuando se conocen todas las tareas y condiciones del controlador, se puede iniciar el diseño en DSL. Para una mejor visión general, se recomienda dividir todo el controlador en partes más pequeñas:

- Controlador de frecuencia (Frequency Control)
- Controlador de potencia activa y reactiva (PQ-Control)
- Controlador de carga (Charge Control)

Junto con los dispositivos de medición necesarios se obtiene la estructura mostrada en la Figura 3.13. Esta estructura se llama *frame* en PowerFactory. Un *frame* y un modelo DSL (como el modelo de batería que se muestra en la Figura 3.8) representan solo la definición (*.BlkDef) tal como un tipo de línea o un transformador. Un *frame* consiste en un modelo compuesto (*.ElmComp) y un modelo de DSL corresponde a un modelo común (*.ElmDsl).

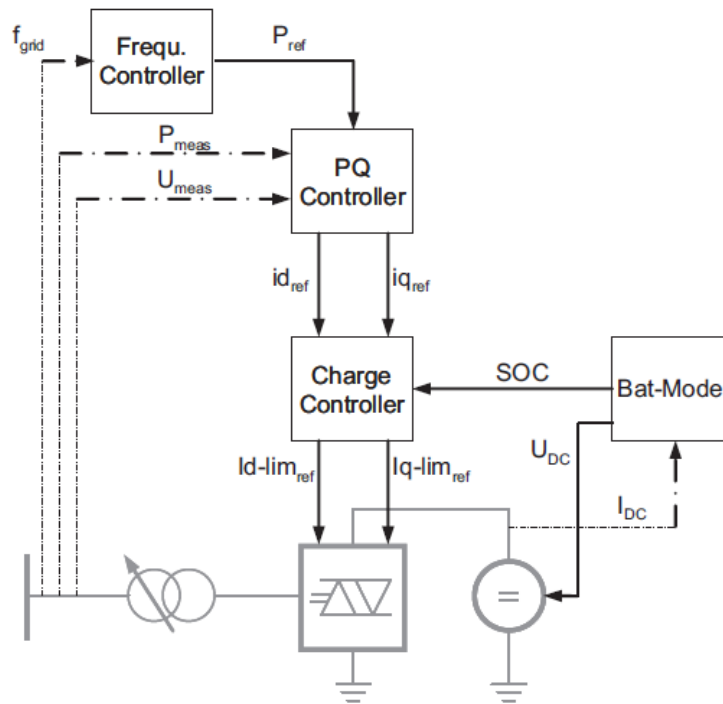


Figura 3.12: Estructura del BESS

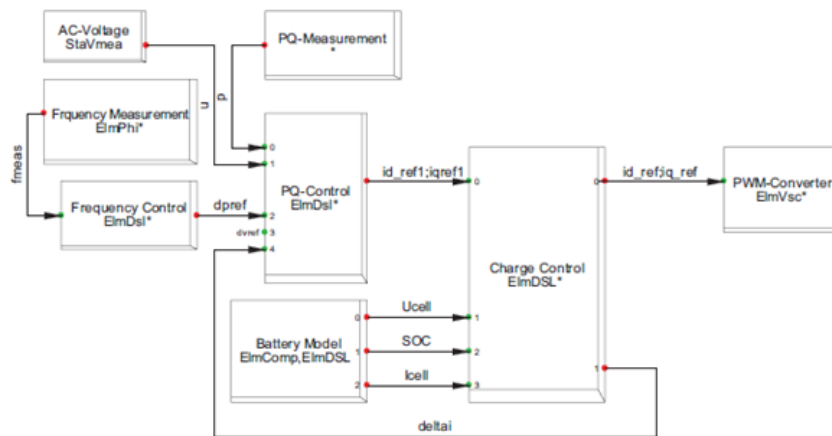


Figura 3.13: *frame* para el BESS-Controller (*.BlkDef)

El controlador de frecuencia es un controlador proporcional simple con una pequeña banda muerta. En un sistema de potencia real, es importante que haya un solo integrador que controle la frecuencia, de lo contrario podría haber problemas con las oscilaciones. El modelo del controlador de frecuencia se muestra a continuación. La caída (*droop*) define cuánta potencia activa es necesaria en caso de una desviación de frecuencia. Dado que $K = 0,04$ entonces la potencia activa total del BESS se activa si la desviación de

frecuencia es igual o mayor que 2 Hz (en un sistema de 50 Hz). Todos los valores están en pu. El *droop* debe coordinarse para cumplir con los requisitos del código de red respectivo, en el caso de Chile la NTSyCS. La variable de comando es f_o , durante el proceso de inicialización este valor se fijará en f_{rq} (normalmente 1) con el comando $inc(f_o) = f_{rq}$. El bloque *offset* con la salida p_o se usa para compensar *dpref* si ese valor no es igual a cero después del flujo de carga.

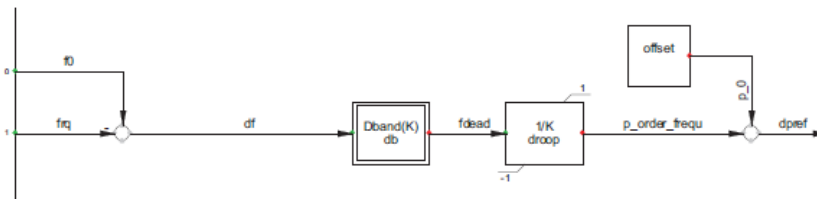


Figura 3.14: Modelo del controlador de frecuencia (*.BlkDef)

El controlador para la potencia activa y reactiva es un poco más complejo el cual se muestra en la figura 3.15. La desviación de control se filtra con un elemento PT1, después de eso las señales se utilizan como entrada para un controlador PI. En la ruta activa se agrega la señal δa_i . En la Figura 3.13 se puede ver que δa_i proviene del controlador de carga. El controlador de voltaje (o Q) tiene un controlador I muy lento para el trazado del *setpoint* y una pendiente con una banda muerta para el soporte de voltaje proporcional.

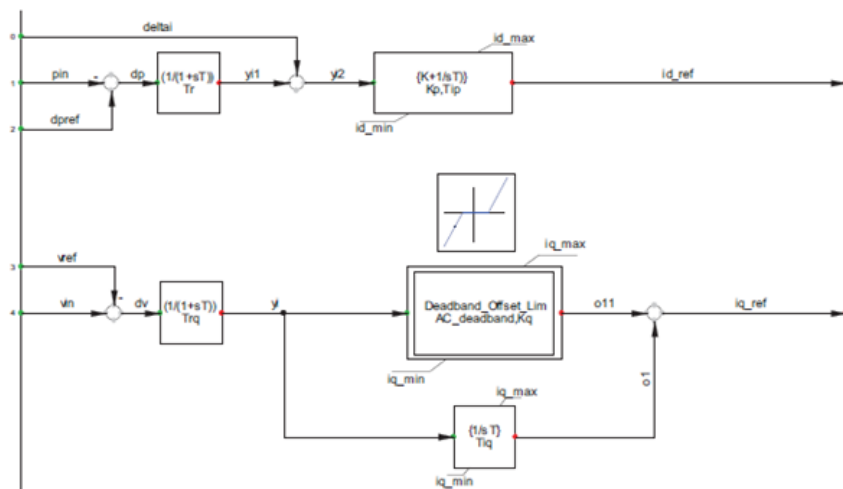


Figura 3.15: Modelo del controlador P-Q (*.BlkDef)

El controlador de carga consta de dos partes (Figura 3.16). Una lógica de carga para lograr las condiciones de borde ya descritas y un bloque que limita el valor absoluto de la corriente de acuerdo con 3.28. La corriente activa (eje d) siempre tiene la prioridad más alta en comparación a la corriente reactiva (eje q). Solo se necesitan cuatro

parámetros, la corriente de carga ($ChargingCur$), el SOC mínimo ($minSOC$), el SOC máximo ($maxSOC$) y la corriente absoluta máxima ($maxAbsCur$). La señal $deltai$ es la diferencia de la corriente d de referencia desde el controlador PQ y la corriente d modificada desde la lógica de carga. La retroalimentación de esa señal al controlador PQ previene un reinicio del controlador PI .

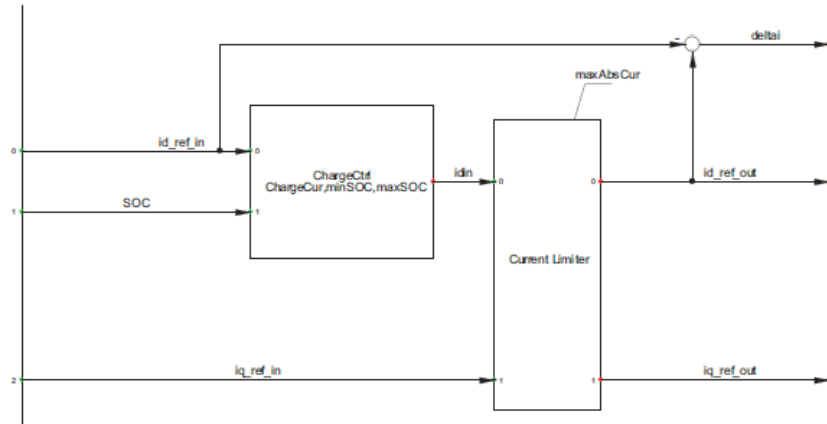


Figura 3.16: Modelo del controlador de carga(*.BlkDef)

Modelación matemática del problema y su propuesta metodológica de solución

4.1. Formulación del problema matemático

A continuación se detalla la función objetivo así como algunas de sus restricciones. En esta tesis se utiliza una función objetivo donde se intenta, mediante GA, optimizar la localización y el dimensionamiento de equipos BESS de forma de mejorar la estabilidad de pequeña señal. Mayores detalles de la función objetivo así como también de todas sus restricciones se encuentran en el código de este trabajo de investigación. La función objetivo (4.1) propuesta consiste en dos partes, la primera de ellas ayuda a que la parte real de los valores propios esté posicionada a cierta distancia a la izquierda del eje OY, dando así una mayor robustez a estos modos del sistema en caso de variaciones en algunos parámetros que los afecten. Se entiende así, que mientras más alejado se esté del eje OY el valor propio estará menos propenso a volverse inestable. La segunda parte de la ecuación (4.1) incluye una componente para que la mayoría de los valores propios tengan un amortiguamiento mayor a cierto umbral, el cual fue definido en al menos 6 % para este caso en particular. Cabe destacar que este amortiguamiento objetivo del 6 % se definió de forma arbitraria, sin embargo muchos SEP consideran un amortiguamiento mínimo del 5 % pero en este caso particular se le quiso exigir levemente más al algoritmo.

Por otro lado, el factor alfa ayuda a balancear la optimización de ambos términos simultáneamente. Es decir, si en caso de tener un valor del primer término muy elevado en comparación al segundo, entonces se deberá amplificar el segundo término de forma tal de poder tener ambos términos balanceados (similares) para una optimización más óptima en término de solución (la parte real del valor propio i más el amortiguamiento del valor propio i) para ese valor propio en particular.

$$\text{Min } obj = \sum_{\sigma_i \leq \sigma_0} [\sigma_0 - \sigma_i]^2 + \alpha * \sum_{\epsilon_i \geq \epsilon_0} [\epsilon_0 - \epsilon_i]^2 \quad (4.1)$$

Donde:

σ_i : Parte real del valor propio i

ϵ_i : Amortiguamiento del valor propio i

α : Factor de ponderación

σ_0 : Valor objetivo de la parte real de los valores propios.

ϵ_0 : Amortiguamiento mínimo requerido para los valores propios.

Sujeto a:

Parámetros sistema BESS, esquema de control PQ:

$$0,01 \leq T_r = T_{es} \leq 0,05 \quad (4.2)$$

$$1MW \leq BESS_{ratedpower} \leq 60MW \text{ or } 100MW \quad (4.3)$$

$$Y = \sum_{i \in X} Z_i \quad (4.4)$$

El factor de ponderación α , según la función objetivo (4.1), se considera en esta tesis igual a 100. Cabe destacar que en este trabajo se le da mayor prioridad a la optimización del amortiguamiento (segunda parte de la ecuación (4.1)) en lugar de la optimización de la ubicación de la parte real de los valores propios, debido a que los valores propios de por sí se encuentran ya alejados del eje OY (de acuerdo al punto de operación considerado). Sin embargo, el futuro usuario de esta herramienta de optimización podría estar interesado en tener los valores propios más alejados del eje imaginario aún, o bien considerar también elementos como PSS dentro de la optimización que podrían hacer cambiar la parte real de los valores propios.

En la ecuación (4.3) se muestra el rango del tamaño de los BESS a ser seleccionados por el algoritmo genético. Cabe destacar que este rango es continuo.

En la Figura 4.1 se muestra parte del diagrama de bloques del controlador PQ del BESS considerado en Digsilent. Cabe destacar que el controlador de *damping* usado ajusta la respuesta de potencia activa mientras que mantiene la respuesta de potencia reactiva del BESS en cero. Lo anterior se realiza debido a que la potencia activa y la frecuencia del sistema están altamente correlacionadas [74] y [75].

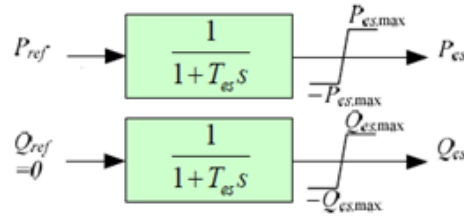


Figura 4.1: Parte del diagrama de bloques del controlador PQ del BESS considerado en DIgSILENT

Donde:

T_{es} : Constante de tiempo continua del convertidor del sistema BESS, la cual se ajusta normalmente a 0.02s en las simulaciones encontradas en la literatura. Sin embargo, en este paper se le dará mayor libertad ya que ésta depende de las diferentes especificaciones del sistema BESS [76]. Generalmente esta constante de tiempo es mucho más pequeña que las constantes de tiempo de inercia de grandes generadores.

$BESS_{ratedpower}$: Potencia nominal del BESS, valor que corresponde al óptimo con el fin de mejorar la estabilidad de pequeña señal del sistema. El umbral de valores considerados aquí corresponde al que utilizan principalmente las empresas generadoras alrededor del mundo. Se consideran dos máximos, uno de 60MW asociado al escenario sin ERV y el de 100MW asociado a la inyección de ERNV. En el capítulo 5 se detalla la razón de esta diferencia.

X : N° total de BESS candidatos.

Y : Corresponde al número de BESSs que estarán en servicio en el sistema, optimizando su localización y tamaño para así minimizar la función objetivo.

Z : BESS candidato i , donde Z_i es una variable binaria.

4.2. Resolución del problema matemático

Como ya se ha mencionado anteriormente, la resolución del problema matemático de optimización para la localización y tamaño de los BESS considera la utilización de algoritmos genéticos (GA). Sin embargo, existen varios algoritmos heurísticos tales como el Genético, PSO (Particle Swarm Optimization), *Neighborhood search o Hill Climbing*, entre otros. A continuación se muestran algunos puntos generales comparativos para justificar, de cierta manera, la utilización del GA sobre el PSO:

- No hay consenso general de cual tipo de algoritmo heurístico es mejor. En algunos papers [77] se compara GA y PSO y resulta ser que el GA presentan mejor desempeño en velocidad y resultados obtenidos. En otros es inversa la conclusión.
- Sin embargo, en varios papers (como el indicado en [77]) se destaca que el GA presenta mejor desempeño para problemas con restricciones y discretos. Es mas,

muchos de los trabajos de investigación de SEP que consideran la optimización, de sistemas BESS por ejemplo, utilizan GA.

Cabe destacar que el objetivo de este trabajo es solo la utilización de GA para la resolución del problema de optimización. Sin embargo, a futuro se podría abordar una comparativa entre diferentes heurísticas o bien algoritmos exactos.

Los algoritmos genéticos son métodos iterativos de optimización introducidos por John Holland [78] e inspirados en el comportamiento evolutivo de las especies y la genética de los seres vivos basado en la teoría de Charles Darwin [79]-[80]. Los GA son mecanismos de búsqueda basados en las leyes de la selección natural y de la genética. Combinan la supervivencia de los individuos mejor adaptados junto con operadores de búsqueda genéticos como la mutación y el cruce, de ahí que sean comparables a una búsqueda biológica.

Los principios básicos de los GA se derivan de las Leyes de la Vida Natural descritos por Darwin:

- Existe una población de individuos con diferentes propiedades y habilidades. Así mismo existe una limitación sobre el número de individuos que existen en una determinada población.
- La naturaleza crea nuevos individuos con propiedades similares a los individuos existentes.
- Los individuos más prometedores se seleccionan más a menudo para la reproducción de acuerdo con la selección natural.
- Los algoritmos genéticos imitan los principios de la vida descritos y los utilizan para propósitos de optimización.

Un GA simula el proceso de evolución en una población de individuos a través del tiempo. La siguiente terminología es útil a la hora de entender la modelación de un algoritmo genético:

- **Individuo:** Corresponde a cualquier conjunto de variables a los que se le pueda aplicar una función objetivo o *fitness* (ecuación (4.1)).
- **Población:** Se refiere a un grupo de individuos con un conjunto de variables definidas.
- **Generación:** Corresponde a una población en un momento determinado. La población actual produce una nueva población, llamada también nueva generación.
- **Fitness:** Representa la manera de evaluar de las características de los individuos, un mejor *fitness* permite al individuo una mayor probabilidad de entregar su información a la siguiente generación.

- **Padres e Hijos:** Para crear una nueva generación, el GA selecciona ciertos individuos llamados padres, y los usa para crear nuevos individuos llamados hijos. Existe una mayor probabilidad de seleccionar a un padre que posee características mejores (mejor valor del *fitness*) que otro.

Los operadores que permiten el funcionamiento del algoritmo genético son los de selección (de padres), recombinación (cruce de la información de los padres) y mutación (modificación de la información de los padres).

A grandes rasgos, un GA está compuesto de los siguientes pasos:

- a) Crear una población inicial
- b) Aplicar:
 - Selección
 - Recombinación
 - Mutación

Selección

El proceso de selección sirve para escoger a los individuos de la población mejor adaptados, para que actúen de progenitores de la siguiente generación. En los GA, la selección es un conjunto de reglas que sirven para elegir a los progenitores de la siguiente generación. Estos progenitores se reproducirán (cruzamiento genético) y generarán descendencia.

La función de selección de padres más utilizada es la denominada función de selección proporcional a la función objetivo, en la cual cada individuo tiene una probabilidad de ser seleccionado como padre que es proporcional al valor de su función objetivo.

Para realizar la selección de los padres se calcula la "probabilidad de selección" del individuo i , en la generación t (ver ecuación (4.5)). Esta probabilidad es la que tiene ese individuo de ser considerado para ser padre.

$$p_{i,t} = \frac{fitness_{i,t}}{\sum_{i \in I} fitness_{i,t}} \quad (4.5)$$

Donde $p_{i,t}$ es la probabilidad de selección del individuo i en la generación t , $fitness_{i,t}$ es la evaluación del *fitness* e I es el conjunto de todos los individuos de la población.

Recombinación

Durante esta fase se cruzan o mezclan los individuos seleccionados en la fase anterior. Es decir, los genes de los dos padres se mezclan entre sí para dar lugar a los diferentes hijos. Para llevar a cabo esta etapa se toma el padre F y madre M y se recombina una solución con una probabilidad de recombinación p_r . Ambos padres tienen sus soluciones codificadas en genes de longitud n . Se realiza un cruzamiento de la información en la

posición k escogida aleatoriamente. Así los hijos S_1 y S_2 , se obtienen de la siguiente forma ((4.6)-(4.9)):

$$F = [f_1|f_2|\dots|f_{k-1}|f_k|f_{k+1}|\dots|f_n] \quad (4.6)$$

$$M = [m_1|m_2|\dots|m_{k-1}|m_k|m_{k+1}|\dots|m_n] \quad (4.7)$$

$$S_1 = [f_1|f_2|\dots|f_{k-1}|m_k|f_{k+1}|\dots|f_n] \quad (4.8)$$

$$S_2 = [m_1|m_2|\dots|m_{k-1}|f_k|m_{k+1}|\dots|m_n] \quad (4.9)$$

Se observa que los hijos heredan información de ambos padres. S_1 hereda toda la información de F , excepto en el gen k (ubicación k), donde hereda la información de M . De la misma manera S_2 tiene toda la información de M , salvo en el gen k que tiene la información de F . Es posible que más de un gen sea intercambiado para formar a los hijos. De esta manera se crean nuevos individuos utilizando la información presente en la población.

Mutación

La mutación se considera un operador básico, que proporciona un pequeño elemento de aleatoriedad en los individuos de la población. Si bien se admite que el operador de recombinación es el responsable de efectuar la búsqueda a lo largo del espacio de posibles soluciones, el operador de mutación es el responsable del aumento o reducción del espacio de búsqueda dentro del algoritmo genético y del fomento de la variabilidad genética de los individuos de la población. Existen varios métodos para aplicar la mutación a los individuos de una población, pero el más comúnmente utilizado es el de mutar un porcentaje de los genes totales de la población. De esta manera, un padre F , podría ver modificada su información de un gen al azar k con probabilidad f_{mut} generando un hijo S .

$$F = [f_1|f_2|\dots|f_{k-1}|f_k|f_{k+1}|\dots|f_n] \quad (4.10)$$

$$S = [f_1|f_2|\dots|f_{k-1}|mut_k|f_{k+1}|\dots|f_n] \quad (4.11)$$

Se observa que el gen en la posición k mutó de un valor de f_k a un valor mut_k . Las mutaciones pueden realizarse en varios puntos al mismo tiempo. Gracias a este operador las poblaciones pueden mejorar (o empeorar) sus características que no se encuentran presentes en la población actual, entregando mayor diversidad genética a la población.

4.2.1. Pasos del algoritmo genético

A continuación se detallan los pasos que utiliza un algoritmo genético para encontrar una solución que minimice su función objetivo. Estos pasos se encuentran detallados a continuación:

- a) Comenzar con una población inicial, la cual puede ser generada de manera aleatoria.
- b) Calcular el fitness (ecuación (4.1)) de cada individuo.
- c) Aplicar el operador de selección con base en el fitness de la población.
- d) Aplicar los operadores genéticos de recombinación y mutación a la población actual para generar a la población de la siguiente generación.
- e) Ir al paso 2 hasta que el criterio de término se satisfaga.
- f) Cuando se cumple el criterio de término, se devuelve al mejor individuo encontrado (bien el mejor de todas las generaciones, o bien el mejor de la última generación).
- g) Existen varios criterios de término, sin embargo el aplicado en esta tesis es el asociado al número máximo de generaciones.

Al igual que en muchas otras heurísticas, el comportamiento del GA es altamente dependiente de los parámetros iniciales (porcentaje de cruce, porcentaje de mutación, número de generaciones, etc.), por lo que será necesario ajustar esos parámetros para tratar de mejorar la solución para los objetivos del problema. En el capítulo 5 se muestran los mejores parámetros elegidos para realizar este análisis mediante GA.

Resultados

5.1. Modelación del sistema y escenarios de simulación

Como se ha mencionado anteriormente el sistema sobre el cual se aplicará el algoritmo genético será el de Nueva Inglaterra de 39 barras según se muestra en la Figura 5.1.

El modo de oscilación menos amortiguado corresponde al del tipo inter-área. Este modo posee un amortiguamiento de 5.5% el cual está por debajo de lo requerido según las especificaciones anteriores (objetivo tener al menos 6%). El resto de modos de oscilación se muestran en las secciones posteriores bajo su respectivo análisis modal.

Para este trabajo de investigación se analizaron un sin número de fallas en las diversas líneas presentes en el sistema. Sin embargo, sólo se reportarán las dos más severas las cuales se mencionan a continuación:

- Falla trifásica franca a tierra sobre la línea que une las barras 28 y 29.
- Falla trifásica franca a tierra sobre la línea que une las barras 02 y 03.

Cabe destacar que se reportarán sólo las dos contingencias anteriores, ya que corresponden a las dos fallas más severas encontradas en el sistema desde el punto de vista de amplitud de las oscilaciones, lo cual resulta muy atractivo para la aplicación de los sistemas BESS y su respectivo algoritmo de optimización propuesto en esta tesis. Todas las fallas fueron aplicadas en $t=0$ y despejada a los 0.1s.

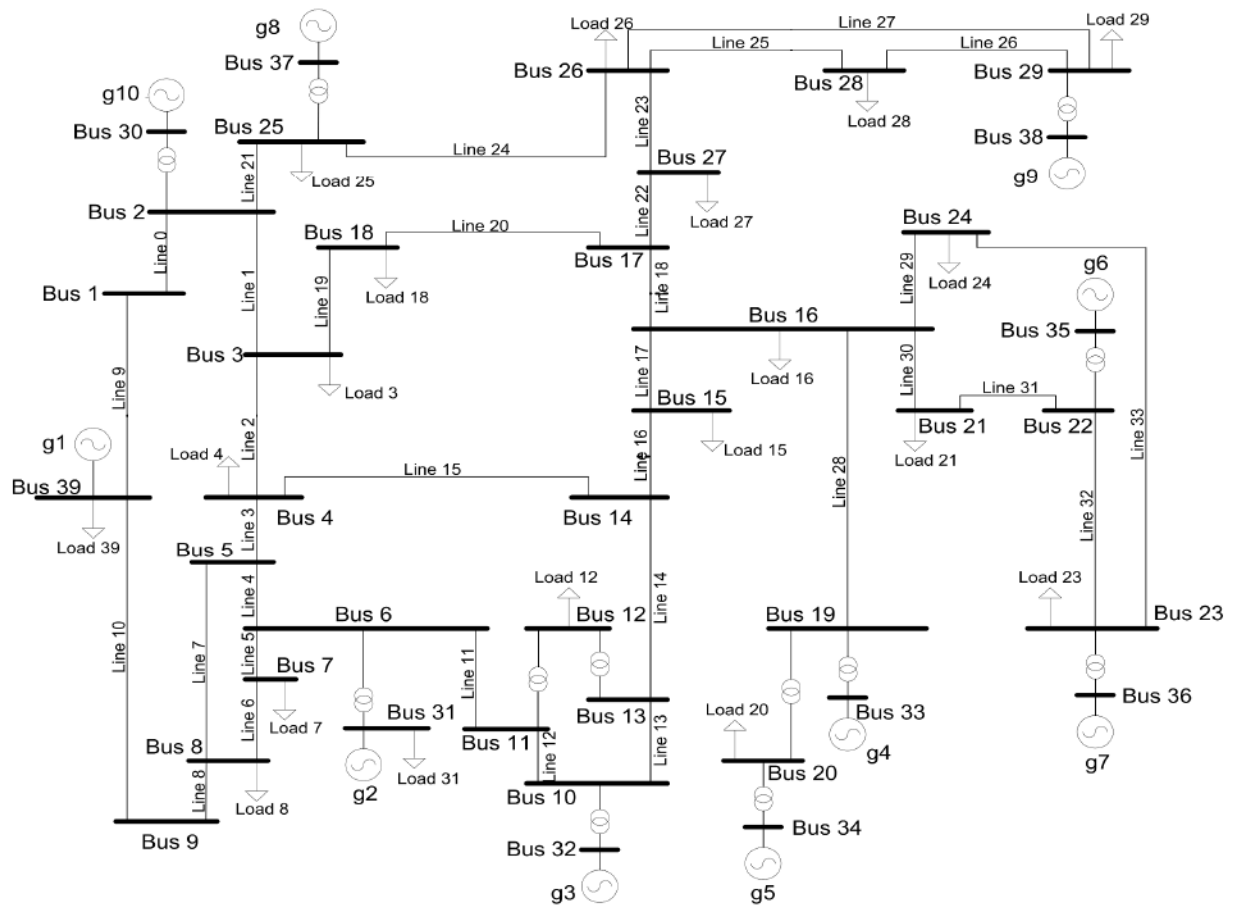


Figura 5.1: Sistema de Nueva Inglaterra de 39 barras utilizado en esta tesis

A continuación se detallan algunas entradas consideradas en el algoritmo genético:

- Número de generaciones: 40 (en la siguiente sub-sección se argumenta la selección de este valor)
- Número de cromosomas: 50 (en la siguiente sub-sección se argumenta la selección de este valor)
- Existen 34 BESSs candidatos posibles a ser localizados según la Tabla 5.1.
- Para los escenarios sin ERV, se limita a una potencia máxima por BESS de 60MW y mínima de 1MW. Este rango de potencia es continuo.
- Para los escenarios con ERV, se limita a una potencia máxima por BESS de 100MW y mínima de 1MW. Este rango de potencia es continuo.
- Se exige un amortiguamiento mínimo (ϵ_0) de 6% a cada uno de los modos de oscilación. (Cabe destacar que se intenta obtener el valor de amortiguamiento

más alto posible considerando 10 BESSs para todos los escenarios). Al final de este capítulo se concluye que esta cantidad de unidades de BESS fue la adecuada.

- Se exige que la parte real de los valores propios (σ_0) sea menor a -0.01.
- Factor de ponderación α igual a 100, según la función objetivo (4.1). Debido a que prácticamente el 100% de los modos de oscilación se encuentra alejado del origen, es que en este trabajo se le da prioridad a la optimización del amortiguamiento (segundo término de la derecha de la ecuación (4.1)) en lugar de la optimización de la ubicación de la parte real de los valores propios (este valor es cercano a cero), según el primer término de la derecha de la ecuación (4.1)). Por lo tanto, el valor de α no tiene gran relevancia debido a lo expuesto anteriormente.
- Probabilidad de mutación igual a 0.15. El operador de mutación se aplica a cada hijo de manera individual, y consiste en la alteración aleatoria (normalmente con probabilidad muy baja) de cada gen componente del cromosoma. En este caso en particular, se ajustó a 0.15 debido a su buen comportamiento dentro del algoritmo.
- Probabilidad de cruce igual a 0.7. Habitualmente el operador de cruce no se aplica a todos los pares de individuos que han sido seleccionados para emparejarse, sino que se aplica de manera aleatoria, normalmente con una probabilidad comprendida entre 0.5 y 1.0. Para este caso, se ha elegido 0.7.
- Se hará especial seguimiento al modo inter-área debido a que éste es el que posee un factor de participación global donde la gran mayoría de los generadores aporta a la oscilación de este modo. De todas formas se desarrollará un análisis modal de los valores propios más relevantes del sistema.

El Anexo D muestra detalles adicionales de como implementar este algoritmo genético con sus respectivas restricciones, probabilidades, aplicaciones de operadores genéticos, etc.

En la Tabla 5.1 se detallan los BESSs candidatos según la barra donde éstos podrían ser instalados.

BESS 01	BESS 08	BESS 16	BESS 24	BESS 32
BESS 02	BESS 09	BESS 17	BESS 25	BESS 33
BESS 03	BESS 10	BESS 18	BESS 26	BESS 34
BESS 04	BESS 11	BESS 19	BESS 27	BESS 36
BESS 05	BESS 13	BESS 21	BESS 28	BESS 37
BESS 06	BESS 14	BESS 22	BESS 29	BESS 39
BESS 07	BESS 15	BESS 23	BESS 30	-

Tabla 5.1: BESSs candidatos según barra donde podrían ser instalados

Item	Sint. 1	Sint. 2	Sint. 3	Sint. 4	Sint. 5	Sint. 6
No. cromosomas	10	16	20	30	40	50
No. generaciones	8	12	16	20	30	40
Mejor fitness	0.00892	0.00809	0.00767	0.00759	0.00752	0.00746
Dif. porcentual	-	9.3	5.19	1.04	0.92	0.9
Tiempo de sim. (min)	4	10	16	32	65	93

Tabla 5.2: Sintonización del número de generaciones y cromosomas

5.1.1. Análisis de sintonización del número de generaciones y cromosomas

Se puede ver de la tabla anterior que el valor adecuado de número de cromosomas y generaciones varía entre 30-50 y 20-40, respectivamente. Ésto se debe a que la diferencia porcentual del mejor fitness entre la sintonización anterior es alrededor del 1 %, lo que se traduce en que con esa sintonización para los parámetros del algoritmo es suficiente. Para esta tesis en particular, se ha seleccionado un número de cromosomas y generaciones igual a 50 y 40, respectivamente. Esta elección se hace para intentar el mejor fitness posible inclusive en escenarios con ERV, para el cual la convergencia de la solución demora más que para el caso base sin ERV.

5.1.2. Punto de operación considerado

Generador	Pop. (MW)	Pn (MVA)	Tecnología	Tiene PSS	Uso de PSS
G 02	650	700	nuclear	si	no
G 03	650	800	nuclear	si	si
G 04	632	800	carbón	si	no
G 05	254	300	carbón	si	si
G 06	650	800	nuclear	si	si
G 07	560	700	carbón	si	si
G 08	540	700	nuclear	si	no
G 09	830	1000	nuclear	si	si
G 10	250	1000	hidráulica	si	no
Rest of USA	1000	10000	mix	no	no

Tabla 5.3: Punto de operación considerado

Cabe destacar que se consideró una situación conservadora como punto de operación ya que ningún PSS fue optimizado dentro de este estudio, además algunos PSS fueron desactivados para tener un punto de operación aún más conservador. Por otro lado, al calcular el factor de participación de los modos (locales y uno inter-área) que tuviesen un amortiguamiento menor al 6 % se llegó a que los generadores que tenían mayor participación eran el: G02, G06, G09 y Rest of USA. Se puede observar de la tabla anterior que los generadores G02 y Rest of USA no tiene su PSS activado, por lo tanto

de por si es una situación que difícilmente se podría dar en la realidad, haciendo que este sea un muy buen punto de operación para el análisis para esta tesis.

5.2. Resultados de las simulaciones

5.2.1. Escenario base del New England 39-bus system

En la Tabla 5.4 se detallan los BESSs y su respectiva potencia activa que resultaron de la solución encontrada por el GA.

BESS	Potencia (MW)
BESS 04	57
BESS 14	60
BESS 15	50
BESS 16	54
BESS 19	45
BESS 22	33
BESS 27	14
BESS 29	32
BESS 34	52
BESS 36	52

Tabla 5.4: Optimización de la localización y tamaño de los BESSs

El modo de oscilación inter-área identificado y optimizado posee un amortiguamiento ahora de 6.32% el cual está por sobre lo requerido en las especificaciones del 6%. Cabe destacar que este es el amortiguamiento más alto que se puede obtener con 10 BESSs limitándolos a 60MW como máximo.

5.2.2. Análisis modal con y sin unidades BESS

A continuación se muestra el análisis modal tanto para el escenario sin como con unidades BESSs de acuerdo a los resultados de la simulación del caso base.

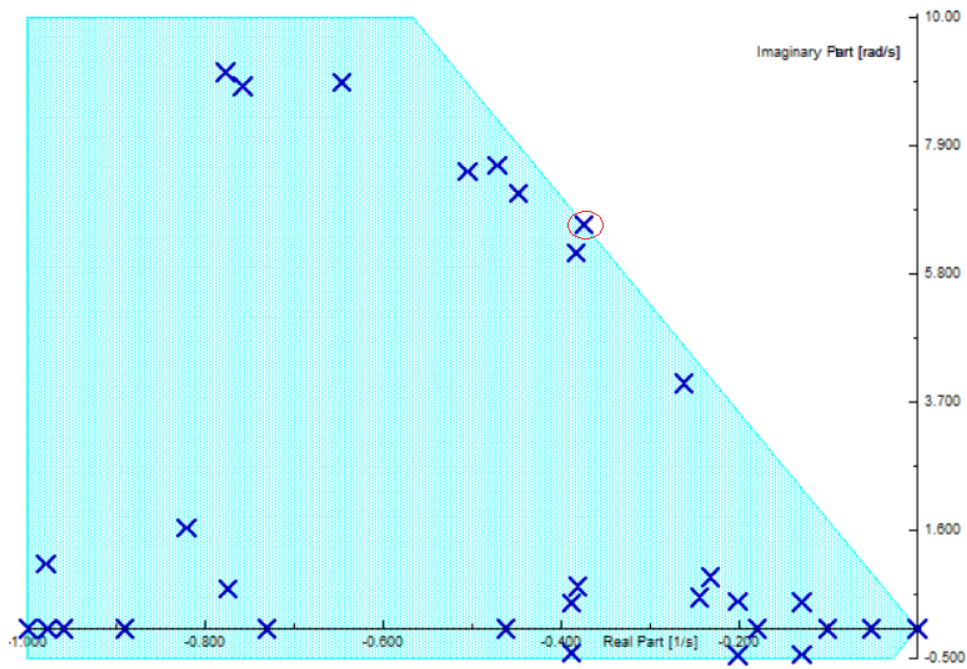


Figura 5.2: Análisis modal sin unidades BESS

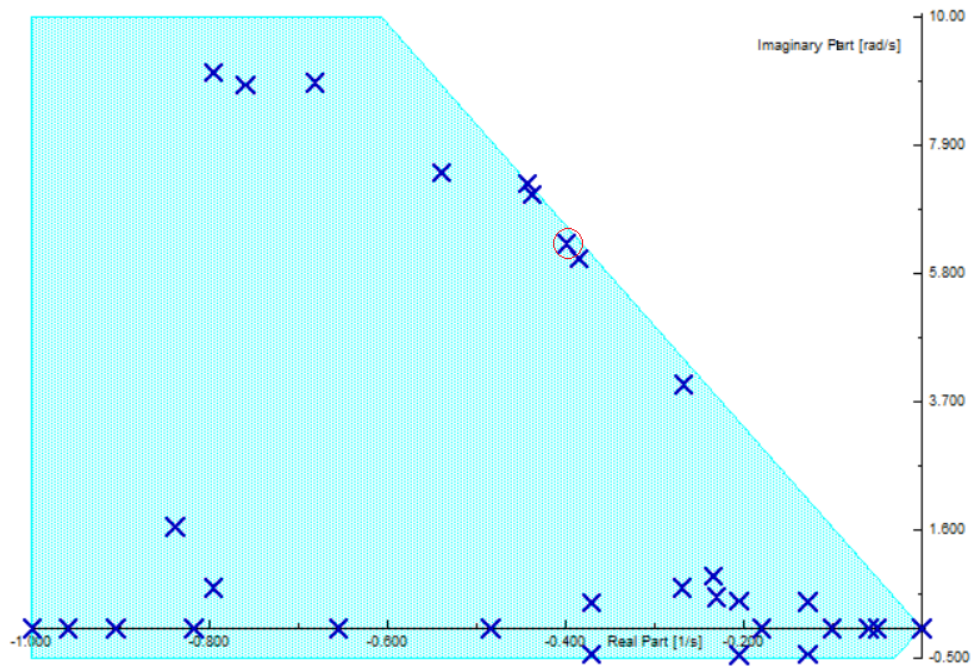


Figura 5.3: Análisis modal con unidades BESS

Mediante un círculo de color rojo se resalta el modo inter-área del sistema. Se puede ver claramente como éste se mueve hacia el lado izquierdo del plano complejo, así como

también lo hacen otros modos de oscilación de similares frecuencia y amortiguamiento.

A. Caso falla trifásica franca a tierra sobre la línea que une las barras 28 y 29

A continuación se muestran los resultados de las simulaciones en el dominio del tiempo ante una falla franca a tierra sobre la línea que une las barras 28 y 29.

En la Figura 5.4 se puede observar la respuesta de uno de los BESSs elegidos según la optimización realizada con GA. Se puede apreciar que la potencia inyectada es positiva cuando la frecuencia está por sobre los 60Hz y negativa cuando está por debajo de los 60Hz.

La Figura 5.5 y 5.6 muestran el ángulo del generador G1 o Rest of USA y del G6, respectivamente. En verde se considera el uso de BESS y en rojo el sistema original de 39 barras sin BESS. Se puede ver claramente la efectividad del sistema BESS en el amortiguamiento de las oscilaciones de los ángulos de los generadores.

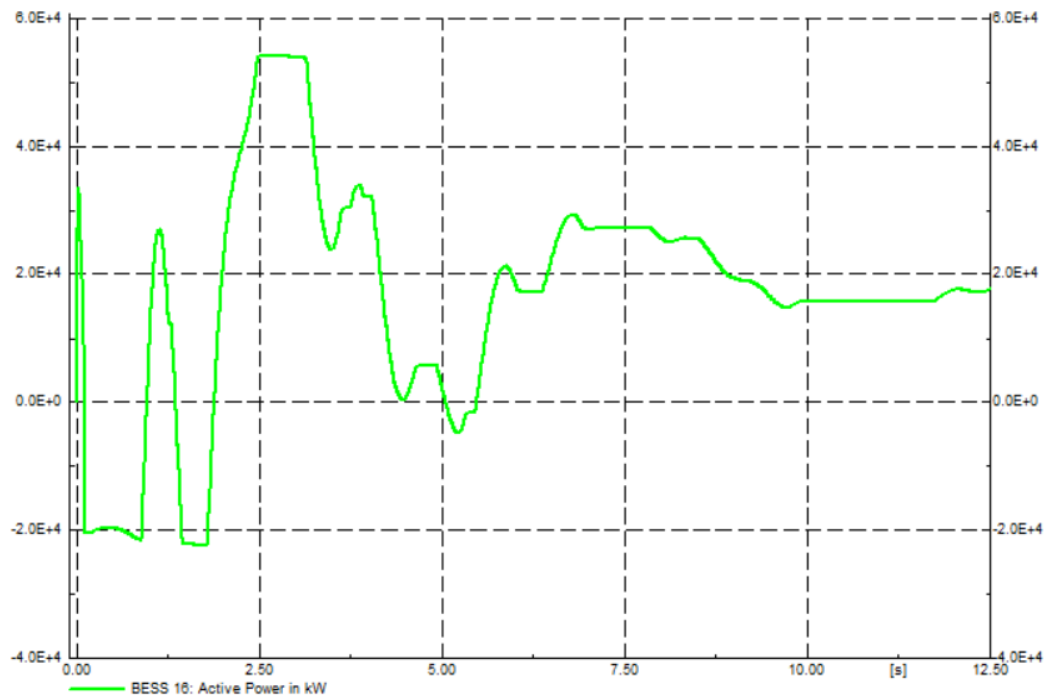


Figura 5.4: Potencia activa de uno de los BESSs optimizados, en este caso el BESS ubicado en la barra 16 ante una falla trifásica en la línea 28-29.

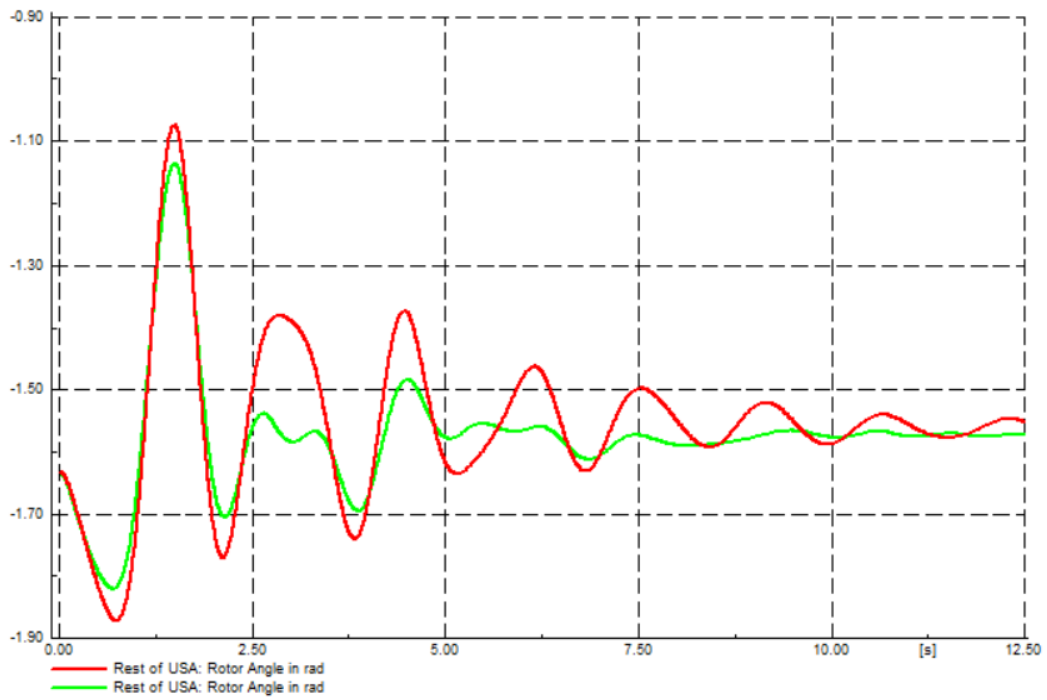


Figura 5.5: Ángulo del generador G1 o Rest of USA considerando verde el uso de BESS, y rojo sin el uso.

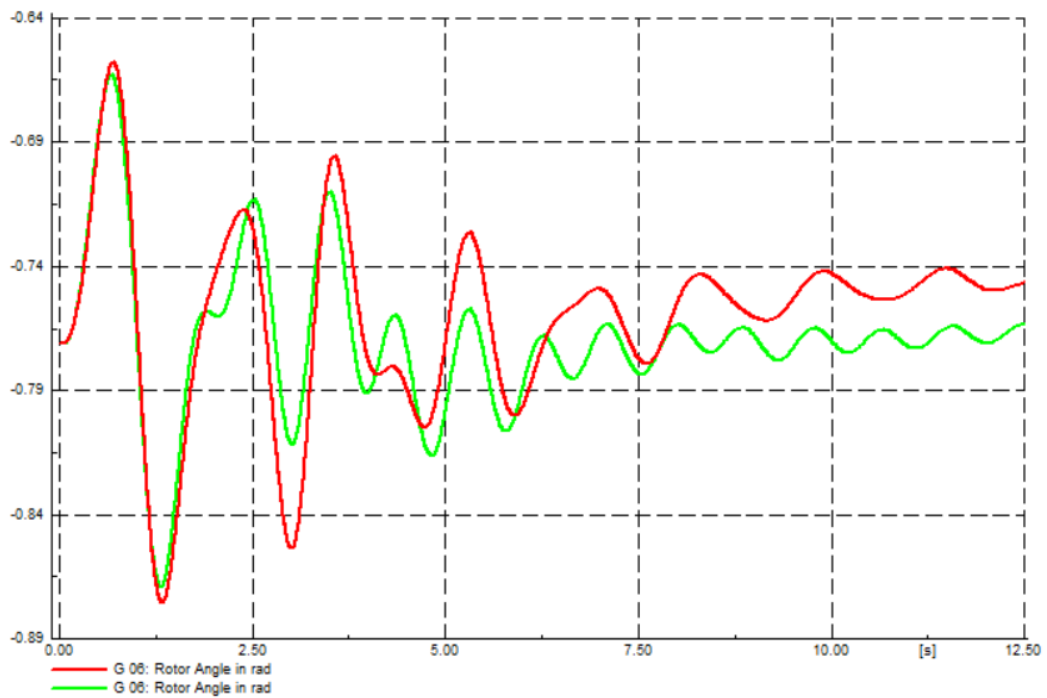


Figura 5.6: Ángulo del generador G6 considerando verde el uso de BESS, y rojo sin el uso.

B. Caso falla trifásica sin franca a tierra sobre la línea que une las barras 02 y 03

A continuación se muestran los resultados de las simulaciones en el dominio del tiempo ante una falla franca a tierra sobre la línea que une las barras 02 y 03.

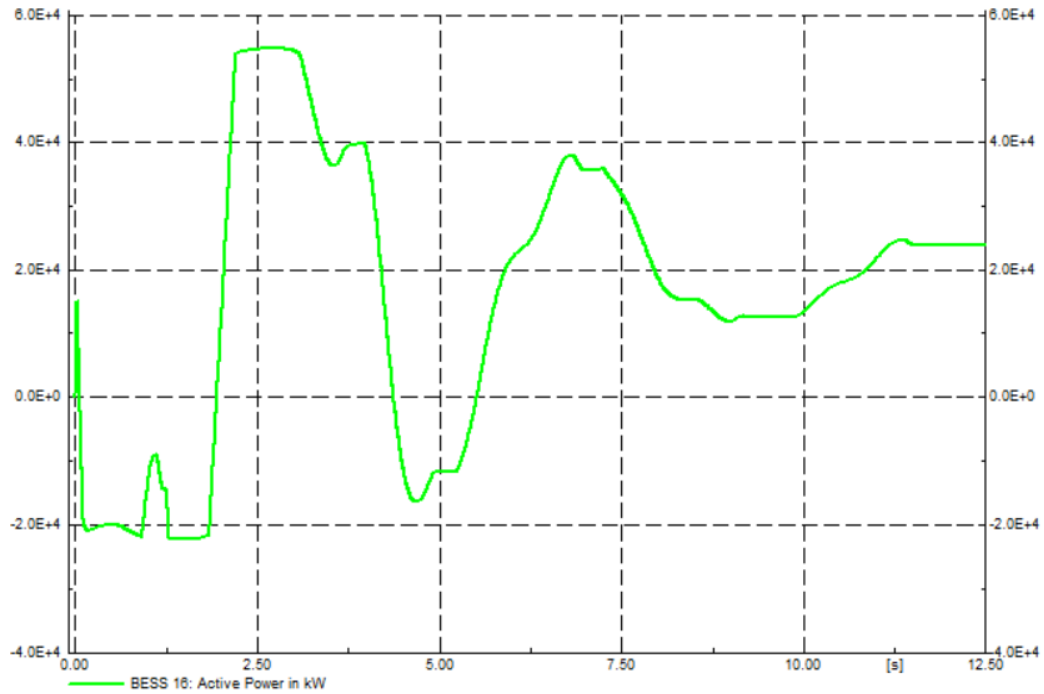


Figura 5.7: Potencia activa de uno de los BESSs optimizados, en este caso el BESS ubicado en la barra 16 ante una falla trifásica en la línea 02-03.

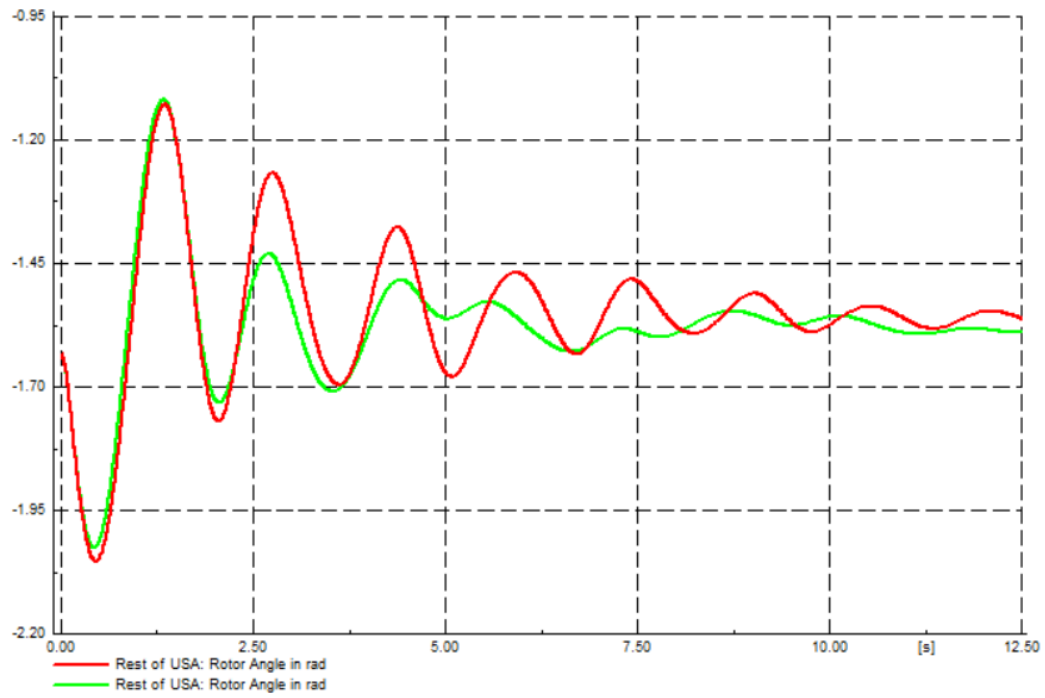


Figura 5.8: Ángulo del generador G1 o Rest of USA considerando verde el uso de BESS, y rojo sin el uso.

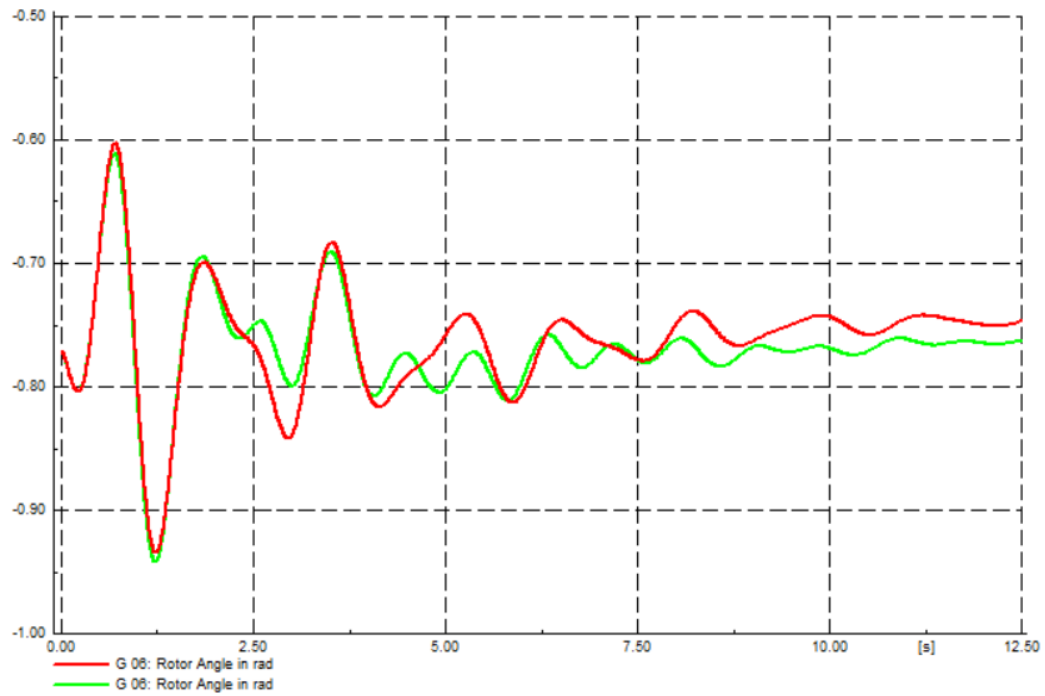


Figura 5.9: Ángulo del generador G6 considerando verde el uso de BESS, y rojo sin el uso.

5.2.3. Escenario integración energía eólica en New England 39-bus system

En la Tabla 5.5 se detallan las unidades eólicas consideradas en la simulación. Estas unidades serán conectadas a las barras 32 y 33, considerando el reemplazo de las unidades convencionales G2 y G3, respectivamente. Estas nuevas unidades de ERV lleva a considerar a tener cerca de un 25 % de ERV del total de generación. Cabe destacar que se consideró este porcentaje de ERV ya que un mayor nivel de penetración hacía que el nadir de la frecuencia disminuyera a valores críticos ante una falla trifásica franca a tierra. Es decir, ante este tipo de contingencia el sistema debería comenzar a botar carga para poder hacer frente a la falta de inercia del sistema. Es importante mencionar que el tipo de turbina eólica considerada fue la del Tipo 3 según los modelos dinámicos mostrados en el Anexo B. Además es importante señalar que el modelo dinámico de las unidades eólicas fue obtenido desde la librería de DIGSILENT.

Nombre	N ° unidades	Potencia unitaria (MW)	Potencia total (MW)
Wind 32	108	6.02	650
Wind 33	105	6.02	632

Tabla 5.5: Unidades eólicas consideradas en la simulación

El modo de oscilación inter-área identificado en este sistema, escenario con integración de renovables, posee un amortiguamiento de 5.5 % el cual está por debajo de lo requerido en las especificaciones anteriores.

En la Tabla 5.6 se detallan los BESSs y su respectiva potencia activa que resultaron de la solución encontrada por el GA.

BESS	Potencia (MW)
BESS 01	42
BESS 05	70
BESS 11	49
BESS 21	79
BESS 22	45
BESS 23	69
BESS 24	23
BESS 30	01
BESS 34	75
BESS 36	80

Tabla 5.6: Optimización de la localización y tamaño de los BESSs

El modo de oscilación inter-área identificado y optimizado en este sistema posee un amortiguamiento ahora de 6 % el cual cumple con lo requerido en las especificaciones del 6 %. Cabe destacar que este es el amortiguamiento más alto que se puede obtener con 10 BESSs limitándolos a 100MW como máximo. Por cierto, si se hubiese mantenido un máximo de 60MW por BESS, como el caso anterior, entonces no se hubiese alcanzado

el amortiguamiento objetivo del 6%.

5.2.4. Análisis modal con y sin unidades BESS

A continuación se muestra el análisis modal tanto para el escenario sin como con unidades BESSs de acuerdo a los resultados de la simulación del caso con ERV.

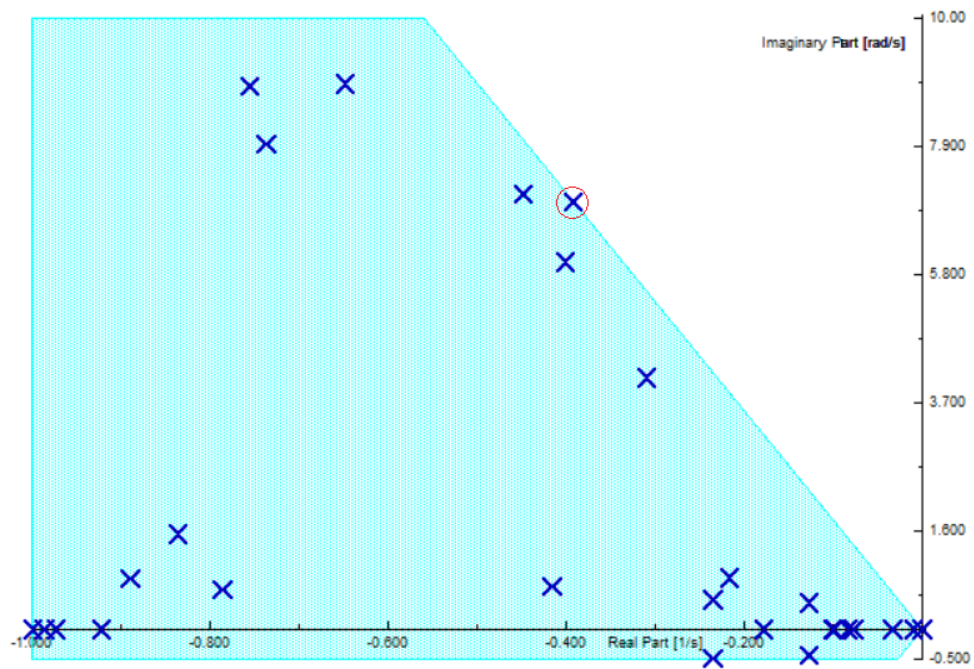


Figura 5.10: Análisis modal sin unidades BESS

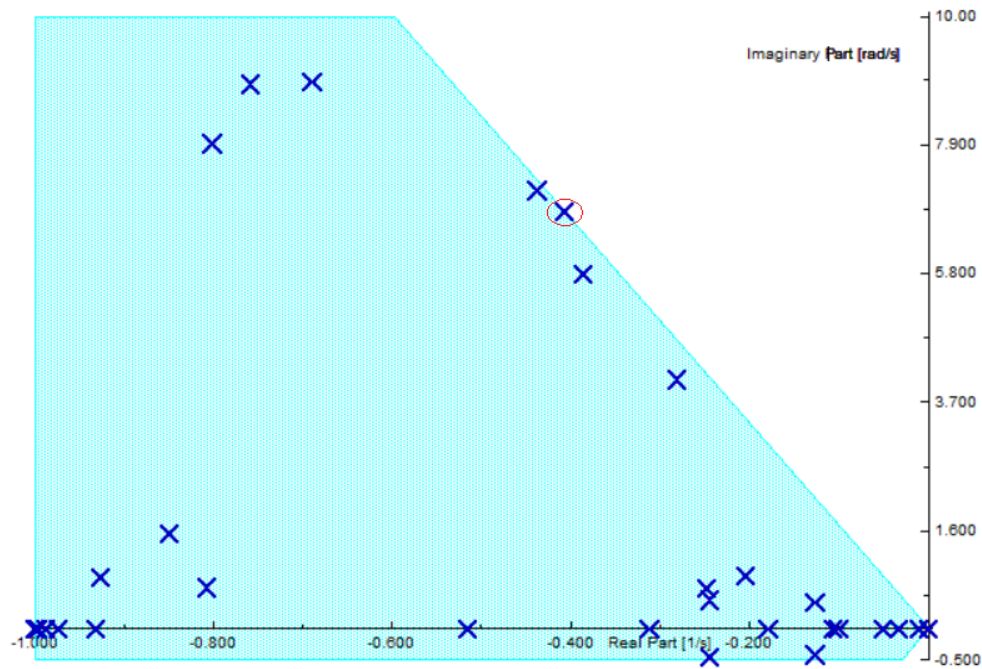


Figura 5.11: Análisis modal con unidades BESS

Mediante un círculo de color rojo se resalta el modo inter-área del sistema. Se puede ver claramente como éste se mueve hacia el lado izquierdo del plano complejo, así como también lo hacen otros modos de oscilación de similares frecuencia y amortiguamiento.

A. Caso falla trifásica franca a tierra sobre la línea que une las barras 28 y 29

A continuación se muestran los resultados de las simulaciones en el dominio del tiempo ante una falla franca a tierra sobre la línea que une las barras 28 y 29.

En la Figura 5.12 se puede observar la respuesta de uno de los BESSs elegidos según la optimización realizada con GA. Se puede apreciar que la potencia inyectada es positiva cuando la frecuencia está por sobre los 60Hz y negativa cuando está por debajo de los 60Hz.

La Figura 5.13 y 5.14 muestran el ángulo del generador G1 o Rest of USA y del G6, respectivamente. En verde se considera el uso de BESS y en rojo el sistema sin este sistema de almacenamiento. Se puede ver claramente la efectividad del sistema BESS en el amortiguamiento de las oscilaciones de los ángulos de los generadores.

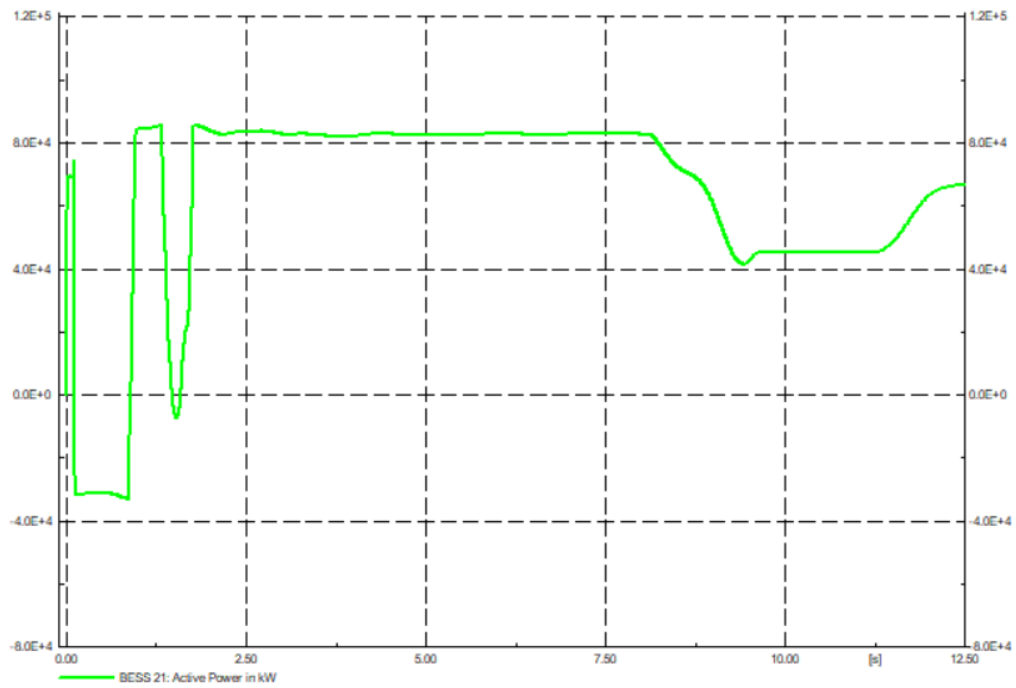


Figura 5.12: Potencia activa de uno de los BESSs optimizados, en este caso el BESS ubicado en la barra 21 ante una falla trifásica en la línea 28-29.

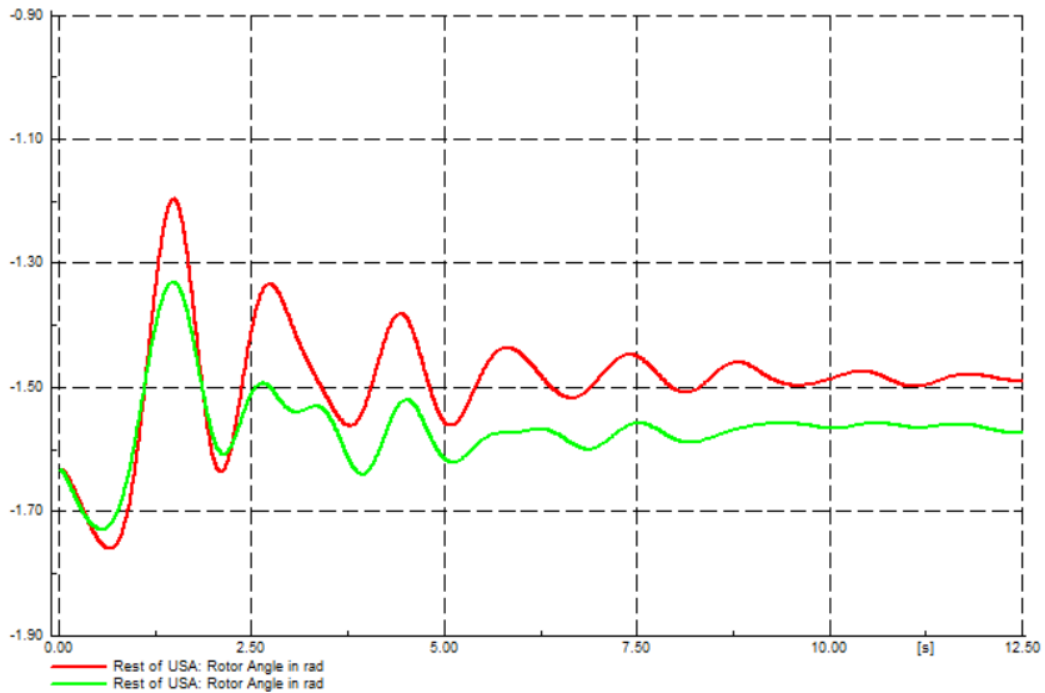


Figura 5.13: Ángulo del generador G1 o Rest of USA considerando verde el uso de BESS, y rojo sin el uso.

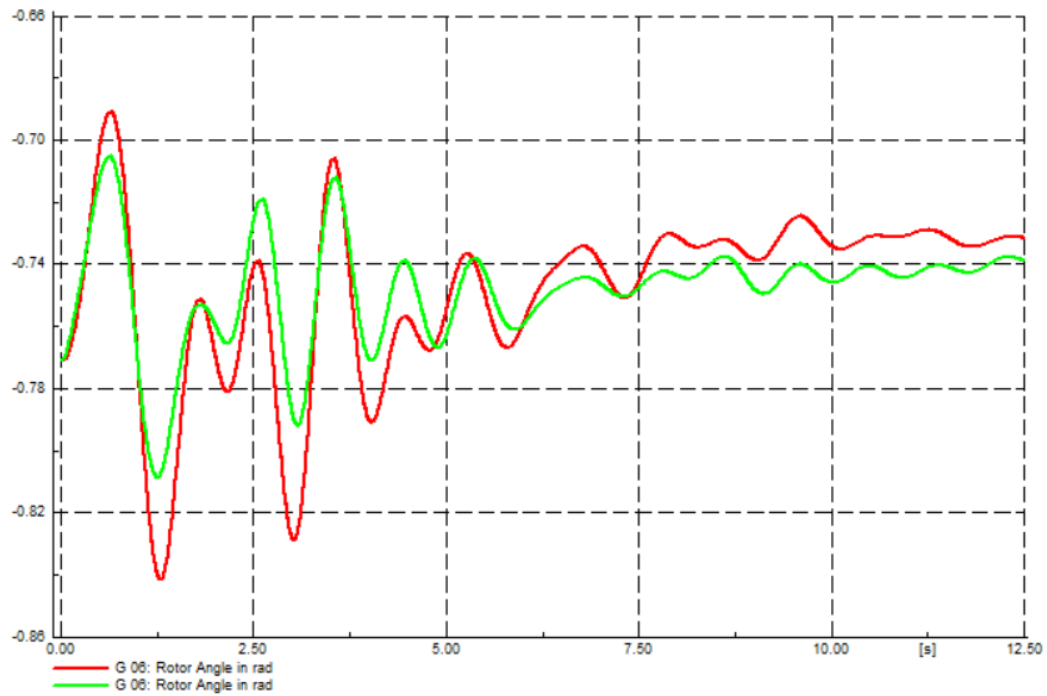


Figura 5.14: Ángulo del generador G6 considerando verde el uso de BESS, y rojo sin el uso.

B. Caso falla trifásica franca a tierra sobre la línea que une las barras 02 y 03

A continuación se muestran los resultados de las simulaciones en el dominio del tiempo ante una falla franca a tierra sobre la línea que une las barras 02 y 03.

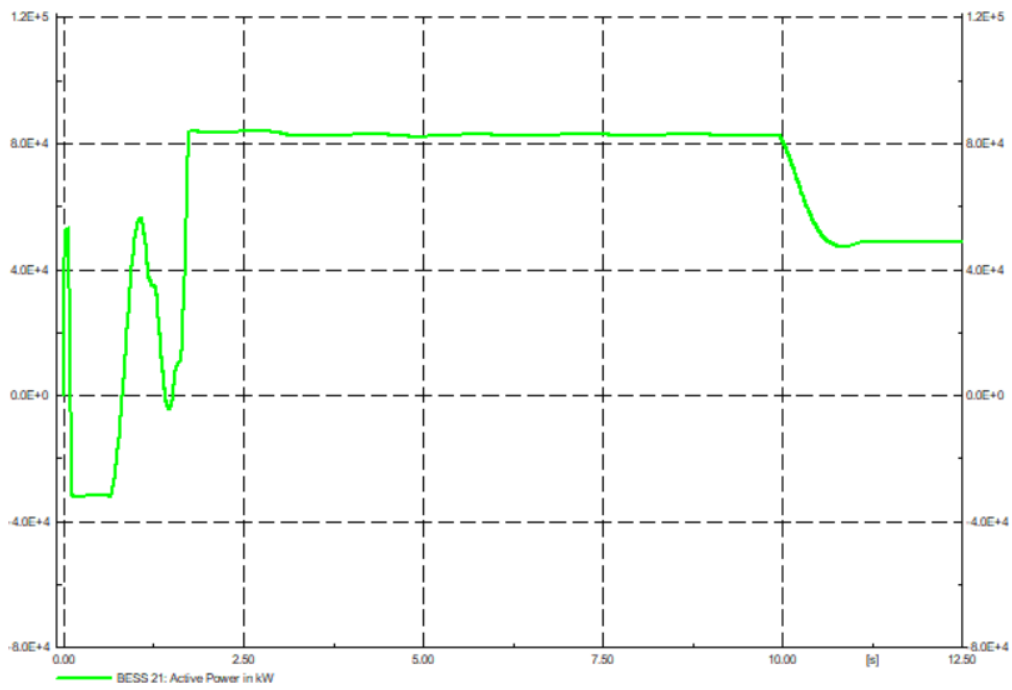


Figura 5.15: Potencia activa de uno de los BESSs optimizados, en este caso el BESS ubicado en la barra 21 ante una falla trifásica en la línea 02-03.

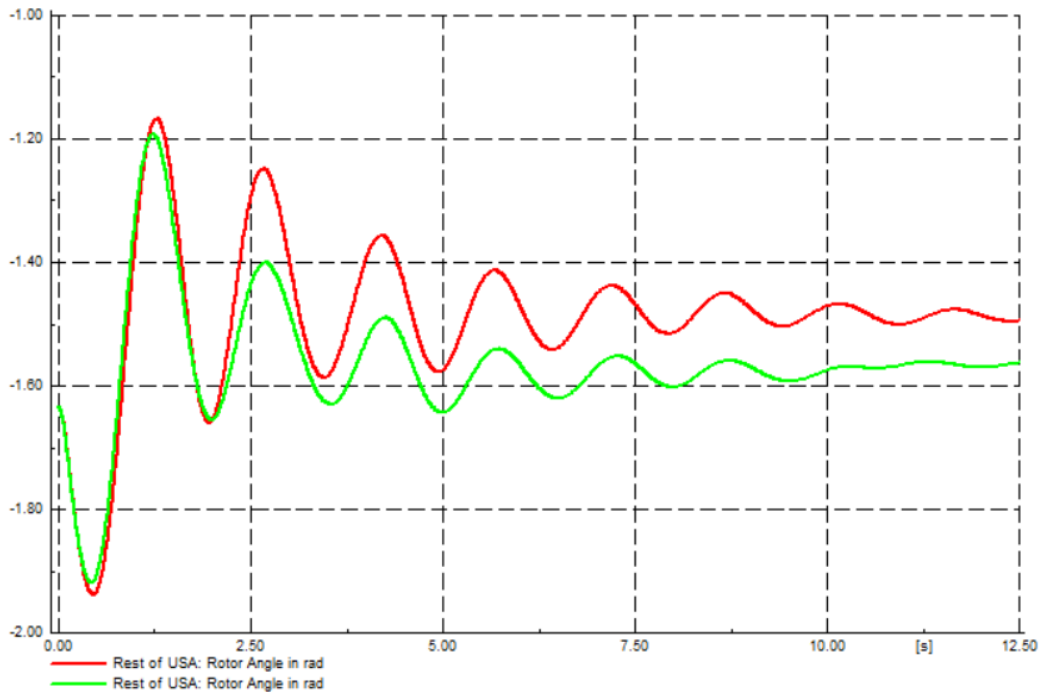


Figura 5.16: Ángulo del generador G1 o Rest of USA considerando verde el uso de BESS, y rojo sin el uso.

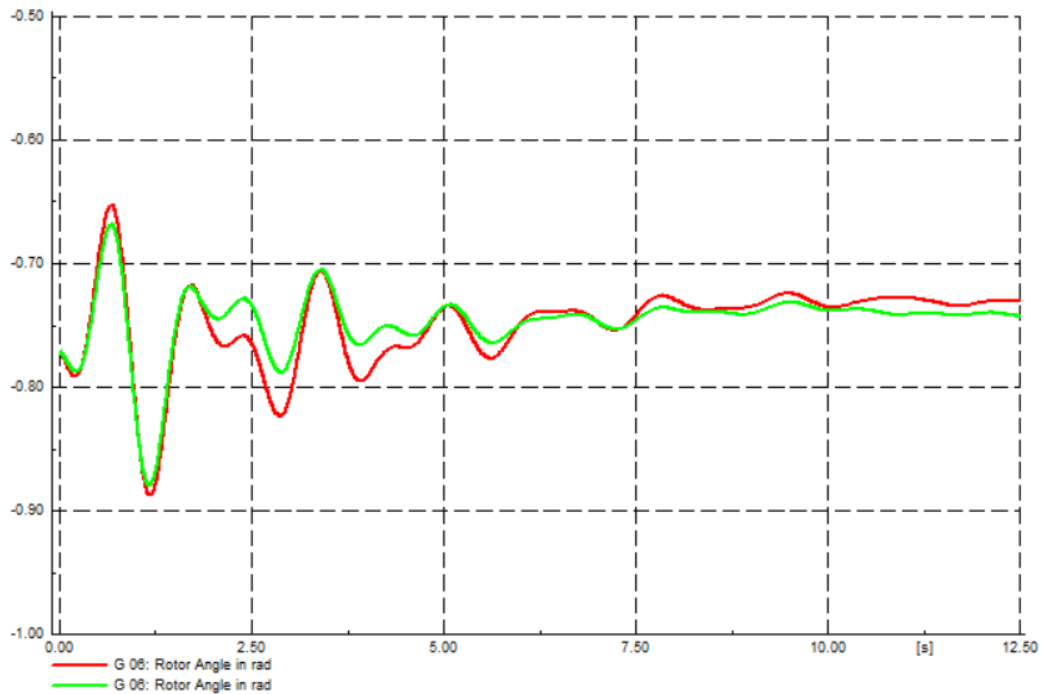


Figura 5.17: Ángulo del generador G6 considerando verde el uso de BESS, y rojo sin el uso.

Uno de los objetivos de la tesis era alcanzar el amortiguamiento más alto posible (se consideraba como mínimo un 6%), todo ello para los escenarios base (sin ERV) y con ERV. Se consideró 10 unidades BESS, dentro de un universo de 34, para ambos escenarios ya que para el escenario con ERV se necesitaba de al menos este número de unidades, con un límite máximo por BESS de 100MW, para alcanzar el 6% de amortiguamiento. Por lo tanto, el número de unidades fue lo correcto para poder tener una mejoría razonable en el amortiguamiento. Para el escenario base (sin ERV) se consideró también 10 unidades, dentro de un universo de 34, para tener la misma cantidad que en el escenario con ERV. Sin embargo, para este escenario se obtuvo un amortiguamiento muy superior al 6% y además se pudo reducir la potencia de estas 10 unidades considerablemente, de 100MW a 60MW como límite máximo. Por lo tanto, para tener una visión clara de la cantidad de BESS a seleccionar se hizo lo anterior, arrojando que 10 unidades BESS es un número adecuado cuando un sistema comienza a tener una penetración de ERV considerable.

5.2.5. Análisis ante pequeñas perturbaciones

Si bien, anteriormente se mostró el uso del algoritmo para escenarios con y sin ERNV y con 2 fallas francas a tierra en diferentes zonas, ahora se considera un escenario donde la perturbación es muy pequeña para el sistema. La contingencia consiste en la desconexión de parte de la carga ubicada en la barra 22. La reducción de carga es de 60MW, lo que corresponde a aproximadamente al 1% de la demanda total del sistema.

En la figura 5.18 se puede observar el Ángulo del generador G1 o Rest of USA considerando verde el uso de BESS, y rojo sin el uso. Se puede ver claramente que, sobre todo al comienzo de la perturbación, la respuesta se encuentra más amortiguada para el caso con BESS.

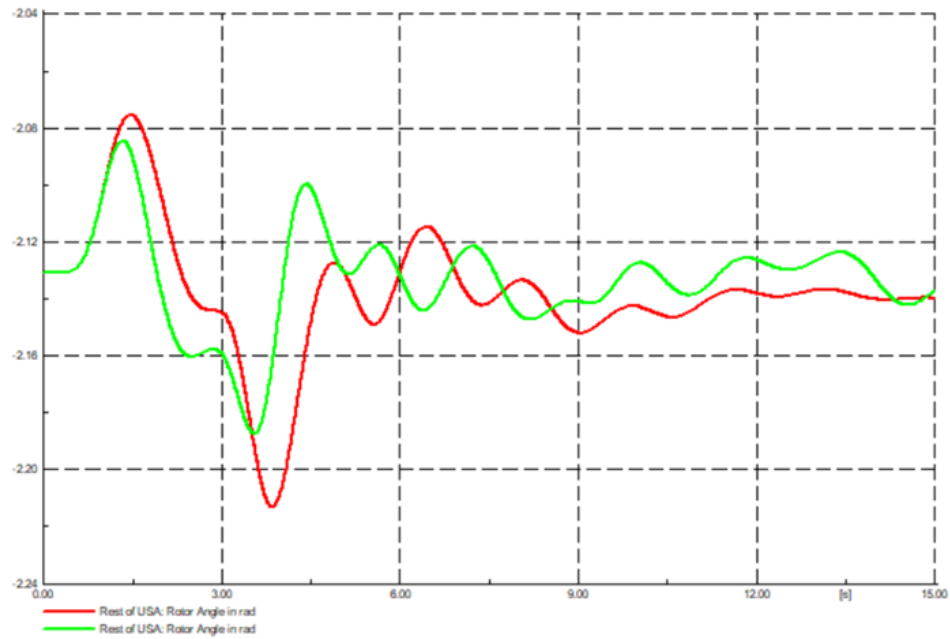


Figura 5.18: Ángulo del generador G1 o Rest of USA considerando verde el uso de BESS, y rojo sin el uso.

En la figura 5.19 se puede observar la potencia activa del BESS 4 ante esta pequeña perturbación.

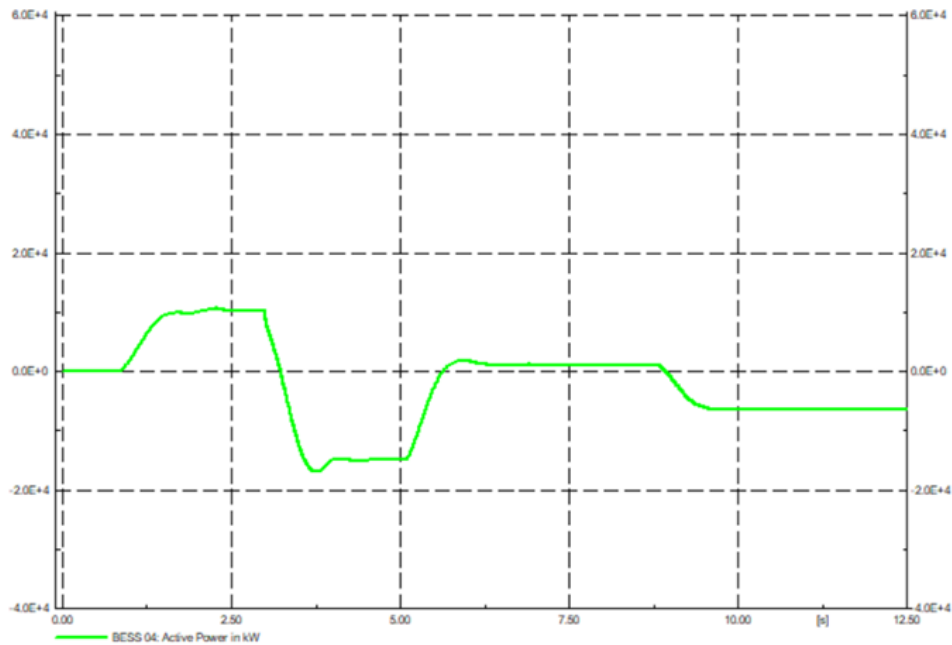


Figura 5.19: Potencia activa del BESS 4

5.2.6. Desempeño del algoritmo

A continuación en la Tabla 5.7 se muestran los tiempos que tomó el algoritmo genético para resolver el problema matemático, considerando el caso base sin ERV y el caso con proyectos eólicos.

Escenario	Tiempo (min)
Caso base	93
Caso ERV	102

Tabla 5.7: Tiempos de simulación del algoritmo

Característica	Valor	Unidad
Modelo CPU	Intel Core i5	-
Arquitectura	64	bits
Frecuencia de reloj	2.6	GHz
Núcleos reales / totales	4/8	-
Arquitectura	64	bits
Memoria caché	6	Mb

Tabla 5.8: Características del hardware utilizado

Se puede ver en la Tabla 5.7 que los tiempos de simulación del algoritmo no fueron extensos. Sin embargo, el sistema utilizado fue uno de la IEEE de 39 barras. Para poder

llevar a cabo esta misma simulación en un sistema real como, por ejemplo, el Sistema Eléctrico Nacional de Chile, entonces se tendría que disponer de un hardware mucho más avanzado. Es más, como ejercicio, se intentó simular este sistema eléctrico real en este mismo hardware detallado en la Tabla 5.8, y para sólo resolver una generación, de las 40 consideradas en las simulaciones de esta tesis, se necesitó aproximadamente de 10 horas de cómputo. Por lo tanto, se hace inviable, con la capacidad de hardware considerada en la Tabla 5.8 y con el sistema completo, implementar este algoritmo sobre el Sistema Eléctrico Nacional de Chile.

Sin embargo, el objetivo de esta tesis es poder desarrollar un algoritmo genético que muestre como poder mejorar la respuesta oscilatoria independiente del Sistema Eléctrico Nacional en base a la optimización del tamaño y ubicación de sistemas BESS.

Conclusiones

La utilización de BESSs en los SEPs trae consigo una gran cantidad de ventajas en la operación diaria. Una de estas ventajas es la mejoría en la respuesta en las amortiguaciones de las oscilaciones en un SEP ante casos de contingencia. Respecto al amortiguamiento de las oscilaciones es vital, ya que muchas veces los SEPs no tienen ajustados los parámetros de sus PSSs de forma óptima, por lo tanto se comprobó que sin haber modificado ningún parámetro de los PSSs se pudo finalmente mejorar el amortiguamiento del sistema ante pequeñas y grandes perturbaciones en el sistema.

El mejoramiento en la respuesta del amortiguamiento de las oscilaciones se pudo llevar a cabo gracias a la optimización de la localización, tamaño y su respectivo ajuste de sus parámetros con el fin de tener un amortiguamiento por sobre el 6% para los modos de oscilación, todo esto conforme a la función objetivo presentada en este trabajo de investigación. Por otro lado, es importante señalar que la resolución del problema de optimización se hizo en base a GA lo cual trajo consigo grandes ventajas desde el punto de vista del tiempo de simulación.

Uno de los objetivos de la tesis era alcanzar el amortiguamiento más alto posible (se consideraba como mínimo un 6%), todo ello para los escenarios base (sin ERV) y con ERV. Se consideró 10 unidades BESS, dentro de un universo de 34, para ambos escenarios ya que para el escenario con ERV se necesitaba de al menos este número de unidades, con un límite máximo por BESS de 100MW, para alcanzar el 6% de amortiguamiento. Por lo tanto, el número de unidades fue lo correcto para poder tener una mejoría razonable en el amortiguamiento. Para el escenario base (sin ERV) se consideró también 10 unidades, dentro de un universo de 34, para tener la misma cantidad que en el escenario con ERV. Sin embargo, para este escenario se obtuvo un amortiguamiento muy superior al 6% y además se pudo reducir la potencia de estas 10 unidades considerablemente, de 100MW a 60MW como límite máximo. Por lo tanto, para tener una visión clara de la cantidad de BESS a seleccionar se hizo lo anterior, arrojando que 10 unidades BESS es un número adecuado cuando un sistema comienza a tener una

penetración de ERV considerable.

Se comprobó que el comportamiento del GA es altamente dependiente de los parámetros iniciales (probabilidad de cruce, probabilidad de mutación, número de generaciones, etc), por lo que fue necesario sintonizar esos parámetros para tratar de mejorar la solución para los objetivos del problema.

Otro de los puntos a destacar es que para poder aplicar este GA sobre grandes sistemas de potencia (muchas barras y sistemas de control complejos como el sistema eléctrico de Chile), es necesario tener un hardware muy potente para poder simular dentro de tiempos razonables. Por lo mismo, en esta tesis se utilizó un sistema de potencia muy conocido utilizado en muchos problemas de investigación, sistema de la IEEE de 39 barras de Nueva Inglaterra, el cual sirvió para comprobar la optimización propuesta para los sistemas BESS.

6.1. Trabajos futuros

Si bien en esta tesis se abordó de forma profunda la aplicación de sistemas BESS optimizados (ubicación, tamaño y parámetros) para mejorar la estabilidad de pequeña señal, es posible de todas formas seguir investigando en el área de la optimización utilizando BESSs junto a otros sistemas para enfrentar las diferentes problemáticas que se pueden encontrar en un SEP, como por ejemplo:

- Utilización de otros algoritmos heurísticos u otros métodos para la resolución de este problema de optimización.
- Aplicación del GA considerado en esta tesis pero ahora incluyendo PSSs junto a BESSs para una optimización global.
- Optimización de la localización y tamaño de sistemas BESS con el fin de minimizar las pérdidas en un sistema de transmisión o distribución.
- Optimización de la localización y tamaño de sistemas BESS con el fin de maximizar ingresos por concepto de remuneración por entrega de servicios complementarios tales como regulación de tensión, *black-start*, regulación de frecuencia, etc.
- Aplicación de este GA con el fin de aliviar la congestión de la transmisión, aplazamiento de nuevas obras de transmisión y subtransmisión, posponer obras de generación o bien para el seguimiento de carga.

Referencias

- [1] P. J. Grbovic, “Ultra-capacitors in power conversion systems applications, analysis and design from theory to practice,” *John Wiley and Sons*, 2012.
- [2] N. Chaudhuri and B. Chaudhuri, “Multi-terminal direct-current grids: Modeling, analysis, and control,” *John Wiley and Sons*, 2014.
- [3] C. task force, “Analysis and control of power system oscillations,” *CIGRE*, 1996.
- [4] K. Medora and A. Kusko, “Dynamic battery modeling of lead acid batteries using manufacturer data,” *Twenty Seventh International Telecommunications Conference*, 2005.
- [5] P. de Mello and C. Concordia, “Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control,” *IEEE transaction Power Appar. Syst.*, vol. PAS-88, pp. 316–329.
- [6] C. Chen and Y. Hsu, “Coordinated synthesis of multimachine power system stabilizer using an efficient decentralized modal control algorithm,” *IEEE transaction Power Syst.*, vol. 2.
- [7] Y. A. Magid, “Optimal multiobjective design of robust power system stabilizers using genetic algorithms,” *IEEE transaction on power systems*, vol. 18, No. 3, 2003.
- [8] D. E. Goldberg, “Genetic algorithms in search, optimization and machine learning,” *MA: Addison-Wesley*, 2005.
- [9] L. Davis, “Handbook of genetic algorithms,” *New York: Van Nostrand*.
- [10] H. J. Haubrich, “Technische grenzen der einspeisung aus windenergieanlagen,” 2003.
- [11] M. Luther and W. Winter, “Einbindung grober windleistungen systemverhalten und mabnahmen zur erhaltung der versorgungsqualitat im ubertragungsnetz. etg tagung zuverlassigkeit in der stromversorgung mannheim,” 2003.
- [12] W. Winter, “Grid code requirements to wind generators,” *CIGRE Conference on Dispersed Generation*, 2003.

- [13] J. Yaghoobi, N. Mithulananthan, T. K. Saha, and R. C. Bansal, "An analytical approach to assess static voltage stability of distribution system with rooftop pv units," in *2014 IEEE PES General Meeting — Conference Exposition*, July 2014, pp. 1–5.
- [14] J. Yaghoobi, N. Mithulananthan, and T. K. Saha, "Dynamic voltage stability of distribution system with a high penetration of rooftop pv units," in *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, July 2015, pp. 1–5.
- [15] S. Dahal, N. Mithulananthan, and T. K. Saha, "Assessment and enhancement of small signal stability of a renewable energy based electricity distribution system," *IEEE transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 3, pp. 407–415, July 2012.
- [16] M. H. J. Klimsta, "Smart power generation," *Avain Publishers*, 2011.
- [17] R. B. M. Yoshio and A. Kozawa, "Lithium-ion batteries, science and technologies," *Springer*, 2011.
- [18] R. Huggins, "Energy storage," *Springer*, 2010.
- [19] U. F. C. Spitzer and T. Ferrell, "Digital avionics handbook," *CRC Press*, 2014.
- [20] C. Mikolajczak and M. Kahn, "Lithium-ion batteries hazard and use assessment," *Springer*, 2012.
- [21] A. Balakrishnan and K. Subramanian, "Nanostructured ceramic oxides for supercapacitor applications," *CRC Press*, 2014.
- [22] M. Patel, "Spacecraft power systems," *CRC Press*, 2004.
- [23] A. Emadi, "Handbook of automotive power electronics and motor drives," *CRC Press*, 2005.
- [24] A. Chakraborty and S. K. Musunuri, "Integrating statcom and battery energy storage system for power system transient stability: A review and application," *Advances in Power Electronics*, vol. 2012, Art. ID 676010, 12 pages.
- [25] L. O. Vasquez, "Fuel cell research trends, academic press," *Nova Publishers, Science*, 2007.
- [26] B. Bose, "Introduction to power electronics, modern power electronics," *IEEE Press, Piscataway, NJ, USA*, 1991.
- [27] Bose, "Evaluation of modern power semiconductor devices and future trends of converters," *IEEE transactions on Industry Applications*, 1992.
- [28] S. Atcitty and S. Ranade, "Summary of state-of-the-art power conversion systems for energy storage applications," *Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA*, 1998.
- [29] M. D. Anderson and D. S. Carr, "Battery energy storage technologies," *Proceedings of the IEEE 81*, 1993.

- [30] “Recommended practice for grid-connected energy storage systems GRIDSTOR,” *DNV-GL*, 2015.
- [31] L. Moran and J. Rodriguez, “Reactive power,” *Elsevier*, 2016.
- [32] W. Paper, “Electrical energy storage,” *IEC*, 2011.
- [33] R. W. Delmerico and G. Hunt, “Battery energy storage systems for electric utility, industrial and commercial applications,” *Battery Conference on Applications and Advances, Eleventh Annual*.
- [34] M. Tsang and D. Sutanto, “Damping inter-area oscillation using a battery energy storage system,” *Advances in Power System Control, Operation and Management. APSCOM-97*.
- [35] S. Aditya and D. Das, “Battery energy storage for load frequency control of an interconnected power system,” *Journal of Electric Power Systems Research*, 2001.
- [36] C. Ohler and G. Linhofer, “Value analysis of battery energy storage applications in power systems,” *Power Systems Conference and Exposition*, 2006.
- [37] R. Cherkaoui and A. Oudalov, “Optimizing a battery energy storage system for frequency control application in an isolated power system,” *IEEE Transaction on Power Systems*, 2009.
- [38] S. V. Giannoutsos and S. N. Manias, “A cascade control scheme for a grid connected battery energy storage system (bess),” *IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON)*, 2012.
- [39] X. Junwen and L. Jiming, “Determination of characteristic parameters of battery energy storage system for wind farm,” *Renewable Power Generation, IET, vol.8*, 2014.
- [40] Bagen and R. Billinton, “Incorporating well-being considerations in generating systems using energy storage,” *IEEE transactions on Energy Conversion, vol. 20*, 2005.
- [41] D. Kottick and M. Blau, “Battery energy storage for frequency regulation in an island power system,” *IEEE transactions on Energy Conversion, vol. 8*.
- [42] A. Baggini, “Handbook of power quality,” *John Wiley and Sons*, 2008.
- [43] H. Bevrani and M. Watanabe, “Power system monitoring and control,” *John Wiley and Sons*, 2014.
- [44] H. Pulgar, “Determining wide area signals and locations of regulating devices to damp inter area oscillation through eigenvalues sensivity analysis using digsilent programming language,” *University of Tennessee*.
- [45] “Análisis de largo plazo para el sistema eléctrico nacional de Chile considerando fuentes de energía variables e intermitentes,” *generadoras.cl*.

- [46] A. J. Ferr, “Blending hvdc-link energy storage and offshore wind turbine inertia for fast frequency response,” *IEEE transaction Sustain. Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 1059-1066, July 2015, pp. 316–329.
- [47] S. Zhang, “Fuzzy logic based frequency controller for wind farms augmented with energy storage systems,” *IEEE transaction Power Syst.*, vol. 31, no. 2, March 2016, pp. 1595–1603.
- [48] P. Kundur, “Power system stability and control,” *New York, McGraw-Hill*, 1994.
- [49] J. P. P. Kundur, “Definition and classification of power system stability ieee/cigre joint task force on stability terms and definitions,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, 2004.
- [50] T. V. Cutsem and C. Vournas, “Voltage stability analysis in transient and mid-term time scales,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 11, no. 1, pp. 146-154, 1996.
- [51] B. Gao and G. K. Morison, “Voltage stability evaluation using modal analysis,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 7, no. 4, pp. 1529-1542, 1992.
- [52] D. W. J. G. Jovan Ilic, “Frequency instability problems in north american interconnections,” *tech. rep.*
- [53] K. R. Padiyar, “Power system dynamics, stability and control,” *JOHN WILEY and SONSs*, 1995.
- [54] “Control systems and control engineering.” [Online]. Available: http://en.wikibooks.org/wiki/Control_Systems
- [55] A. B. Hovd, “Large scale wind power integration - impact on small signal stability,” *Technical report, NTNU*, 2007.
- [56] T. 4180, “electromechanical dynamics - small disturbances,” *Assignment 4*, 2007.
- [57] E. W. Weisstein, “Eigenvectors,” *Mathworld*. [Online]. Available: <http://mathworld.wolfram.com/Eigenvector.html>
- [58] “Evaluación técnica del proyecto de interconexión sic-sing.” *Universidad de Chile*, Dic 2014.
- [59] “Interconnection SIC-SING 500kv AC transmission line.” *Universidad Católica de Chile*, Dic 2014.
- [60] “Análisis de la interconexión entre los sistemas SIC-SING.” *Universidad de Concepción*, Feb 2015.
- [61] S. Heier, *Wind Energy Conversion Systems*. John Wiley & Sons, Ltd, 2014, pp. 31–117. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1002/9781118703274.ch2>

- [62] M. Yamamoto and O. Motoyoshi, "Active and reactive power control for doubly-fed wound rotor induction generator," *IEEE transactions on Power Electronics*, vol. 6, no. 4, pp. 624–629, Oct 1991.
- [63] J. Slootweg and W. Kling, "The impact of large scale wind power generation on power system oscillations," *Electric Power Systems Research*, vol. 67, no. 1, pp. 9 – 20, 2003. [Online]. Available: [//www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779603000890](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779603000890)
- [64] J. J. Sanchez-Gasca and N. W. Miller, "A modal analysis of a two-area system with significant wind power penetration," in *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, Oct 2004, pp. 1148–1152 vol.2.
- [65] J. W. Shim and G. Verbic, "Impact analysis of variable generation on small signal stability," in *2014 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Sept 2014, pp. 1–6.
- [66] S. Eftekharijad and V. Vittal, "Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems," *IEEE transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 893–901, May 2013.
- [67] M. Yagami and J. Tamura, "Impact of high-penetration photovoltaic on synchronous generator stability," in *2012 XXth International Conference on Electrical Machines*, Sept 2012, pp. 2092–2097.
- [68] M. Al-Sarray and H. Mhiesan, "A probabilistic approach for transient stability analysis of power systems with solar photovoltaic energy sources," in *2016 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, April 2016, pp. 159–163.
- [69] M. P. Palsson and T. Toftveaag, "Large-scale wind power integration and voltage stability limits in regional networks," in *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting.*, vol. 2, July 2002, pp. 762–769 vol.2.
- [70] M. J. Hossain and H. R. Pota, "A robust statcom control to augment lvr capability of fixed speed wind turbines," in *Proceedings of the 48th IEEE Conference on Decision and Control (CDC) held jointly with 2009 28th Chinese Control Conference*, Dec 2009, pp. 7843–7848.
- [71] S. Barsali and M. Ceraolo, "Dynamical models of lead acid batteries, implementation issues," *IEEE transactions on Energy Conversion*, 2002.
- [72] M. Ceraolo, "New dynamical models of lead acid batteries," *IEEE transactions on Power Systems*, 2000.
- [73] D. Kottick and M. Blau, "Battery energy storage for frequency regulation in an island power system," *IEEE transactions on Energy Conversion*, 1993.
- [74] P. Wiley-IEEE, "Anderson pm power system control and stability," 2002.
- [75] J. Neely, "Damping of inter-area oscillations using energy storage," *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2013.

- [76] J. C. Neely, "Damping of inter-area oscillations using energy storage," *IEEE Power and Energy Society General Meeting, Vancouver, BC, 2013*, pp. 1–5.
- [77] R. Hassan and B. Cohanin, "A comparison of particle swarm optimization and the genetic algorithm." *American Institute of Aeronautics and Astronautics, 2004*.
- [78] J. Holland, "Adaptation in natural and artificial systems," *The Mit Pr. 1992*.
- [79] D. E. Goldberg, "Genetic algorithms in search, optimization and machine learning," *Boston, MA, USA: Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc., 1989*.
- [80] R. Patel and M. M. Raghuwanshi, "Review on real coded genetic algorithms used in multiobjective optimization," *Int. Conf. Emerg. Trends Eng. Technol, Nov. 2010*, pp. 610–613.
- [81] P. Anderson and A. Fouad, "Power system control and stability," 2003.
- [82] H. Rustebakke, "Electric utilit systems and practices," 1983.
- [83] R. Oldenburger and J. Donelson, "Dynamic response of a hydroelectric plant," *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, vol. 81, no. 3, pp. 403–418, April 1962.
- [84] J. L. Woodward, "Hydraulic-turbine transfer function for use in governing studies," *Electrical Engineers, Proceedings of the Institution of*, vol. 115, no. 3, pp. 424–426, March 1968.
- [85] D. G. Ramey and J. W. Skooglund, "Detailed hydrogovernor representation for system stability studies," *IEEE transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, no. 1, pp. 106–112, Jan 1970.
- [86] "Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies," *IEEE transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 1, pp. 167–179, Feb 1992.
- [87] "Dynamic models for fossil fueled steam units in power system studies," *IEEE transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 2, pp. 753–761, May 1991.
- [88] I. C. Report, "Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies," *IEEE transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-92, no. 6, pp. 1904–1915, Nov 1973.
- [89] T. D. Younkings and L. H. Johnson, "Steam turbine overspeed control and behavior during system disturbances," *IEEE transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, no. 5, pp. 2504–2511, May 1981.
- [90] T. J. Hammons, R. J. Fleming, and M. H. Ewer, "Bibliography of literature on steam turbine-generator control systems iee committee report," *IEEE Power Engineering Review*, vol. PER-3, no. 9, pp. 29–30, Sept 1983.
- [91] T. F. on Turbine-Governor Modeling, "Dynamic models for turbine-governors in power system studies," 2013.

- [92] R. H. Park, “Two-reaction theory of synchronous machines generalized method of analysis-part i,” *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 48, no. 3, pp. 716–727, July 1929.
- [93] C. Concordia, “Synchronous machines- theory and performance,” 1952.
- [94] B. Adkins, “The general theory of electric machines,” 1964.
- [95] G. Shackshaft, “New approach to the determination of synchronous-machine parameters from tests,” *Electrical Engineers, Proceedings of the Institution of*, vol. 121, no. 11, pp. 1385–1392, November 1974.
- [96] P. L. Dandeno, “Supplementary definitions associated test methods for obtaining parameters for synchronous machine stability study simulations,” *IEEE transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-99, no. 4, pp. 1625–1633, July 1980.
- [97] I. Report, “Proposed excitation system definitions for synchronous machines,” *IEEE transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-88, no. 8, pp. 1248–1258, Aug 1969.
- [98] Report, “Excitation system dynamic characteristics,” 1973.
- [99] —, “Excitation system models for power system stability studies,” 1981.
- [100] P. H. Beagles and K. Carlsen, “Generator and power system performance with the generex excitation system,” *IEEE transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 95, no. 2, pp. 489–493, Mar 1976.
- [101] “Ieee recommended practice for excitation system models for power system stability studies,” *IEEE Std 421.5-2005 (Revision of IEEE Std 421.5-1992)*, pp. 1–93, April 2006.
- [102] “Wind turbine plant capabilities report,” *AEMO, Australian Energy Market Operator*, Feb 2013.
- [103] K. Das and A. D. Hansen, “Understanding iec standard wind turbine models using simpowersystems,” *Wind Engineering*, vol. 40, no. 3, pp. 212–227, 2016. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1177/0309524X16642058>
- [104] “Wecc wind plant dynamic modeling guidelines,” *Western Electricity Coordinating Council-Modelling and Validation Work Group*, Apr 2014.
- [105] W. W. Price and J. j. Sanchez-Gasca, “Simplified wind turbine generator aerodynamic models for transient stability studies,” in *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, Oct 2006, pp. 986–992.

Modelación dinámica de SEPs y tecnología ERV

A.1. Generación convencional

En cualquier estudio de estabilidad de un sistema eléctrico de potencia, la primera decisión a implementar es crear el modelo matemático del sistema que sea capaz de representar su comportamiento electromecánico lo más fielmente posible durante su régimen transitorio. Los elementos a incluir en este modelo son aquellos que afectan directamente la aceleración (o desaceleración) de los rotores de las máquinas presentes en el sistema así como el tipo de evento o perturbación que afecta al sistema. Dichos elementos son los siguientes [81]:

- Las condiciones de la red antes, durante y después del régimen transitorio.
- Las características y parámetros de las cargas.
- Las características y parámetros de las máquinas sincrónicas.
- Sistemas de excitación de las máquinas sincrónicas.
- Turbinas y sus reguladores de velocidad.
- Estabilizadores de potencia-PSS.
- Controladores auxiliares.

La modelación matemática de estos elementos, junto con las condiciones iniciales del sistema previas al evento transitorio, son los elementos básicos que permiten el estudio dinámico del comportamiento del SEP. Por lo general, dicha modelación se realiza mediante ecuaciones diferenciales, las cuales inevitablemente determinarán el comportamiento del sistema eléctrico de potencia.

En cuanto a las centrales hidráulicas de embalse y térmicas, estas últimas generalmente son consideradas como tecnologías de generación convencional. En términos muy gene-

rales, tales tipos de centrales pueden ser descritas mediante algunos elementos en común y que se muestran en la Figura A.1.

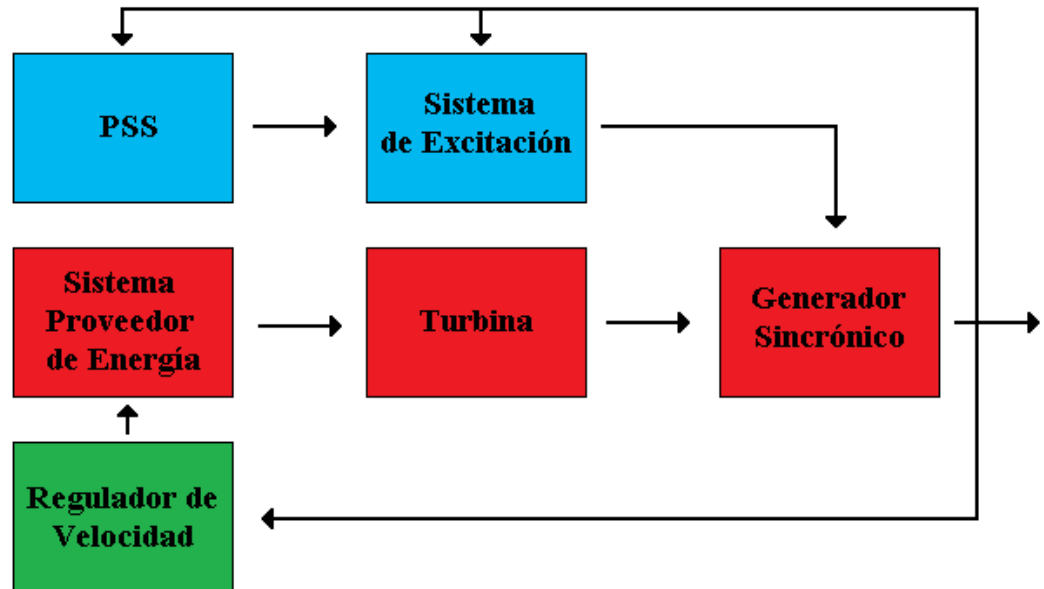


Figura A.1: Diagrama de bloques del comportamiento dinámico de una central convencional. Fuente: Elaboración propia.

A continuación se describe cada uno de los componentes ilustrados en el Figura anterior.

A.1.1. Sistema proveedor de energía

Corresponde al sistema que provee la energía primaria a la turbina. Para centrales térmicas, este sistema está compuesto de la caldera y el recalentador. Mientras que centrales hidráulicas está constituido por la tubería y cámara de equilibrio.

A.1.2. Turbina

Corresponde al equipo convertidor de la energía primaria en energía cinética de rotación. Dicha energía cinética proviene del caudal del agua en el caso de centrales hidráulicas y de combustibles fósiles para centrales térmicas. A continuación, se describe los principales atributos de las turbinas empleadas en ambos tipos de centrales.

A.1.2.1. Gobernadores de turbinas

La función básica de un gobernador o regulador de velocidad en la Figura A.1, es controlar la velocidad. El principio básico de este último se basa en un control retroalimentado del error de velocidad. Vale decir, se mide la velocidad de la máquina y se ajusta la válvula de entrada al cambio en la salida de potencia mecánica para compensar los cambios

de carga y retornar la frecuencia al valor nominal. En la actualidad, los gobernadores modernos emplean mecanismos electrónicos para sensar los cambios de velocidad de la unidad y a menudo usan combinación de elementos electrónicos, mecánicos e hidráulicos para influir en los cambios requeridos en la posición de la válvula de entrada tal como se muestra en la Figura A.2.

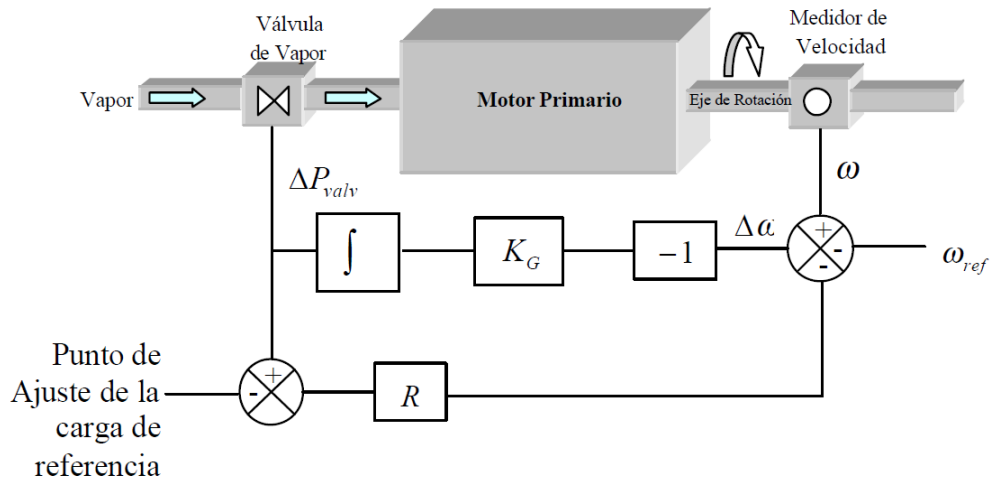


Figura A.2: Gobernador de velocidad. Fuente: Introducción al Control P-f-F. Longatt.

Para su operación en paralelo con otras máquinas, los gobernadores deben estar provistos de una señal de retroalimentación que permita que el error de velocidad vaya a cero a diferentes velocidades de salidas del generador lo cual se logra con una característica de tipo droop. Lo que se consigue con esto, es asegurar una distribución proporcional de la carga con respecto a la pendiente de su curva característica de gobernación (droop), Figura A.3.

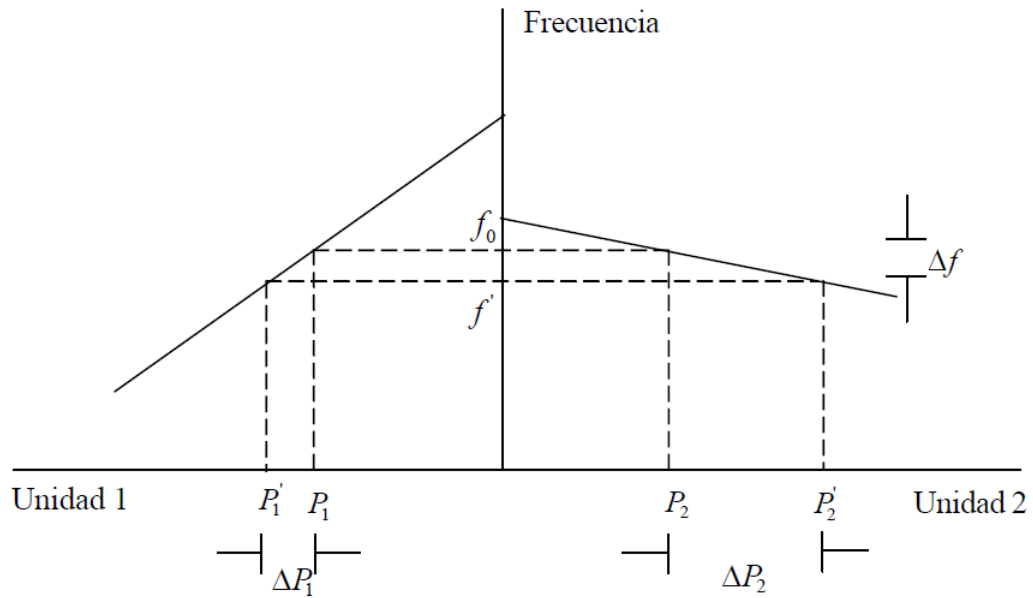


Figura A.3: Característica de droop. Fuente: Introducción al Control P-f-F.Longatt.

Un esquema típico del modelo dinámico de un gobernador con característica de droop se presenta la Figura A.4.

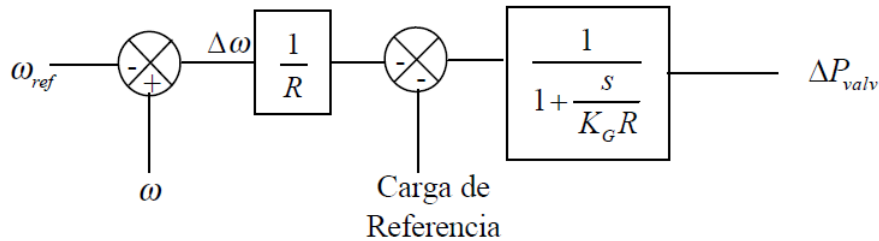


Figura A.4: Diagrama de bloques de un gobernador de velocidad con droop. Fuente: Introducción al Control P-f-F.Longatt.

El diagrama sugerido en la Figura A.4 muestra que la salida del dispositivo sensor o de medición de velocidad, ω , se compara con el valor de velocidad de referencia, ω_{ref} , para producir la señal de error, $\Delta\omega = \omega - \omega_{ref}$. El error de velocidad es negado y amplificado por una constante $1/R$ e integrado para producir una señal de control, ΔP_{valv} la cual es la encargada de accionar la válvula principal de alimentación. Si se produce una señal de error negativo $\Delta\omega < 0$ entonces la señal de control es positiva, $\Delta P_{valv} > 0$ y, por ende, se abre la válvula. Si, por ejemplo, la máquina está girando a la velocidad de referencia ω_{ref} , y la carga eléctrica aumenta, la velocidad de giro ω caerá por debajo de su referencia y por tanto $\Delta\omega$. La acción de la ganancia y del integrador es abrir la válvula de vapor, de tal modo que la potencia mecánica a la salida de la turbina se incrementa, y con ello, se incrementa la salida eléctrica del generador lo que conduce

finalmente a una elevación de la velocidad de la máquina ω . Luego, en el momento en que la velocidad de la máquina ω es igual a la velocidad de referencia ω_{ref} , la válvula de vapor se detiene en la nueva posición para permitir que el complejo turbina generador alimente la nueva carga eléctrica.

A.1.2.2. Turbinas hidráulicas

Las turbinas hidráulicas pueden clasificarse básicamente en 2 tipos. La clasificación obedece a la forma en como el agua ejerce la fuerza sobre la turbina y como causa su rotación. De esta forma, se tiene los siguientes tipos de turbinas [82]:

a) Turbinas de tipo impulso.

La turbina de impulso gira cuando el chorro de agua proveniente de una tobera golpea uno de sus cucharas a velocidad muy alta. Una gran proporción de la energía del agua está en forma de energía cinética debido a su gran velocidad. El chorro no posee ninguna energía de presión, dado que el agua no puede confinarse después de salir de la tobera.

b) Turbinas de tipo reacción.

La turbina de reacción actúa por el agua que se mueve a una velocidad relativamente baja, pero en condiciones de presión. El agua llega al cuerpo de la turbina a través de un sistema de distribución que es esta totalmente cerrado.

A.1.2.2.1 Modelos dinámicos de turbinas hidráulicas

El comportamiento dinámico de una turbina hidráulica está determinado por las características de la columna de agua que la alimenta y el efecto de los elementos de la central sobre ella. Entre otras, las propiedades más importantes que influyen en la respuesta transitoria de los sistemas hidráulicos, son:

- La inercia del agua, que causa un retraso del flujo de agua frente a cambios en la apertura de la compuerta.
- La elasticidad de las paredes del túnel blindado, que causa ondas de presión viajeras y flujos en las tuberías. Este efecto es conocido como *golpe de ariete*.
- Compresibilidad del agua.

En la literatura, se pueden encontrar diversos modelos de turbinas hidráulicas y sus respectivos controladores de velocidad, que varían tanto en complejidad y detalle, como en su aproximación al comportamiento práctico del fenómeno. Éstos tienen mayor o menor utilidad en el análisis de numerosos problemas de sistemas de potencia dependiendo del tipo de estudio. Por ejemplo, en [48] se pueden encontrar modelos simplificados de primer y segundo orden para turbinas hidráulicas que intentan capturar las principales propiedades de estas últimas. Mayores referencias para una representación más detallada del modelamiento de la turbina en este aspecto, se pueden encontrar en los trabajos [83], [84], [85], [86].

A.1.2.3. Turbinas de centrales térmicas

Las turbinas de estas centrales convierten la energía almacenada de alta presión y temperatura en energía cinética para posteriormente ser convertida en electricidad por el generador. Estas últimas han adoptado una variedad de configuraciones dependiendo del tamaño de la unidad y de las condiciones a las cuales está sometido el vapor. Generalmente, consisten en dos o más secciones o cilindros acoplados en serie. Donde cada sección consiste en un conjunto de aspas móviles y estacionarias unidas al rotor por donde se hace pasar el vapor a alta velocidad. La clasificación de este tipo de turbinas admite un abanico más amplio de posibilidades. A continuación se mencionan algunas opciones de clasificación de tales turbinas.

- a) De acuerdo al tipo de acción de la turbina.
 - Turbinas de impulso.
 - Turbinas de reacción.
- b) De acuerdo al número de etapas de presión.
 - Turbinas de una sola etapa.
 - Turbinas de múltiples etapas.
- c) De acuerdo a la dirección del flujo de vapor.
 - Turbinas axiales.
 - Turbinas radiales.
- d) De acuerdo al número de secciones de ejes.
 - Turbinas de una sección de eje.
 - Turbinas de múltiples secciones de ejes.

A.1.2.3.1 Modelos dinámicos para turbinas de centrales térmicas

Al igual que en el caso de turbinas hidráulicas, existen diversos modelos dinámicos para turbinas de centrales térmicas las cuales dependerán del grado de precisión que se quiera implementar.

A modo de ejemplo, en la Figura A.5 se presenta un esquema general de un modelo dinámico de turbina con múltiples secciones. En ella, los coeficientes K_1 a K_8 determinan las contribuciones de potencia de las diferentes secciones de turbinas. Las constantes de tiempo T_4 a T_8 representan los tiempos de carga de volúmenes de vapor en los componentes de la turbina. En la mayoría de los casos, la respuesta de la turbina es suficientemente bien representada a través de tres de las cuatro constantes de tiempo que aparecen en la Figura A.5, [87].

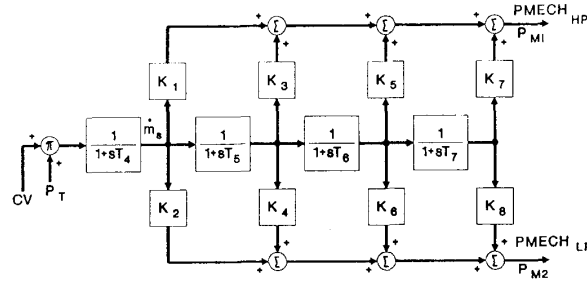


Figura A.5: Diagrama de bloques de una turbina de múltiples secciones. Fuente: Dynamic models for fossil fueled steam units in power system studies.

Mayores referencias para una representación más detallada del modelamiento de la turbina en este aspecto, se pueden encontrar en los trabajos [88], [89], [90], [91].

A.1.3. Máquina síncronica

Corresponde a la parte fuente principal de producción de electricidad en un sistema de eléctrico de potencia y su función es convertir la energía mecánica de rotación en energía eléctrica.

Como se ha discutido previamente, el problema de estabilidad de un sistema eléctrico se debe en gran medida a la conservación del sincronismo de la máquinas presentes en el sistema. El modelo y análisis de la máquina síncronica ha sido siempre un desafío para los investigadores. Este desafío comenzó en el año 1920 [92], [93], [94], y ha sido tema de diversas investigaciones [95],[96]. Por tanto, el entendimiento de sus características y un adecuado modelado para su análisis dinámico es de vital importancia a la hora de hacer estudios que se refieren a la estabilidad del sistema.

Para su modelamiento en estudios dinámicos, los componentes del modelo son representados en forma de ecuaciones de estado. Estas ecuaciones generalmente se expresan como ecuaciones diferenciales. Por ejemplo, las ecuaciones que son de vital importancia en el análisis de la estabilidad del sistema son las que tienen relación con el movimiento rotacional que describe los efectos que produce el desbalance entre el torque electromagnético y mecánico. A continuación, se describe dicha ecuación mediante representación de ecuaciones de estado.

$$\frac{\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H}(T_m - T_e - K_D\Delta\omega_r) \tag{A.1}$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_0\Delta\omega_r \tag{A.2}$$

Se entiende que , $\Delta\omega_r = \omega_r - \omega_0$ denota la diferencia entre la velocidad angular de sincronismo y la del rotor. T_m y T_e , δ y K_D corresponden al torques mecánico y eléctrico, posición angular y factor de amortiguamiento, respectivamente.

La representación en diagrama bloques corresponde a la siguiente Figura.

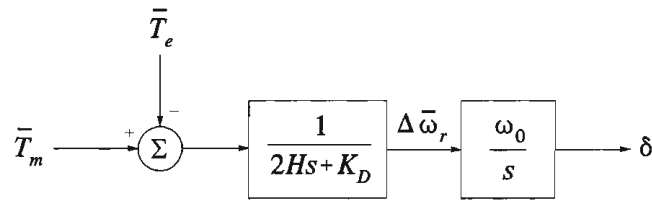


Figura A.6: Diagrama de bloques de una máquina sincrónica- Ecuación rotacional. Fuente: Power System Stability and Control-Prabha Kundur.

A.1.4. Sistema de excitación

La función básica de un sistema de excitación es proveer y ajustar automáticamente la corriente de campo necesaria para la máquina sincrónica. Dicho sistema de excitación, es el encargado de suministrar un adecuado control de potencia mediante funciones destinadas al control del voltaje en el circuito de campo [97]. Este control se traduce en curvas de operación denominadas curvas V y que se muestran en la siguiente Figura.

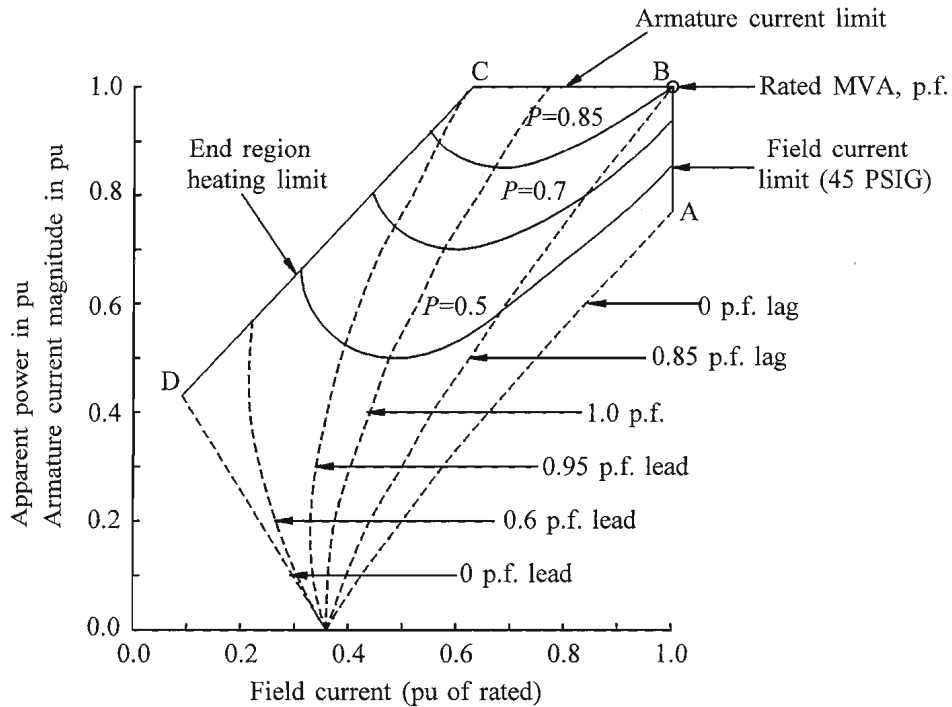


Figura A.7: Curvas de operación tipo V. Fuente: Power System Stability and Control-Prabha Kundur.

Otro de los requerimientos que se le exige a un sistema de excitación tiene que ver con su capacidad de responder a perturbaciones mediante una modificación adecuada del voltaje de campo, siempre y cuando esta respuesta no exceda las capacidades del

generador. Dichas capacidades generalmente están limitadas por diversos factores:

- Aislamiento del circuito del rotor producto de una elevada tensión de campo.
- Calentamiento del circuito del rotor producto de una alta corriente de campo.
- Calentamiento del núcleo producto de operación en régimen de subexcitación.

A nivel de sistemas eléctricos de potencia, el sistema de excitación debe ser capaz de contribuir de manera efectiva al control de tensión y mejoramiento de la estabilidad del sistema. En este sentido, se le exige una rápida respuesta ante perturbaciones y un adecuado modulamiento de la tensión de campo. Tales características conducen a un mejoramiento de la estabilidad transitoria y a pequeña señal del sistema, respectivamente [98].

A.1.4.1. Tipos de sistemas de excitación

Los sistemas de excitación de los generadores sincrónicos han tomado diversas configuraciones a lo largo de los años. Sin embargo, estos se han podido clasificar en 3 grandes categorías basados en el tipo de fuente empleado para su sistema de excitación [99].

a) Sistemas de excitación tipo DC.

En este tipo de sistema se emplean generadores de tipo DC como fuentes de excitación y proveen la corriente al circuito del rotor de la maquina sincrónica mediante anillos deslizantes. Por ejemplo, en la Figura A.8 se muestra un sistema de estas características.

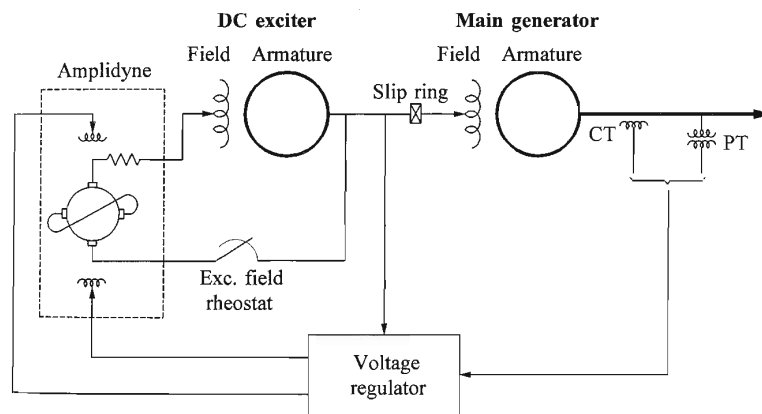


Figura A.8: Sistema de excitación tipo DC. Fuente: Power System Stability and Control-Prabha Kundur.

Sin embargo, a medida que han transcurrido los años este tipo de sistema ha ido desapareciendo gradualmente para ser reemplazados por sistemas de excitación tipo AC o de tipo estático.

b) Sistema de excitación tipo AC.

Los sistemas de excitación de este tipo emplean alternadores como fuentes para el circuito de campo. La salida de los alternadores es rectificada mediante convertidores que pueden ser del tipo controlado o no controlado y, de esta forma, son capaces de alimentar el circuito de campo con la corriente necesaria para su operación. Dependiendo del rectificador que se utilice, los sistemas de excitación de tipo AC pueden adoptar diversas formas [100]. En la siguiente Figura se puede apreciar un sistema de estas características.

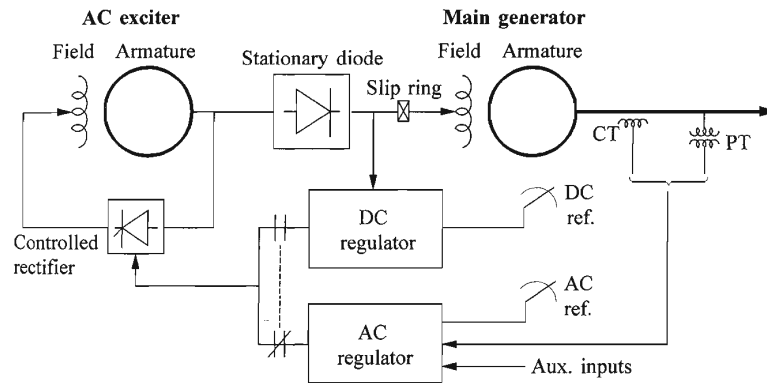


Figura A.9: Sistema de excitación tipo AC. Fuente: Power System Stability and Control-Prabha Kundur.

c) Sistema de excitación tipo estático.

En este tipo de sistema de excitación todos los componentes son de naturaleza estática o estacionaria. En este caso, los rectificadores alimentan directamente el circuito de campo mediante anillos deslizantes. Por ejemplo, en la siguiente figura se muestra un sistema de estas características.

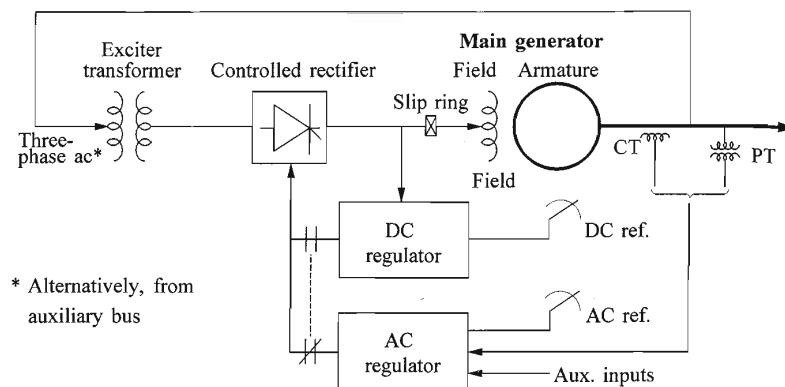


Figura A.10: Sistema de excitación tipo estático. Fuente: Power System Stability and Control-Prabha Kundur.

A.1.4.1.1 Modelos dinámicos empleados para sistemas de excitación

Si bien la estructura completa de un modelo dinámico para un sistema de excitación puede tener la ventaja de representar de manera exacta la relación entre los parámetros del modelo y los parámetros físicos, tal nivel de detalle no es necesario para propósitos de estudios de estabilidad. Una estructura adecuada de un modelo de excitación dependerá del tipo de excitación. En este sentido, la IEEE ha estandarizado 12 modelos de estructuras en diagramas de bloques para un amplio abanico de sistemas de excitación y que actualmente se usan [101]. Dichos modelos están orientados para su uso en estudios de estabilidad transitoria y análisis de pequeña señal. A continuación se muestra uno de ellos y corresponde al modelo **DC1A exciter model**, figura A.11. En particular, el modelo de excitación DC1A representa un tipo de excitación controlado por campo mediante reguladores de voltaje.

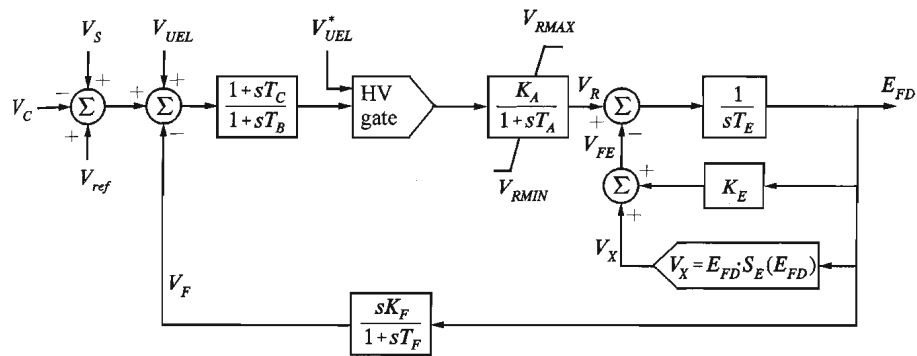


Figura A.11: Sistema de excitación IEEE tipo DC1A . Fuente: Power System Stability and Control-Prabha Kundur.

Mayores detalles sobre la lista completa de modelos dinámicos se pueden encontrar en [101].

A.1.5. Estabilizador de potencia

La función básica de un estabilizador de potencia es la generación de un torque de amortiguamiento destinado a la reducción significativa de las oscilaciones del rotor. La generación de este torque, requiere que este último esté en fase con las desviaciones de velocidad del rotor.

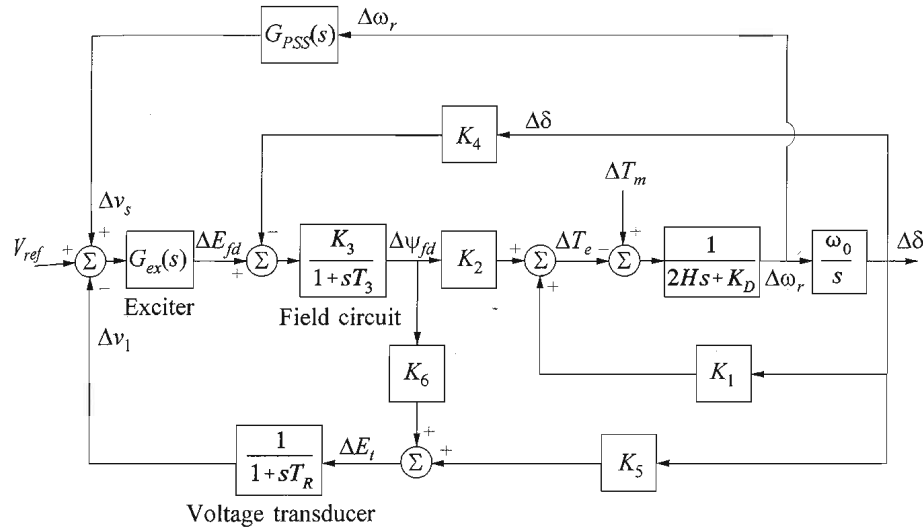


Figura A.12: Diagrama de bloques de un sistema de excitación con AVR y PSS. Fuente: Power System Stability and Control-Prabha Kundur.

Por tanto, parece lógico retroalimentar la señal de desviación de velocidad a la entrada del modelo de planta del excitador mediante la función de transferencia $G_{PSS}(s)$. De esta forma, se consigue influir sobre en el circuito del rotor para la modificación de la tensión de campo, tal como se muestra en la figura A.12.

A.2. Generación renovable variable

A.2.1. Generación eólica

Actualmente, la mayoría de las turbinas eólicas emplean dispositivos de electrónica de potencia y avanzados métodos de compensación reactiva como parte integral de su diseño. Bajo régimen transitorio, el comportamiento de estas modernas turbinas debe ser simulado de forma precisa para predecir la respuesta de la manera más fidedigna posible. Lo anterior, solo será posible si se cuenta con adecuados modelos dinámicos.

Los fabricantes son los que desarrollan los modelos dinámicos para sus turbinas eólicas. Estos modelos generalmente están implementados en plataformas de simulación comerciales (por ejemplo, Siemens PTI PSSE, GE PSLF, DIgSILENT, etc) así como en aplicaciones desarrolladas por usuarios de manera independiente. El nivel de detalle y la cantidad de datos que requieren dichos modelos están continuamente revisándose producto de los avances tecnológicos de los sistemas de potencia. Desafortunadamente, los datos de entrada que requieren estos modelos son propiedad de los fabricantes y no están a libre disposición para el público en general. El acceso a estos datos generalmente se realiza mediante un acuerdo de no divulgación entre el usuario y el fabricante, el cual es válido para un determinado tipo de turbina y periodo de tiempo.

Sobre la base de estos inconvenientes, en los últimos años, el grupo WGMG (WECC

Wind Generator Modeling Group, por sus siglas en inglés) ha iniciado el desarrollo de modelos generales para los principales cuatro tipos de turbinas eólicas disponibles en el mercado. Dichos modelos son de naturaleza general, vale decir, no deben requerir o proveer datos que son propiedad exclusiva de los fabricantes de turbinas. En esta misma línea de desarrollo, el grupo IEEE y PES (Institute of Electronic and Electrical Engineers y Power & Energy Society, respectivamente) también han establecido grupos de trabajo para investigar y mejorar los actuales modelos dinámicos de tipo general, centrándose específicamente en cuestiones de modelado y validación de éstos. Por último, el grupo IEC (International Electrotechnical Commission, por sus siglas en inglés) también ha desarrollado modelos dinámicos así como procedimientos de validación para turbinas eólicas a través de la norma IEC 61400-27 los cuales pueden ser aplicados en estudios de estabilidad.

A la fecha, una parte importante de los modelos genéricos que han sido liberados al público se enfocan principalmente en capturar la respuesta de las unidades a perturbaciones de tensión en la red de transmisión y, por tanto, todavía hay mucho por explorar.

A.2.1.1. Tipos de turbinas eólicas

De acuerdo a la definición dada por el grupo IEEE, en el mercado predominan 4 tipos turbinas. A continuación se describe cada una ellas.

Tipo 1 - Esta configuración denota turbinas eólicas de velocidad fija integradas con una maquina de inducción de jaula de ardilla conectada directamente a la red vía transformador. Dado que el generador de inducción siempre consume reactivos desde la red, esta configuración requiere del uso de un banco de condensadores como método de compensación. Además, generalmente incluyen un partidor suave para limitar la corriente de arranque como se indica en la figura A.13.

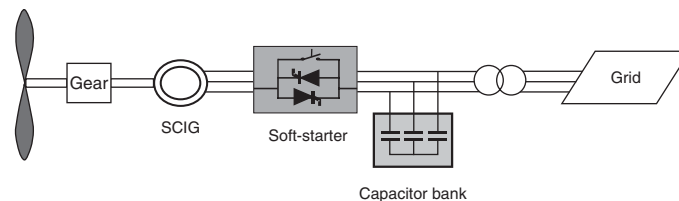


Figura A.13: Configuración de turbina eólica Tipo 1. Fuente: Wind Power in Power Systems-Thomas Ackermann..

Tipo 2 - Esta configuración denota turbinas eólicas de velocidad limitada en la cual el rotor del generador de inducción posee una resistencia variable. El generador se conecta directamente a la red a través de un transformador y emplea un banco de condensadores para compensación reactiva tal como se indica la figura A.14

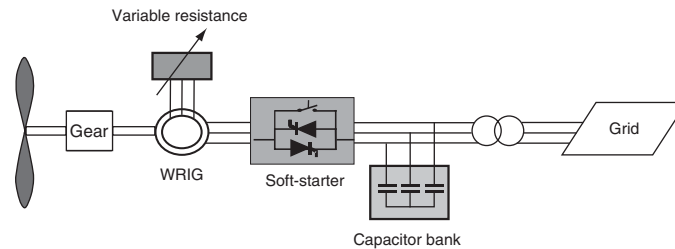


Figura A.14: Configuración de turbina eólica Tipo 2. Fuente: Wind Power in Power Systems-Thomas Ackermann.

Tipo 3 - Esta configuración se conoce comúnmente como generador de inducción doblemente alimentado-DFIG y corresponde a una turbina de velocidad variable. El estator del generador de inducción se conecta a la red vía transformador y el rotor es alimentado mediante un convertidor electrónico que inyecta corrientes de amplitud y frecuencia variable, figura A.15. El convertidor es el que proporciona la adecuada compensación de reactivos y la partida suave cuando se conecta a la red.

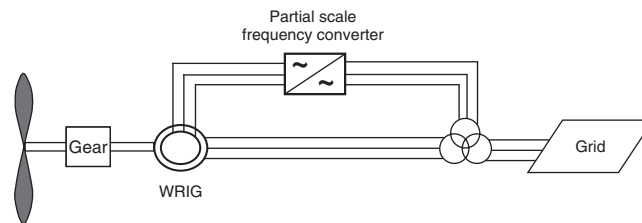


Figura A.15: Configuración de turbina eólica Tipo 3. Fuente: Wind Power in Power Systems-Thomas Ackermann.

Como se expresó anteriormente en la tabla 3.1, esta configuración es la que más se emplea hoy en día en el mundo. En el caso particular del sistema chileno, este tipo de máquinas se encuentran presentes en el proyecto eólico de Sarco que será emplazado en la región de Atacama, donde a Senvion se le ha concedido el suministro de 50 turbinas del modelo 3.4M114 con una altura de buje de 93 metros. Cada turbina tiene una capacidad nominal de 3,4 MW y abastecerá aproximadamente a unos 2200 hogares. Mas aún, tras su instalación prevista para la primavera de 2017, el parque eólico tendrá una capacidad nominal total de 170 MW y podrá abastecer de energía a más de 110000 hogares por año. En en esta misma línea, Senvion proveerá de 43 turbinas del modelo 3.0M122 con una altura de buje de 119 metros para el proyecto Aurora la cual se ubica en la región de los Lagos. Este proyecto considera turbinas con capacidad nominal de 3 MW y suministrará electricidad para el abastecimiento de unos 2000 hogares. Tras su instalación prevista para la primavera de 2017, el parque eólico tendrá una capacidad nominal total de 129 MW y abastecerá de energía a más de 86000 hogares por año.

Tipo 4 - Esta configuración corresponde a una turbina de velocidad variable. Su principal característica radica en que el estator está directamente conectado a la red mediante un convertidor electrónico como se indica en la figura A.16. Al igual que en el modelo tipo 3, el convertidor realiza las tareas de compensación de reactivos y partida suave. Este tipo de turbina puede emplear tanto generadores asincrónicos como sincrónicos (generador de imanes permanentes).

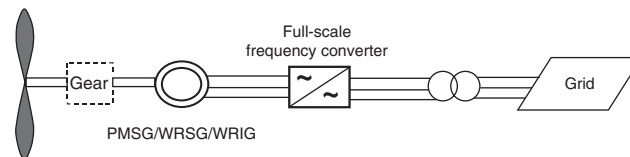


Figura A.16: Configuración de turbina eólica Tipo 4. Fuente: Wind Power in Power Systems-Thomas Ackermann.

Si bien la participación en el mercado de este tipo de turbina eólica no es tan grande como la turbina eólica tipo 3, el alza que ha experimentado no deja de ser despreciable como lo indica la tabla 3.1. De hecho, este tipo de turbina se está empleando en algunos aerogeneradores de potencia nominal igual o superior a 3,4MW como lo son la serie correspondiente a los modelos 3.4M140, 3.6M140 y 3.7M148 que dispone Senvion para sus aerogeneradores ¹.

A.2.1.2. Comparación entre todos los tipos de turbinas

En esta sección se enumeran las capacidades de las diversas turbinas eólicas mencionadas anteriormente.

Rango de velocidad

El primer factor a comparar es el rango de velocidad. En este aspecto, las turbinas eólicas tipo 4 permiten una operación sobre un rango de velocidad mucho más amplio que las demás. Por otro lado, la turbina eólica tipo 1 es la que presenta el peor comportamiento en este aspecto y debido a esto, su presencia en el mercado es cada vez menor.

Potencia activa

Si se considera este aspecto, las turbinas tipo 1 y 2 tienen rangos de operación relativamente similares, con una potencia máxima de 2 MW. Por su parte, las turbinas eólicas tipo 4 tienen un rango un levemente mayor a las del tipo 3 y ambas están disponibles con capacidades de hasta 6 MW.

Potencia reactiva

Las turbinas eólicas tipo 1 y 2 no tienen la capacidad de generar potencia reactiva.

La capacidad de operación en los 4 cuadrantes de los convertidores de potencia incorporados en las turbinas eólicas tipo 3 y 4, les permite generar y consumir reactivos sobre

¹Modelos disponibles en <https://www.senvion.com>

un amplio rango.

Comportamiento dinámico

Las turbinas eólicas tipo 1 y 2 tienen un rendimiento inferior con respecto al control de tensión y reactivos así como su comportamiento ante fallas. Por lo general este tipo de turbinas requieren de la instalación de diversos equipos auxiliares en comparación a las turbinas tipo 3 y 4.

Costos y mantenimiento

En términos de costos, las turbinas tipo 3 y 4 emplean convertidores electrónicos lo que los hace más caros que los otros tipos de turbinas. En cuanto a mantenimiento, las turbinas eólicas tipo 1 requieren muy poco mantenimiento.

Las turbinas eólicas tipo 2 y 3 al emplear máquinas de inducción con rotor devanado requieren de cierto mantenimiento para los anillos deslizantes.

Soporte e interacción con la red

Las turbinas eólicas tipo 1 y 2 no proporcionan ningún soporte para la estabilidad de la red mientras que las turbinas eólicas tipo 3 y 4 son capaces de contribuir en muchos aspectos a la estabilidad del sistema producto de su elaborado control de tensión y reactivos. La ausencia de convertidores electrónicos en las turbinas eólicas tipo 1 y 2 implica que su respuesta ante perturbaciones en el sistema sea más lenta. En comparación con las turbinas eólicas tipo 3 y 4, el desacoplamiento completo del generador con la red en este tipo de máquinas, elimina por completo el impacto que tiene el generador sobre la dinámica del sistema.

A continuación se presenta una tabla comparativa que evalúa diversos aspectos que tienen las turbinas eólicas [102].

	Type 1	Type 2	Type 3	Type 4
Speed range	Red	Orange	White	Green
Power range	Orange	Orange	Yellow	Yellow
Reactive power generation capability	Red	Red	White	Yellow
Numbers installed	Orange	Orange	Yellow	White
Self-sufficiency for provision of dynamic and static performance	Red	Red	White	Yellow
Initial cost	Green	Yellow	White	Orange
Maintenance costs	Green	White	White	Yellow
Network support capability	Red	Red	White	Yellow
Speed of response	Red	Red	White	Green






Rating (relative to others)	Colour	
Excellent	(Green)	
Very Good	(Yellow)	
Good	(White)	
Moderate	(Orange)	
Poor	(Red)	

Figura A.17: Comparación entre distintos tipos de turbinas eólicas. Fuente: Wind Turbine Plant Capabilities Report.

A.2.1.3. Estructura general de modelos dinámicos

De acuerdo a la norma IEC 61400-27, la estructura general de los modelos dinámicos para todos los tipos de turbinas expuestos en la sección anterior, pueden representarse mediante la figura A.18. De ella, se aprecia que la secuencia de bloques ubicada al medio representa el proceso de conversión de energía mientras que el bloque superior e inferior representan los sistemas de protección y control respectivamente.

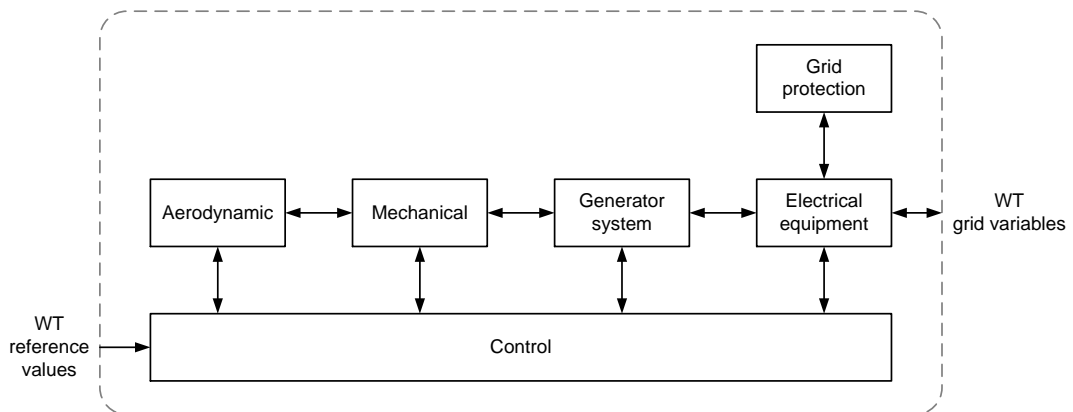


Figura A.18: Estructura general de un modelo dinámico para turbina eólica. Fuente: IEC 61400-27-1:Electrical simulation models- Wind turbines.

A continuación se explicará de forma breve las diferentes partes del modelo indicado en la figura [A.18](#)

Sistema aerodinámico

El sistema aerodinámico de una turbina eólica corresponde principalmente al conjunto aspas-rotor de la turbina. El proceso consiste en la reducción de la velocidad del viento y transformación de su energía cinética asociada a energía mecánica. De esta forma, se ha demostrado que la potencia eólica puede expresarse por medio de la siguiente relación.

$$P_{WIND} = \frac{1}{2} \rho_{AIR} \pi R^2 V_{WIND}^3 \quad (A.3)$$

Donde ρ_{AIR} es la densidad del aire, R es el radio del rotor y V_{WIND} es la velocidad del viento. Como no se puede extraer toda la energía cinética del viento, la conversión de energía eólica a mecánica está determinada por el coeficiente de eficiencia de la turbina, C_p . Vale decir, la potencia mecánica de la turbina eólica, P_{turb} , se determina conforme a la ecuación [\(A.6\)](#).

$$P_{turb} = C_p(\lambda, \beta) P_{WIND} \quad (A.4)$$

En base a la expresión anterior, se ha demostrado que el límite teórico del coeficiente de eficiencia- C_p , es de 16/27 y, por tanto, a lo sumo se podría extraer solamente el 59% de la energía cinética asociada al viento. Este coeficiente usualmente se expresa como función de dos parámetros: la relación de velocidad de punta- λ y el ángulo de inclinación de las aspas de la turbina- β . A su vez, la relación de velocidad de punta puede ser expresada como función de la velocidad rotacional de la turbina- ω_{turb} y la velocidad del viento, tal como se expresa en la ecuación [\(A.5\)](#).

$$\lambda = \frac{\omega_{turb} R}{V_{WIND}} \quad (A.5)$$

De esta forma, generalmente el coeficiente de eficiencia suele ser entregado a través de curvas características en función de la velocidad rotacional de la turbina de la forma en que se indica en la figura [A.19](#).

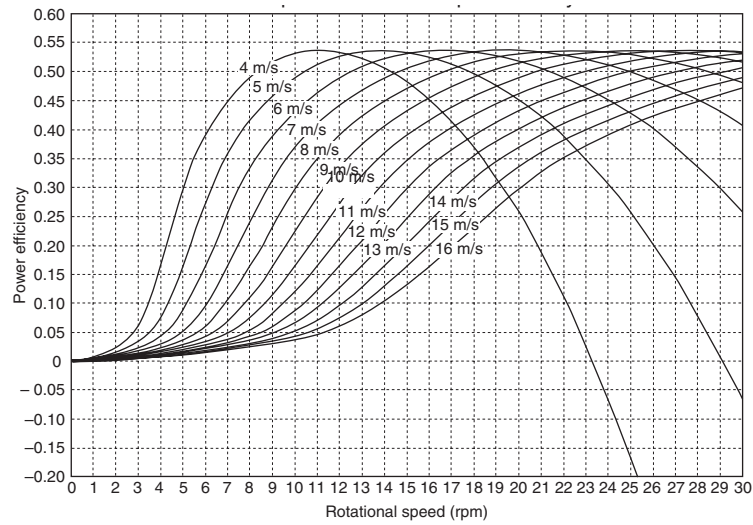


Figura A.19: Comportamiento de C_p para un determinado ángulo de inclinación de las aspas del rotor y diferentes velocidades del viento. Fuente: Wind Power in Power Systems-Thomas Ackermann.

Finalmente, si se considera todas las expresiones anteriores se puede inferir que la potencia mecánica de una determinada turbina eólica será función de su velocidad rotacional, velocidad del viento y el ángulo de inclinación de las aspas, tal como lo establece la ecuación (A.6).

$$P_{turb} = T_{turb} \omega_{turb} = f_{P_{turb}}(\omega_{turb}, V_{WIND}, \beta) \quad (\text{A.6})$$

Sistema mecánico

El sistema mecánico de una turbina eólica está constituido por las masas giratorias, ejes de conexión y el sistema de engranajes. De estos tres elementos, el que menos aporta inercia al sistema corresponde al sistema de engranajes, razón por la cual, frecuentemente sólo se incluye la relación de transformación para efectos de modelado. De esta forma, el sistema mecánico resultante es un modelo de 2 masas (o 1 en un caso más simple) conectadas a través de un eje tal como se muestra en la figura A.20.

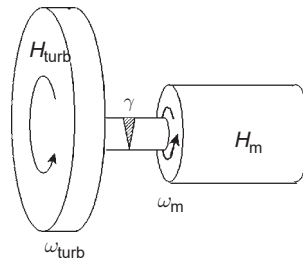


Figura A.20: Modelo de 2 masas para el conjunto mecánico. Fuente: Wind Power in Power Systems-Thomas Ackermann.

La representación matemática del modelo de 2 masas se describe mediante las siguientes ecuaciones.

$$2H_{turb} \frac{d\omega_{turb}}{dt} = T_{turb} - K_s \gamma - D_{turb} \omega_{turb} \quad (\text{A.7})$$

$$2H_m \frac{d\omega_m}{dt} = K_s \gamma - T_e - D_m \omega_m \quad (\text{A.8})$$

$$\frac{d\gamma}{dt} = 2\pi f (w_{turb} - w_m) \quad (\text{A.9})$$

Donde f es la frecuencia nominal de la red, T es el torque, D indica el coeficiente de amortiguamiento, γ es el desplazamiento angular y K_s es la rigidez del eje que une estas dos masas. Se asume que los subíndices $turb$, m y e corresponden a la turbina del rotor, del generador y red eléctrica respectivamente.

Sistema generador

Este sistema está constituido por el modelo del generador y del convertidor de potencia eventualmente. Para turbinas eólicas tipo 1 y 2 el sistema solamente está constituido por el modelo de generador de inducción. Mientras que para turbinas de velocidad variable, vale decir, turbinas de tipo 3 y 4, el sistema está constituido por el modelo del generador más el convertidor electrónico.

La descripción de las expresiones que modelan el comportamiento de un generador de inducción para estudios de estabilidad se establecen en base a un marco de referencia en cuadratura dados por los ejes $d - q$. Este sistema de referencia hace alusión a un cambio de coordenadas desde un sistema trifásico giratorio a uno bifásico que tiene el mismo efecto que el primero. Lo que se busca al fin y al cabo, es que los fasores espaciales de tensión y corriente permanezcan fijos en una determinada posición, de modo que en régimen permanente sea un fasor constante. De esta forma, las ecuaciones para el generador de inducción en base a este marco de referencia se transforman en las siguientes expresiones.

$$u_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} \quad (\text{A.10})$$

$$u_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} \quad (\text{A.11})$$

$$u_{dr} = -R_r i_{dr} - S \omega_s \psi_{qr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \quad (\text{A.12})$$

$$u_{qr} = -R_r i_{qr} - S \omega_s \psi_{dr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} \quad (\text{A.13})$$

$$T_e = \psi_{qr} i_{dr} - \psi_{dr} i_{qr} \quad (\text{A.14})$$

$$S = 1 - \frac{p\omega_m}{2\omega_s} \quad (\text{A.15})$$

Donde S es el deslizamiento del generador de inducción, u corresponde a la tensión en terminales, i denota la corriente, R es la resistencia, p es el número de polos, T es el torque y ψ indica el enlace de flujo. Se entiende que los subíndices r , s y e están asociadas a variables de rotor, estator y eléctricas respectivamente.

Cabe notar que para turbinas eólicas tipo 1 u_{dr} y u_{qr} valen cero debido a que su rotor esta cortocircuitado. Mientras que para turbinas eólicas tipo 4, las ecuaciones asociadas a u_{dr} y u_{qr} no existen si el generador empleado es de imanes permanentes y, por tanto, deben reemplazarse por la ecuación que describe la dinámica del circuito de campo, tal como se expresa en la siguiente ecuación.

$$u_{fd} = R_{fd}i_{fd} + \frac{d\psi_{fd}}{dt} \quad (\text{A.16})$$

Donde el subíndice f denota variables asociadas al circuito de campo.

Equipos eléctricos

Este sistema está constituido por elementos de tipo shunt (banco de condensadores), interruptores y el transformador de acoplamiento a la red eléctrica.

Protección de la red

El sistema de protección de la red está conformado por protecciones de sobre y bajo voltaje así como protecciones de sobre y baja frecuencia.

Sistema de control

La estructura exacta del control principal del sistema es única para cada tipo de turbina, e incluso, para el mismo tipo de turbina, el control puede diferir de acuerdo al fabricante. Sin embargo, las tareas básicas del control son relativamente parecidas en todos los modelos de turbinas eólicas. A modo general, es posible distinguir 4 tipos básicos de control para este sistema [103] y que se indican a continuación.

- Control de corriente.

En este control se generan y establecen los límites máximos y mínimos de corriente que sirven de entrada para los controles de potencia activa y reactiva a través de las señales medidas de corriente, tensión y velocidad del generador.

- Control de potencia activa.

Por su parte, en este control se genera la señal de potencia activa basada en la referencia correspondiente y la señal de velocidad del generador.

- Control de potencia reactiva.

Por último, al igual que en el caso de la potencia activa, en este control se genera la señal potencia reactiva mediante las mediciones de velocidad y señales de referencia. Existen 4 modos de control para este bloque: control de tensión, control de reactivos, control en lazo abierto de reactivos y control de factor de potencia.

- Control del ángulo de inclinación de las aspas del rotor.

En este control, se regula el ángulo de inclinación de las aspas β de la turbina eólica y que sirve como señal de entrada para el sistema aerodinámico.

A modo de ejemplo, en la siguiente figura se puede apreciar el esquema modular genérico para una turbina eólica tipo 3 (DFIG). De ella se puede apreciar claramente los cuatro tipos de control descritos en el párrafo anterior.

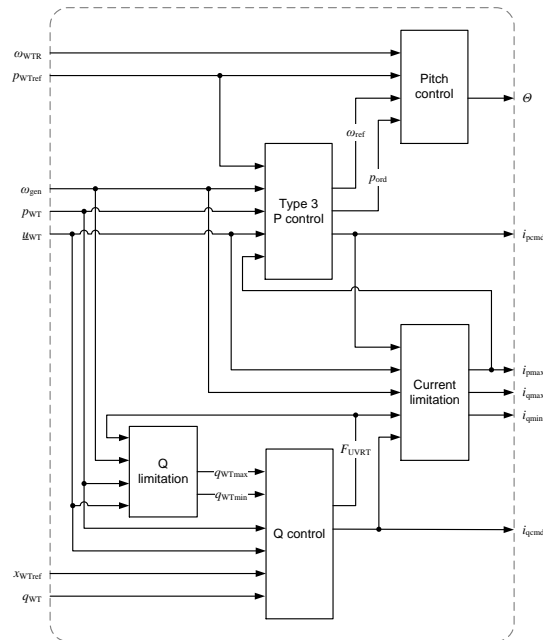


Figura A.21: Estructura modular de control empleado por una turbina eólica tipo 3. Fuente: IEC 61400-27-1:Electrical simulation models- Wind turbines.

A.2.1.4. Modelo dinámico de turbina eólica implementada en DIgSILENT

En esta sección se explicará el modelo dinámico implementado en DIgSILENT. La construcción de éste se basa en los modelos de tipo genérico que el grupo WECC ha desarrollado para propósitos de simulación transitoria [104]. Cuando se habla de este tipo de modelos se debe tener en cuenta el diagrama de la figura A.22 para entender los principales elementos que componen el modelo dinámico. En especial se empleará turbinas tipo 3 para la modelización en DIgSILENT.

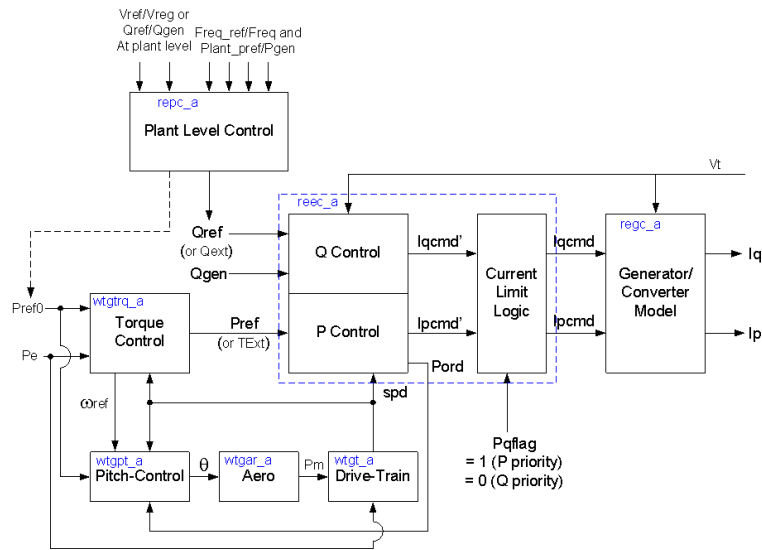


Figura A.22: Estructura del modelo dinámico implementado en DIgSILENT para una turbina eólica tipo 3. Fuente: Wecc Wind Plant Dynamic Modeling Guidelines.

El modelo distingue 7 partes:

- a) El bloque denominado generador/convertidor (**regc_a**) el cual tiene como entradas a la parte real de la corriente del generador- I_{pcmd} y su correspondiente parte reactiva denominada I_{qcmd} . Este bloque procesa y modula las señales de corriente mencionadas anteriormente y genera señales de corriente para su posterior inyección a la red eléctrica. Para efectos de simulación en DIgSILENT, se ha considerado un modelo ideal donde no existe modificación alguna entre las señales de entrada y salida.
- b) El modelo de control eléctrico denominado **reec_a**, en donde se realiza el control de potencia activa y reactiva en base a las señales de referencia para posteriormente establecer la lógica de control de corriente. Las salidas de este bloque corresponden a las señales de corriente I_{pcmd} e I_{qcmd} . En la figura A.23 se muestra el modelo implementado en DIgSILENT donde claramente se puede observar las estrategias de control para la potencia activa y reactiva así como la lógica del control de corriente.

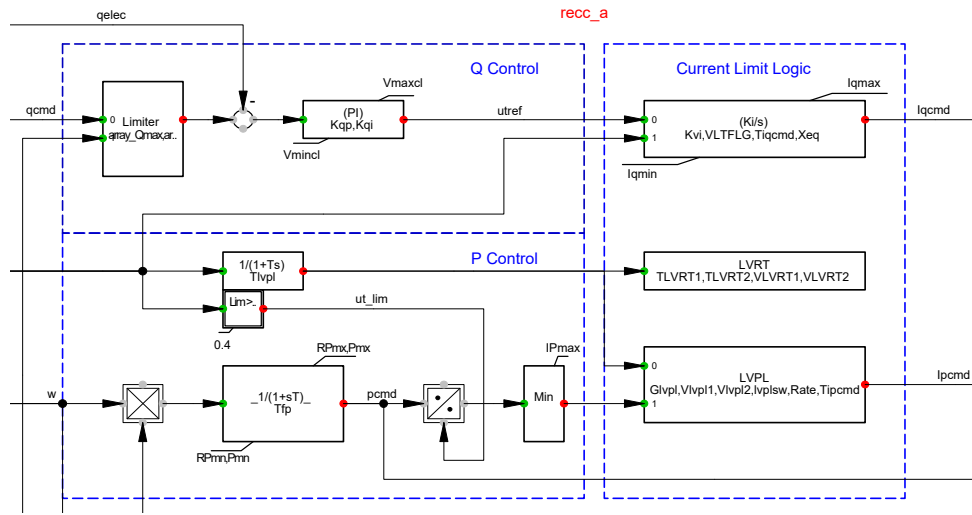


Figura A.23: Modelo de bloque **recc_a** implementado en DigSILENT. Fuente: Elaboración propia.

- c) El modelo de bloque que simula la dinámica del acoplamiento mecánico turbina-generator denominado **wgtg_a**. Usualmente las señales de entrada y salida de este bloque corresponden a la potencia mecánica y velocidad rotacional respectivamente, tal como se indica en la figura A.24.

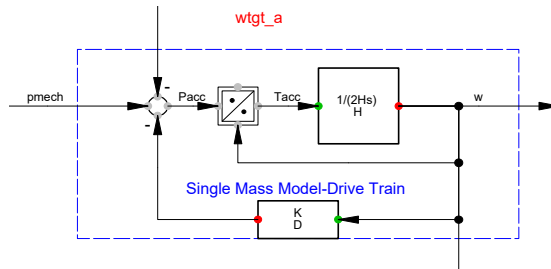


Figura A.24: Modelo de bloque **wgtg_a** implementado en DigSILENT. Fuente: Elaboración propia.

- d) Un bloque denominado **wtgar_a** que considera una modelización lineal para el comportamiento aerodinámico de la turbina eólica. Para efectos de simulación en DigSILENT se ha empleado un modelo simplificado de una masa y que se basa principalmente en lo estipulado en [105]. Las entradas de este bloque corresponden al ángulo de incidencia de las aspas (inicial- θ_0 y actual- θ) y la señal inicial correspondiente a la potencia aerodinámica- p_{aero0} . Mientras que la salida de este bloque usualmente es la potencia mecánica que alimenta al bloque **wgtg_a**. La siguiente figura muestra la topología que tiene el bloque descrito anteriormente.

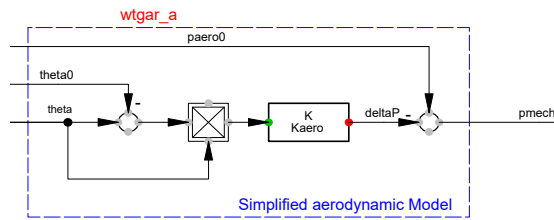


Figura A.25: Modelo de bloque **wtgar_a** implementado en DIGSILENT. Fuente: Elaboración propia.

- e) Un bloque denominado **wtgpt_a** que controla el ángulo de incidencia del viento con las aspas de la turbina. La salida de este bloque corresponde al ángulo de incidencia y que alimenta al bloque de control **wtgar_a**. La siguiente figura muestra el bloque de control del ángulo de incidencia implementado en DIGSILENT.

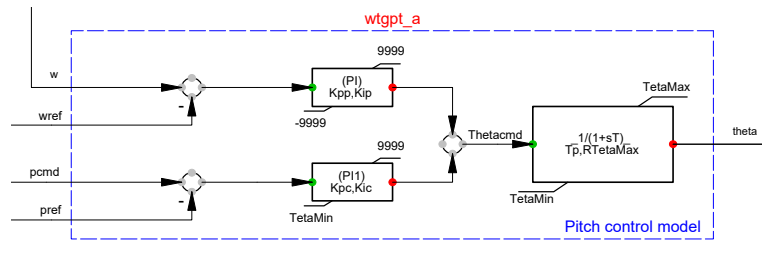


Figura A.26: Modelo de bloque **wtgpt_a** implementado en DIGSILENT. Fuente: Elaboración propia.

- f) Un bloque denominado **wtgtrq_a** que controla el torque eléctrico del generador. Generalmente las señales de entrada de este bloque corresponden a la potencia eléctrica del generador y velocidad rotacional. Mientras que las salidas corresponden a las señales de referencia de potencia eléctrica (o torque) y velocidad rotacional. La siguiente figura muestra el bloque descrito anteriormente.

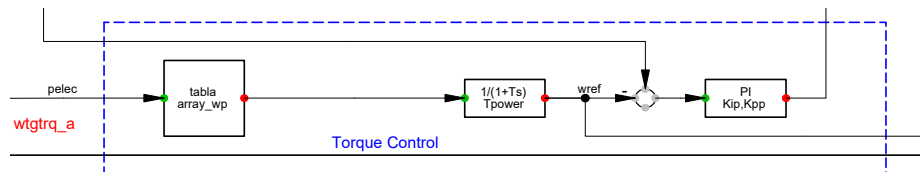


Figura A.27: Modelo de bloque **wtgtrq_a** implementado en DIGSILENT. Fuente: Elaboración propia.

- g) Un bloque de planta de la turbina eólica denominado **repc_a**, cuyas entradas corresponden a las señales de potencia activa, reactiva y de tensión. En base a estas entradas se genera una señal potencia reactiva que se dirige al bloque **reec_a**.

La siguiente figura muestra el bloque denominado **repc_a** que se implementó en DIGSILENT.

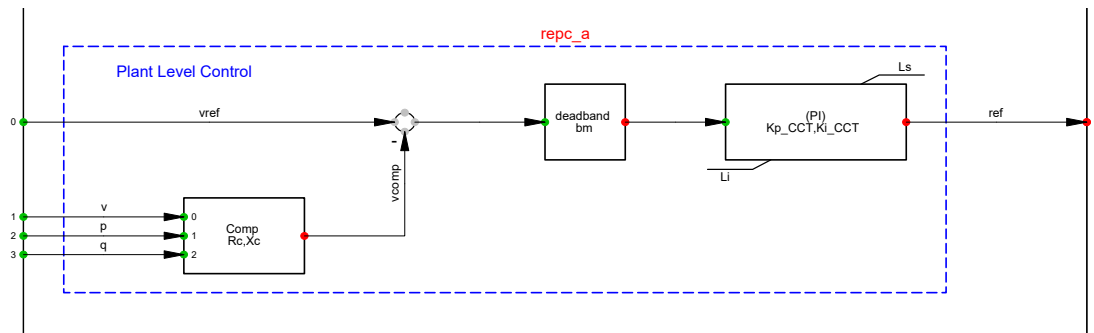


Figura A.28: Modelo de bloque **repc_a** implementado en DIGSILENT. Fuente: Elaboración propia.

Para mayor detalle, el modelo completo puede apreciarse en el Anexo B de este informe.

Modelo DIgSILENT para turbinas eólicas tipo 3

En este anexo se presenta el modelo dinámico implementado en la plataforma de DIgSILENT para turbinas eólicas tipo 3. La caracterización de este modelo se hizo en base a los denominados *Slots* que tiene el programa para las diferentes relaciones que modelan el comportamiento eléctrico, mecánico y aerodinámico de la turbina. A continuación se muestran los diferentes *Slots* programados en DIgSILENT.

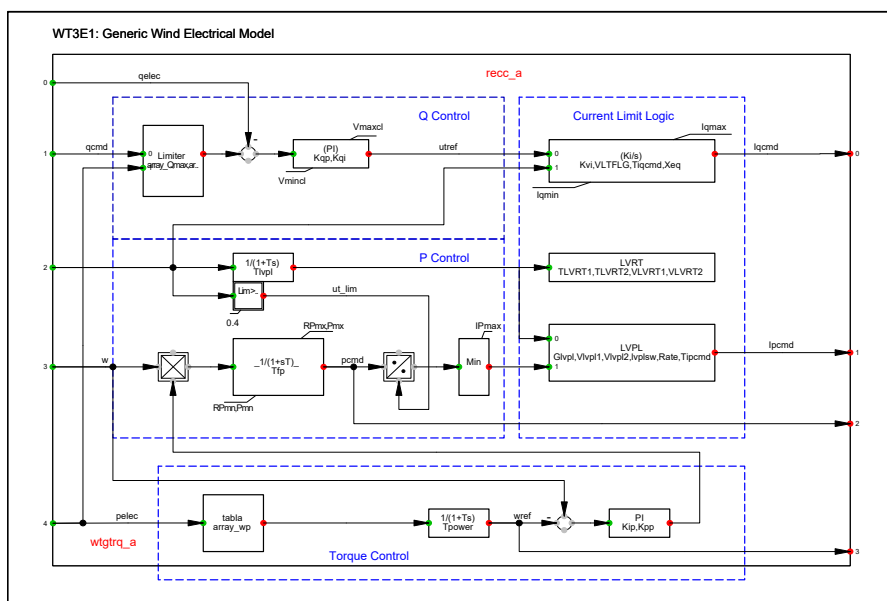


Figura B.1: Modelo eléctrico general implementado en DIgSILENT. Fuente: Elaboración propia.

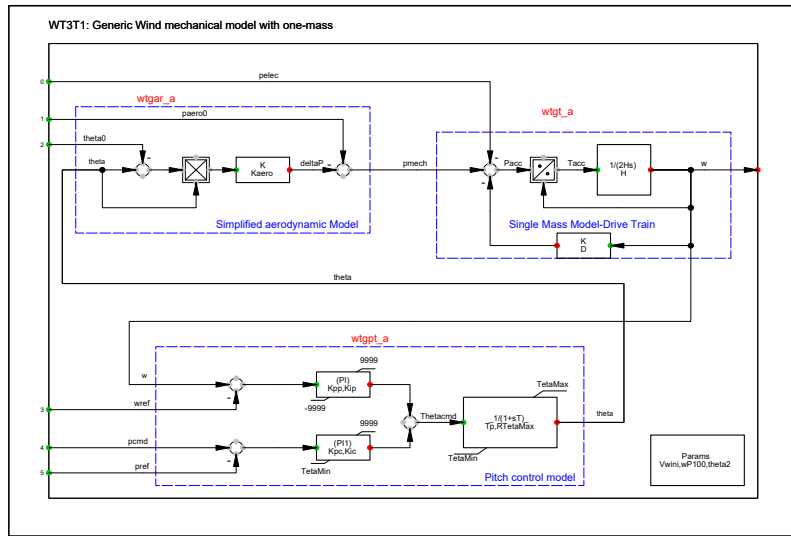


Figura B.2: Modelo mecánico general implementado en DIGSILENT. Elaboración propia.

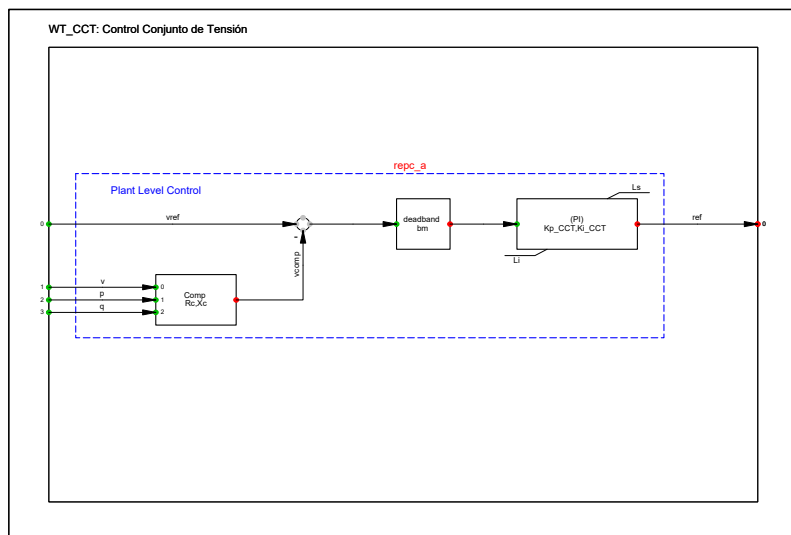


Figura B.3: Modelo de planta implementado en DIGSILENT para control de tensión. Elaboración propia.

Exigencias para la estabilidad dinámica según Código de red chileno

Si bien esta tesis no hace uso de un modelo del sistema eléctrico chileno, sería de todas formas, a modo de ejemplo, interesante mostrar las exigencias para la estabilidad dinámica impuestas según la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS-2016) así como algunas definiciones de la ley 20.936 (2016) la cual hace referencia al marco regulatorio de los sistemas de almacenamiento.

C.1. Criterios de evaluación para respuesta dinámica

La evaluación de la respuesta dinámica de un sistema puede dividirse en 2 partes.

- Análisis de pequeña señal.

Tiene por objetivo evaluar la estabilidad de pequeña señal del sistema mediante un análisis modal. Para ello se emplean modelos linealizados en torno a un punto de operación.

- Análisis de estabilidad transitoria.

En esta parte se evalúa la respuesta del sistema de variables relevantes durante los primeros 20 segundos después de que el sistema ha sido sometido a una gran perturbación.

Para el análisis de estabilidad de pequeña señal el amortiguamiento mínimo permitido (ζ) es evaluado de acuerdo a los siguientes artículos.

- $\zeta \geq 10\%$ en operación normal. Art. 5-49.
- $\zeta \geq 5\%$ seguido de una contingencia simple. Art. 5-43.

El aseguramiento de la estabilidad transitoria del sistema se logra en base a los siguientes parámetros.

- a) Primera oscilación del ángulo del rotor. **Estabilidad no oscilatoria del ángulo del rotor.**
- b) Amortiguamiento de las oscilaciones. **Estabilidad oscilatoria.**
- c) Recuperación de frecuencia. **Estabilidad de frecuencia.**
- d) Recuperación y control de tensión. **Estabilidad de tensión.**

Cuando estas cuatro condiciones se cumplen, se puede concluir que el sistema de potencia es estable ante un evento o perturbación de gran magnitud.

C.1.1. Estabilidad no oscilatoria del ángulo del rotor.

En esta parte se monitorean dos parámetros de suma importancia para la evaluación de la estabilidad no oscilatoria del rotor. Tales parámetros, corresponden al ángulo máximo del rotor y la mínima tensión transitoria.

C.1.1.1. Ángulo máximo del rotor. Art 1-7/35, Art 5-48

El máximo ángulo admisible que podría experimentar el rotor para las maquinas sincrónicas que están en servicio en el sistema de potencia durante la primera oscilación es de 120° respecto a la máquina de referencia.

La máquina de referencia es el generador sincrónico cuyo ángulo rotórico esta cerca del eje inercial del sistema interconectado. El eje inercial se define de la siguiente forma.

$$\delta_i = \phi_i - \phi_{ref} \quad (C.1)$$

$$\delta_{eje} = \frac{\sum_{i=1}^N \delta_i H_i S_{nom_i}}{\sum_{i=1}^N H_i S_{nom_i}} \quad i = 1, \dots, N \quad (C.2)$$

C.1.1.2. Mínima tensión transitoria. Art 5-39

Encontrándose en Estado Normal al ocurrir una Contingencia hasta severidad 7, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,70 en p.u. de 50 [ms] de despejada la contingencia, en ninguna barra del sistema de transmisión. La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 0,80 en p.u., por un tiempo superior a 1 segundo. La magnitud de la tensión en todas las barras del sistema interconectado deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de $\pm 10\%$ en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia.

C.1.2. Estabilidad oscilatoria. Art 5-43, Art. 5-44, Art 5-49

El factor de amortiguamiento ζ no debe superar los siguientes valores.

- Condición de operación normal.

El amortiguamiento del sistema luego de una perturbación pequeña sera de $\zeta \geq 10\%$. Esto significa que las oscilaciones de potencia deben estar amortiguadas en al menos un 15% de su valor inicial dentro de los primeros 3 ciclos después de ocurrida la perturbación.

- Condición de contingencia (criterio N-1).

El amortiguamiento del sistema luego de una contingencia sera de $\zeta \geq 5\%$. Esto significa que las oscilaciones de potencia deben estar amortiguadas en al menos un 40% de su valor inicial dentro de los primeros 3 ciclos después de ocurrida la perturbación.

El amortiguamiento debe ser calculado en la señal de potencia activa de una linea relevante. Por linea relevante se refiere a una que transporta una gran cantidad de potencia o bien una linea que esta muy cerca de la contingencia. El cálculo se realiza en base a dos valores de punta (A_1 y A_2) mediante la siguiente fórmula.

$$\zeta = \frac{\log_e R_A}{2\pi \sqrt{1 + \frac{(\log_e R_A)^2}{4\pi^2}}} \cdot 100 \quad (C.3)$$

$$\text{Con } R_A = \frac{A_2}{A_1} \quad (C.4)$$

En el caso que las oscilaciones iniciales tengan una forma irregular y en situaciones que ello aplique, se podrán utilizar metodologías para descomponer señales irregulares en sus componentes oscilatorias y amortiguadas. En este caso, se adoptará como valor de amortiguamiento el correspondiente al modo de oscilación amortiguada dominante, es decir aquel que tiene un período similar a la oscilación irregular. En el caso de no ser posible la descomposición anterior, el factor de amortiguamiento se calculará cuando la forma de onda presente un comportamiento oscilatorio amortiguado, posterior al comportamiento irregular.

C.1.3. Estabilidad de frecuencia. Art. 3-9, Art. 5-40

- En caso de contingencia simple, la frecuencia del sistema debe ser mayor o igual a 48,3 [Hz] para asegurar la condición de estabilidad en instalaciones de tension igual o superior a 200 [kV]. En el caso particular de sistemas de transmisión se acepta que la frecuencia baje de este valor por un periodo de tiempo no mayor a 200 [ms].
- La frecuencia en las barras de generación debe ser mayor a 47,5 [Hz] dentro de los primeros 5 segundos luego de ocurrida la falla.

C.1.4. Estabilidad de tensión. Art. 5-28, Art. 5-52

Luego de una contingencia, la tensión en las barras del sistema debe permanecer dentro de límites definidos, los cuales dependerán del tipo de contingencia y el nivel de tensión.

- a) Para estado de alerta (Contingencias de severidad 1 a 3. Art 1-7/84 a 86)
 - $0,95 < U < 1,05$ en sistemas de transmisión de 500 [kV].
 - $0,93 < U < 1,07$ en sistemas de transmisión de 220 [kV].
 - $0,90 < U < 1,10$ en sistemas de transmisión de 200 [kV].
- b) Para estado de emergencia (Contingencias de severidad 4 a 9. Art 1-7/87 a 92)
 - $0,93 < U < 1,05$ en sistemas de transmisión de 500 [kV].
 - $0,90 < U < 1,10$ en sistemas de transmisión de 220 [kV].
 - $0,90 < U < 1,10$ en sistemas de transmisión de 200 [kV].

Dichos rangos de tensión deben evaluarse después de 20 segundos de ocurrida la falla.

C.1.5. Tiempos de actuación del sistema de protecciones. Art. 5-45

Con el fin de garantizar la recuperación del sistema interconectado frente a las contingencias y severidad especificadas en el Art. 5-37 y Art. 5-38, los tiempos de actuación de los sistemas de protección propios de la instalación fallada deberán asegurar el efectivo despeje de las fallas en un tiempo:

- a) Inferior a 6 ciclos (120 [ms]), en el caso de fallas en unidades generadoras directamente conectadas a instalaciones del sistema de transmisión.
- b) Inferior a 20 ciclos (400 [ms]), para fallas en líneas y transformadores del sistema de transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].
- c) Inferior a 6 ciclos (120 [ms]), para fallas en líneas y transformadores del sistema de transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV].
- d) El tiempo máximo de despeje de fallas indicado en c) es exigido ante Contingencia Simple y estando los esquemas de teleprotección en condiciones de operación normal.
- e) Para garantizar la selectividad en la operación de los Sistemas de Protecciones, los Pasos de Coordinación para operaciones en respaldo deberá ser como mínimo igual a 15 ciclos (300 [ms]).

No obstante lo anterior, a solicitud del Coordinado y previa entrega del correspondiente estudio de verificación de coordinación de ajustes de protecciones, la DO (Dirección de Operación) podrá aceptar tiempos de operación mayores a 20 ciclos en instalaciones

del sistema de transmisión con nivel de tensión inferior a 200 [kV], siempre que ello no comprometa la seguridad del sistema ni la continuidad de suministro a clientes finales.

Asimismo, los tiempos de operación de los equipos de protección de las Instalaciones de Clientes deberán ser sometidos a la aprobación de la DO mediante la entrega del correspondiente estudio de coordinación de protecciones que deberán realizar los Coordinados que exploten las instalaciones en cada caso.

C.2. Marco regulatorio para los sistemas de almacenamiento

Recién en el año 2016 se definió por primera vez la legislación que define los Sistemas de Almacenamiento, ley 20.936 (2016). Según la ley 20.936 (2016) los puntos más importantes de ésta para los sistemas de almacenamiento son:

C.2.1. Sistema de almacenamiento

Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento. (Artículo 225°, literal ad)

C.2.2. Habilitación para efectuar retiros y tratamiento de los mismos

Los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales, siendo el reglamento el que establecerá las disposiciones aplicables a dichos retiros. (Artículo 225°, literal ad)

C.2.3. Calidad de coordinados

Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título Sistemas de Almacenamiento de energía, y que se interconecte al sistema, estará obligado a someterse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente. El reglamento podrá establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos. (Artículo 72°-2)

C.3. Decreto 128/2016

C.3.1. Reglamento de Centrales de Bombeo sin Variabilidad Hidrológica

Opera con dos reservorios de acumulación de agua, localizados de forma que exista una diferencia de altura entre ellos que permita el bombeo de agua para su almacenamiento y posterior uso en generación eléctrica.

C.3.2. Variabilidad Hidrológica

Una central de bombeo NO está sujeta a variabilidad hidrológica cuando:

- El reservorio inferior tiene un volumen tal que se mantiene la disponibilidad del recurso hídrico sin limitar la operación de la central a potencia nominal.
- El reservorio superior no tiene extracciones distintas a las asociadas a la generación.
- El reservorio superior presenta afluentes naturales menores y de baja probabilidad de ocurrencia (menor al 1 % del volumen total de acumulación).

C.3.3. Reglamento de Centrales de Bombeo sin Variabilidad Hidrológica

- Habilitación para efectuar retiros y tratamiento de los mismos
- Grado de coordinación y programación de la operación
- Determinación de costo variable
- Prestación de Servicios Complementarios
- Determinación de potencia inicial y cálculo de indisponibilidad forzada
- Consideración de retiro en demanda de punta y demanda de punta equivalente

C.4. NTSyCS 2016: Equipos de Compensación de Energía Activa

- Equipo electrónico de potencia capaz de inyectar potencia activa a la red en forma rápida y sostenerla durante un tiempo prefijado, dentro de todos los rangos aceptables de frecuencia y tensión del sistema interconectado, ante variaciones de frecuencia.
- Disposición para el control de frecuencia primario o secundario.

- Reserva en Giro del sistema incluye el aporte que pueden hacer estos Equipos.
- Calidad de Coordinado: quien explote a cualquier título un Equipo de Compensación de Energía Activa.
- Sistema de comunicación para proveer al Coordinador toda la información que éste determine necesaria para la supervisión y coordinación de la operación en tiempo real y el sistema de monitoreo.
- Utilización para implementación de aporte al EDAC por subfrecuencia en instalaciones de clientes.

APÉNDICE D

Algoritmo desarrollado en DPL de Digsilent

```
!===== Define variable and initialization =====
int Nvar, Nval, NrGens, NrPSSs, NrBESSs, CzSize, NrPSSVar, NrBESSVar,
    error, i, j, k, z, y, count;
int var, var1, var2, var3, Kpss, a, b, c, rnd, rnd1, rnd2, rnd3, Time,
    StartTime, EndTime;
int BestFobjPop, BestFobjEver, smaller, bigger, SumRank, sum, odd,
    CrossoverProb, MutationProb;
int r, s, t, FObj, valid, FObj1, FObj2, LowBreedBound, UpBreedBound;
string str, str1;
set Gens, PSSs, BESSs, PWMConverters, Ts, PVControllers;
object Gen, PSS, BESS, PWMConverter, T, PVController, ComCls, Echo;
Cz.Init(1);
CzCurrent.Init(1);
Cz1.Init(1);
Cz2.Init(1);
Children1.Init(1);
Children2.Init(1);
LBest.Init(1);
GBest.Init(1);
Eigenvalues.Init(1, 1);
Population.Init(1, 1);
MatrixLBest.Init(1, 1);
PopForBreeding.Init(1, 1);
PopBreed.Init(1, 1);
PopPartBreed.Init(1, 1);
PopNoPartBreed.Init(1, 1);
Temp.Init(1, 1);
MutationVector.Init(1);
!===== END Define variable and initialization =====
```

```

StartTime = GetSystemTime();
NrPSSVar = 5; !Nr of PSS variables (K, T1, T2, T3, T4)
NrBESSVar = 2; !Nr of BESS variables (Tr, pgini=sgn)
CrossoverProb = 0.7; !Crossover probability (around 0.7)
MutationProb = 0.15; !Mutation probability (around 0.2)
if (ModalMethod = 1){
    Modal:iopt_met = 1;
    Modal:i_nr = NrOfEigs;
}
if (ModalMethod = 0){
    Modal:iopt_met = 0;
}
ClearOutput();
Gens = AllRelevant('*.ElmSym'); !Put in the class the gen. with the name
starting with 'G'
str = sprintf('%s%s', NamePSS, '*.ElmDsl');
PSSs = AllRelevant(str); !Put in the class the PSSs with the name starting
with 'PSS'
str = sprintf('%s%s', NameBESS, '*.ElmComp');
BESSs = AllRelevant(str);
Echo = GetCaseCommand('ComEcho'); !deactivates the user interface
printf('');
EchoOff(); !Clear output window of unusual info (speeds up the optimization
process)

if (GenstatOrPWM <> 0 .and. GenstatOrPWM <> 1) {
    Error('"GenstatOrPWM" must have value 0 or 1!');
    Error('Modify correspondingly and try again!');
    exit();
}
if (ModalMethod <> 0 .and. ModalMethod <> 1) {
    Error('"ModalMethod" must have value 0 or 1!');
    Error('Modify correspondingly and try again!');
    exit();
}
LoadFlow.Execute(); !Execute Load Flow
for (Gen = Gens.First(); Gen; Gen = Gens.Next()) { !For every generator in
the system
    str = Gen.GetFullName(); !Get the full name of the generator
    NrGens += 1; !Count Generators
    ! printf('%s', str); !Output generator full path and name
}
for (PSS = PSSs.First(); PSS; PSS = PSSs.Next()) { !For every PSS in the
system
    str = PSS.GetFullName(); !Get the full name of the PSS

```

```

    NrPSSs += 1; !Count PSSs
    if(OptimizePSS = 1){
        PSS:outserv = 0; !Make PSS in service
    }
    printf('%s', str); !Output PSS full path and name
}
printf('%s', ' ');
PWMConverters.Clear();
PVControllers.Clear();
for (BESS = BESSs.First(); BESS; BESS = BESSs.Next()) { !For every BESS in
the system
    str = BESS.GetFullName(); !Get the full name of the BESS
    printf('%s', str);
    NrBESSs += 1; !Count BESSs
    if(OptimizeBESS = 1){
        BESS:outserv = 0; !Make BESS in service
    }
    Ts.Clear();
    Ts = BESS:pelm;
    for (T = Ts.First(); T; T = Ts.Next()) {
        if (GenstatOrPWM = 1){
            a = T.IsClass('*.ElmGenstat');
        }
        if (GenstatOrPWM = 0){
            a = T.IsClass('*.ElmVscmono');
        }
        if (a = 1){
            PWMConverters.Add(T); !find PWM from BESS and set PWMConverters
        }
    }
    Ts.Clear();
    Ts = BESS:pelm;
    str = sprintf('%s%s', NamePVController, '*.ElmDsl');
    for (T = Ts.First(); T; T = Ts.Next()) {
        str1 = T:loc_name;
        a = strcmp(str, str1, 2);
        if (a = 0){
            PVControllers.Add(T); !find PV Controller from BESS and set
            PVControllers
        }
    }
}
a = PWMConverters.Count();
if (a = 0 .and. GenstatOrPWM = 1 .and. OptimizeBESS = 1){
    Error('The BESSs for optimization isnt modeled as a Genstat!');
    Error('Try to modify "GenstatOrPWM" = 0, and try again!');
}

```

```

        exit();
    }
    if (a = 0 .and. GenstatOrPWM = 0 .and. OptimizeBESS = 1){
        Error('The BESSs for optimization isnt modeled as a PWM!');
        Error('Try to modify "GenstatOrPWM" = 1, and try again!');
        exit();
    }
!===== Input parameters constraints =====
if (OptimizePSS <> 0 .and. OptimizePSS <> 1) {
    Error('"OptimizePSS" must have value 0 or 1!');
    Error('Modify correspondingly and try again!');
    exit();
}
if (OptimizeBESS <> 0 .and. OptimizeBESS <> 1) {
    Error('"OptimizeBESS" must have value 0 or 1!');
    Error('Modify correspondingly and try again!');
    exit();
}
if (OptimizePSS = 0 .and. OptimizeBESS = 0) {
    Error('At least one option "OptimizePSS" or "OptimizeBESS" must have
value 1!');
    Error('Modify correspondingly and try again!');
    exit();
}
if (CrossoverProb < 0.5 .or. CrossoverProb > 1) {
    Error('Please select "CrossoverProb" between [0.5, 1]!');
    exit();
}
if (MutationProb < 0.05 .or. MutationProb > 0.3) {
    Error('Please select "MutationProb" between [0.05, 0.3]!');
    exit();
}
if (NrPSSForOptm < 1 .or. NrPSSForOptm > NrPSSs) {
    Error('Please select "NrPSSForOptm" between [1, NrPSSs]!');
    exit();
}
if (NrBESSForOptm < 1 .or. NrBESSForOptm > NrBESSs) {
    Error('Please select "NrBESSForOptm" between [1, NrBESSs]!');
    exit();
}

!===== END Input parameters constraints =====
printf('\cj-----
----'); !Message on output window
printf('%s %i', 'Total number of PSS that will be optimized:',NrPSSs);
printf('%s %i', 'Total number of BESS that will be optimized:',NrBESSs);

```



```

printf('\cj-----
---'); !Message on output window

odd = modulo(NrCz, 2); !See if number of cz is eaven or odd
if (odd = 1){ !If odd
    Warn('Please introduce an even number of chromosomes (NrCz)!');
    exit(); !Stop the script
}
CzSize = NrPSSs + NrBESSs + NrPSSForOptm*NrPSSVar + NrBESSForOptm*NrBESSVar;
!Cz size
printf('%s %d', 'Chromosome size:', CzSize);
!===== Construct location part of the cz =====
for (i = 1; i <= NrCz; i += 1){
    for (k = 1; k <= CzSize; k += 1){
        Population.Set(i, k, 0);!initialize Population matrix of cz with 0
    }
    sum = 0;
    if (OptimizePSS = 1){
        while (sum < NrPSSForOptm){
            rnd = Random(1, NrPSSs);
            rnd = round(rnd);
            var = Population.Get(i, rnd);
            if (var = 0){
                Population.Set(i, rnd, 1);
                sum += 1;
            }
        }
    }
    sum = 0;
    if (OptimizeBESS = 1){
        while (sum < NrBESSForOptm){
            rnd = Random(1, NrBESSs);
            rnd = round(rnd);
            var = Population.Get(i, NrPSSs + rnd);
            if (var = 0){
                Population.Set(i, NrPSSs + rnd, 1);
                sum += 1;
            }
        }
    }
}!(k = 1; k <= NrPSSs + NrBESSs; k += 1){
}!for (i = 1; i <= NrCz; i += 1){
!===== END Construct location part of the cz =====

!===== Construct PSS parameter part of the cz and population =====
if (OptimizePSS = 1){
    for (i = 1; i <= NrCz; i += 1){

```

```

    for (k = 1; k <= NrPSSForOptm; k += 1){
        rnd = Random(KpssMin, KpssMax);
        rnd = round(rnd);
        Population.Set(i, NrPSSs + NrBESSs + k*NrPSSVar - 4, rnd); !Create
        the initial population of cz
        rnd = Random(Tmin, Tmax);
        Population.Set(i, NrPSSs + NrBESSs + k*NrPSSVar - 3, rnd);
        rnd = Random(Tmin, Tmax);
        Population.Set(i, NrPSSs + NrBESSs + k*NrPSSVar - 2, rnd);
        rnd = Random(Tmin, Tmax);
        Population.Set(i, NrPSSs + NrBESSs + k*NrPSSVar - 1, rnd);
        rnd = Random(Tmin, Tmax);
        Population.Set(i, NrPSSs + NrBESSs + k*NrPSSVar, rnd);
    }
}

!===== END Construct PSS parameter part of the cz and population =====

!===== Construct BESS parameter part of the cz and population =====
if (OptimizeBESS = 1){
    for (i = 1; i <= NrCz; i += 1){
        for (k = 1; k <= NrBESSForOptm; k += 1){
            rnd = Random(PSetPmin, PSetPmax);
            rnd = round(rnd);
            Population.Set(i, NrPSSs + NrBESSs + NrPSSForOptm*NrPSSVar +
            k*NrBESSVar - 1, rnd);
            rnd = Random(TrMin, TrMax);
            Population.Set(i, NrPSSs + NrBESSs + NrPSSForOptm*NrPSSVar +
            k*NrBESSVar, rnd);
        }
    }
}

!===== END Construct BESS parameter part of the cz and population =====
Warn ('The population of chromosomes was generated!');

!===== START THE ITERATIVE PROCESS =====
for (j = 1; j <= NrGen; j += 1){ !For every generation
    printf('\cj----- \cb%s %d \cj-----', 'START
    GENERATION =', j);
    for (i = 1; i <= NrCz; i += 1){ !For every cz
        for (k = 1; k <= CzSize; k += 1){
            var = Population.Get(i, k);
            CzCurrent.Set(k, var); !Take a cz from population and write it in
            vector 'CzCurrent'
        }
    }
}

```

```

!===== Introduce chromosome into PSSs =====
count = 0;
var1 = 0;
if (OptimizePSS = 1){
    for (PSS = PSSs.First(); PSS; PSS = PSSs.Next()) { !For every load
    in the system
        count += 1;
        var = CzCurrent.Get(count);
        PSS:outserv = 1; !Make PSS out of service
        if (var > 0){
            PSS:outserv = 0;
            var1 += 1;
            var = CzCurrent.Get(NrPSSs + NrBESSs + var1* NrPSSVar - 4);
            !Take value of a certain gene from vector 'CzCurrent' and
            put it in 'var'
            PSS:K = var;
            var = CzCurrent.Get(NrPSSs + NrBESSs + var1* NrPSSVar - 3);
            !Take value of a certain gene from vector 'CzCurrent' and
            put it in 'var'
            PSS:T1 = var;
            var = CzCurrent.Get(NrPSSs + NrBESSs + var1* NrPSSVar - 2);
            !Take value of a certain gene from vector 'CzCurrent' and
            put it in 'var'
            PSS:T2 = var;
            var = CzCurrent.Get(NrPSSs + NrBESSs + var1* NrPSSVar - 1);
            !Take value of a certain gene from vector 'CzCurrent' and
            put it in 'var'
            PSS:T3 = var;
            var = CzCurrent.Get(NrPSSs + NrBESSs + var1* NrPSSVar);
            !Take value of a certain gene from vector 'CzCurrent' and
            put it in 'var'
            PSS:T4 = var;
        }
    }
}

!===== END Introduce chromosome into PSSs =====
!===== Introduce chromosome into BESSs =====
count = 0;
var1 = 0;
if (OptimizeBESS = 1){
    PWMConverter = PWMConverters.First();
    PVController = PVControllers.First();
    for (BESS = BESSs.First(); BESS; BESS = BESSs.Next()) { !For every
    load in the system
        count += 1;
        var = CzCurrent.Get(NrPSSs + count);

```

```

    BESS:outserv = 1; !Make BESS out of service
    PWMConverter:outserv = 1;
    if (var > 0){
        BESS:outserv = 0;
        PWMConverter:outserv = 0;
        var1 += 1;
        var = CzCurrent.Get(NrPSSs + NrBESSs + NrPSSForOptm*NrPSSVar
            + var1* NrBESSVar - 1); !Take value of a certain gene from
            vector 'CzCurrent' and put it in 'var'
        if (GenstatOrPWM = 1){
            PWMConverter:pgini = var;
            PWMConverter:sgn = var;
        }
        if (GenstatOrPWM = 0){
            PWMConverter:psetp = var;
            PWMConverter:Snom = var;
        }
        var = CzCurrent.Get(NrPSSs + NrBESSs + NrPSSForOptm*NrPSSVar
            + var1* NrBESSVar); !Take value of a certain gene from vector
            'CzCurrent' and put it in 'var'
        PVController:Tr = var;
    }
    PWMConverter = PWMConverters.Next();
    PVController = PVControllers.Next();
}

!===== END Introduce chromosome into BESSs =====

EchoOn(); !Activates the user interface
EchoOff(); !Deactivates the user interface
error = LoadFlow.Execute(); !Execute Load Flow
Modal.Execute(); !Execute Modal Analysis
res.Flush();
!===== Read eigenvalues from res (ElmRes) =====
LoadResData(res);
Nvar = ResNvars(res);
Nval = ResNval(res,0);
r = 0;
while (r < Nval - 1){
    r += 1;
    GetResData(var, res, r, 0);
    Eigenvalues.Set(r, 1, var);
    GetResData(var, res, r, 1);
    Eigenvalues.Set(r, 2, var);
}
!===== END Read eigenvalues from res (ElmRes) =====

```

```

!===== Validation of the chromosomes =====
    valid = 1; !Valid
    for (k = 1; k <= Nval - 1; k += 1){
        var = Eigenvalues.Get(k, 1);
        if (var > 0.01){
            valid = 0; !Invalid
        }
    }
!Generate another chromosome
if (valid = 0){ !If cz is invalid
    Warn ('INVALID CHROMOSOME! GENERATE ANOTHER CHROMOSOME!');
    for (k = 1; k <= CzSize; k += 1){
        Population.Set(i, k, 0);!initialize Population matrix of cz
        with 0
    }
    sum = 0;
    if (OptimizePSS = 1){
        while (sum < NrPSSForOptm){
            rnd = Random(1, NrPSSs);
            rnd = round(rnd);
            var = Population.Get(i, rnd);
            if (var = 0){
                Population.Set(i, rnd, 1);
                sum += 1;
            }
        }
    }!(OptimizePSS = 1){
    sum = 0;
    if (OptimizeBESS = 1){
        while (sum < NrBESSForOptm){
            rnd = Random(1, NrBESSs);
            rnd = round(rnd);
            var = Population.Get(i, NrPSSs + rnd);
            if (var = 0){
                Population.Set(i, NrPSSs + rnd, 1);
                sum += 1;
            }
        }
    }!(OptimizeBESS = 1){
!===== END Construct location part of the cz =====

!===== Construct PSS parameter part of the cz and population =====
    if (OptimizePSS = 1){
        for (k = 1; k <= NrPSSForOptm; k += 1){
            rnd = Random(KpssMin, KpssMax);

```

```

        rnd = round(rnd);
        Population.Set(i, NrPSSs + NrBESSs + k*NrPSSVar - 4, rnd);
        !Create the initial population of cz
        rnd = Random(Tmin, Tmax);
        Population.Set(i, NrPSSs + NrBESSs + k*NrPSSVar - 3, rnd);
        rnd = Random(Tmin, Tmax);
        Population.Set(i, NrPSSs + NrBESSs + k*NrPSSVar - 2, rnd);
        rnd = Random(Tmin, Tmax);
        Population.Set(i, NrPSSs + NrBESSs + k*NrPSSVar - 1, rnd);
        rnd = Random(Tmin, Tmax);
        Population.Set(i, NrPSSs + NrBESSs + k*NrPSSVar, rnd);
    }
    }!(OptimizePSS = 1){
!===== END Construct PSS parameter part of the cz and population =====

!===== Construct BESS parameter part of the cz and population =====
    if (OptimizeBESS = 1){
        for (k = 1; k <= NrBESSForOptm; k += 1){
            rnd = Random(PSetPmin, PSetPmax);
            rnd = round(rnd);
            Population.Set(i, NrPSSs + NrBESSs + NrPSSForOptm*NrPSSVar +
                k*NrBESSVar - 1, rnd);
            rnd = Random(TrMin, TrMax);
            Population.Set(i, NrPSSs + NrBESSs + NrPSSForOptm*NrPSSVar +
                k*NrBESSVar, rnd);
        }
    }!(OptimizePSS = 1){
!===== END Construct BESS parameter part of the cz and population =====
        i -= 1;
    }!if (valid = 0){
!===== END Validation of the chromosomes =====

!===== Compute damping ratio =====
    if (valid = 1){ !If particle is valid
        for (k = 1; k <= Nval - 1; k += 1){
            var = Eigenvalues.Get(k, 1);
            var2 = Eigenvalues.Get(k, 2);
            var1 = - var/sqrt(abs(sqr(var) - sqr(var2))); !Damping ratio
            equation
            Eigenvalues.Set(k, 3, var1);
        }
    }
!===== END Compute damping ratio =====

!===== Objective function =====
        a = 0;
        b = 0;

```

```

FObj1 = 0;
FObj2 = 0;
for (k = 1; k <= Nval - 1; k += 1){
    var = Eigenvalues.Get(k, 1);
    var1 = Eigenvalues.Get(k, 3);
    var2 = Eigenvalues.Get(k, 2);
    if (var2 = 0){ !Filter eigs with complex part = 0
        Eigenvalues.Set(k, 1, 0);
        Eigenvalues.Set(k, 2, 0);
        Eigenvalues.Set(k, 3, 0);
    }
    if (var = 0){ !Filter eigs with real part = 0
        Eigenvalues.Set(k, 1, 0);
        Eigenvalues.Set(k, 2, 0);
        Eigenvalues.Set(k, 3, 0);
    }
    if (var < Teta0){ !Filter eigs under the real eig part treshold
        Eigenvalues.Set(k, 1, 0); !Dont take into consideration eigs
        with real part < Teta0
        Eigenvalues.Set(k, 2, 0); !Dont take into consideration eigs
        with real part < Teta0
    }
    if (var1 > 0.18){ !Supplementary filtering. Don take into
    considerations eigenvalues with high damping ratio
        Eigenvalues.Set(k, 1, 0);
        Eigenvalues.Set(k, 2, 0);
    }
    if (var1 > Epsilon0){ !Filter the eig under the damp treshold
        Eigenvalues.Set(k, 3, 0); !Dont take into consideration
        eigs with damping ratio > Epsilon0
    }
}
for (k = 1; k <= Nval - 1; k += 1){
    var = Eigenvalues.Get(k, 1);
    var1 = Eigenvalues.Get(k, 3);
    var2 = Eigenvalues.Get(k, 2);
    if (var < 0){
        a = sqr(Teta0 - var);
        FObj1 += a;
    }
    if (var1 > 0){
        b = sqr(Epsilon0 - var1);
        FObj2 += b;
    }
}
FObj = FObj1 + alfa* FObj2; !Objective function

```

```

!===== END Objective function =====

    Population.Set(i, CzSize + 1, FObj);

    if (FObj < BestFobjEver){
        printf('\cc%s %d %s %d %s %0.3f %s %0.5f %s %0.5f', 'GENERATION
        =', j, '... CHROMOSOME =', i, '... FObj =', FObj, '--- LBest =',
        BestFobjPop, '... GBest =', BestFobjEver); !Message on output
        window
    }
    else if(FObj >= BestFobjEver){
        printf('%s %d %s %d \ce%s %0.3f %s %0.5f \cm%s %0.5f',
        'GENERATION =', j, '... CHROMOSOME =', i, '... FObj =',
        FObj, '--- LBest =', BestFobjPop, '... GBest =', BestFobjEver);
        !Message on output window
    }
    }!valid = 1
} !For every cz
Population.SortToColumn(CzSize + 1); !Sort the chromosomes

!===== Create Local Best Vector and Local Best Matrix =====
    for (k = 1; k <= CzSize + 1; k += 1){
        var = Population.Get(1, k);
        LBest.Set(k, var); !LBest vector
        MatrixLBest.Set(j, k, var); !Matrix of the LBest from every
        generation
    }
    var = LBest.Get(CzSize + 1);
    BestFobjPop = var;
!===== END Create Local Best Vector and Local Best Matrix =====

!===== Create Global Best Vector =====
    MatrixLBest.SortToColumn(CzSize + 1); !Sort the matrix according to
    the values from last collumn
    for (k = 1; k <= CzSize + 1; k += 1){
        var = MatrixLBest.Get(1, k);
        GBest.Set(k, var); !GBest vector
    }
    BestFobjEver = GBest.Get(CzSize + 1);
!===== END Create Global Best Vector =====

!===== Elitism =====
!Because of the genetic operators (breeding process), the best cz from
!the population can be lost, thats why the best cz ever (GBest) is kept
!and introduced into the population every time he disapears because of
!the breeding process

```



```

    if (j > 1){
        var = LBest.Get(CzSize + 1);
        var1 = GBest.Get(CzSize + 1);
        if (var > var1) {
!           output('ELITISM! The best chromosome ever is introduced into
the population');
            rnd1 = Random(1, NrCz);
            rnd1 = round(rnd1);
            for (k = 1; k <= CzSize; k += 1){
                var = GBest.Get(k);
                Population.Set(rnd1, k, var);
            }
        }
    }

!===== END Elitism =====

!===== Rank Selection =====
!Is a procedure of selecting cz for the breeding process
!Form PopForBreeding
    SumRank = 0;
    for (k = NrCz; k >= 1; k -= 1){
        Population.Set(k, CzSize + 2, (NrCz - k + 1));
        SumRank += k;
    }
    for (z = 1; z <= NrCz; z += 1){
        rnd1 = Random(0, SumRank);
        var1 = 1;
        var = 0;
        sum = 0;
        while (sum <= rnd1){
            var = Population.Get(var1, CzSize + 2);
            var1 += 1;
            sum += var;
        }
        for (y = 1; y <= CzSize; y += 1){
            k = Population.Get(var1 - 1, y);
            PopForBreeding.Set(z, y, k);
        }
    }

!===== END Rank Selection =====

!===== Split Population in 2: PopPartBreed + PopNoPartBreed =====
    LowBreedBound = 1 - CrossoverProb;
    var1 = 1;
    var2 = 1;
    PopPartBreed.Init(1, 1);

```

```

PopNoPartBreed.Init(1, 1);
for (z = 1; z <= NrCz; z += 1){
  rnd = Random();
  if (rnd > LowBreedBound){
    for (y = 1; y <= CzSize; y += 1){
      var = PopForBreeding.Get(z, y);
      PopPartBreed.Set(var1, y, var);
    }
    var1 += 1;
  }
  else {
    for (y = 1; y <= CzSize; y += 1){
      var = PopForBreeding.Get(z, y);
      PopNoPartBreed.Set(var2, y, var);
    }
    var2 += 1;
  }
}
!===== END Split Population in 2: PopPartBreed + PopNoPartBreed =====

!===== Make PopPartBreed even =====
!PopPartBreed must be even because the cz exchange genes in sets of 2
r = PopPartBreed.NRow();
s = PopNoPartBreed.NRow();
t = PopNoPartBreed.NCol();
k = modulo(r, 2);
if (k > 0){ !if PopPartBreed odd
  if (r <= 1){
    Warn('No chromosomes exists for breeding!');
    Warn('Increase the breeding probability (CrossoverProb) or the
      number of chromosomes (NrCz)!');
    exit();
  }
  for (z = 1; z <= CzSize; z += 1){
    if (r >= 1){
      var = PopPartBreed.Get(1, z); !take cz from PopPartBreed
    }
    if (s = 1 .and. t = 1){
      PopNoPartBreed.Set(s, z, var);
    }
    else {
      PopNoPartBreed.Set(s + 1, z, var);
    }
  }
  for (z = 2; z <= r; z += 1){ !construct Temp matrix
    for (y = 1; y <= CzSize; y += 1){

```

```

        var = PopPartBreed.Get(z, y);
        Temp.Set(z - 1, y, var);
    }
}
PopPartBreed.Init(1, 1);
for (z = 1; z <= r - 1; z += 1){ !reconstruct PopPartBreed matrix
    for (y = 1; y <= CzSize; y += 1){
        var = Temp.Get(z, y);
        PopPartBreed.Set(z, y, var);
    }
}
}

!===== END Make PopPartBreed even =====

!===== Breeding process - 3 segment breeding =====
PopBreed.Init(1, 1);
k = PopPartBreed.NRow();
for (z = 1; z <= k/2; z += 1){
    rnd2 = Random(1, k);
    rnd2 = round(rnd2);
    rnd3 = Random(1, k);
    rnd3 = round(rnd3);
    while (rnd2 = rnd3){ !2 different numbers
        rnd3 = Random(1, k);
        rnd3 = round(rnd3);
    }
    if(OptimizePSS = 1){
        var = PopPartBreed.Get(rnd2, NrPSSs + NrBESSs + 1);
        var1 = PopPartBreed.Get(rnd3, NrPSSs + NrBESSs + 1);
    }
    if(OptimizeBESS = 1){
        var = PopPartBreed.Get(rnd2, CzSize);
        var1 = PopPartBreed.Get(rnd3, CzSize);
    }
    while (var = 0 .or. var1 = 0){
        rnd2 = Random(1, k);
        rnd2 = round(rnd2);
        rnd3 = Random(1, k);
        rnd3 = round(rnd3);
        while (rnd2 = rnd3){ !2 different numbers
            rnd3 = Random(1, k);
            rnd3 = round(rnd3);
        }
    }
    if(OptimizePSS = 1){
        var = PopPartBreed.Get(rnd2, NrPSSs + NrBESSs + 1);
        var1 = PopPartBreed.Get(rnd3, NrPSSs + NrBESSs + 1);
    }
}

```

```

    }
    if(OptimizeBESS = 1){
        var = PopPartBreed.Get(rnd2, CzSize);
        var1 = PopPartBreed.Get(rnd3, CzSize);
    }
}
for (y = 1; y <= CzSize; y += 1){
    var = PopPartBreed.Get(rnd2, y);
    var1 = PopPartBreed.Get(rnd3, y);
    Cz1.Set(y, var);
    Cz2.Set(y, var1);
    PopPartBreed.Set(rnd2, y, 0); !Fill Cz with 0
    PopPartBreed.Set(rnd3, y, 0); !Fill Cz with 0
}
rnd = Random(1, CzSize); !Generate splitting part of cz
rnd = round(rnd);
rnd1 = Random(1, CzSize);!Generate splitting part of cz
rnd1 = round(rnd1);
smaller = min(rnd, rnd1);
bigger = max(rnd, rnd1);
for (y = 1; y <= smaller; y += 1){ !Invers cz genes from the first
part
    var = Cz1.Get(y);
    var1 = Cz2.Get(y);
    Children1.Set(y, var1);
    Children2.Set(y, var);
}
for (y = smaller + 1; y <= bigger; y += 1){ !Invers cz genes from
the second part
    var = Cz1.Get(y);
    var1 = Cz2.Get(y);
    Children1.Set(y, var);
    Children2.Set(y, var1);
}
for (y = bigger + 1; y <= CzSize; y += 1){ !Invers cz genes from
the third part
    var = Cz1.Get(y);
    var1 = Cz2.Get(y);
    Children1.Set(y, var1);
    Children2.Set(y, var);
}
for (y = 1; y <= CzSize; y += 1){ !construct PopBreed
    var = Children1.Get(y);
    var1 = Children2.Get(y);
    PopBreed.Set(2*z - 1, y, var);
    PopBreed.Set(2*z, y, var1);
}

```

```

    }
}

!===== Location validation =====
for (z = 1; z <= k; z += 1){
    sum = 0;
    if(OptimizePSS = 1){
        for (y = 1; y <= NrPSSs; y += 1){
            var = PopBreed.Get(z, y);
            sum += var;
        }
        if (sum > NrPSSForOptm .or. sum < NrPSSForOptm){
            for (y = 1; y <= NrPSSs; y += 1){
                var = PopBreed.Set(z, y, 0);
            }
            sum = 0;
            while (sum < NrPSSForOptm){
                rnd = Random(1, NrPSSs);
                rnd = round(rnd);
                var = PopBreed.Get(z, rnd);
                if (var = 0){
                    PopBreed.Set(z, rnd, 1);
                    sum += 1;
                }
            }
        }
    } !if(OptimizePSS = 1){
sum = 0;
if(OptimizeBESS = 1){
    for (y = NrPSSs + 1; y <= NrPSSs + NrBESSs; y += 1){
        var = PopBreed.Get(z, y);
        sum += var;
    }
    if (sum > NrBESSForOptm .or. sum < NrBESSForOptm){
        for (y = NrPSSs + 1; y <= NrPSSs + NrBESSs; y += 1){
            var = PopBreed.Set(z, y, 0);
        }
        sum = 0;
        while (sum < NrBESSForOptm){
            rnd = Random(1, NrBESSs);
            rnd = round(rnd);
            var = PopBreed.Get(z, NrPSSs + rnd);
            if (var = 0){
                PopBreed.Set(z, NrPSSs + rnd, 1);
                sum += 1;
            }
        }
    }
}
}

```

```

        }
    }
    } !if(OptimizeBESS = 1){
}!for (z = 1; z <= k; z += 1){
!===== END Location validation =====

!===== END Breeding process - 3 segment breeding =====

!===== Population = PopBreed + PopNoPartBreed =====
    r = PopPartBreed.NRow();
    s = PopNoPartBreed.NRow();
    t = PopNoPartBreed.NCol();
    for (z = 1; z <= r; z += 1){ !construct Cz1 and Cz2
        for (y = 1; y <= CzSize; y += 1){
            var = PopBreed.Get(z, y);
            Population.Set(z, y, var);
        }
    }
    if (s > 1 .and. t > 1){ !If PopNoPartBreed empty
        for (z = 1; z <= s; z += 1){ !construct Cz1 and Cz2
            for (y = 1; y <= CzSize; y += 1){
                var = PopNoPartBreed.Get(z, y);
                Population.Set(r + z, y, var);
            }
        }
    }
}
!===== END Population = PopBreed + PopNoPartBreed =====

!===== Mutation process =====
    for (i = 1; i <= NrCz; i += 1){
        rnd = Random();
        if (rnd <= MutationProb){
            rnd1 = Random(1, CzSize);
            rnd1 = round(rnd1);

            if (OptimizePSS = 1){
                if (rnd1 <= NrPSSs - 1){ !Mutation for location of PSS
                    var = Population.Get(i, rnd1);
                    var1 = Population.Get(i, rnd1 + 1);
                    Population.Set(i, rnd1, var1);
                    Population.Set(i, rnd1 + 1, var);
                }
            }
        }
    }
    if (OptimizeBESS = 1){
        if (rnd1 >= NrPSSs + 1 .and. rnd1 <= NrPSSs + NrBESSs - 1){
            !Mutation for location of BESS

```

```

        var = Population.Get(i, rnd1);
        var1 = Population.Get(i, rnd1 + 1);
        Population.Set(i, rnd1, var1);
        Population.Set(i, rnd1 + 1, var);
    }
}
if (rnd1 > NrPSSs + NrBESSs){ !Mutation for PSSs and BESSs
variables
!===== Construct PSS parameter part of the cz and population
=====
MutationVector.Init(NrPSSForOptm*NrPSSVar +
NrBESSForOptm*NrBESSVar);
if (OptimizePSS = 1){
    for (k = 1; k <= NrPSSForOptm; k += 1){
        rnd = Random(KpssMin, KpssMax);
        rnd = round(rnd);
        MutationVector.Set(k*NrPSSVar - 4, rnd);
        !Create the initial population of cz
        rnd = Random(Tmin, Tmax);
        MutationVector.Set(k*NrPSSVar - 3, rnd);
        rnd = Random(Tmin, Tmax);
        MutationVector.Set(k*NrPSSVar - 2, rnd);
        rnd = Random(Tmin, Tmax);
        MutationVector.Set(k*NrPSSVar - 1, rnd);
        rnd = Random(Tmin, Tmax);
        MutationVector.Set(k*NrPSSVar, rnd);
    }
    a = MutationVector.Get(rnd1 - (NrPSSs + NrBESSs));
    Population.Set(i, rnd1, a);
}
!===== END Construct PSS parameter part of the cz and population =====

!===== Construct BESS parameter part of the cz and population =====
if (OptimizeBESS = 1){
    for (k = 1; k <= NrBESSForOptm; k += 1){
        rnd = Random(PSetPmin, PSetPmax);
        rnd = round(rnd);
        MutationVector.Set(NrPSSForOptm*NrPSSVar +
k*NrBESSVar - 1, rnd);
        rnd = Random(TrMin, TrMax);
        MutationVector.Set(NrPSSForOptm*NrPSSVar +
k*NrBESSVar, rnd);
    }
    a = MutationVector.Get(rnd1 - (NrPSSs + NrBESSs));
    Population.Set(i, rnd1, a);
}

```

```

!===== END Construct BESS parameter part of the cz and population =====
    }
    }
}

!===== END Mutation process =====

    }!For every generation
output('THE OPTIMIZATION PROCESS IS FINISHED!!');
!===== Introduce GBest into PSSs and BESSs =====
    count = 0;
    var1 = 0;
    if (OptimizePSS = 1){
    for (PSS = PSSs.First(); PSS; PSS = PSSs.Next()) { !For every load
    in the system
        count += 1;
        var = GBest.Get(count);
        PSS:outserv = 1; !Make PSS out of service
        if (var > 0){
            PSS:outserv = 0;
            var1 += 1;
            var = GBest.Get(NrPSSs + NrBESSs + var1* NrPSSVar - 4);
            !Take value of a certain gene from vector 'CzCurrent'
            and put it in 'var'
            PSS:K = var;
            var = GBest.Get(NrPSSs + NrBESSs + var1* NrPSSVar - 3);
            !Take value of a certain gene from vector 'CzCurrent'
            and put it in 'var'
            PSS:T1 = var;
            var = GBest.Get(NrPSSs + NrBESSs + var1* NrPSSVar - 2);
            !Take value of a certain gene from vector 'CzCurrent'
            and put it in 'var'
            PSS:T2 = var;
            var = GBest.Get(NrPSSs + NrBESSs + var1* NrPSSVar - 1);
            !Take value of a certain gene from vector 'CzCurrent'
            and put it in 'var'
            PSS:T3 = var;
            var = GBest.Get(NrPSSs + NrBESSs + var1* NrPSSVar);
            !Take value of a certain gene from vector 'CzCurrent'
            and put it in 'var'
            PSS:T4 = var;
        }
    }
}

    count = 0;
    var1 = 0;

```



```

if (OptimizeBESS = 1){
PWMConverter = PWMConverters.First();
PVController = PVControllers.First();
for (BESS = BESSs.First(); BESS; BESS = BESSs.Next()) { !For
every load in the system
    count += 1;
    var = GBest.Get(NrPSSs + count);
    BESS:outserv = 1; !Make BESS out of service
    PWMConverter:outserv = 1;
    if (var > 0){
        BESS:outserv = 0;
        PWMConverter:outserv = 0;
        var1 += 1;
        var = GBest.Get(NrPSSs + NrBESSs + NrPSSForOptm*NrPSSVar
+ var1* NrBESSVar - 1); !Take value of a certain gene from
vector 'CzCurrent' and put it in 'var'
        if (GenstatOrPWM = 1){
            PWMConverter:pgini = var;
            PWMConverter:sgn = var;
        }
        if (GenstatOrPWM = 0){
            PWMConverter:psetp = var;
            PWMConverter:Snom = var;
        }
        var = GBest.Get(NrPSSs + NrBESSs + NrPSSForOptm*NrPSSVar
+ var1* NrBESSVar); !Take value of a certain gene from
vector 'CzCurrent' and put it in 'var'
        PVController:Tr = var;
    }
    PWMConverter = PWMConverters.Next();
    PVController = PVControllers.Next();
}
}

!===== END Introduce GBest into PSSs and BESSs =====
LoadFlow.Execute(); !Execute Load Flow
Modal.Execute(); !Execute Modal Analysis
EndTime = GetSystemTime();
Time = (EndTime - StartTime)/60;
printf('%s \ce%i \cb%s', 'Simulation Time:', Time, '[min]');

```