



UNIVERSIDAD MICHOACANA
DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

División de Estudios de Posgrado
Facultad de Ingeniería Eléctrica

CONTROL DE FRECUENCIA
EN SISTEMAS ELÉCTRICOS
DESREGULADOS CONSIDERANDO
FUENTES NO CONVENCIONALES
DE ENERGÍA

T E S I S

Que para obtener el grado de
Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica
Opción en Sistemas de Potencia

Presenta:
Mario Gómez Zamudio

Director de tesis:
Dr. Juan Carlos Silva Chávez



Morelia, Michoacán, México, Julio 2023



**CONTROL DE FRECUENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS
DESREGULADOS CONSIDERANDO FUENTES NO
CONVENCIONALES DE ENERGÍA.**

Los Miembros del Jurado de Examen de Grado aprueban la **Tesis de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica de Mario Gómez Zamudio.**

Dr. Claudio Rubén Fuerte Esquivel
Presidente del Jurado

Dr. Juan Carlos Silva Chávez
Director de Tesis

Dr. Alejandro Zamora Méndez
Vocal

Dr. Fernando Ornelas Téllez
Vocal

Dr. Enrique Arnoldo Zamora Cárdenas
Revisor Externo

Dr. J. Aurelio Medina Rios
*Jefe de la División de Estudios de Posgrado
de la Facultad de Ingeniería Eléctrica. UMSNH
(Por reconocimiento de firmas)*

Dedicado a mis padres

Agradecimientos

Quiero agradecer a la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo por haberme brindado la oportunidad de realizar mis estudios de maestría.

Agradezco a todos los profesores de este posgrado por haber compartido sus conocimientos y haberme brindado los cimientos para la culminación de este trabajo.

Un enorme agradecimiento a mi asesor el Dr. Juan Carlos Silva Chávez por haberme brindado todo su apoyo incondicional. Le agradezco infinitamente la paciencia y toda la confianza depositada en mí. Fue para mí un gran honor haberlo tenido como guía en el desarrollo de este trabajo.

A CONACYT por haberme considerado como becario. Esto fue de gran apoyo para la realización de mis estudios de maestría.

Quiero agradecer a mis compañeros Chucho, Aarón, Fer y Barcnas que siempre estuvieron presentes en el proceso y que sin duda me impulsaban a ser mejor cada día.

A mi madre por todo el apoyo incondicional brindado.

A Lili por toda la confianza y paciencia, por ser tú quien me motiva a seguir superándome, de verdad, muchas gracias.

Resumen

El control de frecuencia de carga (LFC, acrónimo del inglés Load Frequency Control) es un problema de suma importancia para el diseño y funcionamiento de cualquier sistema eléctrico de potencia. Dado el constante crecimiento en la demanda de energía mundial y a la necesidad de encontrar nuevas fuentes de generación de energía que sean amigables con el medio ambiente, así como a las condiciones de un mercado eléctrico abierto altamente competitivo, los retos operativos aumentan, lo que conlleva a considerar nuevas técnicas de optimización y control para el diseño de controladores dinámicos que sean capaces de ofrecer un funcionamiento seguro manteniendo la estabilidad y confiabilidad de la red ante estas condiciones operativas. La mayoría de investigaciones realizan el estudio de LFC por medio de modelos matemáticos usando diagramas de bloques, lo que aumenta el tiempo en la formulación de sistemas de potencia interconectados en entornos regularizados y desregularizados con muchas áreas operativas y numerosos dispositivos en cada una de ellas. Por lo anterior, en esta tesis se presenta una formulación matemática generalizada para estructurar sistemas eléctricos multiárea y multimáquina con el objetivo de resolver el problema de LFC por medio de la obtención y manipulación de los diferentes parámetros del sistema de potencia para la creación de modelos en espacios de estados de manera automática, considerando fuentes de generación convencional, fuentes renovables de energía (RES, acrónimo del inglés Renewable Energy Sources) y sistemas de almacenamiento de energía (ESS, acrónimo del inglés Energy Storage Systems) en un entorno regularizado y desregularizado. En este trabajo se desarrollan los modelos de 8 diferentes dispositivos, los cuales son, las unidades de generación térmicas sin recalentamiento, con recalentamiento simple, con recalentamiento doble, hidroeléctricas, solares fotovoltaicas, eólicas tipo DFIG y sistemas de almacenamiento con súper capacitores y bobinas superconductoras. Para solucionar el problema de LFC es requerido el correcto funcionamiento de un controlador, el cual emplea una técnica de búsqueda heurística para sintonizar de manera apropiada sus ganancias con el fin de eliminar las desviaciones de frecuencia del sistema y mantener los envíos de potencia a través de los enlaces de transmisión en un valor previamente programado. La técnica de búsqueda utilizada en este trabajo es el algoritmo genético (GA, acrónimo del inglés Genetic Algorithm). Esta formulación puede ser desarrollada en diferentes plataformas de programación, pero por simplicidad se ha decidido utilizar el entorno de MATLAB a través de la función preprogramada “*gamultiobj*” la cual es una herramienta de búsqueda multiobjetivo basada en el algoritmo genético. Esta función es vinculada a la formulación matemática generalizada por medio de un indicador que garantice el correcto funcionamiento del sistema en términos de las desviaciones de frecuencia y los flujos de potencia programados en los enlaces de transmisión. Este indicador es la integral de la señal de error de control de área (ACE, acrónimo del inglés Area Control Error) al cuadrado (ISE, acrónimo del inglés Integral Squared Error). Dado que es un problema multiobjetivo, se debe elegir

una solución del frente de Pareto obtenido. Esto se realiza evaluando cada respuesta para elegir la mejor en función de la menor magnitud de sobreimpulso, tiempo de estabilización y oscilación en las desviaciones de frecuencias y desviaciones de potencia en los enlaces de transmisión. Finalmente, se realiza el estudio de LFC en los sistemas de prueba de la IEEE de 24 y 39 nodos, realizando una comprobación por medio de simulación computacional y de manera analítica.

Palabras clave: LFC, ACE, RES, ESS, GA, Controlador PI, Entorno Desregularizado, ISE, Desviaciones de Frecuencia, Desviaciones de Potencia en los Enlaces de Transmisión.

Abstract

Load Frequency Control (LFC) is a problem of utmost importance for the design and operation of any electrical power system. Given the constant growth in global energy demand and the need to find new sources of energy generation that are environmentally friendly, as well as the conditions of a highly competitive open electricity market, the operational challenges increase, which leads to consider new optimization and control techniques for the design of dynamic controllers that are able to provide a safe operation while maintaining the stability and reliability of the network under these operating conditions. Most of the researches carry out the study of CFL by means of mathematical models using block diagrams, which increases the time in the formulation of interconnected power systems in regularized and deregulated environments with many operating areas and numerous devices in each one of them. Therefore, this thesis presents a generalized mathematical formulation for structuring multi-area and multi-machine power systems with the objective of solving the CFL problem by obtaining and manipulating the different parameters of the power system for the creation of models in state spaces automatically, considering conventional generation sources, Renewable Energy Sources (RES) and Energy Storage Systems (ESS) in a regularized and deregulated environment. In this work the models of 8 different devices are developed, which are thermal generation units without reheat, with single reheat, with double reheat, hydroelectric, solar photovoltaic, wind DFIG type and energy storage systems with super capacitors and superconducting coils. Solving the LFC problem requires the proper functioning of a controller which employs a heuristic search technique to properly tune its gains in order to eliminate system frequency deviations and maintain power deliveries through the transmission links at a previously programmed value. The search technique used in this work is the Genetic Algorithm (GA). This formulation can be developed in different programming platforms, but for simplicity it has been decided to use the MATLAB environment through the preprogrammed function “textitgamultiobj” which is a multiobjective search tool based on the genetic algorithm. This function is linked to the generalized mathematical formulation by means of an indicator that guarantees the correct operation of the system in terms of frequency deviations and programmed power flows in the transmission links. This indicator is the integral of the Area Control Error (ACE) squared (ISE) signal. Since it is a multi-objective problem, a solution must be chosen from the Pareto front obtained. This is done by evaluating each response to choose the best one according to the lowest magnitude of overshoot, stabilization time and oscillation in frequency deviations and power deviations in the transmission links. Finally, the study of LFC in the IEEE test systems of 24 and 39 nodes is carried out by performing a check by means of computational simulation and analytically.

Key words: LFC, ACE, RES, ESS, GA, PI controller, Deregulated Environment, ISE, Frequency Deviations, Scheduled Tie-Line Power Change.

Contenido

Dedicatoria	v
Agradecimientos	vii
Resumen	ix
Abstract	xi
Lista de Acrónimos	xvii
Lista de Figuras	xix
Lista de Símbolos	xxiii
Lista de Tablas	xxvii
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del Problema	1
1.2. Estado del Arte	2
1.3. Motivación	6
1.4. Hipótesis	6
1.5. Objetivo	6
1.5.1. Objetivo General	6
1.5.2. Objetivos Particulares	6
1.6. Contribuciones	7
1.7. Estructura de la Tesis	7
2. Modelo matemático de sistemas de potencia para el control de frecuencia	9
2.1. Introducción	9
2.2. Lazos de control fundamentales	10
2.3. Modelado de respuesta a la frecuencia	12
2.4. Modelo de control de frecuencia en sistemas interconectados	14
2.5. Modelo de control de frecuencia en sistemas interconectados considerando múltiples unidades de generación	17
2.6. Controlador propuesto para el LFC	19
3. Modelo Matemático de Centrales Convencionales, RES y ESS para el Control de Frecuencia	21
3.1. Introducción	21

3.2.	Centrales térmicas	21
3.2.1.	Modelo de central térmica sin recalentamiento	22
3.2.2.	Modelo de central térmica con recalentamiento simple	26
3.2.3.	Modelo de central térmica con recalentamiento doble	30
3.3.	Centrales hidroeléctricas	35
3.4.	Centrales fotovoltaicas	40
3.5.	Centrales eólicas	44
3.5.1.	Turbina eólica tipo DFIG como reguladora de frecuencia	45
3.6.	Dispositivos de almacenamiento de energía	53
3.6.1.	Almacenamiento de energía con súper capacitores	54
3.6.2.	Almacenamiento de energía con bobinas superconductoras	55
3.6.3.	Modelo matemático de ESS para estudios de control de frecuencia	57
4.	Modelo Matemático para el Control de Frecuencia en Entornos Desregularizados	63
4.1.	Tipos de contratos en sistemas de potencia desregularizados	63
4.2.	Modelo dinámico de control de frecuencia en un ambiente desregularizado	65
4.2.1.	Modelo dinámico de central térmica sin recalentamiento en un ambiente desregularizado	68
4.2.2.	Modelo dinámico de central térmica con recalentamiento simple en un ambiente desregularizado	70
4.2.3.	Modelo dinámico de central térmica con recalentamiento doble en un ambiente desregularizado	71
4.2.4.	Modelo dinámico de central hidroeléctrica en un ambiente desregularizado	72
4.2.5.	Modelo dinámico de central fotovoltaica en un ambiente desregularizado	74
4.3.	Algoritmo de solución	75
4.3.1.	Caso 1: Cuenta con al menos una unidad convencional	76
4.3.2.	Caso 2: No cuenta con ninguna unidad convencional	77
4.4.	Algoritmo genético aplicado al control de frecuencia	78
4.5.	Esquema y pasos de solución para el algoritmo genético multiobjetivo aplicado al control de frecuencia	79
4.6.	Validación de modelos	83
4.6.1.	Validación DFIG y unidad térmica sin recalentamiento	83
4.6.2.	Validación PV y unidad térmica con recalentamiento simple	90
4.6.3.	Validación unidad térmica con doble recalentamiento	94
4.6.4.	Validación SMES y unidad hidroeléctrica	98
4.6.5.	Validación CES	102
5.	Casos de Estudio	107
5.1.	Introducción	107
5.2.	Caso de estudio I	108
5.2.1.	Unilateral	108
5.2.2.	Bilateral	111
5.2.3.	Violación de contrato	114
5.2.4.	Almacenamiento de energía CE1	115
5.3.	Caso de estudio II	116
5.3.1.	Unilateral	117

5.3.2. Bilateral	120
5.3.3. Violación de contrato	123
5.3.4. Almacenamiento de energía CE2	124
6. Conclusiones y Trabajos Futuros	127
6.1. Conclusiones	127
6.2. Trabajos Futuros	128
Referencias	129
Apéndices	141
A. Descripción de Archivo de Datos de Entrada para Formulación del Sistema	141
B. Parámetros: Casos de Estudio	145
B.1. Caso de estudio I	145
B.2. Caso de estudio II	146

Lista de Acrónimos

LFC	Control de frecuencia de carga
AVR	Control automático de voltaje
AGC	Control automático de generación
ACE	Error de control de área
DFIG	Generador de inducción doblemente alimentado
P	Controlador proporcional
I	Controlador integral
PI	Controlador proporcional-integral
PID	Controlador proporcional-integral-derivativo
VIU	Empresa de servicios públicos integrada verticalmente
GENCO	Compañía de generación
DISCO	Compañía de distribución
TRANSCO	Compañía de transmisión
ISO	Operador independiente del sistema
GPM	Matriz de participación de generación
DPM	Matriz de participación de distribución
GA	Algoritmo genético
ISE	Integral de error al cuadrado
ESS	Sistemas de almacenamiento de energía
RES	Fuentes renovables de energía
SMES	Sistema de almacenamiento de energía con superconductor
CES	Sistema de almacenamiento de energía con súper capacitores
PV	Unidad solar fotovoltaica
CE	Caso de estudio

Lista de Figuras

2.1.	Diagrama esquemático de generador síncrono con LFC y AVR.	10
2.2.	Diagrama esquemático de generador síncrono con lazos de control fundamentales.	11
2.3.	Modelo lineal de lazo de control primario.	12
2.4.	Modelo lineal de lazo de control primario y secundario.	13
2.5.	Sistema de potencia con N áreas de control.	14
2.6.	Diagrama de bloques representando los cambios de los flujos de potencia en los enlaces de transmisión de la i-ésima área para un sistema interconectado de N áreas.	16
2.7.	Área de control i con control primario y secundario en sistemas interconectados.	17
2.8.	Sistema interconectado con múltiples unidades de generación y factores de participación de la i-ésima área de control.	18
3.1.	Modelo genérico de sistema de gobernación para central térmica.	22
3.2.	Esquema básico de funcionamiento de central térmica sin recalentamiento.	23
3.3.	Diagrama de bloques para sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas sin recalentamiento.	23
3.4.	Esquema básico de funcionamiento de central térmica con recalentamiento simple.	26
3.5.	Diagrama de bloques para sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas con recalentamiento simple.	27
3.6.	Etapa de recalentamiento en unidad térmica con recalentado simple.	27
3.7.	Esquema básico de funcionamiento de central térmica con recalentamiento doble.	31
3.8.	Diagrama de bloques para sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas con recalentamiento doble.	31
3.9.	Etapa de recalentamiento en unidad térmica con recalentado doble.	32
3.10.	Esquema básico de una central hidroeléctrica.	36
3.11.	Sistema de gobernación para unidad hidroeléctrica.	36
3.12.	Diagrama de bloques para sistema interconectado multimáquina con unidades hidroeléctricas.	37
3.13.	Circuito equivalente de celda solar.	40
3.14.	Curva característica del panel solar.	41
3.15.	Circuito equivalente del convertidor Boost.	41
3.16.	Diagrama de bloques para sistema interconectado multimáquina con unidades fotovoltaicas.	42
3.17.	Esquema básico para aerogenerador tipo DFIG.	45

3.18. Principio de emulación de inercia para DFIG.	46
3.19. Sistema interconectado con central térmica sin recalentamiento y DFIG regulador de frecuencia.	47
3.20. Modelo de control de aerogenerador tipo DFIG basado en cambios de frecuencia [38].	48
3.21. Sistema térmico interconectado con regulador de frecuencia tipo DFIG.	48
3.22. Aerogenerador tipo DFIG regulador de frecuencia.	49
3.23. Sistema de almacenamiento de energía electrostática.	54
3.24. Sistema de almacenamiento de energía con súper capacitores.	55
3.25. Sistema de almacenamiento de energía magnética.	56
3.26. Sistema de almacenamiento de energía con superconductividad.	56
3.27. Sistema de almacenamiento de energía interconectado a una red eléctrica.	57
4.1. Esquema conceptual de control de frecuencia en un ambiente desregularizado.	64
4.2. Modelo dinámico de control de frecuencia en un ambiente desregularizado.	66
4.3. Modelo dinámico de control de frecuencia en un ambiente desregularizado para un sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas sin recalentamiento.	69
4.4. Modelo dinámico de control de frecuencia en un ambiente desregularizado para un sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas con recalentamiento simple.	70
4.5. Modelo dinámico de control de frecuencia en un ambiente desregularizado para un sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas con recalentamiento doble.	72
4.6. Modelo dinámico de control de frecuencia en un ambiente desregularizado para un sistema interconectado multimáquina con unidades hidroeléctricas.	73
4.7. Modelo dinámico de control de frecuencia en un ambiente desregularizado para un sistema interconectado multimáquina con unidades fotovoltaicas.	75
4.8. Diagrama general para función 1	76
4.9. Diagrama general para función 2.	78
4.10. Diagrama de flujo de búsqueda de soluciones para <i>gamultiobj</i> 2.	80
4.11. Diagrama de flujo de búsqueda de soluciones para <i>gamultiobj</i> 1.	80
4.12. Diagrama esquemático para validación DFIG y unidad térmica sin recalentamiento [42].	84
4.13. Resultados para desviaciones de frecuencia para validación DFIG y unidad térmica sin recalentamiento.	84
4.14. Resultados para desviaciones de potencia en el enlace de transmisión para validación DFIG y unidad térmica sin recalentamiento.	85
4.15. Primera sección de A_{sys} para validación de DFIG y unidad térmica sin recalentamiento.	88
4.16. Segunda sección de A_{sys} para validación de DFIG y unidad térmica sin recalentamiento.	88
4.17. Matriz B_{1sys} para validación de DFIG y unidad térmica sin recalentamiento.	89
4.18. Matriz C_{sys} para validación de DFIG y unidad térmica sin recalentamiento.	89

4.19. Vector u_{sys} para validación de DFIG y unidad térmica sin recalentamiento.	89
4.20. Diagrama esquemático para validación PV y unidad térmica con recalentamiento simple [24].	90
4.21. Resultados para desviaciones de frecuencia para validación PV y unidad térmica con recalentamiento simple.	91
4.22. Resultados para desviaciones de potencia en el enlace de transmisión para validación PV y unidad térmica con recalentamiento simple.	91
4.23. A_{sys} para validación de PV y unidad térmica con recalentamiento simple.	93
4.24. Matriz B_{1sys} para validación de PV y unidad térmica con recalentamiento simple.	94
4.25. Matriz C_{sys} para validación de PV y unidad térmica con recalentamiento simple.	94
4.26. Vector u_{sys} para validación de DFIG y unidad térmica sin recalentamiento.	94
4.27. Diagrama esquemático para validación de unidad térmica con recalentamiento doble [103].	95
4.28. Resultados para desviaciones de frecuencia para validación de unidad térmica con recalentamiento doble.	96
4.29. Resultados para desviaciones de potencia en los enlaces de transmisión para validación de unidad térmica con recalentamiento doble.	96
4.30. Primera sección de A_{sys} para validación la unidad térmica con recalentamiento doble.	97
4.31. Segunda sección de A_{sys} para validación la unidad térmica con recalentamiento doble.	97
4.32. B_{sys} para validación la unidad térmica con recalentamiento doble.	97
4.33. C_{sys} para validación la unidad térmica con recalentamiento doble.	98
4.34. u_{sys} para validación la unidad térmica con recalentamiento doble.	98
4.35. Diagrama esquemático para validación de SMES y unidad hidroeléctrica [87].	99
4.36. Resultados para desviaciones de frecuencia para validación de SMES y unidad hidroeléctrica.	99
4.37. Resultados para desviaciones de potencia en los enlaces de transmisión para validación de SMES y unidad hidroeléctrica.	100
4.38. Primera sección de A_{sys} para validación de SMES y unidad hidroeléctrica.	100
4.39. Segunda sección de A_{sys} para validación de SMES y unidad hidroeléctrica.	101
4.40. Tercera sección de A_{sys} para validación de SMES y unidad hidroeléctrica.	101
4.41. B_{sys} para validación de SMES y unidad hidroeléctrica.	101
4.42. C_{sys} para validación de SMES y unidad hidroeléctrica.	102
4.43. u_{sys} para validación de SMES y unidad hidroeléctrica.	102
4.44. Diagrama esquemático para validación de CES [90]	103
4.45. Resultados para desviaciones de frecuencia para validación de CES.	103
4.46. Resultados para desviaciones de potencia en los enlaces de transmisión para validación CES.	104
4.47. Primera sección de A_{sys} para validación de CES.	105
4.48. Segunda sección de A_{sys} para validación de CES.	105
4.49. B_{sys} para validación de CES.	105
4.50. C_{sys} para validación de CES.	106
4.51. u_{sys} para validación de CES.	106

5.1. Diagrama esquemático del caso de estudio I.	108
5.2. Resultados para ACE_i , Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ para el caso unilateral del CE1. . .	109
5.3. Resultados para ΔP_{mi} para el caso unilateral del CE1.	110
5.4. Resultados para ACE_i , Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ para el caso bilateral del CE1. . .	112
5.5. Resultados para ΔP_{mi} para el caso bilateral del CE1.	113
5.6. Resultados para ΔP_{mi} para el caso violación de contrato CE1.	114
5.7. Resultados de ACE_i para el caso almacenamiento de energía CE1. . . .	116
5.8. Diagrama esquemático del caso de estudio II.	117
5.9. Resultados para ACE_i , Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ para el caso unilateral del CE2. . .	118
5.10. Resultados para ΔP_{mi} para el caso unilateral del CE2.	119
5.11. Resultados para ACE_i , Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ para el caso bilateral del CE2. . .	121
5.12. Resultados para ΔP_{mi} para el caso bilateral del CE2.	122
5.13. Resultados para ΔP_{mi} para el caso violación de contrato CE2.	124
5.14. Resultados de ACE_i para el caso almacenamiento de energía CE2. . . .	125

Lista de Símbolos

H	Constante de inercia del generador
ω_s	Velocidad angular síncrona
δ	Posición angular del generador
P_m	Potencia mecánica de entrada al generador
P_e	Potencia eléctrica de salida del generador
f	frecuencia del sistema
$\Delta\omega_s$	Desviación de velocidad síncrona angular
Δf	Desviación de frecuencia
s	operador de LaPlace
$\Delta\delta$	Desviación de posición angular del generador
d	Operador diferencial
dt	Operador diferencial respecto al tiempo
D	Constante de Amortiguamiento en la carga
ΔP_m	Desviación de potencia de entrada del generador
ΔP_e	Desviación de potencia de salida del generador
ΔP_L	Cambio en la demanda
ΔP_g	Cambio en la posición de la válvula o compuerta
T_t	Constante de tiempo de la turbina
R	Constante de regulación del gobernador
ΔP	Cambio en la potencia del generador
ΔP_v	Consigna de entrada al sistema de gobernación
ΔP_{ref}	Punto de ajuste de potencia
T_g	Constante de tiempo del gobernador
Δf_{ss}	Desviación de frecuencia en estado estacionario
R_{eq}	Constante de regulación equivalente del sistema
H_{eq}	Constante de inercia equivalente del sistema
$k(s)$	Controlador
$ V $	Magnitud de voltaje
x_{12}	Reactancia equivalente entre área 1 y 2
P_{12}	Potencia activa enviada del área 1 al área 2
T_{ij}	Coefficiente de par de sincronización entre el área i y el área j
β	Característica de respuesta a la frecuencia
ΔP_{tie-i}	Variación de flujo de potencia en los enlaces de transmisión del área i
α_{ki}	Factor de participación del generador k en el área i
n	Número de unidades de generación
ΔP_{ci}	Señal de control secundario del área i
N	Número de áreas
W	Peso de vapor en el buque

Vol	volumen del buque
ρ_v	Densidad de vapor
Q	Caudal másico de vapor
Q_0	Flujo de salida nominal del buque
P_v	Presión en el buque de vapor
P_0	Potencia nominal
$\frac{\partial \rho_v}{\partial P}$	Cambio en la densidad del vapor respecto a la presión
Q_{in}	Flujo de entrada del buque
Q_{out}	Flujo de salida del buque
I_{pv}	Corriente de salida de la celda solar
I_{ph}	Corriente de la celda solar
I_{sat}	Corriente de saturación del diodo
q	Carga del electrón
V_{pv}	Voltaje de salida de la celda solar
R_s	Resistencia equivalente de la celda solar
A_{pv}	Factor de calidad del diodo
K_{pv}	Constante de Boltzmann
T	Temperatura en grados Kelvin
λ_p	Irradiación solar
I_{sc}	Corriente de corto circuito
k_{1p}	Coefficiente de temperatura de la corriente de corto circuito
L	Inductancia del convertidor Boost
i_L	Corriente en el inductor del convertidor Boost
C	Capacitancia del convertidor Boost
V_0	Voltaje de salida del convertidor Boost
R	Resistencia del convertidor Boost
t	tiempo
λ_w	Velocidad de punta
ω_r	velocidad del rotor
R_w	Radio del rotor del aerogenerador
V_w	Velocidad del viento
k_{cw}	Energía cinética en el viento
m_w	Masa del paquete de aire
A	Área
ρ_w	Densidad del aire
P_w	Potencia del viento
P_{mec}	Potencia mecánica obtenida del viento
C_p	Límite de Beltz
β_w	Ángulo de incidencia en el aspa
k_{df}	Coefficiente de control de regulación
k_{pf}	Coefficiente de control de inercia virtual
U	Velocidad del agua
G	Posición de la compuerta
H_h	Altura del agua con respecto a la compuerta
k_u	Constante de proporcionalidad
L_c	Longitud del conducto
ρ_h	Densidad de la masa
a_g	Aceleración debido a la gravedad

V_D	Voltaje en el dispositivo de almacenamiento de energía
E_{d0}	Voltaje entregado por el convertidor
α_c	Ángulo de disparo del convertidor
I_d	Corriente de entrada al sistema de almacenamiento de energía
R_D	Resistencia de descarga
W_C	Energía almacenada en el capacitor
W_L	Energía almacenada en el superconductor
V_L	Voltaje en la bobina superconductora
R_c	Resistencia de descarga
T_{1Cs}	Constante de tiempo del bloque de compensación de fase de dos etapas
T_{2Cs}	Constante de tiempo del bloque de compensación de fase de dos etapas
T_{3Cs}	Constante de tiempo del bloque de compensación de fase de dos etapas
T_{4Cs}	Constante de tiempo del bloque de compensación de fase de dos etapas
k_{Cs}	Ganancia del sistema de almacenamiento capacitivo
T_{Cs}	Constante de tiempo del sistema de almacenamiento capacitivo
T_{1Ls}	Constante de tiempo del bloque de compensación de fase de dos etapas
T_{2Ls}	Constante de tiempo del bloque de compensación de fase de dos etapas
T_{3Ls}	Constante de tiempo del bloque de compensación de fase de dos etapas
T_{4Ls}	Constante de tiempo del bloque de compensación de fase de dos etapas
k_{Ls}	Ganancia del sistema de almacenamiento superconductor
T_{Ls}	Constante de tiempo del sistema de almacenamiento superconductor
Δx_{1esi}	Variable de estado intermedia en compensador de fase
Δx_{2esi}	Variable de estado final en compensador de fase
ΔP_{esi}	Potencia en sistema de almacenamiento de energía
T_{1es}	Constante de tiempo del bloque de compensación de fase de dos etapas
T_{2es}	Constante de tiempo del bloque de compensación de fase de dos etapas
T_{3es}	Constante de tiempo del bloque de compensación de fase de dos etapas
T_{4es}	Constante de tiempo del bloque de compensación de fase de dos etapas
k_{es}	Ganancia del sistema de almacenamiento de energía
T_{es}	Constante de tiempo del sistema de almacenamiento de energía
k_{Pi}	Constante proporcional del controlador
k_{Ii}	Constante integral del controlador
F_{HPi}	Fracción de vapor de alta presión
F_{IPi}	Fracción de vapor de media presión
F_{LPi}	Fracción de vapor de baja presión
T_{RH1i}	Constante de tiempo del recalentador
T_{COi}	Constante de tiempo de conducción a baja presión
Δx_{1si}	Desviación de potencia en alta presión
Δx_{4si}	Desviación de potencia en media presión
Δx_{8si}	Desviación de potencia en baja presión
T_{RH1i}	Constante de tiempo del recalentador a alta presión
T_{RH2i}	Constante de tiempo del recalentador a media presión
F_{VHPi}	Fracción de vapor en muy alta presión
Δx_{1di}	Desviación de potencia en muy alta presión
Δx_{4di}	Desviación de potencia en alta presión
Δx_{6di}	Desviación de potencia en media presión
Δx_{8di}	Desviación de potencia en baja presión
ΔP_{1i}	Cambio de potencia intermedia en el panel fotovoltaico

a_{2i}	Cero de la función de transferencia del panel fotovoltaico
K_{p1i}	Ganancia de la función de transferencia del panel fotovoltaico
a_{1i}	Polo de la función de transferencia del panel fotovoltaico
a_{3i}	Polo de la función de transferencia del panel fotovoltaico
Δx_{1wi}	Desviación de frecuencia censada por el transductor
Δx_{2wi}	Desviación de frecuencia en el punto de interconexión del DFIG
Δx_{3wi}	Parte integral del control de regulación de velocidad del DFIG
$\Delta \omega_i$	Desviación de velocidad de turbina eólica
ΔP_{NCi}	Potencia del aerogenerador tipo DFIG
T_{awi}	Constante de tiempo de turbina eólica
R_{wi}	Constante de regulación del generador eólico
H_{ei}	Constante de inercia del generador eólico
T_{wwi}	Constante de tiempo de medición de frecuencia
T_{rwi}	Constante de tiempo de medición de frecuencia
k_{wii}	Constante integral del controlador de velocidad del aerogenerador
k_{wpi}	Constante proporcional del controlador de velocidad del aerogenerador
Δx_{Ei}	Posición de la compuerta
T_{wi}	Constante de tiempo de la turbina hidráulica
T_{Hi}	Constante de tiempo del gobernador
T_{Ri}	Constante de tiempo del gobernador
gpf_{ki}	Factor de participación de generación de la unidad k en el área i
ΔP_{di}	Demanda no contratada

Lista de Tablas

4.1. Ganancias de controladores PI sistema DFIG y unidad térmica sin recalentamiento	84
4.2. Resultados Validación DFIG y unidad térmica sin recalentamiento . . .	85
4.3. Ganancias de controladores PI sistema PV y unidad térmica con recalentamiento simple	90
4.4. Resultados Validación PV y unidad térmica con recalentamiento simple	90
4.5. Ganancias de controladores PI sistema con unidades térmicas con recalentamiento doble	95
4.6. Resultados Validación de unidad térmica con recalentamiento doble . .	95
4.7. Ganancias de controladores PI sistema SMES y unidad hidroeléctrica .	98
4.8. Resultados Validación SMES y unidad hidroeléctrica	99
4.9. Ganancias de controladores PI sistema CES	102
4.10. Resultados Validación CES	104
5.1. Caso Unilateral ACE_i CE1	109
5.2. Caso Unilateral ΔP_{mi} CE1	111
5.3. Caso Bilateral ACE_i CE1	112
5.4. Caso Bilateral ΔP_{mi} CE1	113
5.5. Caso violación de contrato ΔP_{mi} CE1	115
5.6. Caso Almacenamiento de energía ACE_i CE1	115
5.7. Caso Almacenamiento de energía mejora % Δf_i CE1	116
5.8. Caso Unilateral ACE_i CE2	119
5.9. Caso Unilateral ΔP_{mi} CE2	120
5.10. Caso Bilateral ACE_i CE2	122
5.11. Caso Bilateral ΔP_{mi} CE2	123
5.12. Caso violación de contrato ΔP_{mi} CE2	123
5.13. Caso Almacenamiento de energía ACE_i CE2	125
5.14. Caso Almacenamiento de energía mejora % Δf_i CE2	126
B.1. Parámetros CE1	145
B.2. Coeficientes de torque de sincronización CE1	146
B.3. Parámetros CE2	146
B.4. Coeficientes de torque de sincronización CE2	148

Capítulo 1

Introducción

El control de frecuencia se refiere a mantener dentro de márgenes adecuados la frecuencia operativa del sistema debido a los desbalances que existen entre la demanda y la generación. Este problema se complica cuando los sistemas eléctricos disminuyen su inercia debido a la interconexión de dispositivos que carecen de la misma, como fuentes no convencionales de energía, lo que implica acciones correctivas más retadoras para lograr una operación adecuada. La inercia es una característica inherente de los dispositivos de generación convencional y se encuentra almacenada en las masas rotativas de los generadores. Es muy importante, ya que en caso de una contingencia es la primera que reacciona para apoyar a la red eléctrica. Mientras la inercia del sistema eléctrico sea alta, la posibilidad de mantener el sincronismo y la integridad el sistema después de cualquier contingencia será mayor. Debido a cuestiones ambientales, el crecimiento en la interconexión de fuentes no convencionales ha ido en aumento en los últimos años, disminuyendo así la inercia en los sistemas de potencia del mundo. En la actualidad, los sistemas eléctricos modernos se encuentran dentro de estructuras de mercado desregularizadas, lo que conlleva mayor complejidad operativa y susceptibilidad ante contingencias de cualquier tipo que, aunado a la disminución de inercia, representan condiciones operativas críticas que requieren acciones de control y optimización más complejas.

1.1. Planteamiento del Problema

El control de frecuencia es un problema que debe considerarse en el diseño y operación de cualquier sistema eléctrico de potencia del mundo, ya que siempre existirá el desbalance de carga-generación que, de no controlarse adecuadamente, puede derivar en daños a dispositivos, fallas en cascada e incluso apagones. Una red eléctrica convencional posee un alto grado de inercia, la cual resulta benéfica ante cualquier variación de carga o falla; sin embargo, en las redes eléctricas modernas esta característica está disminuyendo debido a la interconexión de fuentes no convencionales, que aunado al ambiente desregularizado en el que operan, están debilitando al sistema volviéndolo más susceptible ante cualquier contingencia.

Se han reportado muchos trabajos sobre el control de frecuencia con modelos de generación convencional, no convencional, almacenamiento de energía, entre otros en ambientes regularizados y desregularizados, donde se han implementado técnicas de control sofisticadas, así como métodos de optimización para sintonizar las ganancias de los controladores y garantizar una operación estable en el sistema. Con-

vencionalmente, estos estudios se basan en modelos de bloques, lo que podría retardar o complicar la formulación de sistemas interconectados con mayor número de áreas operativas y unidades de generación por cada área en un entorno desregularizado. Es por eso que en este trabajo de tesis se ha desarrollado una formulación matemática generalizada para la representación y solución de modelos de control de frecuencia con tantas áreas y dispositivos de generación convencional, RES y ESS por área sean deseados, además de adaptarse a entornos regularizados y desregularizados. Todo esto se realiza de manera automática a partir de los parámetros del sistema. El estudio se hace por medio de los modelados matemáticos individuales de los diferentes dispositivos representados en espacio de estados, utilizando una técnica de búsqueda heurística para sintonizar las ganancias de los controladores y así encontrar la solución más adecuada.

1.2. Estado del Arte

Los sistemas de potencia están compuestos por una gran cantidad de áreas operativas, las cuales están interconectadas entre sí a través de enlaces de transmisión de alta tensión. Para garantizar una operación estable, cualquier red eléctrica debe operar dentro de ciertos márgenes en parámetros como el perfil de voltaje y la frecuencia del sistema [1]. Para esto se requiere que exista un balance entre la demanda y la generación de potencia. Debido a que la demanda de carga es variable en función del tiempo, esto provoca una variación en la frecuencia operativa de toda la red, lo que, si no se atiende debidamente, puede derivar en fallas en cascada o apagones [2]. Las acciones de control para restablecer la frecuencia nominal del sistema son los controles primario, secundario y terciario [3, 4]. El control secundario, también conocido como LFC, es un servicio clave en el funcionamiento correcto de cualquier red eléctrica ya que, este se encarga de que la frecuencia del sistema se restablezca a su valor nominal y que los valores de potencia en los enlaces de transmisión sean los programados. Para lograrlo, el lazo de control de LFC utiliza la señal de error de control de área ACE [5], pues esta es una combinación lineal de los parámetros de desviación de frecuencia y de potencia en los enlaces de transmisión, de tal manera que esta será la función que se debe minimizar para garantizar una operación estable en el sistema. Por lo general, los modelos de LFC principalmente se basan en casos de estudio de áreas aisladas, dos áreas y tres áreas, aunque también existen algunas investigaciones donde se abordan sistemas de más de tres áreas. Debido a la evolución, crecimiento y a la necesidad de encontrar formas de generación que sean amigables con el ambiente, la red eléctrica encuentra nuevos desafíos operativos día a día. Por lo anterior, surge la necesidad de hacer una búsqueda exhaustiva acerca del tema para conocer los diferentes dispositivos y entornos en los que se ve involucrado el LFC, así como identificar las diferentes estrategias y técnicas de control para tener una operación satisfactoria del sistema de potencia. Dado que el AGC es un servicio auxiliar que solo pueden proveer las unidades convencionales, ya que este tipo de unidades tienen la capacidad de aumentar o disminuir a ciencia cierta la generación de energía o bien, controlar la apertura o cierre de sus válvulas o compuertas en función de las reservas de combustible primario y las capacidades nominales de las máquinas síncronas [6], los primeros estudios de LFC son sistemas donde solo participan unidades convencionales. Posteriormente y en función de las necesidades ambientales, se incluyen las fuentes no convencionales, que dadas sus características intermitentes y de baja inercia, conllevan nuevos retos a la red. Finalmente, con el objetivo de mitigar los retos operativos provocados por las unidades no

convencionales, se propone la implementación de dispositivos almacenadores de energía y son aplicados como estabilizadores de frecuencia. El entorno operativo se refiere al tipo de mercado donde el sistema eléctrico esté operando, ya sea regularizado o desregularizado, siendo este último el que implica una complejidad mayor debido al tipo de transacciones que ahí se pueden realizar [7]. Bajo un entorno regulado, todas las etapas operativas de un sistema de potencia están a cargo de un organismo llamado empresa verticalmente integrada (VIU), la cual se encarga de suministrar la potencia eléctrica a los usuarios a un costo definido [8]. Se tienen numerosas investigaciones sobre casos de estudio en un ambiente regularizado cuando se tienen unidades convencionales, cuando se incluyen las fuentes renovables y también cuando se implementan dispositivos de almacenamiento de energía para apoyar a mitigar el control de frecuencia.

En el caso de unidades convencionales se tienen los trabajos de investigación [9-18]. Se presenta el estudio de AGC considerando solo unidades térmicas con recalentamiento y se presentan algunas funciones objetivo, o de costo, para la optimización del proceso utilizando el algoritmo genético [9]. En [10, 11] se considera un sistema hidrotérmico de dos áreas donde se presentan los resultados de la implementación de diferentes tipos de controladores y se utiliza el algoritmo de optimización de colonia de hormigas mediante tres tipos de funciones de error para la solución del LFC respectivamente. En [12] se presenta un sistema térmico de tres áreas y se utiliza el algoritmo genético como medio de optimización, además se consideran restricciones físicas del sistema. En la referencia [13] se expone el algoritmo genético multiobjetivo y se muestran las ventajas sobre el algoritmo genético convencional aplicado a un sistema térmico de dos áreas. El modelo de control predictivo es una estrategia de control muy popular en la implementación del AGC cuando se consideran restricciones físicas dada su buena respuesta, como se muestra en [14]. En [15] se aplica el control óptimo para la solución del problema de LFC basado en la minimización de una función de error en sistemas aislados e interconectados, realizando una comparativa con muchos procesos de optimización en función del tiempo de estabilización, sobreimpulso entre otros. La utilización del algoritmo de optimización de enjambre de partículas y luciérnagas para la solución del LFC mediante un controlador proporcional integral ha demostrado superioridad respecto a técnicas como el algoritmo de murciélago y el recocido simulado, demostrando una mayor robustez cuando se consideran no linealidades como se presenta en [16]. En [17] se presenta la implementación de una estrategia de control llamada lógica difusa, la cual mostró mejores resultados, en términos de robustez, que técnicas como desigualdad de matriz lineal iterativa H_∞ así como el algoritmo genético híbrido y la desigualdad de matriz lineal. En [18] se presenta un controlador proporcional integral derivativo (PID acrónimo del inglés Proportional Integral Derivative) obtenido por diversas técnicas de optimización como son el algoritmo de enjambre de partículas, el genético y el de luciérnagas mediante la utilización de diversas funciones objetivo para la solución del LFC de un sistema de potencia hidrotérmico de dos áreas mediante la comparativa de resultados.

Algunos de los trabajos de investigación considerando la interconexión de fuentes no convencionales en el LFC se presenta en [19]—[43]. Dadas las características intermitentes y de baja inercia de las fuentes renovables de energía, el sistema de potencia tiende a tener mayor complejidad operativa ante las condiciones cambiantes de carga cotidianas, como se presenta en [19, 20] donde se realiza una investigación sobre el impacto del incremento de energía eólica en la red eléctrica de Irlanda y en las redes de prueba del IEEE de 24 y 39 nodos respectivamente. En [21] se presenta un

enfoque de control robusto para mitigar los problemas que trae consigo la interconexión de granjas eólicas y se hace una comparativa respecto a métodos clásicos como son el control de inercia y el control modificado de inercia. En [22] se muestra un modelo de control de inercia para mitigar los problemas de LFC en presencia de generación eólica y consideran restricciones de tasa de generación en las unidades convencionales, demostrando un buen amortiguamiento en términos de frecuencia y fluctuaciones en enlaces de transmisión, además de tener un comportamiento robusto ante un análisis de sensibilidades en parámetros del sistema. En [23]—[26] se muestra una red híbrida que consta de dos áreas en las cuales se tiene una central térmica convencional y una fotovoltaica cuyo modelo matemático comprende el seguimiento del máximo punto de potencia usando el algoritmo de escalada modificado, un convertidor elevador (boost) y un inversor obteniendo una solución mediante diferentes técnicas de optimización como son el modelo predictivo adaptativo de control, algoritmo de luciérnaga y molde de limo. Las referencias [27, 28] muestran un modelo de control predictivo aplicado a un sistema aislado compuesto por una unidad térmica y un aerogenerador tipo DFIG en el cual son considerados los efectos de las restricciones físicas del gobernador y la turbina demostrando robustez en el estudio de LFC. En [29] se tiene una red híbrida de 3 áreas compuesta por una unidad térmica, eólica e hidráulica en las cuales se realiza un proceso de optimización para obtener las constantes de los controladores proporcional integral (PI acrónimo del inglés Proportional Integral), regulación R y sesgo de frecuencia B mediante los métodos de enjambre de partículas y gradiente descendiente con simulación digital. En [30] se presenta los resultados para LFC cuando son consideradas unidades térmicas e hidráulicas ante una gran penetración de energía eólica ante cambios de carga fijos y variables. En [31]—[33] se consideran sistemas híbridos multiárea conformados por unidades convencionales térmicas e hidráulicas y no convencionales eólicas y solares, optimizados por diferentes técnicas de control como lógica difusa, forrajeo bacteriano y control activo de rechazo de perturbaciones mediante controles PI y PID.

Debido a la inercia almacenada en el rotor y aspas de los aerogeneradores, se han desarrollado modelos de emulación de inercia utilizando turbinas eólicas tipo DFIG con el fin de contribuir en la regulación de la frecuencia por medio de la inyección de potencia activa cuando ocurre el aumento repentino de demanda. Estos modelos han demostrado ser efectivos en el apoyo al LFC en diferentes casos de estudio, disminuyendo tanto la respuesta oscilante como mejorando el sobreimpulso de las señales, además de que se han implementado técnicas de optimización como el algoritmo de colonia de hormigas para obtener las constantes adecuadas en el controlador de velocidad PI de las unidades eólicas [34]—[43].

Los estudios relacionados con el control de frecuencia cuando se utilizan sistemas de almacenamiento de energía se revisan en [44]—[51]. Los dispositivos de almacenamiento de energía, como la bobina superconductora y el súper capacitor, han demostrado ser muy útiles en el control de frecuencia, limitando y eliminando las oscilaciones en la respuesta de la frecuencia ante un aumento repentino de carga en sistemas con unidades convencionales [44, 47] y no convencionales [49, 51] dada su acción muy rápida de respuesta y alta densidad de energía de almacenamiento. También son aplicables técnicas de control u optimización más sofisticadas para obtener mejores resultados en términos de magnitud de sobreimpulso y tiempos de estabilización. Algunas de estas técnicas son el controlador PI difuso, optimización de enjambre de partículas basadas en la locura, controlador PID asistido difuso multietapa inteligente

con filtro y optimización metaheurística del optimizador multiverso como se presentan respectivamente en [45, 46, 48, 50].

En el entorno desregularizado la empresa verticalmente integrada es dividida en compañías independientes. Estas compañías son la generación, transmisión y distribución, las cuales son supervisadas por una unidad llamada operador de sistema independiente. Este tipo de mercado ofrece múltiples beneficios como pueden ser tener un número mayor de opciones para los clientes, proporcionar una mejor calidad, ofrecer precios más justos, entre otros [52, 53]. Al igual que en el caso regularizado, en un ambiente competitivo se tienen numerosas investigaciones para sistemas que están conformados solamente por unidades convencionales, cuando se incluyen fuentes no convencionales y cuando se implementan los dispositivos de almacenamiento de energía.

Los trabajos referentes al estudio de control de frecuencia en ambientes desregularizados que están conformados únicamente por unidades convencionales, se presentan en [54]—[68]. En [54] se presenta un estudio de control de frecuencia en un sistema de tres áreas y se presenta el concepto de matriz de participación de distribución, la cual contienen la información relacionada con los contratos bilaterales del sistema. En [55]—[57] se presentan sistemas de tres áreas en entornos desregularizados en los cuales se ha implementado el concepto de matriz de participación de generación, la cual incluye toda la información referente a como están estructurados los diferentes contratos entre las compañías de generación y distribución. El algoritmo genético ha sido una herramienta muy recurrente para solucionar el problema de control de frecuencia en un entorno altamente competitivo, como se presenta en [58]—[61] donde se utilizan controladores integrales I hasta controladores PID en sistemas interconectados de dos y tres áreas. En [62, 63] se presentan trabajos con sistemas interconectados de dos áreas en entornos desregularizados con la particularidad de que se tienen múltiples unidades de generación en cada área. Dada la complejidad que un entorno competitivo conlleva, las técnicas utilizadas para la optimización de los diferentes tipos de controladores ha ido en constante evolución, desde una técnica de gradiente de Newton [64] hasta diferentes tipos de técnicas más sofisticadas como técnicas basadas en computación evolutiva [65], control de modos deslizantes [66], enjambre de partículas híbrido [67] modelo predictivo de control distribuido [68] entre otras, las cuales han entregado buenos resultados en problema de control de frecuencia en un ambiente desregularizado.

Considerando la interconexión de fuentes no convencionales en un entorno desregularizado se tiene la implementación de diferentes técnicas de control sofisticadas como el algoritmo cultural, evolución diferencial y el genético, como se presenta en [69] donde se analiza un sistema de tres áreas híbrido con un controlador PID. En [70, 71] se considera la interconexión de un aerogenerador tipo DFIG con un modelo de control de inercia para ayudar a mitigar los problemas del control de frecuencia utilizando diversas técnicas de optimización como el algoritmo genético y un controlador de lógica difusa en diferentes tipos de escenarios.

Utilizando sistemas de almacenamiento de energía para apoyar al control de frecuencia se tienen investigaciones donde se han utilizado bobinas superconductoras y capacitores en sistemas de dos áreas con unidades convencionales mediante técnicas sofisticadas como sistema neuro difuso adaptativo y seno-coseno como se presenta en [72, 73]. En [74] se presenta un estudio de control de frecuencia en un entorno altamente competitivo utilizando capacitores como dispositivos de almacenamiento de energía y aerogeneradores tipo DFIG con un modelo de control de inercia. Ambos dispositivos se usan para mitigar las desviaciones de frecuencia cuando existe un aumento repentino

de carga en un sistema de dos áreas interconectado multimáquina.

1.3. Motivación

Después de una búsqueda exhaustiva, la mayoría de investigaciones sobre el control de frecuencia son desarrolladas mediante la realización con diagramas de bloques, pero considerando un número reducido de áreas de control y de dispositivos en cada una de ellas, lo que implica un trabajo exhaustivo en la implementación de modelos complejos. Además, también resulta complicada la ejecución de técnicas de control y optimización a modelos con grandes cantidades de áreas y máquinas. Por lo cual, se pretende el desarrollo de una formulación matemática generalizada donde estos modelos pueden ser creados en tiempos mucho más cortos a partir de la representación de las matrices en modelos de espacio de estados para su posterior solución e implementación en diferentes plataformas de programación.

1.4. Hipótesis

Se propondrá una formulación matemática generalizada, la cual sea capaz de representar modelos de sistemas de un número ilimitado de áreas y unidades de generación y almacenamiento de energía a partir de la formulación de las ecuaciones de estado de cada uno de los 8 dispositivos que se implementaran. Esto se realiza aprovechando las características constantes de cada modelo y de esta manera encontrar una función objetivo que permita optimizar el estudio mediante una técnica de optimización heurística con base a las desviaciones en frecuencia y potencia programada en enlaces de transmisión de cada área.

Es posible vincular la técnica de búsqueda heurística con la formulación matemática desarrollada en cualquier plataforma de programación, y por simplicidad se utilizará MATLAB.

1.5. Objetivo

1.5.1. Objetivo General

Desarrollar una formulación matemática generalizada para el modelado de sistemas híbridos de tantas áreas y máquinas por área sea deseado, aplicando un método de búsqueda heurístico, mediante el uso de los 8 modelos implementados de generación convencional, no convencional y unidades de almacenamiento de energía para la solución del problema de control de frecuencia en entornos regularizados y desregularizados.

1.5.2. Objetivos Particulares

- Desarrollo de los modelos en variables de estado de los sistemas de generación térmica sin recalentamiento, con recalentamiento simple, con recalentamiento doble, hidroeléctrico, solar fotovoltaico, eólico tipo DFIG y sistemas de almacenamiento de energía por medio de súper capacitores y bobinas superconductoras.

- Implementación de los modelos desarrollados para el control de frecuencia en ambientes regularizados y desregularizados.
- Implementación de la formulación matemática generalizada en el entorno de MATLAB.
- Vincular el algoritmo generalizado con la técnica de búsqueda heurística preprogramada en el entorno de MATLAB para la sintonización de las ganancias de los controladores.
- Realizar una comparativa porcentual en cada caso de estudio respecto a la respuesta de control de frecuencia con y sin el uso de sistemas de almacenamiento de energía en entornos desregularizados.

1.6. Contribuciones

El Desarrollo de esta investigación genera las siguientes contribuciones:

- Una formulación matemática generalizada capaz de desarrollar modelos híbridos para estudios de control de frecuencia con tantas áreas y máquinas por área como se desee.
- La implementación de 8 modelos diferentes de generación convencional, no convencional y sistemas de almacenamiento de energía al problema de control de frecuencia en entornos regularizados y desregularizados.
- Los casos de estudio propuestos son dos aportaciones dado que se desarrollan utilizando los sistemas de prueba de la IEEE de 24 y 39 nodos en un entorno desregularizado implementando los 8 diferentes dispositivos utilizados en esta tesis. Su validación se realiza mediante la comparación de los resultados obtenidos de manera analítica como por simulación por computadora.

1.7. Estructura de la Tesis

La tesis está organizada como sigue:

Capítulo 2: El capítulo presenta los conceptos básicos de control primario y secundario, así como los modelos matemáticos de los dispositivos que intervienen en el estudio clásico de control de frecuencia.

Capítulo 3: El capítulo describe los modelos dinámicos en espacio de estados de los diferentes dispositivos utilizados para el estudio de control de frecuencia del presente trabajo.

Capítulo 4: En este capítulo se presenta, a grandes rasgos, como es la desregularización del mercado eléctrico y cuales son los tipos de acuerdos contractuales que existen, se describen los modelos dinámicos en espacio de estados del capítulo 3 en un entorno desregularizado, se explica como es la formulación matemática generalizada aplicada al control de frecuencia y finalmente, se presenta la técnica de búsqueda heurística para la sintonización de las ganancias de los controladores y como se realiza el proceso de solución del problema de control de frecuencia.

Capítulo 5: El capítulo presenta los resultados de los dos casos de estudio y se realiza una comparativa cuantitativa de los beneficios que tiene utilizar sistemas de almacenamiento de energía para el control de frecuencia.

Capítulo 6: Este capítulo contiene las conclusiones relacionadas con los objetivos que se plantearon al desarrollar este trabajo y se proponen ideas para trabajos futuros.

Capítulo 2

Modelo matemático de sistemas de potencia para el control de frecuencia

2.1. Introducción

Idealmente, un sistema de potencia se espera que opere con frecuencia prácticamente constante y voltajes nodales dentro de límites previamente establecidos, es decir, en estado estacionario. Desgraciadamente, esto nunca ocurre debido al constante crecimiento de la red, a la interconexión de nuevos dispositivos o simplemente a una contingencia no prevista, lo cual puede atentar contra la integridad del sistema. En caso de que se presente cualquier tipo de anomalía o falla, el sistema puede entrar en un estado de emergencia, el cual debe ser atendido con alguna acción correctiva, de lo contrario puede llevar a la red a la inestabilidad y finalmente al colapso del sistema. Dicho lo anterior, es imprescindible el estudio de los diferentes mecanismos de control para que una red eléctrica opere con seguridad y confiabilidad. En una red eléctrica, las unidades de generación cuentan con dispositivos de control cuya labor es mantener la frecuencia y tensión en los niveles adecuados. Estos mecanismos son el control de frecuencia de carga, LFC, y el regulador automático de voltaje (AVR, acrónimo del inglés, Automatic Voltage Regulator). El LFC, se enfoca en los desbalances de potencia activa que existen entre la generación y la demanda, lo cual provoca variaciones de frecuencia en el sistema. En cambio, el AVR se encarga de mantener un nivel de tensión adecuado, lo cual está ligado a la potencia reactiva y, por ende, al sistema de excitación. Debido a la rápida respuesta del sistema de excitación, se puede considerar que sus constantes temporales son sustancialmente más pequeñas en comparación con las constantes del sistema de control de frecuencia, por lo que las dinámicas de cada uno de estos esquemas de control no influyen en el otro y su estudio se puede realizar por separado. En la Figura 2.1 se muestra un diagrama esquemático de un generador síncrono convencional donde se representan este tipo de controles (LFC y AVR).

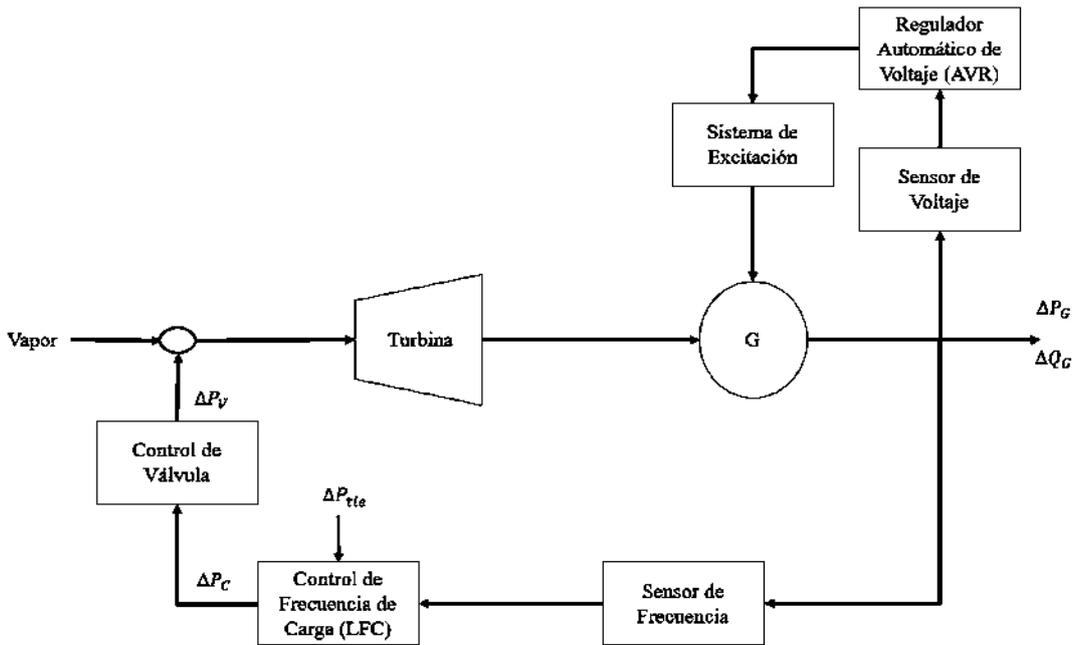


Figura 2.1: Diagrama esquemático de generador síncrono con LFC y AVR.

Debido a la acción de control primario, un aumento o decremento en la demanda propiciará un cambio en la frecuencia del sistema. Una vez que exista una variación en la demanda, todas las unidades de generación que cuenten con sistema de gobernación participaran en la aportación de potencia independientemente de la ubicación de la carga con el fin de llegar al estado estable. Pero este nuevo punto de equilibrio no corresponde a la frecuencia nominal del sistema, ya que la acción de control primario no es suficiente para regresar al sistema a la frecuencia nominal, por lo que es requerido un sistema de control secundario que se encargue de regresar al sistema a la frecuencia nominal de estado estable. Esto se logra mediante el ajuste de la potencia de salida de la fuerza motriz para que alcance la nueva consigna de demanda. A esto se le llama control automático de generación (AGC, acrónimo del inglés Automatic Generation Control). De manera general, los objetivos principales del AGC son ajustar la frecuencia a un valor nominal constante y mantener los intercambios de potencia en los enlaces de transmisión entre áreas en los valores programados considerando sistemas interconectados con múltiples unidades de generación.

2.2. Lazos de control fundamentales

La frecuencia de un sistema de potencia depende del balance de potencia activa entre generación y consumo. Un cambio en la potencia activa en algún punto del sistema generará un cambio en la frecuencia de toda la red. Cualquier desequilibrio energético a corto plazo provocará un cambio instantáneo en la frecuencia del sistema, pues la perturbación es compensada inicialmente con la energía cinética almacenada en las masas rotativas de los generadores síncronos. En caso de una pérdida significativa de generación sin una respuesta adecuada del sistema, se puede producir desviaciones de frecuencia excesivas fuera del rango operativo de la red. El control de la frecuencia y la generación de energía se conoce comúnmente como LFC, que es una de las principales funciones de los sistemas del AGC [3, 4].

Dependiendo del tipo de generación, la potencia activa entregada por un generador síncrono convencional se controla mediante la potencia mecánica de salida de una turbina que puede ser de vapor, gas o de agua. En el caso de una turbina de vapor o agua, la potencia mecánica de salida se controla abriendo o cerrando las válvulas y compuertas que regulan la entrada de vapor o agua en la turbina. La entrada del combustible primario debe regularse continuamente para ajustarse a la demanda de potencia y de esta manera mantener la frecuencia prácticamente en un valor constante [3]—[5].

Los generadores síncronos cuentan con una lazo de control primario y uno secundario. El control primario se encarga de llevar a un punto de estado estable al sistema cuando una variación de carga se presenta en la red eléctrica, mientras que el lazo de control secundario es el encargado de regresar la frecuencia del sistema a un valor nominal, eliminando así el error de estado estable haciendo que las variaciones de frecuencia tiendan a un valor de cero. En la Figura 2.2 se muestra el diagrama esquemático de un generador síncrono con sus respectivos lazos de control primario y secundario. Se puede observar que el gobernador de velocidad mide los cambios de frecuencia por medio de los lazos de control fundamentales. Para posicionar las válvulas y compuertas principales frente al vapor de alta presión o agua, son necesarias fuerzas mecánicas importantes, las cuales son proporcionadas por arreglos de amplificadores hidráulicos con el fin de mantener el flujo de combustible primario y alcanzar la nueva consigna de demanda [3]—[5].

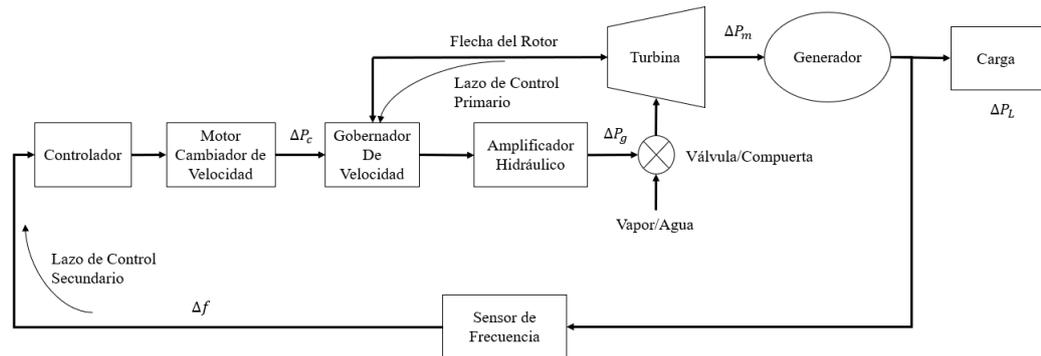


Figura 2.2: Diagrama esquemático de generador síncrono con lazos de control fundamentales.

Un aumento o decremento en la demanda propiciará un cambio en la frecuencia del sistema, el cual depende de las propias características de caída del gobernador, así como a la susceptibilidad de la carga debido a las desviaciones de la frecuencia. Una vez que exista una variación en la demanda, todas las unidades de generación que cuenten con sistema de gobernación participaran en la aportación de potencia independientemente de la ubicación de la carga con el fin de llegar al estado estable. Pero este nuevo punto de equilibrio no corresponde a la frecuencia nominal del sistema, ya que la acción de control primario es equivalente a una acción de control proporcional, la cual no es suficiente para eliminar el error de estado estable, por lo que es requerido un sistema de control secundario que se encargue de eliminar este error. Esto se logra mediante una retroalimentación del lazo de control secundario a través de las desviaciones de frecuencia, agregándolo de esta manera a la acción de control primario por medio de un controlador dinámico que típicamente es de tipo integral I o proporcional-integral PI. De esta manera, la señal resultante, ΔP_c , es usada para

regular la frecuencia del sistema [3]—[5].

De manera general, la frecuencia del sistema experimenta un cambio transitorio, Δf , debido a un cambio en la demanda ΔP_L , para de esta manera accionar los lazos de control fundamentales y estos proporcionen los cambios adecuados en la potencia de salida de la turbina, ΔP_m , y así, se satisfaga la nueva demanda restableciendo la frecuencia nominal del sistema [3].

2.3. Modelado de respuesta a la frecuencia

Los sistemas de potencia tienen una característica altamente no lineal y variante en el tiempo. Sin embargo, por simplicidad para estudios de control de frecuencia que consideran variaciones de carga se puede utilizar un modelo simple linealizado. También, es importante considerar que la dinámica de la frecuencia es sustancialmente más lenta que la dinámica de voltaje y ángulo de rotor, por lo que su estudio se puede realizar por separado. En esta sección se presenta un modelo de respuesta a la frecuencia que describe al diagrama esquemático mostrado en la Figura 2.2 con una sola unidad de generación, posteriormente el modelo es generalizado para sistemas multiárea interconectados con múltiples unidades de generación. Un modelo lineal con lazo de control primario se muestra en la Figura 2.3.

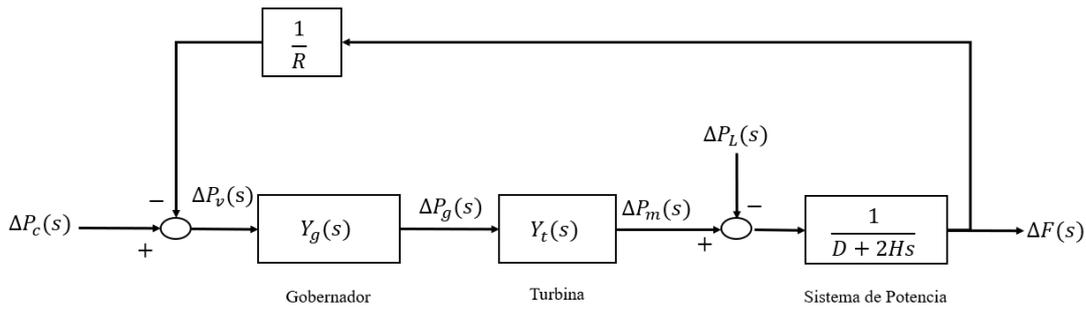


Figura 2.3: Modelo lineal de lazo de control primario.

Se puede observar que un incremento en ΔP_v es el resultado de un incremento en ΔP_c y un decremento en Δf , por lo que para un pequeño incremento de ΔP_v se puede escribir lo siguiente,

$$\Delta P_v = \Delta P_c - \frac{\Delta f}{R} \quad (2.1)$$

donde ΔP_v es un pequeño cambio en la señal de entrada del gobernador, ΔP_c es un pequeño cambio en la consigna de potencia y R es la constante de regulación del generador en ($H z/pu MW$). Esta constante representa la relación entre las desviaciones de frecuencia con respecto a la potencia de salida de la unidad de generación [5].

Llevando al dominio de Laplace a la ecuación (2.1) se tiene lo siguiente,

$$\Delta P_v(s) = \Delta P_c(s) - \frac{\Delta F(s)}{R} \quad (2.2)$$

La función de transferencia del sistema de gobernación, $Y_g(s)$ se puede definir de la siguiente manera,

$$Y_g(s) = \frac{\Delta P_g(s)}{\Delta P_v(s)} \quad (2.3)$$

La ecuación (2.3) depende del tipo de unidad de generación. Considerando una unidad térmica, cuya función de transferencia para el sistema de gobernación está dada por una función de transferencia de primer orden, se puede definir de la siguiente manera [5],

$$Y_g(s) = \frac{1}{1 + sT_g} \quad (2.4)$$

donde T_g es la constante de tiempo del sistema de gobernación.

La potencia mecánica de salida de la turbina depende de la apertura o cierre de las válvulas o compuertas y se puede definir de la siguiente manera,

$$Y_t(s) = \frac{\Delta P_m(s)}{\Delta P_g(s)} \quad (2.5)$$

La función de transferencia Y_t depende del tipo de turbina de la unidad de generación. Considerando una turbina térmica sin recalentamiento se tiene [5],

$$Y_t(s) = \frac{1}{1 + sT_t} \quad (2.6)$$

donde T_t es la constante de tiempo de la turbina.

La función de transferencia del sistema de potencia esta dada por,

$$Y_p(s) = \frac{1}{D + 2Hs} \quad (2.7)$$

donde H es la constante de inercia en ($MW - s/MVA$) y D es el amortiguamiento en la carga en ($pu MW/Hz$).

De esta manera la frecuencia del sistema está definida por,

$$\Delta F(s) = Y_p(s)[\Delta P_m(s) - \Delta P_L(s)] \quad (2.8)$$

Sin embargo, dado que se trata de un sistema únicamente con control primario, un error de estado estable prevalece. Para eliminar este error, es necesario cerrar el lazo de control secundario acompañado de una acción de control adecuada. En la Figura 2.4 se muestra un diagrama de bloques con lazo de control primario y secundario.

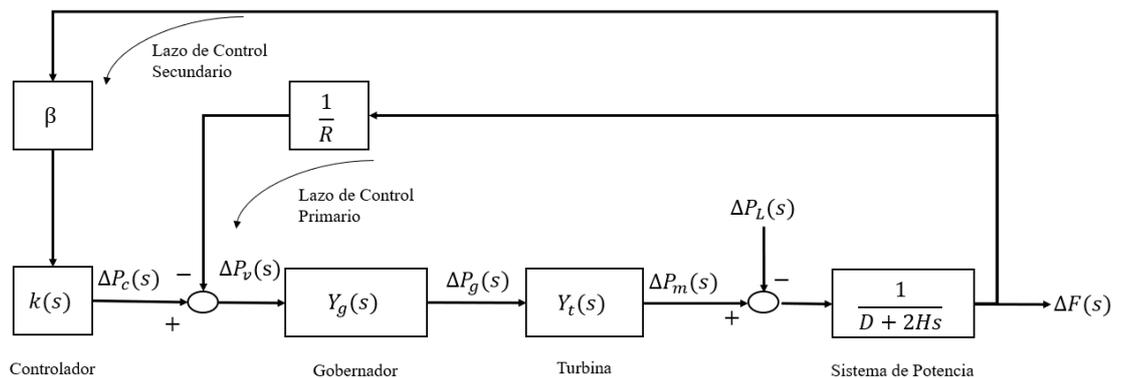


Figura 2.4: Modelo lineal de lazo de control primario y secundario.

La señal que debe ser alimentada al controlador para lograr eliminar las desviaciones de frecuencia se conoce como error de control de área, ACE, y se define para un sistema aislado como,

$$ACE = \beta \Delta f \quad (2.9)$$

donde β se conoce como sesgo de frecuencia en ($pu MW/Hz$).

La señal ΔP_c es el resultado de una acción de control apropiada sobre la señal de error, ACE, y se define de la siguiente manera,

$$\Delta P_c = k(s)ACE \quad (2.10)$$

donde $k(s)$ representa al controlador. Suponiendo que este controlador es del tipo integral de la forma $k(s) = -\frac{k_I}{s}$ y sustituyendo la ecuación (2.9) en la ecuación (2.10) se tiene,

$$\Delta P_c = -k_I \int \beta \Delta f dt \quad (2.11)$$

El signo del controlador integral se elige negativo para que de esta manera un error de frecuencia positivo genere una señal de disminución, o bien, un error de frecuencia negativo asigne una señal de aumento en la salida del controlador. Mientras el error se mantenga, la salida del controlador enviara señales de aumento o decremento, según sea el caso, alcanzando un valor constante hasta que error se haya eliminado. La ganancia del controlador integral, k_I , es quien controla el grado de integración y de esta manera la respuesta del lazo de control secundario.

2.4. Modelo de control de frecuencia en sistemas interconectados

En la sección anterior se presentó el modelo de un sistema aislado con control primario y secundario, donde el objetivo del LFC se centraba en eliminar las desviaciones de frecuencia Δf . Sin embargo, cuando se tiene un sistema interconectado, se deben considerar los flujos de potencia que existen a través de los enlaces de transmisión que conectan a las diferentes áreas operativas del sistema.

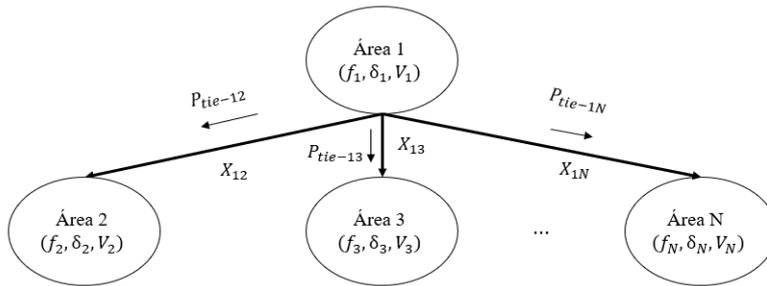


Figura 2.5: Sistema de potencia con N áreas de control.

Para un sistema interconectado multiárea se considera que la frecuencia es la misma en todos los puntos del sistema. De esta manera, ahora el LFC de cada área debe controlar tanto la importación como la exportación de potencia en su área, así como las fluctuaciones de frecuencia que se presenten localmente. Por lo tanto, el sistema de la Figura 2.4 debe modificarse para tomar en consideración, los efectos de las líneas de enlaces entre áreas [3]—[5]. Considerando el sistema de potencia de N áreas operativas de la Figura 2.5, se tiene que para una operación normal, el flujo de

potencia del área uno al área dos se define como,

$$P_{tie-12} = \frac{|V_1||V_2|}{X_{12}} \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad (2.12)$$

donde X_{12} es la reactancia de la línea de transmisión del área uno al área dos, $|V_1|$, δ_1 , $|V_2|$ y δ_2 son las magnitudes y fases de los voltajes nodales de las áreas uno y dos respectivamente. Para pequeñas desviaciones en los ángulos δ_1 y δ_2 el flujo de potencia en la línea cambia de la siguiente manera,

$$\Delta P_{tie-12} = \frac{|V_1||V_2|}{X_{12}} \cos(\delta_1 - \delta_2)(\Delta\delta_1 - \Delta\delta_2) \quad (2.13)$$

El coeficiente de sincronismo entre las áreas uno y dos, T_{12} , se define de la siguiente manera,

$$T_{12} = \frac{|V_1||V_2|}{X_{12}} \cos(\delta_1 - \delta_2) \quad (2.14)$$

Sustituyendo la ecuación 2.14 en la ecuación 2.13 se tiene una expresión simplificada para las desviaciones de potencia del área uno al área dos a través del enlace de transmisión, como se muestra a continuación,

$$\Delta P_{tie-12} = T_{12}(\Delta\delta_1 - \Delta\delta_2) \quad (2.15)$$

La velocidad angular en una red eléctrica de corriente alterna está definida como,

$$\omega = 2\pi f \quad (2.16)$$

donde f es la frecuencia de operación del sistema. Considerando un pequeño cambio en la velocidad, la ecuación (2.16) se convierte en,

$$\Delta\omega = 2\pi\Delta f \quad (2.17)$$

Como la velocidad angular es la primera derivada de la posición angular con respecto del tiempo, se tiene la siguiente expresión,

$$\frac{d\Delta\delta}{dt} = \Delta\omega = 2\pi\Delta f \quad (2.18)$$

De la ecuación (2.18) se obtiene la siguiente expresión,

$$\Delta\delta = 2\pi \int_0^t \Delta f dt \quad (2.19)$$

Sustituyendo la ecuación (2.18) en la ecuación (2.15) se tiene,

$$\Delta P_{tie-12} = 2\pi T_{12} \left(\int_0^t \Delta f_1 dt - \int_0^t \Delta f_2 dt \right) \quad (2.20)$$

Levando al dominio de Laplace la ecuación (2.20) se obtiene,

$$\Delta P_{tie-12}(s) = \frac{2\pi T_{12}}{s} [\Delta f_1(s) - \Delta f_2(s)] \quad (2.21)$$

De manera similar, para los cambios de flujos de potencia de la línea de transmisión que interconecta al área uno con el área tres se tiene,

$$\Delta P_{tie-13}(s) = \frac{2\pi T_{13}}{s} [\Delta f_1(s) - \Delta f_3(s)] \quad (2.22)$$

Suponiendo que el área uno solo se encuentra interconectada con el área dos y el área tres, el cambio total del flujo de potencia en los enlaces de transmisión del área uno son calculados de la siguiente manera,

$$\Delta P_{tie-1} = \Delta P_{tie-12} + \Delta P_{tie-13} = \frac{2\pi}{s} \left[\sum_{j=2,3} T_{1j} \Delta f_1 - \sum_{j=2,3} T_{1j} \Delta f_j \right] \quad (2.23)$$

Por lo tanto, y de manera general, para un sistema con N áreas interconectadas, los cambios de flujo de potencia en los enlaces de transmisión para la i-ésima área se definen de la siguiente forma,

$$\Delta P_{tie-i} = \frac{2\pi}{s} \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_j \right] \quad (2.24)$$

La ecuación (2.24) se presenta en forma de diagrama de bloques en la Figura 2.6, la cual representa la interacción que existe entre la i-ésima área de control con todas las demás. El efecto de los cambios de potencia en los enlaces de transmisión es análogo a un cambio en la carga, por lo que debe incluirse con los cambios de potencia mecánica, ΔP_m , y los cambios en la demanda, ΔP_L , solo se deben incluir con el signo adecuado [3]—[5].

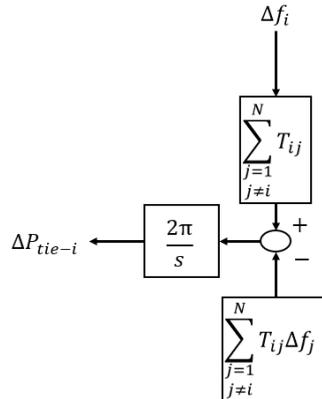


Figura 2.6: Diagrama de bloques representando los cambios de los flujos de potencia en los enlaces de transmisión de la i-ésima área para un sistema interconectado de N áreas.

Ahora se debe incluir el efecto de las desviaciones de potencia en los enlaces de transmisión en el lazo de control secundario. En sistemas interconectados, el objetivo del control secundario no solamente es direccionar los cambios en la frecuencia a un valor de cero, sino mantener los flujos de potencia en los enlaces de transmisión en un valor programado. Esto se logra mediante la adición de la señal de desviación de potencia en los enlaces de transmisión, ΔP_{tie} , en la señal ACE, por lo que ahora el

error de control de área para sistemas interconectados para la i -ésima área se define de la siguiente manera,

$$ACE_i = \Delta P_{tie-i} + \beta_i \Delta f_i \quad (2.25)$$

Un valor adecuado para el sesgo de frecuencia, β_i , [3]—[5],

$$\beta_i = D_i + \frac{1}{R_i} \quad (2.26)$$

Si se combina el diagrama de bloques de la Figura 2.6 con el de la Figura 2.4 y se considera el efecto de la ecuación (2.25), se llega al diagrama de bloques que se presenta en la Figura 2.7.

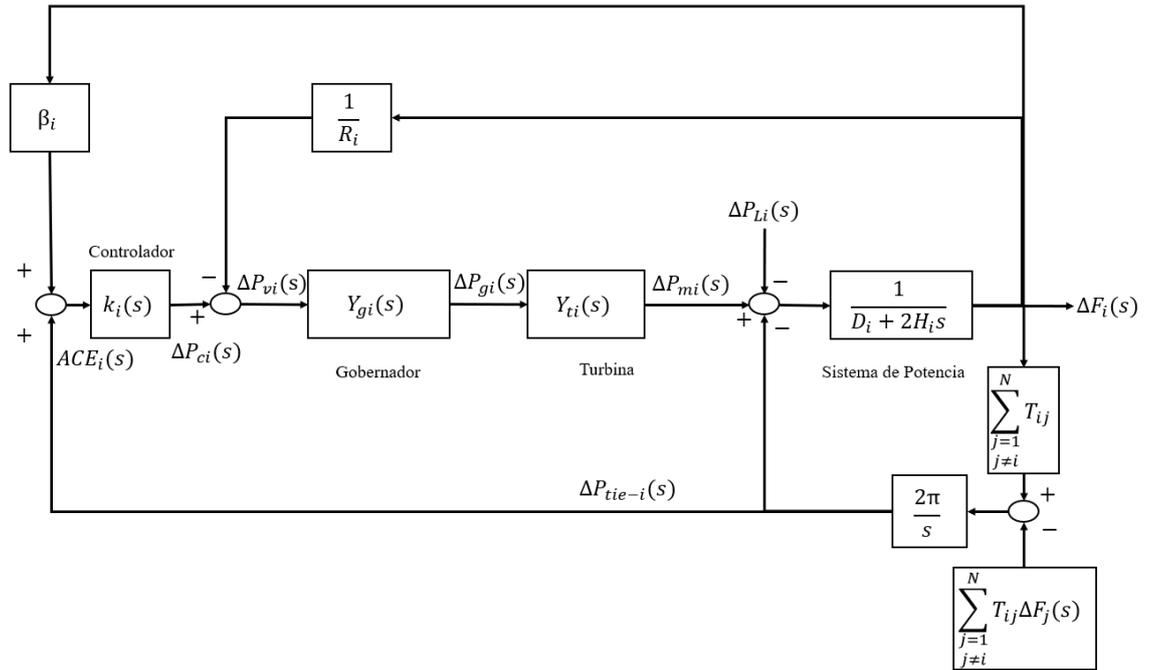


Figura 2.7: Área de control i con control primario y secundario en sistemas interconectados.

Cada área de control es responsable de las desviaciones de frecuencia locales y los cambios de flujos de potencia en sus enlaces de transmisión. La señal ACE se calcula y se destina al controlador $k(s)$, el cual manda una acción de control al sistema de gobernanación y turbina de cada unidad de generación y así, mantener las desviaciones de frecuencia en cero y los flujos de potencia en los enlaces de transmisión en los valores programados.

2.5. Modelo de control de frecuencia en sistemas interconectados considerando múltiples unidades de generación

En los sistemas eléctricos reales, las áreas operativas cuentan con muchas unidades de generación, tales como hidroeléctricas, térmicas, de gas, solares, eólicas, etc. las cuales, en el entorno operativo actual, pueden o no contribuir en la tarea del LFC que se realiza mediante un factor de participación que puede ser diferente para

cada unidad [3, 4]. Estos factores de participación son variables dependientes del tiempo y se calculan dinámicamente en función de precios de oferta, disponibilidad, problemas de congestión, costo y otras cuestiones relacionadas. Con el fin de considerar los efectos dinámicos de la generación en la tarea del LFC, el modelo mostrado en la Figura 2.7 puede modificarse como se muestra en la Figura 2.8.

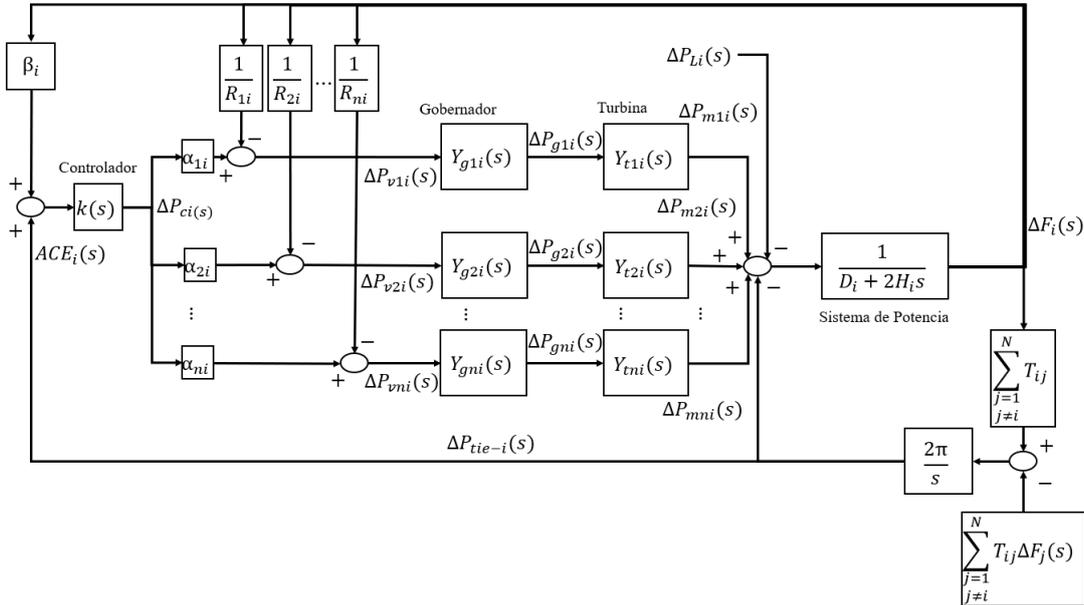


Figura 2.8: Sistema interconectado con múltiples unidades de generación y factores de participación de la i -ésima área de control.

Como se observa en la Figura 2.8 la potencia mecánica total aportada por todas las unidades de generación de la i -ésima área se puede definir de la siguiente manera,

$$\Delta P_{mi}(s) = \sum_{k=1}^n \Delta P_{mki}(s) \quad (2.27)$$

donde n es el número de unidades de generación del área i .

Considerando los efectos del control primario y secundario se puede obtener una expresión para la frecuencia del sistema como se muestra a continuación,

$$\Delta F_i(s) = \frac{1}{D_i + 2H_i s} \left[\sum_{k=1}^n \Delta P_{mki}(s) - \Delta P_{tie-i}(s) - \Delta P_{Li}(s) \right] \quad (2.28)$$

La potencia mecánica $\Delta P_{mki}(s)$ se puede expresar como,

$$\Delta P_{mki}(s) = Y_{gki}(s) Y_{tki}(s) \left[\alpha_{ki} \Delta P_{ci} - \frac{\Delta F_i}{R_{ki}} \right] \quad (2.29)$$

donde $Y_{gki}(s)$ y $Y_{tki}(s)$ son las funciones de transferencia del sistema de gobernación y turbina de la k -ésima unidad de generación en la i -ésima área de control respectivamente, mientras α_{ki} representa al factor de participación de la k -ésima unidad de generación en la i -ésima área de control.

Como la acción de control suplementario, $\Delta P_{ci}(s)$, debe ser satisfecha en su totalidad, se asume que la suma de todos los factores de participación de las

unidades de generación de la i -ésima área de control son igual a la unidad, lo que matemáticamente se expresa en la siguiente ecuación [3]—[5],

$$\sum_{k=1}^n \alpha_{ki} = 1, \quad 0 \leq \alpha_{ki} \leq 1 \quad (2.30)$$

De esta manera, cada unidad de generación, proporcionará solo una parte del total de la acción de control secundario en función de su factor de participación.

Sustituyendo la ecuación (2.29) en la ecuación (2.28) se tiene [3],

$$\Delta F_i(s) = \frac{1}{D_i + 2H_i s} \left[\sum_{k=1}^n M_{ki}(s) \left(\alpha_{ki} \Delta P_{ci} - \frac{\Delta F_i(s)}{R_{ki}} \right) - \Delta P_{tie-i}(s) - \Delta P_{Li}(s) \right] \quad (2.31)$$

donde $M_{ki} = Y_{gki}(s)Y_{tki}(s)$.

De esta forma se tiene una expresión para el LFC de sistemas interconectados cuando se tienen múltiples unidades de generación por área.

2.6. Controlador propuesto para el LFC

Típicamente, el control del LFC se realiza mediante una acción del tipo integral, I, de la forma $\frac{k_I}{s}$ [76], el cual se encarga de eliminar el error de estado estable, regresar al sistema a la frecuencia nominal de operación y de mantener los flujos de potencia de los enlaces de transmisión en los valores programados. Esto se realiza sintonizando de una manera adecuada la ganancia, K_I , del controlador. Sin embargo, algunas investigaciones indican que el uso de un controlador del tipo proporcional-integral, PI, para el control del LFC, presenta mejorías en la respuesta a la frecuencia de sistemas eléctricos de potencia cuando se consideran unidades de generación convencionales como no convencionales [18, 28, 29, 48, 56]. Por lo que surge la necesidad de implementar para este trabajo un control PI para el LFC, ya que los sistemas de potencia modernos, presentan una alta penetración de generación renovable, desregularización del mercado eléctrico, etc., lo que operativamente hablando, implica una mayor complejidad.

Si se considera el diagrama de la Figura 2.8, se observa que la señal $\Delta P_{ci}(s)$ es la salida de la acción de control $k_i(s)$ la cual se puede expresar como,

$$\Delta P_{ci}(s) = k_i(s) ACE_i(s) \quad (2.32)$$

Considerando un controlador PI se tiene,

$$k_i(s) = k_{P_i} + \frac{k_{I_i}}{s} \quad (2.33)$$

donde k_{P_i} y k_{I_i} son las constantes proporcional e integral del controlador de la i -ésima área de control respectivamente.

Si se sustituye la ecuación (2.25) y la (2.33) en (2.32) se tiene lo siguiente,

$$\Delta P_{ci}(s) = \left(k_{P_i} + \frac{k_{I_i}}{s} \right) (\Delta P_{tie-i}(s) + \beta_i \Delta F_i(s)) \quad (2.34)$$

Realizando el producto y multiplicando ambos lados de la ecuación (2.34) por el operador de Laplace, s , se tiene,

$$\Delta \dot{P}_{ci} = k_{Pi}(\beta_i \Delta \dot{f}_i + \Delta \dot{P}_{tie,i}) + k_{Ii}(\beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie,i}) \quad (2.35)$$

La ecuación (2.35) representa la acción de un controlador PI sobre la señal ACE_i para de esta manera eliminar el error de estado estable y mantener los valores de potencia programados a través de los enlaces de transmisión.

En próximas secciones, cuando se analicen los modelos dinámicos de las diferentes unidades de generación consideradas en este trabajo, el controlador para el LFC, $k_i(s)$, será considerado del tipo PI.

Capítulo 3

Modelo Matemático de Centrales Convencionales, RES y ESS para el Control de Frecuencia

3.1. Introducción

Es importante desarrollar con detalle los modelos diferentes dispositivos a considerar en el estudio de control de frecuencia, ya que cada uno de estos tendrá una respuesta dinámica diferente ante cualquier disturbio. Para las centrales convencionales es imprescindible el análisis de la respuesta inercial ante cualquier disturbio, así como la velocidad de respuesta por parte de los sistemas de gobernación y de las propias turbinas. En el caso de las fuentes no convencionales y los sistemas de almacenamiento de energía, es fundamental el estudio del efecto de los componentes electrónicos con los cuales están interconectados al sistema de potencia. Para ello se presenta una breve descripción del funcionamiento de todos estos dispositivos y, de manera detallada, como se desarrollan los modelos generalizados en espacio de estados a partir de su representación de diagramas de bloques para cada dispositivo considerado en esta tesis.

En este trabajo se incluyen los tipos de centrales convencionales térmicas sin recalentamiento, con recalentamiento simple, con recalentamiento doble e hidráulicas, mientras que en el caso de las no convencionales se incorporan la solar fotovoltaica y la eólica orientada como reguladora de frecuencia por medio de un modelo de control de inercia virtual. Por último, se integran el súper capacitor y la bobina superconductora como dispositivos de almacenamiento de energía.

3.2. Centrales térmicas

Este tipo de centrales eléctricas tiene como objetivo la obtención de calor partiendo de un suministro primario como la quema de carbón, petróleo, gas o mediante un reactor nuclear con el fin de producir vapor a alta presión y temperatura. Este vapor fluye a través de un conjunto de turbinas donde la energía térmica se convierte en energía mecánica haciendo girar un generador eléctrico para finalmente transformar la energía mecánica en energía eléctrica. El vapor producido en la caldera se seca y se sobrecalienta por los gases de combustión en su trayecto hacia la chimenea. El vapor sobrecalentado fluye a través de una válvula de control hacia la turbina de alta presión.

Esta válvula es la encargada de regular el flujo de vapor en función de las necesidades de potencia requeridas por la central. Dependiendo del tipo de turbina, ya sea, sin recalentamiento, con recalentamiento simple o doble, este vapor sale de la turbina de alta presión y puede o no incorporarse a un proceso de recalentamiento sencillo o doble, donde se recalienta antes de fluir hacia la turbina de media presión. Este proceso de recalentamiento del vapor se utiliza para aumentar la eficiencia de la central, pero como consecuencia los tiempos de respuesta aumentan [5, 77, 78]. El vapor de escape de la turbina de media presión fluye de manera directa hacia las turbinas de baja presión, y a su vez, el vapor de escape de las turbinas de baja presión fluye hacia el condensador. Una bomba impulsa el agua del condensador hacia la caldera para comenzar de nuevo el proceso.

El modelo matemático para una turbina de vapor se puede representar mediante una función de transferencia de primer orden como se muestra a continuación [3, 4, 5, 77, 78],

$$T_g(s) = \frac{1}{1 + T_g s} \quad (3.1)$$

Los sistemas de gobernación de unidades térmicas cuentan con una caída de estado estable que típicamente es del 5% o del 6% [75]. En la Figura 3.1 se muestra un modelo genérico para los sistemas de gobernación de centrales térmicas. El presente modelo cuenta con un regulador de velocidad y un servomotor en caso de tratarse de una unidad muy grande. También se desprecian las no linealidades correspondientes a la válvula y la cámara de vapor. En el presente trabajo, los modelos de unidades térmicas implementados utilizan sistemas de gobernación sin servomotor [5, 78].

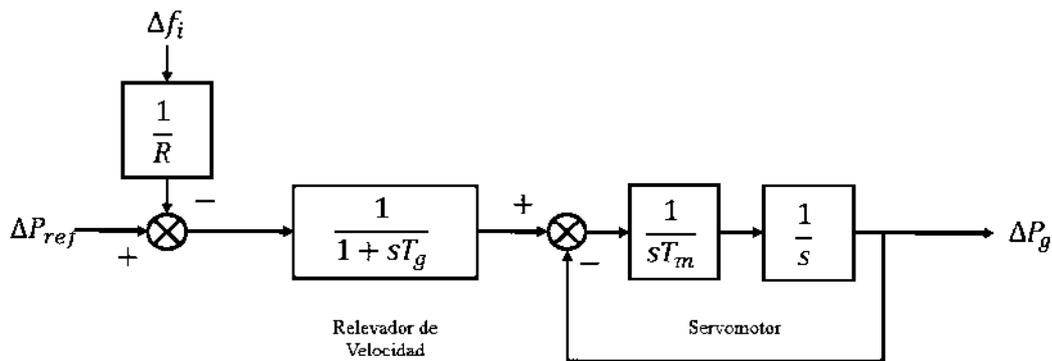


Figura 3.1: Modelo genérico de sistema de gobernación para central térmica.

3.2.1. Modelo de central térmica sin recalentamiento

Este tipo de central carece de etapa de recalentamiento, por lo tanto, solo se tiene la etapa de alta presión y posteriormente el vapor se direcciona al condensador. El esquema básico para este tipo de turbinas se muestra en la Figura 3.2 [75].

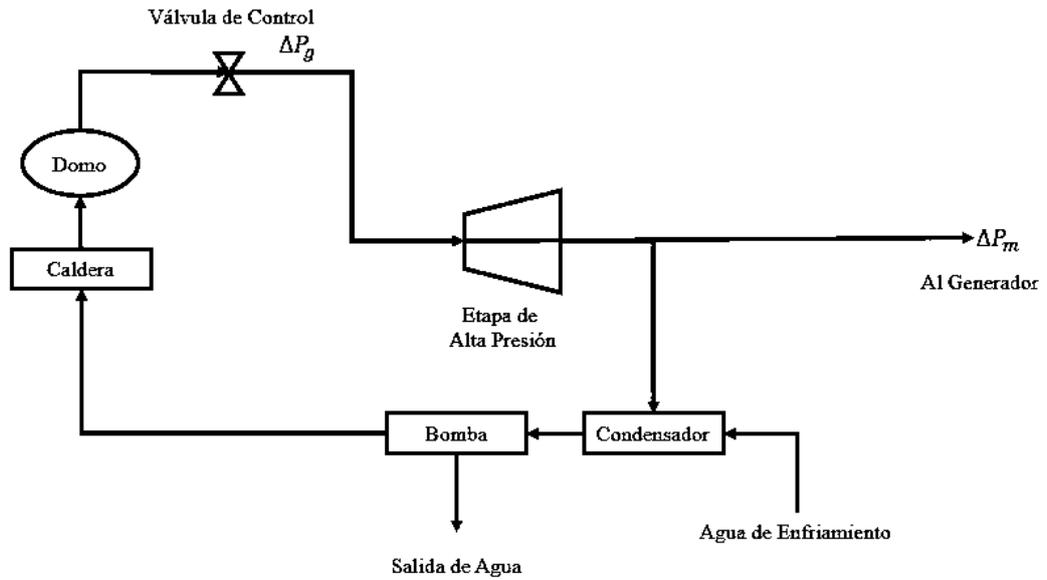


Figura 3.2: Esquema básico de funcionamiento de central térmica sin recalentamiento.

El esquema básico para un sistema interconectado multimáquina con centrales térmicas sin recalentamiento se observa en la Figura 3.3 [3, 4].

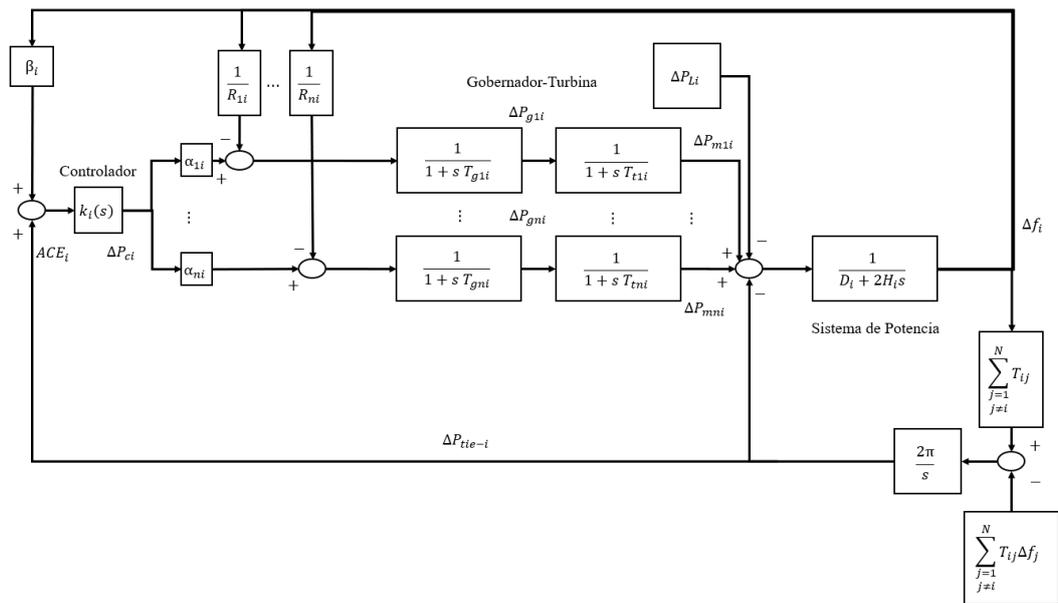


Figura 3.3: Diagrama de bloques para sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas sin recalentamiento.

Las ecuaciones diferenciales asociadas a la Figura 3.3 se presentan a continuación,

$$\dot{\Delta f}_i = \frac{1}{2H_i} (\Delta P_{m1i} + \dots + \Delta P_{mni} - \Delta P_{Li} - \Delta P_{tie-i} - D_i \Delta f_i)$$

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{P}_{tie-i} &= 2\pi \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_j \right] \\
\Delta \dot{P}_{m1i} &= \frac{1}{T_{t1i}} (\Delta P_{g1i} - \Delta P_{m1i}) \\
&\vdots \\
\Delta \dot{P}_{mni} &= \frac{1}{T_{tni}} (\Delta P_{gni} - \Delta P_{mni}) \\
\Delta \dot{P}_{g1i} &= \frac{1}{T_{g1i}} (\alpha_{1i} \Delta P_{ci} - \Delta P_{g1i} - \frac{\Delta f_i}{R_{1i}}) \\
&\vdots \\
\Delta \dot{P}_{gni} &= \frac{1}{T_{gni}} (\alpha_{ni} \Delta P_{ci} - \Delta P_{gni} - \frac{\Delta f_i}{R_{ni}}) \\
\Delta \dot{P}_{ci} &= k_{Pi} (\beta_i \Delta f_i + \Delta \dot{P}_{tie-i}) + k_{Ii} (\beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie-i})
\end{aligned} \tag{3.2}$$

donde Δf_i son las desviaciones de frecuencia, $\Delta P_{m1i} \dots \Delta P_{mni}$ son las potencias de las turbinas de todas las unidades de generación, $\Delta P_{g1i} \dots \Delta P_{gni}$ son las posiciones de las válvulas de los gobernadores de todas las unidades de generación, ΔP_{ci} es la señal de control secundario, ΔP_{tie-i} son las variaciones del flujo de potencia en las líneas de transmisión, ΔP_{Li} es la carga demandada, D_i es el amortiguamiento de la carga, H_i es la constante de inercia del sistema, $T_{t1i} \dots T_{tni}$ son las constantes de tiempo de las turbinas de todas las unidades de generación, $T_{g1i} \dots T_{gni}$ son las constantes de tiempo de los gobernadores de todas las unidades de generación, $R_{1i} \dots R_{ni}$ son las constantes de regulación de todas las unidades de generación, $\alpha_{1i} \dots \alpha_{ni}$ son los factores de participación de todas las unidades de generación, β_i es la característica de respuesta a la frecuencia, k_{Pi} es la constante proporcional del controlador, k_{Ii} es la constante integral del controlador, T_{ij} es el coeficiente de par de sincronización, N es el número de áreas y n es el número de unidades de generación térmicas sin recalentamiento.

Solucionando el conjunto de ecuaciones (3.2) en espacio de estados de la forma,

$$\dot{x}_i = A_i x_i + B_{1i} u_i + B_{2i} w_i \tag{3.3}$$

$$y_i = C_i x_i \tag{3.4}$$

donde A_i es de orden $(3+2n) \times (3+2n)$, B_{1i} y B_{2i} son de orden $(3+2n) \times 1$, C_i es de orden $1 \times (3+2n)$, x_i representa el vector de estados el cual es de orden $(3+2n) \times 1$ cuyas variables son,

$$x_i^T = [\Delta f_i \quad \Delta P_{tie,i} \quad x_{mi} \quad x_{gi} \quad \Delta P_{ci}] \tag{3.5}$$

donde x_{mi} y x_{gi} son,

$$x_{mi} = [\Delta P_{m1i} \quad \dots \quad \Delta P_{mni}] \tag{3.6}$$

$$x_{gi} = [\Delta P_{g1i} \quad \dots \quad \Delta P_{gni}] \tag{3.7}$$

Mientras que la salida del sistema es la señal de error de control de área, es decir,

$$y_i = ACE_i = \beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie-i} \tag{3.8}$$

Los vectores u_i y ω_i representan los disturbios de demanda en la i -ésima área de control y las interacciones con las demás áreas operativas respectivamente. De manera matemática se definen a continuación,

$$u_i = \Delta P_{Li} \quad (3.9)$$

$$w_i = v_i \quad (3.10)$$

donde v_i representa las interacciones de la i -ésima área de control con las demás áreas del sistema y está definido por,

$$v_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n T_{ij} \Delta f_j \quad (3.11)$$

Las matrices del sistema se definen de la siguiente manera,

$$A_i = \begin{bmatrix} A_{i11} & A_{i12} & A_{i13} & A_{i14} \\ A_{i21} & A_{i22} & A_{i23} & A_{i24} \\ A_{i31} & A_{i32} & A_{i33} & A_{i34} \\ A_{i41} & A_{i42} & A_{i43} & A_{i44} \end{bmatrix}, \quad B_{1i} = \begin{bmatrix} B_{1i1} \\ B_{1i2} \\ B_{1i3} \\ B_{1i4} \end{bmatrix}, \quad B_{2i} = \begin{bmatrix} B_{2i1} \\ B_{2i2} \\ B_{2i3} \\ B_{2i4} \end{bmatrix}$$

$$C_i = [C_{1i} \quad C_{2i} \quad C_{3i} \quad C_{4i}]$$

Y cada submatriz es,

$$A_{i11} = \begin{bmatrix} \frac{-D_i}{2H_i} & \frac{-1}{2H_i} \\ 2\pi \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} & 0 \end{bmatrix}, \quad A_{i12} = \begin{bmatrix} \frac{1}{2H_i} & \cdots & \frac{1}{2H_i} \\ 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix}_{2 \times n}, \quad A_{i13} = [0]_{2 \times n}, \quad A_{i14} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$A_{i21} = [0]_{n \times 2}, \quad A_{i22} = \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{t1i}} \quad \cdots \quad \frac{-1}{T_{tni}} \right], \quad A_{i23} = \text{diag} \left[\frac{1}{T_{t1i}} \quad \cdots \quad \frac{1}{T_{tni}} \right]$$

$$A_{i24} = [0]_{n \times 1}, \quad A_{i31} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{T_{g1i} R_{1i}} & 0 \\ \vdots & \vdots \\ -1 & 0 \\ \frac{-1}{T_{gni} R_{ni}} & 0 \end{bmatrix}_{n \times 2}, \quad A_{i32} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i33} = \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{g1i}} \quad \cdots \quad \frac{-1}{T_{gni}} \right]$$

$$A_{i34} = \begin{bmatrix} \frac{\alpha_{1i}}{T_{g1i}} \\ \vdots \\ \frac{\alpha_{ni}}{T_{gni}} \end{bmatrix}_{n \times 1}, \quad A_{i41} = [\gamma_i \quad \rho_i], \quad A_{i42} = [\mu_i]_{1 \times n}, \quad A_{i43} = [0]_{1 \times n}, \quad A_{i44} = [0]$$

donde,

$$\gamma_i = \frac{-k_{P_i}\beta_i D_i}{2H_i} + k_{P_i}2\pi \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} + k_{I_i}\beta_i \quad (3.12)$$

$$\rho_i = \frac{-k_{P_i}\beta_i}{2H_i} + k_{I_i} \quad (3.13)$$

$$\mu_i = \frac{-k_{P_i}\beta_i}{2H_i} \quad (3.14)$$

$$B_{1i1} = \begin{bmatrix} -1 \\ \frac{1}{2H_i} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad B_{1i2} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{1i3} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{1i4} = [-\mu_i], \quad B_{2i1} = \begin{bmatrix} 0 \\ -2\pi \end{bmatrix}$$

$$B_{2i2} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{2i3} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{2i4} = [-k_{P_i}2\pi], \quad C_{1i} = [\beta_i \ 1], \quad C_{2i} = [0]_{1 \times n}$$

$$C_{3i} = [0]_{1 \times n}, \quad C_{4i} = [0]$$

3.2.2. Modelo de central térmica con recalentamiento simple

En una central térmica, el incluir una etapa de recalentamiento aumenta la eficiencia de la central, pero influye directamente en la velocidad de respuesta, pues esta se vuelve más lenta por los nuevos procesos considerados en este tipo de unidad [78]. El esquema básico para este tipo de turbinas se muestra en la Figura 3.4.

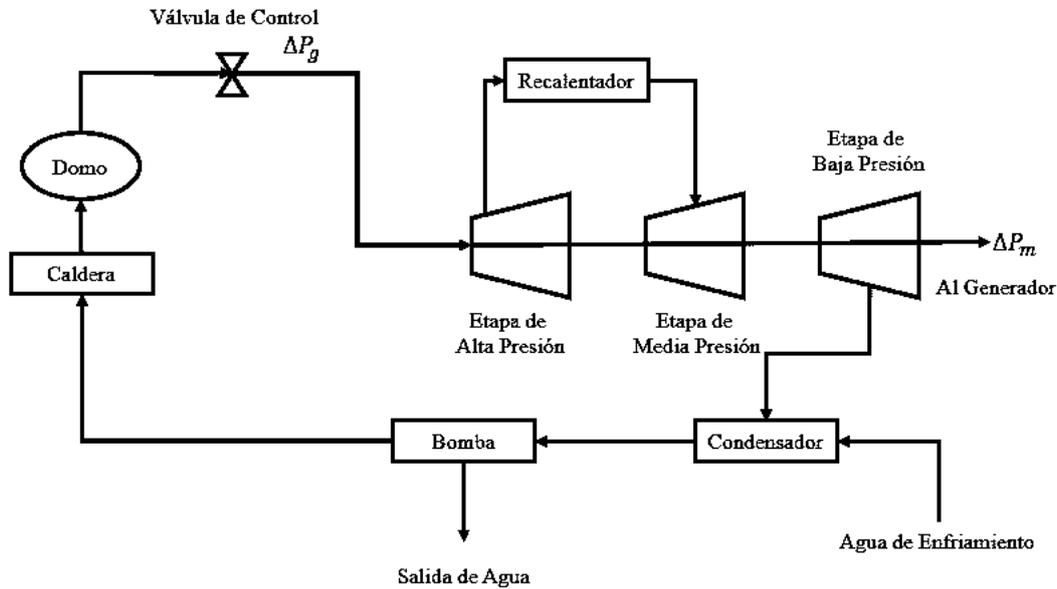


Figura 3.4: Esquema básico de funcionamiento de central térmica con recalentamiento simple.

Una vez que el vapor sale de la etapa de alta presión, este se direcciona al recalentador para posteriormente ingresar a la etapa de media presión. El vapor de escape fluye hacia las turbinas de baja presión y posteriormente al condensador. Como ya se mencionó, este tipo de turbina implica nuevos retrasos de tiempo, los

cuales se deben a la etapa del recalentamiento y el direccionamiento hacia la etapa de baja presión y se pueden modelar mediante las constantes temporales T_{RH1} y T_{CO} . Los valores típicos para estas constantes de tiempo son 4-11 segundos y 0.3-0.5 segundos respectivamente [5, 77, 78].

El esquema básico para un sistema interconectado multimáquina con centrales térmicas con recalentamiento simple se observa en las Figuras 3.5 y 3.6 [77, 78]. La Figura 3.6 representa el proceso de recalentado simple de la unidad.

Debido a que la apertura de la válvula puede llegar al 100 %, la suma de las fracciones de potencia de las diferentes secciones de la turbina, $F_{HP} + F_{IP} + F_{LP}$, debe ser igual a la unidad. Los valores típicos para las fracciones de potencia F_{HP} , F_{IP} y F_{LP} son 0.3, 0.3 y 0.4 respectivamente [5].

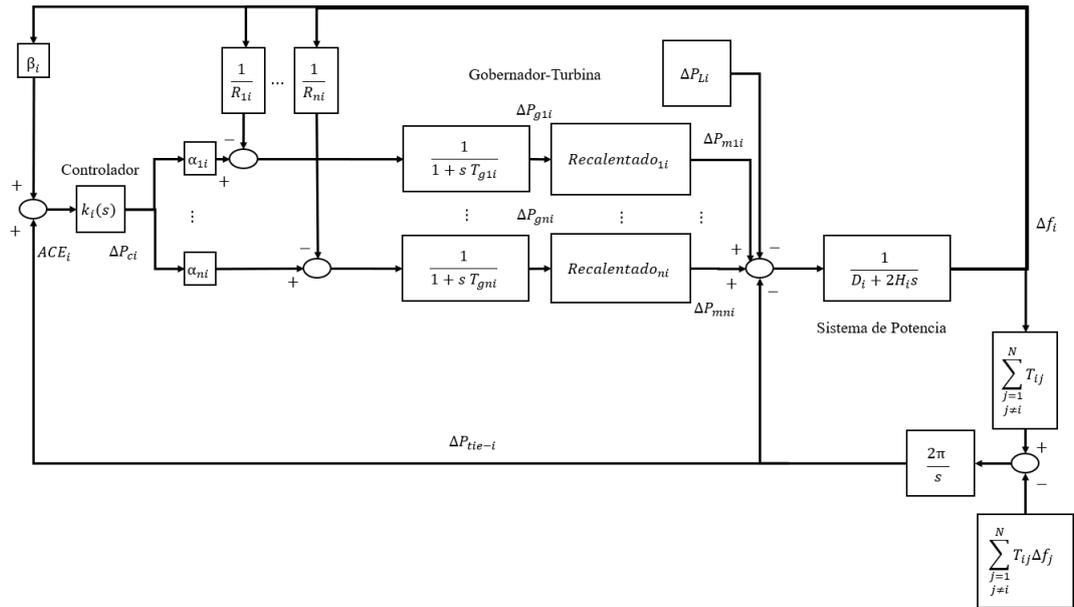


Figura 3.5: Diagrama de bloques para sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas con recalentamiento simple.

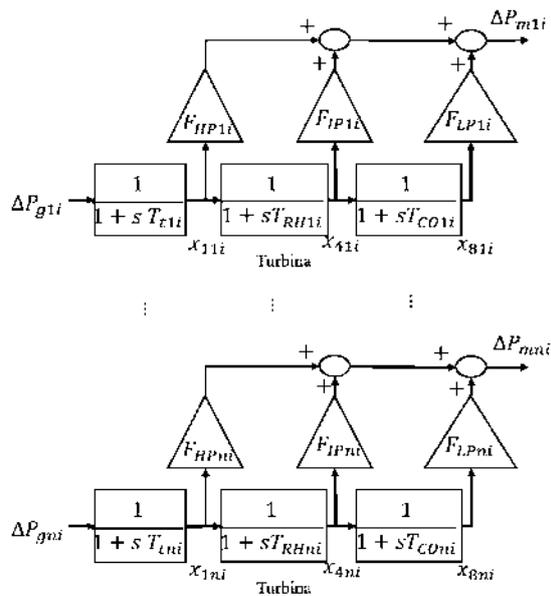


Figura 3.6: Etapa de recalentamiento en unidad térmica con recalentado simple.

Las ecuaciones diferenciales asociadas con las Figuras 3.5 y 3.6 se muestran a continuación,

$$\begin{aligned}
\dot{\Delta f}_i &= \frac{1}{2H_i} (\Delta x_{11i} F_{HP1i} + \dots + \Delta x_{1ni} F_{HPni} + \Delta x_{41i} F_{IP1i} + \dots + \\
&\quad \Delta x_{4ni} F_{IPni} + \Delta x_{81i} F_{LP1i} + \dots + \Delta x_{8ni} F_{LPni} - \Delta P_{Li} - \Delta P_{tie-i} \\
&\quad - D_i \Delta f_i) \\
\Delta \dot{P}_{tie-i} &= 2\pi \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_j \right] \\
\Delta \dot{x}_{11i} &= \frac{1}{T_{t1i}} (\Delta P_{g1i} - \Delta x_{11i}) \\
&\quad \vdots \\
\Delta \dot{x}_{1ni} &= \frac{1}{T_{tni}} (\Delta P_{gni} - \Delta x_{1ni}) \\
\Delta \dot{x}_{41i} &= \frac{1}{T_{RH1i}} (\Delta x_{11i} - \Delta x_{41i}) \\
&\quad \vdots \\
\Delta \dot{x}_{4ni} &= \frac{1}{T_{RHni}} (\Delta x_{1ni} - \Delta x_{4ni}) \\
\Delta \dot{x}_{81i} &= \frac{1}{T_{CO1i}} (\Delta x_{41i} - \Delta x_{81i}) \\
&\quad \vdots \\
\Delta \dot{x}_{8ni} &= \frac{1}{T_{COni}} (\Delta x_{4ni} - \Delta x_{8ni}) \\
\Delta \dot{P}_{g1i} &= \frac{1}{T_{g1i}} \left(\alpha_{1i} \Delta P_{ci} - \Delta P_{g1i} - \frac{\Delta f_i}{R_{1i}} \right) \\
&\quad \vdots \\
\Delta \dot{P}_{gni} &= \frac{1}{T_{gni}} \left(\alpha_{ni} \Delta P_{ci} - \Delta P_{gni} - \frac{\Delta f_i}{R_{ni}} \right) \\
\Delta \dot{P}_{ci} &= k_{Pi} (\beta_i \dot{\Delta f}_i + \Delta \dot{P}_{tie-i}) + k_{Ii} (\beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie-i})
\end{aligned} \tag{3.15}$$

donde $F_{HP1i} \dots F_{HPni}$ son las fracciones de vapor de alta presión, $F_{IP1i} \dots F_{IPni}$ son las fracciones de vapor de media presión, $F_{LP1i} \dots F_{LPni}$ son las fracciones de vapor de baja presión, $T_{RH1i} \dots F_{RHni}$ son las constantes de tiempo del recalentador, $T_{CO1i} \dots F_{COni}$ son las constantes de tiempo de conducción a baja presión, $\Delta x_{11i} \dots \Delta x_{1ni}$ son las desviaciones de potencia en alta presión, $\Delta x_{41i} \dots \Delta x_{4ni}$ son las desviaciones de potencia en media presión y $\Delta x_{8i} \dots \Delta x_{8ni}$ son las desviaciones de potencia en baja presión.

Solucionando el conjunto de ecuaciones (3.15) en espacio de estados de la forma,

$$\dot{x}_{is} = A_{is} x_{is} + B_{1is} u_i + B_{2is} w_i \tag{3.16}$$

$$y_{is} = C_{is} x_{is} \tag{3.17}$$

donde A_{is} es de orden $(3 + 4n) \times (3 + 4n)$, B_{1is} y B_{2is} son de orden $(3 + 4n) \times 1$, C_{is} es de orden $1 \times (3 + 4n)$, x_{is} representa el vector de estados el cual es de orden $(3 + 4n) \times 1$ cuyas variables son,

$$x_{is}^T = [\Delta f_i \quad \Delta P_{tie,i} \quad x_{1i} \quad x_{4i} \quad x_{8i} \quad x_{gsi} \quad \Delta P_{ci}] \quad (3.18)$$

donde x_{1i} , x_{4i} , x_{8i} y x_{gi} son,

$$x_{1i} = [\Delta x_{11i} \quad \dots \quad \Delta x_{1ni}] \quad (3.19)$$

$$x_{4i} = [\Delta x_{41i} \quad \dots \quad \Delta x_{4ni}] \quad (3.20)$$

$$x_{8i} = [\Delta x_{81i} \quad \dots \quad \Delta x_{8ni}] \quad (3.21)$$

$$x_{gsi} = [\Delta P_{g1i} \quad \dots \quad \Delta P_{gni}] \quad (3.22)$$

Mientras que la salida y las excitaciones son idénticas a lo presentado en las ecuaciones (3.8), (3.9) y (3.10) respectivamente.

Las matrices del sistema se definen como sigue,

$$A_{is} = \begin{bmatrix} A_{i11s} & A_{i12s} & A_{i13s} & A_{i14s} & A_{i15s} & A_{i16s} \\ A_{i21s} & A_{i22s} & A_{i23s} & A_{i24s} & A_{i25s} & A_{i26s} \\ A_{i31s} & A_{i32s} & A_{i33s} & A_{i34s} & A_{i35s} & A_{i36s} \\ A_{i41s} & A_{i42s} & A_{i43s} & A_{i44s} & A_{i45s} & A_{i46s} \\ A_{i51s} & A_{i52s} & A_{i53s} & A_{i54s} & A_{i55s} & A_{i56s} \\ A_{i61s} & A_{i62s} & A_{i63s} & A_{i64s} & A_{i65s} & A_{i66s} \end{bmatrix}, \quad B_{1is} = \begin{bmatrix} B_{1i1s} \\ B_{1i2s} \\ B_{1i3s} \\ B_{1i4s} \\ B_{1i5s} \\ B_{1i6s} \end{bmatrix}, \quad B_{2is} = \begin{bmatrix} B_{2i1s} \\ B_{2i2s} \\ B_{2i3s} \\ B_{2i4s} \\ B_{2i5s} \\ B_{2i6s} \end{bmatrix}$$

$$C_{is} = [C_{1is} \quad C_{2is} \quad C_{3is} \quad C_{4is} \quad C_{5is} \quad C_{6is}]$$

donde cada submatriz es,

$$A_{i11s} = \begin{bmatrix} \frac{-D_i}{2H_i} & \frac{-1}{2H_i} \\ 2\pi \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} & 0 \end{bmatrix}, \quad A_{i12s} = \begin{bmatrix} \frac{F_{HP1i}}{2H_i} & \dots & \frac{F_{HPni}}{2H_i} \\ 0 & \dots & 0 \end{bmatrix}_{2 \times n}$$

$$A_{i13s} = \begin{bmatrix} \frac{F_{IP1i}}{2H_i} & \dots & \frac{F_{IPni}}{2H_i} \\ 0 & \dots & 0 \end{bmatrix}_{2 \times n}, \quad A_{i14s} = \begin{bmatrix} \frac{F_{LP1i}}{2H_i} & \dots & \frac{F_{LPni}}{2H_i} \\ 0 & \dots & 0 \end{bmatrix}_{2 \times n}, \quad A_{i15s} = [0]_{2 \times n}$$

$$A_{i16s} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad A_{i21s} = [0]_{n \times 2}, \quad A_{i22s} = \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{t1i}} \quad \dots \quad \frac{-1}{T_{tni}} \right], \quad A_{i23s} = [0]_{n \times n}$$

$$A_{i24s} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i25s} = \text{diag} \left[\frac{1}{T_{t1i}} \quad \dots \quad \frac{1}{T_{tni}} \right], \quad A_{i26s} = [0]_{n \times 1}, \quad A_{i31s} = [0]_{n \times 2}$$

$$A_{i32s} = \text{diag} \left[\frac{1}{T_{RH1i}} \quad \dots \quad \frac{1}{T_{RHni}} \right], \quad A_{i33s} = \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{RH1i}} \quad \dots \quad \frac{-1}{T_{RHni}} \right], \quad A_{i34s} = [0]_{n \times n}$$

$$A_{i35s} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i36s} = [0]_{n \times 1}, \quad A_{i41s} = [0]_{n \times 2}, \quad A_{i42s} = [0]_{n \times n}$$

$$A_{i43s} = \text{diag} \left[\frac{1}{T_{CO1i}} \quad \dots \quad \frac{1}{T_{COni}} \right], \quad A_{i44s} = \left[\frac{-1}{T_{CO1i}} \quad \dots \quad \frac{-1}{T_{COni}} \right], \quad A_{i45s} = [0]_{n \times n}$$

$$A_{i46s} = [0]_{n \times 1}, \quad A_{i51s} = \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ \frac{T_{g1i} R_{1i}}{} & \vdots \\ \vdots & \vdots \\ -1 & 0 \\ \frac{T_{gni} R_{ni}}{} & \vdots \end{bmatrix}_{n \times 2}, \quad A_{i52s} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i53s} = [0]_{n \times n}$$

$$A_{i54s} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i55s} = \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{g1i}} \quad \dots \quad \frac{-1}{T_{gni}} \right], \quad A_{i56s} = \begin{bmatrix} \frac{\alpha_{1i}}{T_{g1i}} \\ \vdots \\ \frac{\alpha_{ni}}{T_{gni}} \end{bmatrix}_{n \times 1}, \quad A_{i61s} = [\gamma_i \quad \rho_i]$$

$$A_{i62s} = [\mu_i F_{HP1i} \quad \dots \quad \mu_i F_{HPni}]_{1 \times n}, \quad A_{i63s} = [\mu_i F_{IP1i} \quad \dots \quad \mu_i F_{IPni}]_{1 \times n}$$

$$A_{i64s} = [\mu_i F_{LP1i} \quad \dots \quad \mu_i F_{LPni}]_{1 \times n}, \quad A_{i65s} = [0]_{1 \times n}, \quad A_{i66s} = [0], \quad B_{1i1s} = \begin{bmatrix} -1 \\ 2H_i \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$B_{1i2s} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{1i3s} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{1i4s} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{1i5s} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{1i6s} = [-\mu_i]$$

$$B_{2i1s} = \begin{bmatrix} 0 \\ -2\pi \end{bmatrix}, \quad B_{2i2s} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{2i3s} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{2i4s} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{2i5s} = [0]_{n \times 1}$$

$$B_{2i6s} = [-2\pi k_{Pi}], \quad C_{1is} = [\beta_i \quad 1], \quad C_{2is} = [0]_{1 \times n}, \quad C_{3is} = [0]_{1 \times n}, \quad C_{4is} = [0]_{1 \times n}$$

$$C_{5is} = [0]_{1 \times n}, \quad C_{6is} = [0]$$

3.2.3. Modelo de central térmica con recalentamiento doble

Al igual que en la turbina de recalentamiento simple, la turbina de recalentamiento doble aumenta su eficiencia, pero sus tiempos de respuesta son aún más lentos [78]. El esquema básico para una turbina con recalentamiento doble se muestra en la Figura 3.7.

En este modelo se incluye una etapa de extra alta presión, donde posteriormente el vapor entra a la primera etapa de recalentamiento e ingresa a la etapa de alta presión, luego entra a la segunda etapa de recalentado y es direccionado hacia la etapa de media presión, donde finalmente es dirigido a la etapa de baja presión y sale por el condensador [75]. Como ahora se cuenta con una etapa extra de recalentado, se debe considerar esto en el modelo de la central y se hace a través de la inclusión de otra constante temporal T_{RH2} , cuyo valor típico, al igual que la T_{RH1} , se encuentra entre 4-11 segundos [5, 78].

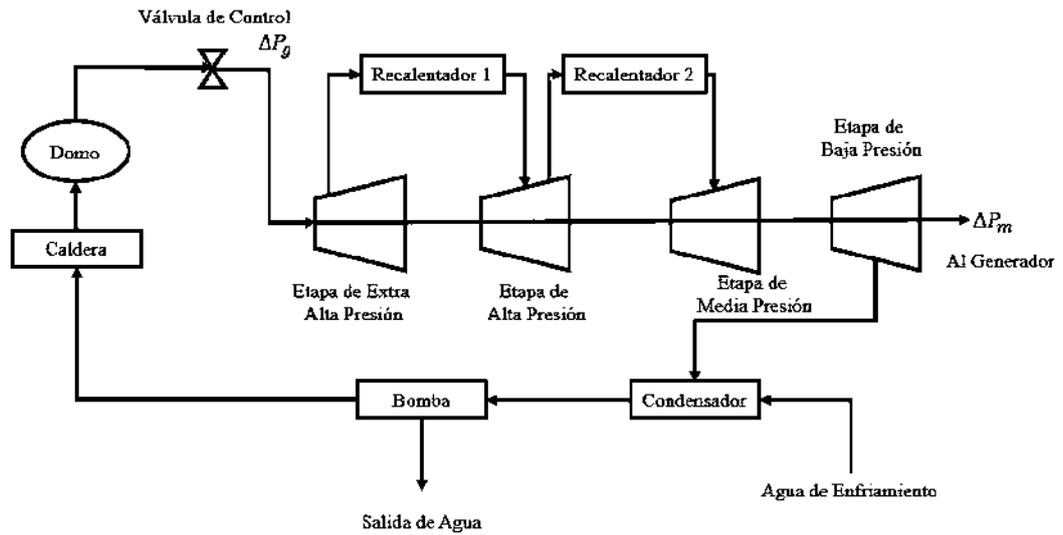


Figura 3.7: Esquema básico de funcionamiento de central térmica con recalentamiento doble.

El esquema básico para un sistema interconectado multimáquina con centrales térmicas con recalentamiento doble se observa en las Figuras 3.8 y 3.9 [77, 78]. La Figura 3.9 representa el proceso de recalentado doble de la unidad.

Al igual que el caso de recalentamiento simple, la válvula puede llegar al 100 %, entonces la suma de las fracciones de potencia de las diferentes secciones de la turbina $F_{VHP} + F_{HP} + F_{IP} + F_{LP}$ debe ser igual a la unidad. Los valores típicos para las fracciones de potencia para este tipo de unidad son F_{VHP} , F_{HP} , F_{IP} y F_{LP} son 0.22, 0.22, 0.3 y 0.26 respectivamente [77].

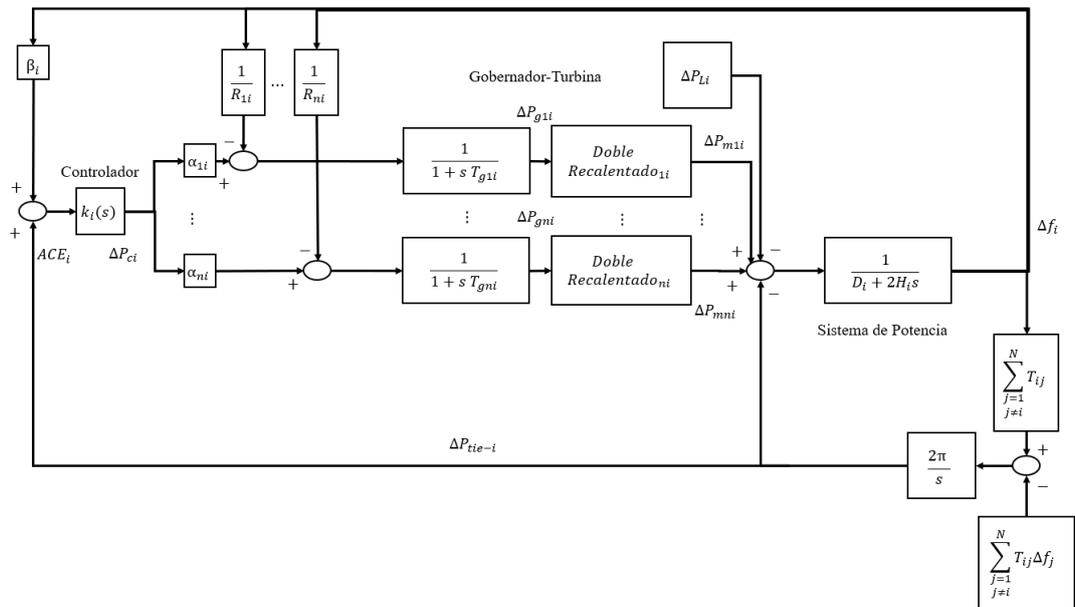


Figura 3.8: Diagrama de bloques para sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas con recalentamiento doble.

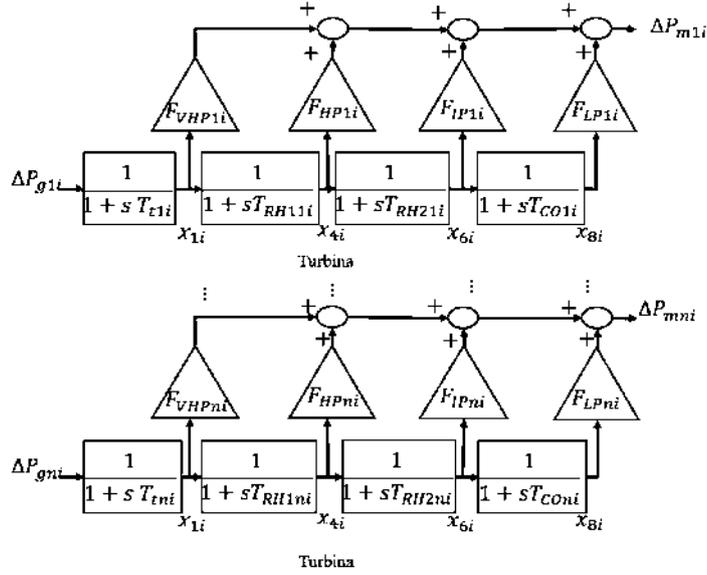


Figura 3.9: Etapa de recalentamiento en unidad térmica con recalentado doble.

Las ecuaciones diferenciales asociadas con las Figuras 3.8 y 3.9 se muestran a continuación,

$$\begin{aligned} \dot{\Delta f}_i &= \frac{1}{2H_i} (\Delta x_{11i} F_{VHP1i} + \dots + \Delta x_{1ni} F_{VHPni} + \Delta x_{41i} F_{HP1i} + \dots + \\ &\quad \Delta x_{4ni} F_{HPni} + \Delta x_{61i} F_{IP1i} + \dots + \Delta x_{6ni} F_{IPni} + \Delta x_{81i} F_{LP1i} + \dots \\ &\quad + \Delta x_{8ni} F_{LPni} - \Delta P_{Li} - \Delta P_{tie-i} - D_i \Delta f_i) \\ \Delta \dot{P}_{tie-i} &= 2\pi \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_j \right] \\ \Delta \dot{x}_{11i} &= \frac{1}{T_{t1i}} (\Delta P_{g1i} - \Delta x_{11i}) \\ &\quad \vdots \\ \Delta \dot{x}_{1ni} &= \frac{1}{T_{t1ni}} (\Delta P_{g1ni} - \Delta x_{1ni}) \\ \Delta \dot{x}_{41i} &= \frac{1}{T_{RH11i}} (\Delta x_{11i} - \Delta x_{41i}) \\ &\quad \vdots \\ \Delta \dot{x}_{4ni} &= \frac{1}{T_{RH1ni}} (\Delta x_{1ni} - \Delta x_{4ni}) \\ \Delta \dot{x}_{61i} &= \frac{1}{T_{RH21i}} (\Delta x_{41i} - \Delta x_{61i}) \\ &\quad \vdots \\ \Delta \dot{x}_{6ni} &= \frac{1}{T_{RH2ni}} (\Delta x_{4ni} - \Delta x_{6ni}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{x}_{81i} &= \frac{1}{T_{CO1i}} (\Delta x_{41i} - \Delta x_{81i}) \\
&\vdots \\
\Delta \dot{x}_{8ni} &= \frac{1}{T_{COni}} (\Delta x_{4ni} - \Delta x_{8ni}) \\
\Delta \dot{P}_{g1i} &= \frac{1}{T_{g1i}} \left(\alpha_{1i} \Delta P_{ci} - \Delta P_{g1i} - \frac{\Delta f_i}{R_{1i}} \right) \\
&\vdots \\
\Delta \dot{P}_{gni} &= \frac{1}{T_{gni}} \left(\alpha_{ni} \Delta P_{ci} - \Delta P_{gni} - \frac{\Delta f_i}{R_{ni}} \right) \\
\Delta \dot{P}_{ci} &= k_{Pi} (\beta_i \Delta \dot{f}_i + \Delta \dot{P}_{tie-i}) + k_{Ii} (\beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie-i})
\end{aligned} \tag{3.23}$$

donde $T_{RH11i} \dots T_{RH1ni}$ son las constantes de tiempo del recalentador a alta presión, $T_{RH21i} \dots T_{RH2ni}$ son las constantes de tiempo del recalentador a media presión, $F_{VHP1i} \dots F_{VHPni}$ son las fracciones de vapor en muy alta presión, $\Delta x_{11i} \dots \Delta x_{1ni}$ son las desviaciones de potencia en muy alta presión, $\Delta x_{41i} \dots \Delta x_{4ni}$ son las desviaciones de potencia en alta presión, $\Delta x_{61i} \dots \Delta x_{6ni}$ son las desviaciones de potencia en media presión y $\Delta x_{81i} \dots \Delta x_{8ni}$ son las desviaciones de potencia en baja presión.

Solucionando el conjunto de ecuaciones (3.23) en espacio de estados de la forma,

$$\dot{x}_{id} = A_{id}x_{id} + B_{1id}u_i + B_{2id}w_i \tag{3.24}$$

$$y_{id} = C_{id}x_{id} \tag{3.25}$$

donde A_{id} es de orden $(3 + 5n) \times (3 + 4n)$, B_{1id} y B_{2id} son de orden $(3 + 5n) \times 1$, C_{id} es de orden $1 \times (3 + 5n)$, x_{id} representa el vector de estados el cual es de orden $(3 + 5n) \times 1$ cuyas variables son,

$$x_{id}^T = [\Delta f_i \quad \Delta P_{tie,i} \quad x_{1di} \quad x_{4di} \quad x_{6di} \quad x_{8di} \quad x_{gdi} \quad \Delta P_{ci}] \tag{3.26}$$

donde x_{1i} , x_{4i} , x_{6i} , x_{8i} y x_{gi} son,

$$x_{1di} = [\Delta x_{11i} \quad \dots \quad \Delta x_{1ni}] \tag{3.27}$$

$$x_{4di} = [\Delta x_{41i} \quad \dots \quad \Delta x_{4ni}] \tag{3.28}$$

$$x_{6di} = [\Delta x_{61i} \quad \dots \quad \Delta x_{6ni}] \tag{3.29}$$

$$x_{8di} = [\Delta x_{81i} \quad \dots \quad \Delta x_{8ni}] \tag{3.30}$$

$$x_{gdi} = [\Delta P_{g1i} \quad \dots \quad \Delta P_{gni}] \tag{3.31}$$

Mientras que la salida y las excitaciones son idénticas a lo presentado en las ecuaciones (3.8), (3.9) y (3.10) respectivamente.

Las matrices del sistema se definen como sigue,

$$A_{id} = \begin{bmatrix} A_{i11d} & A_{i12d} & A_{i13d} & A_{i14d} & A_{i15d} & A_{i16d} & A_{i17d} \\ A_{i21d} & A_{i22d} & A_{i23d} & A_{i24d} & A_{i25d} & A_{i26d} & A_{i27d} \\ A_{i31d} & A_{i32d} & A_{i33d} & A_{i34d} & A_{i35d} & A_{i36d} & A_{i37d} \\ A_{i41d} & A_{i42d} & A_{i43d} & A_{i44d} & A_{i45d} & A_{i46d} & A_{i47d} \\ A_{i51d} & A_{i52d} & A_{i53d} & A_{i54d} & A_{i55d} & A_{i56d} & A_{i57d} \\ A_{i61d} & A_{i62d} & A_{i63d} & A_{i64d} & A_{i65d} & A_{i66d} & A_{i67d} \\ A_{i71d} & A_{i72d} & A_{i73d} & A_{i74d} & A_{i75d} & A_{i76d} & A_{i77d} \end{bmatrix}, \quad B_{1id} = \begin{bmatrix} B_{1i1d} \\ B_{1i2d} \\ B_{1i3d} \\ B_{1i4d} \\ B_{1i5d} \\ B_{1i6d} \\ B_{1i7d} \end{bmatrix}$$

$$B_{2id} = \begin{bmatrix} B_{2i1d} \\ B_{2i2d} \\ B_{2i3d} \\ B_{2i4d} \\ B_{2i5d} \\ B_{2i6d} \\ B_{2i7d} \end{bmatrix}, \quad C_{id} = [C_{1id} \ C_{2id} \ C_{3id} \ C_{4id} \ C_{5id} \ C_{6id} \ C_{7id}]$$

donde cada submatriz es,

$$A_{i11d} = \begin{bmatrix} \frac{-D_i}{2H_i} & \frac{-1}{2H_i} \\ 2\pi \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} & 0 \end{bmatrix}, \quad A_{i12d} = \begin{bmatrix} \frac{F_{VHP1i}}{2H_i} & \cdots & \frac{F_{VHPni}}{2H_i} \\ 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix}_{2 \times n}$$

$$A_{i13d} = \begin{bmatrix} \frac{F_{HP1i}}{2H_i} & \cdots & \frac{F_{HPni}}{2H_i} \\ 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix}_{2 \times n}, \quad A_{i14d} = \begin{bmatrix} \frac{F_{IP1i}}{2H_i} & \cdots & \frac{F_{IPni}}{2H_i} \\ 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix}_{2 \times n}$$

$$A_{i15d} = \begin{bmatrix} \frac{F_{LP1i}}{2H_i} & \cdots & \frac{F_{LPni}}{2H_i} \\ 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix}_{2 \times n}, \quad A_{i16d} = [0]_{2 \times n}, \quad A_{i17d} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad A_{i21d} = [0]_{n \times 2}$$

$$A_{i22d} = \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{t1i}} \ \cdots \ \frac{-1}{T_{tni}} \right], \quad A_{i23d} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i24d} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i25d} = [0]_{n \times n}$$

$$A_{i26d} = \text{diag} \left[\frac{1}{T_{t1i}} \ \cdots \ \frac{1}{T_{tni}} \right], \quad A_{i27d} = [0]_{n \times 1}, \quad A_{i31d} = [0]_{n \times 2}$$

$$A_{i32d} = \text{diag} \left[\frac{1}{T_{RH11i}} \ \cdots \ \frac{1}{T_{RH1ni}} \right], \quad A_{i33d} = \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{RH11i}} \ \cdots \ \frac{-1}{T_{RH1ni}} \right]$$

$$A_{i34d} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i35d} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i36d} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i37d} = [0]_{n \times 1}, \quad A_{i41d} = [0]_{n \times 2}$$

$$A_{i42d} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i43d} = \text{diag} \left[\frac{1}{T_{RH21i}} \ \cdots \ \frac{1}{T_{RH2ni}} \right]$$

$$A_{i44d} = \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{RH21i}} \ \cdots \ \frac{-1}{T_{RH2ni}} \right], \quad A_{i45d} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i46d} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i47d} = [0]_{n \times 1}$$

$$A_{i51d} = [0]_{n \times 2}, \quad A_{i52d} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i53d} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i54d} = \text{diag} \left[\frac{1}{T_{CO1i}} \ \cdots \ \frac{1}{T_{COni}} \right]$$

$$A_{i55d} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{T_{CO1i}} & \cdots & \frac{-1}{T_{COni}} \end{bmatrix}, \quad A_{i56d} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i57d} = [0]_{n \times 1}, \quad A_{i61d} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{T_{g1i}R_{1i}} & 0 \\ \vdots & \vdots \\ -1 & 0 \\ \frac{-1}{T_{gni}R_{ni}} & 0 \end{bmatrix}_{n \times 2}$$

$$\begin{aligned}
A_{i62d} &= [0]_{n \times n}, & A_{i63d} &= [0]_{n \times n}, & A_{i64d} &= [0]_{n \times n}, & A_{i65d} &= [0]_{n \times n} \\
A_{i66d} &= \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{g1i}} \quad \dots \quad \frac{-1}{T_{gni}} \right], & A_{i67d} &= \begin{bmatrix} \frac{\alpha_{1i}}{T_{g1i}} \\ \vdots \\ \frac{\alpha_{ni}}{T_{gni}} \end{bmatrix}_{n \times 1}, & A_{i71d} &= [\gamma_i \quad \rho_i] \\
A_{i72d} &= [\mu_i F_{VHP1i} \quad \dots \quad \mu_i F_{VHPni}]_{1 \times n}, & A_{i73d} &= [\mu_i F_{HP1i} \quad \dots \quad \mu_i F_{HPni}]_{1 \times n} \\
A_{i74d} &= [\mu_i F_{IP1i} \quad \dots \quad \mu_i F_{IPni}]_{1 \times n}, & A_{i75d} &= [\mu_i F_{LP1i} \quad \dots \quad \mu_i F_{LPni}]_{1 \times n} \\
A_{i76d} &= [0]_{1 \times n}, & A_{i77d} &= [0], & B_{1i1d} &= \begin{bmatrix} -1 \\ 2H_i \\ 0 \end{bmatrix}, & B_{1i2d} &= [0]_{n \times 1}, & B_{1i3d} &= [0]_{n \times 1} \\
B_{1i4d} &= [0]_{n \times 1}, & B_{1i5d} &= [0]_{n \times 1}, & B_{1i6d} &= [0]_{n \times 1}, & B_{1i7d} &= [-\mu_i], & B_{2i1d} &= \begin{bmatrix} 0 \\ -2\pi \end{bmatrix} \\
B_{2i2d} &= [0]_{n \times 1}, & B_{2i3d} &= [0]_{n \times 1}, & B_{2i4d} &= [0]_{n \times 1}, & B_{2i5d} &= [0]_{n \times 1}, & B_{2i6d} &= [0]_{n \times 1} \\
B_{2i7d} &= [-2\pi k_{Pi}], & C_{1id} &= [\beta_i \quad 1], & C_{2id} &= [0]_{1 \times n}, & C_{3id} &= [0]_{1 \times n}, & C_{4id} &= [0]_{1 \times n} \\
C_{5id} &= [0]_{1 \times n}, & C_{6id} &= [0]_{1 \times n}, & C_{7id} &= [0]
\end{aligned}$$

3.3. Centrales hidroeléctricas

El principio operativo de una central hidroeléctrica es utilizar la transición de energía potencial del agua en energía cinética, para que las turbinas conviertan esta energía en energía mecánica que posteriormente a través de un generador se transformara en energía eléctrica. Por lo general, las centrales hidroeléctricas cuentan con una presa para almacenar agua, una tubería forzada que direcciona el agua hacia la turbina, una turbina hidráulica, generadores eléctricos y un cuarto de control en general. Es importante considerar que la turbina hidráulica está en función de la columna de agua que la alimenta, donde se incluyen los efectos inerciales del agua, así como su compresibilidad y elasticidad de la pared del tubo en la tubería forzada. El efecto de la elasticidad provoca ondas viajeras de presión y de flujo dentro de la tubería, provocando un aumento de presión conocido como golpe de ariete. El efecto inercial del agua causa que el cambio de flujo en la turbina se retrase con respecto a los cambios en la apertura de la compuerta, lo que provoca la respuesta típica de una turbina hidráulica.

En la Figura 3.10 se muestra el esquema básico de una planta hidroeléctrica [5, 78].

El modelo matemático para una turbina hidráulica se puede representar mediante una función de transferencia de primer orden como se muestra a continuación

[3, 5, 78, 89, 90],

$$T_w(s) = \frac{1 - sT_w}{1 + \frac{sT_w}{2}} \quad (3.32)$$

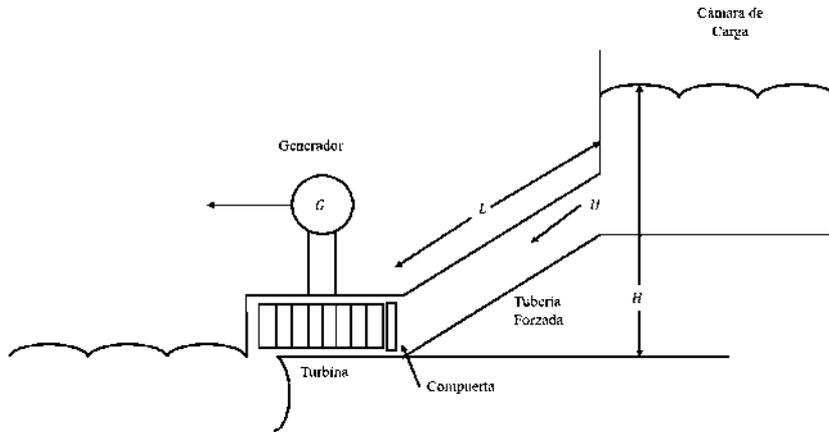


Figura 3.10: Esquema básico de una central hidroeléctrica.

Los sistemas de gobernanación para unidades hidroeléctricas cuentan con una caída de estado estable de alrededor del 5% [5]. Sin embargo, debido a la respuesta inercial del agua, la turbina hidráulica ante un cambio en la posición de la compuerta produce una variación en la potencia que es opuesto a lo esperado, por lo que un sistema de gobernanación que solo cuente con una caída en estado estable no será suficiente. Entonces, para un comportamiento estable es necesario agregar una compensación transitoria, la cual cuente con una caída y tiempo de restablecimiento grande. El efecto de esta compensación transitoria es proveer una alta regulación ante disturbios rápidos, mientras que, en estado estable, esta regulación debe ser baja. Al agregar el lazo de retroalimentación de la compensación transitoria provoca que la apertura de la compuerta se retarde, de manera que el flujo de agua y la potencia de salida se sincronizan. En la Figura 3.11 se muestra un diagrama de bloques que representa un sistema de gobernanación de una central hidroeléctrica [5].

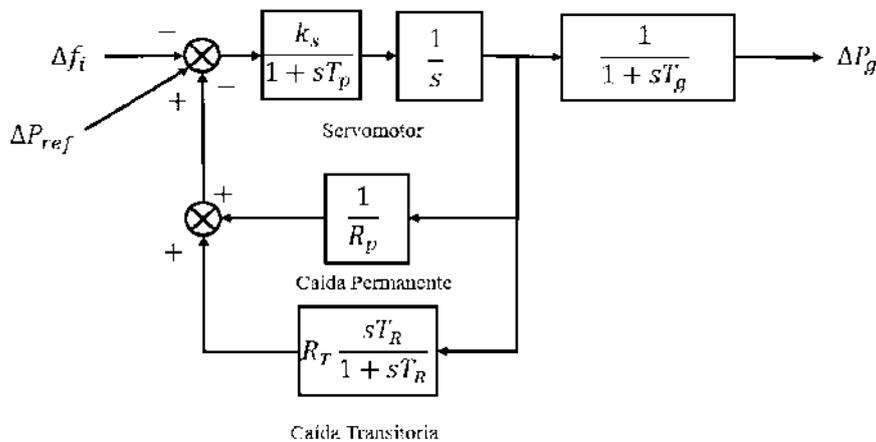


Figura 3.11: Sistema de gobernanación para unidad hidroeléctrica.

Despreciando los efectos del servomotor y simplificando el diagrama de

la Figura 3.11 se tiene un sistema interconectado multimáquina con centrales hidroeléctricas como se observa en la Figura 3.12 [89, 90].

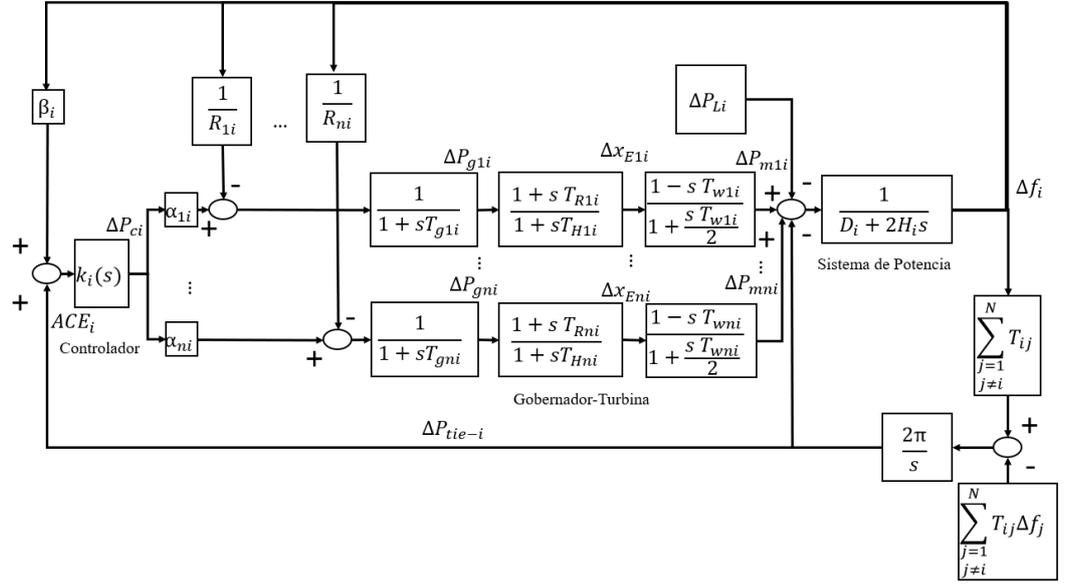


Figura 3.12: Diagrama de bloques para sistema interconectado multimáquina con unidades hidroeléctricas.

Las ecuaciones diferenciales asociadas a la Figura 3.12 se muestran a continuación,

$$\begin{aligned} \dot{\Delta f}_i &= \frac{1}{2H_i} (\Delta P_{m1i} + \dots + \Delta P_{mni} - \Delta P_{Li} - \Delta P_{tie-i} - D_i \Delta f_i) \\ \Delta \dot{P}_{tie-i} &= 2\pi \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_j \right] \\ \Delta \dot{P}_{m1i} &= \Delta f_i \left(\frac{2T_{R1i}}{T_{H1i} T_{g1i} R_{1i}} \right) + \Delta P_{m1i} \left(\frac{-2}{T_{w1i}} \right) + \Delta x_{E1i} \left(\frac{2}{T_{w1i}} + \frac{2}{T_{H1i}} \right) \\ &\quad + \Delta P_{g1i} \left(\frac{2T_{R1i}}{T_{H1i} T_{g1i}} - \frac{2}{T_{H1i}} \right) + \Delta P_{ci} \left(\frac{-2\alpha_{1i} T_{R1i}}{T_{H1i} T_{g1i}} \right) \\ &\quad \vdots \\ \Delta \dot{P}_{mni} &= \Delta f_i \left(\frac{2T_{Rni}}{T_{Hni} T_{gni} R_{ni}} \right) + \Delta P_{mni} \left(\frac{-2}{T_{wni}} \right) + \Delta x_{Eni} \left(\frac{2}{T_{wni}} + \frac{2}{T_{Hni}} \right) \\ &\quad + \Delta P_{gni} \left(\frac{2T_{Rni}}{T_{Hni} T_{gni}} - \frac{2}{T_{Hni}} \right) + \Delta P_{ci} \left(\frac{-2\alpha_{ni} T_{Rni}}{T_{Hni} T_{gni}} \right) \\ &\quad \vdots \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{x}_{E1i} &= \Delta f_i \left(\frac{-T_{R1i}}{T_{H1i}T_{g1i}R_{1i}} \right) + \Delta x_{E1i} \left(\frac{-1}{T_{H1i}} \right) + \\
&\quad \Delta P_{g1i} \left(\frac{1}{T_{H1i}} - \frac{T_{R1i}}{T_{H1i}T_{g1i}} \right) + \Delta P_{ci} \left(\frac{\alpha_{1i}T_{R1i}}{T_{H1i}T_{g1i}} \right) \\
&\quad \vdots \\
\Delta \dot{x}_{Eni} &= \Delta f_i \left(\frac{-T_{Rni}}{T_{Hni}T_{gni}R_{ni}} \right) + \Delta x_{Eni} \left(\frac{-1}{T_{Hni}} \right) + \\
&\quad \Delta P_{gni} \left(\frac{1}{T_{Hni}} - \frac{T_{Rni}}{T_{Hni}T_{gni}} \right) + \Delta P_{ci} \left(\frac{\alpha_{ni}T_{Rni}}{T_{Hni}T_{gni}} \right) \\
\Delta \dot{P}_{g1i} &= \frac{1}{T_{g1i}} \left(\alpha_{1i}\Delta P_{ci} - \Delta P_{g1i} - \frac{\Delta f_i}{R_{1i}} \right) \\
&\quad \vdots \\
\Delta \dot{P}_{gni} &= \frac{1}{T_{gni}} \left(\alpha_{ni}\Delta P_{ci} - \Delta P_{gni} - \frac{\Delta f_i}{R_{ni}} \right) \\
\Delta \dot{P}_{ci} &= k_{Pi}(\beta_i\Delta \dot{f}_i + \Delta \dot{P}_{tie-i}) + k_{Ii}(\beta_i\Delta f_i + \Delta P_{tie-i})
\end{aligned} \tag{3.33}$$

donde $\Delta x_{E1i} \dots \Delta x_{Eni}$ son las posiciones de la compuerta, $T_{w1i} \dots \Delta T_{wni}$ son las constantes de tiempo de las turbinas hidráulicas y finalmente, $T_{H1i} \dots T_{Hni}$ y $T_{R1i} \dots T_{Rni}$ son constantes de tiempo de los gobernadores.

Solucionando el conjunto de ecuaciones(3.33) en espacio de estados de la forma,

$$\dot{x}_{ih} = A_{ih}x_{ih} + B_{1ih}u_i + B_{2ih}w_i \tag{3.34}$$

$$y_{ih} = C_{ih}x_{ih} \tag{3.35}$$

donde A_{ih} es de orden $(3 + 2n) \times (3 + 2n)$, B_{1ih} y B_{2ih} son de orden $(3 + 2n) \times 1$, C_{ih} es de orden $1 \times (3 + 2n)$, x_{ih} representa el vector de estados el cual es de orden $(3 + 2n) \times 1$ cuyas variables son,

$$x_{ih}^T = [\Delta f_i \quad \Delta P_{tie,i} \quad x_{mhi} \quad x_{Ei} \quad x_{ghi} \quad \Delta P_{ci}] \tag{3.36}$$

donde x_{Ei} es

$$x_{Ei} = [\Delta x_{E1i} \quad \dots \quad \Delta x_{Eni}] \tag{3.37}$$

$$x_{mhi} = [\Delta P_{m1i} \quad \dots \quad \Delta P_{mni}] \tag{3.38}$$

$$x_{Ei} = [\Delta x_{E1i} \quad \dots \quad \Delta x_{Eni}] \tag{3.39}$$

$$x_{ghi} = [\Delta P_{g1i} \quad \dots \quad \Delta P_{gni}] \tag{3.40}$$

Mientras que la salida y las excitaciones son idénticas a lo presentado en las ecuaciones (3.8), (3.9) y (3.10) respectivamente.

Las matrices del sistema se definen como sigue,

$$A_{ih} = \begin{bmatrix} A_{i11h} & A_{i12h} & A_{i13h} & A_{i14h} \\ A_{i21h} & A_{i22h} & A_{i23h} & A_{i24h} \\ A_{i31h} & A_{i32h} & A_{i33h} & A_{i34h} \\ A_{i41h} & A_{i42h} & A_{i43h} & A_{i44h} \end{bmatrix}, \quad B_{1ih} = \begin{bmatrix} B_{1i1h} \\ B_{1i2h} \\ B_{1i3h} \\ B_{1i4h} \end{bmatrix}, \quad B_{2ih} = \begin{bmatrix} B_{2i1h} \\ B_{2i2h} \\ B_{2i3h} \\ B_{2i4h} \end{bmatrix}$$

$$C_{ih} = [C_{1ih} \ C_{2ih} \ C_{3ih} \ C_{4ih}]$$

Y cada submatriz es,

$$A_{i11h} = \begin{bmatrix} \frac{-D_i}{2H_i} & \frac{-1}{2H_i} \\ 2\pi \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} & 0 \end{bmatrix}, \quad A_{i12h} = \begin{bmatrix} \frac{1}{2H_i} & \cdots & \frac{1}{2H_i} \\ 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix}_{2 \times n}, \quad A_{i13h} = [0]_{2 \times n}$$

$$A_{i14h} = [0]_{2 \times n}, \quad A_{i15h} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad A_{i21h} = \begin{bmatrix} \frac{2T_{R1i}}{T_{H1i}T_{g1i}R_{1i}} & 0 \\ \vdots & \vdots \\ \frac{2T_{Rni}}{T_{Hni}T_{gni}R_{ni}} & 0 \end{bmatrix}_{n \times 2}$$

$$A_{i22h} = \text{diag} \left[\frac{-2}{T_{w1i}} \quad \cdots \quad \frac{-2}{T_{wni}} \right], \quad A_{i23h} = \text{diag} \left[\frac{2}{T_{w1i}} + \frac{2}{T_{H1i}} \quad \cdots \quad \frac{2}{T_{wni}} + \frac{2}{T_{Hni}} \right]$$

$$A_{i24h} = \text{diag} \left[\frac{2T_{R1i}}{T_{H1i}T_{g1i}} - \frac{2}{T_{H1i}} \quad \cdots \quad \frac{2T_{Rni}}{T_{Hni}T_{gni}} - \frac{2}{T_{Hni}} \right], \quad A_{i25h} = \begin{bmatrix} \frac{-2\alpha_{1i}T_{R1i}}{T_{H1i}T_{g1i}} \\ \vdots \\ \frac{-2\alpha_{ni}T_{Rni}}{T_{Hni}T_{gni}} \end{bmatrix}_{n \times 1}$$

$$A_{i31h} = \begin{bmatrix} \frac{-T_{R1i}}{T_{H1i}T_{g1i}R_{1i}} & 0 \\ \vdots & \vdots \\ \frac{-T_{Rni}}{T_{Hni}T_{gni}R_{ni}} & 0 \end{bmatrix}_{n \times 2}, \quad A_{i32h} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i33h} = \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{H1i}} \quad \cdots \quad \frac{-1}{T_{Hni}} \right]$$

$$A_{i34h} = \text{diag} \left[\frac{1}{T_{H1i}} - \frac{T_{R1i}}{T_{H1i}T_{g1i}} \quad \cdots \quad \frac{1}{T_{Hni}} - \frac{T_{Rni}}{T_{Hni}T_{gni}} \right], \quad A_{i35h} = \begin{bmatrix} \frac{\alpha_{1i}T_{R1i}}{T_{H1i}T_{g1i}} \\ \vdots \\ \frac{\alpha_{ni}T_{Rni}}{T_{Hni}T_{gni}} \end{bmatrix}_{n \times 1}$$

$$A_{i41h} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{T_{g1i}R_{1i}} & 0 \\ \vdots & \vdots \\ \frac{-1}{T_{gni}R_{ni}} & 0 \end{bmatrix}_{n \times 2}, \quad A_{i42h} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i43h} = [0]_{n \times n}$$

$$A_{i44h} = \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{g1i}} \quad \cdots \quad \frac{-1}{T_{gni}} \right], \quad A_{i45h} = \begin{bmatrix} \frac{\alpha_{1i}}{T_{g1i}} \\ \vdots \\ \frac{\alpha_{ni}}{T_{gni}} \end{bmatrix}_{n \times 1}, \quad A_{i51h} = [\gamma_i \quad \rho_i], \quad A_{i52h} = [\mu_i]_{1 \times n}$$

$$A_{i53h} = [0]_{1 \times n}, \quad A_{i54h} = [0]_{1 \times n}, \quad A_{i55h} = [0], \quad B_{1i1h} = \begin{bmatrix} -1 \\ \frac{-1}{2H_i} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad B_{1i2h} = [0]_{n \times 1}$$

$$B_{1i3h} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{1i4h} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{1i5h} = [-\mu_i], \quad B_{2i1h} = \begin{bmatrix} 0 \\ -2\pi \end{bmatrix}, \quad B_{2i2h} = [0]_{n \times 1}$$

$$B_{2i3h} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{2i4h} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{2i5h} = [-k_{P_i} 2\pi], \quad C_{1ih} = [\beta_i \quad 1], \quad C_{2ih} = [0]_{1 \times n}$$

$$C_{3ih} = [0]_{1 \times n}, \quad C_{4ih} = [0]_{1 \times n}, \quad C_{5ih} = [0]$$

3.4. Centrales fotovoltaicas

El principio de funcionamiento de una central fotovoltaica consiste en transformar la energía solar en energía eléctrica a través de materiales semiconductores. Como el voltaje y potencia generada en cada celda es muy baja, se hacen arreglos en serie y paralelo de celdas para alcanzar una tensión deseada y así formar un panel solar. La tensión generada por estas celdas solares es de corriente continua, por lo que son necesarios dispositivos de electrónica de potencia para llevar a cabo la transformación a corriente alterna y así realizar su interconexión con la red. Este tipo de energía es renovable, carece de inercia natural y es altamente intermitente. Las celdas solares son básicamente diodos semiconductores que son expuestos a la irradiación solar para que de esta manera absorban un conjunto de fotones. Estas celdas solares se pueden modelar a través de un circuito eléctrico equivalente el cual se muestra en la Figura 3.13.

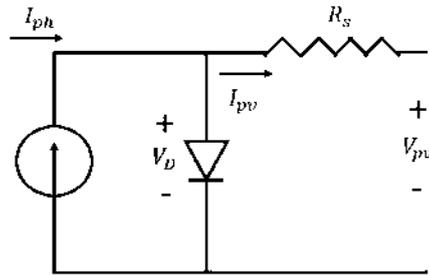


Figura 3.13: Circuito equivalente de celda solar.

Del circuito equivalente se obtienen las siguientes expresiones,

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{sat} \left(\frac{q(V_{pv} + I_{pv}R_s)}{A_{pv}K_{pv}T - 1} \right) \quad (3.41)$$

$$I_{ph} = \left(\frac{\lambda_p}{1000} \right) [I_{sc} + k_{1p}(T - 25)] \quad (3.42)$$

donde I_{pv} es la corriente de salida de la celda solar, I_{ph} es la corriente de la celda solar, I_{sat} es la corriente de saturación del diodo, q es la carga del electrón, V_{pv} es el voltaje de salida de la celda solar, R_s es la resistencia equivalente de la celda solar, A_{pv} es un factor de calidad del diodo, K_{pv} es la constante de Boltzmann, T es la temperatura en grados Kelvin, λ_p es la irradiación solar, I_{sc} es la corriente de corto circuito y k_{1p} es el coeficiente de temperatura de la corriente de corto circuito.

Debido a que la potencia y eficiencia de la celda fotovoltaica depende de la temperatura e irradiación solar, se debe implementar un algoritmo llamado máximo seguimiento de punto de potencia (MPPT, acrónimo del inglés, maximum power point tracking) para aprovechar al máximo la energía del panel [23]—[26]. Está basado en el teorema de máxima transferencia de potencia, el cual dice que, para una máxima transferencia, la resistencia del sistema debe ser igual a la resistencia de carga, por lo que el problema se enfoca en modificar la resistencia. Esto se puede lograr mediante la variación del ciclo de trabajo del convertidor CD-CD a utilizar. Para esto, el algoritmo se basa en las características potencia-voltaje de una celda solar. Esta característica se muestra en la Figura 3.14 donde se puede observar que al punto máximo de potencia (MPP, acrónimo del inglés, maximum power point) le corresponde un punto de voltaje llamado V_{MPP} . Utilizando el convertidor CD-CD se puede controlar la tensión de salida para de esta manera operar con el voltaje V_{MPP} y, por lo tanto, aprovechar la máxima potencia. En este trabajo, el convertidor CD-CD utilizado para modelar la central solar será un convertidor elevador (Boost).

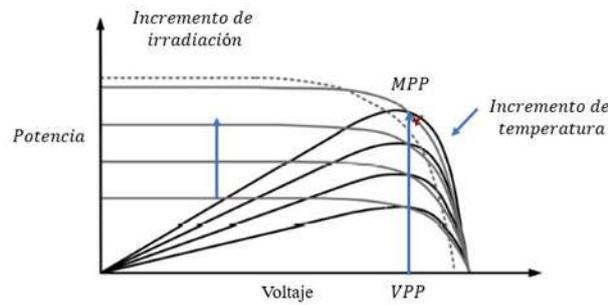


Figura 3.14: Curva característica del panel solar.

El convertidor Boost es un dispositivo CD-CD elevador de tensión que utiliza las características de almacenamiento de energía del inductor y capacitor para elevar la corriente que viene de la fuente e inyectarla al capacitor lo que provocara aumente el nivel de tensión. Para ello se requiere un dispositivo de conmutación rápida. En este modelo se utiliza un MOSFET. El convertidor Boost tiene dos modos de operación, el modo encendido (ON) y apagado (OFF). En la Figura 3.15 se muestran el circuito equivalente del convertidor Boost [23]—[26].

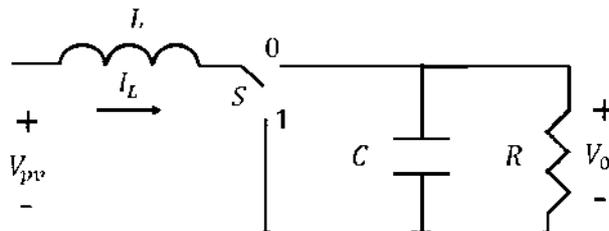


Figura 3.15: Circuito equivalente del convertidor Boost.

En el modo de encendido, el conmutador se encuentra en la posición 1, mientras que en el modo de apagado se encuentre en la posición 0. Para el modo encendido se tienen las siguientes ecuaciones,

$$L \frac{di_L}{dt} = V_{pv} \quad (3.43)$$

$$C \frac{dV_0}{dt} + \frac{V_0}{R} = 0 \quad (3.44)$$

Mientras que para el estado de apagado se tiene,

$$L \frac{di_L}{dt} + V_0 = V_{pv} \quad (3.45)$$

$$i_L + C \frac{dV_0}{dt} + \frac{V_0}{R} = 0 \quad (3.46)$$

Considerando un funcionamiento promediado del convertido Boost se puede obtener un modelo matemático con funciones de transferencia a partir de las ecuaciones (3.41), (3.42), (3.43), (3.44), (3.45) y (3.46). Llevando el resultado al dominio de Laplace se obtiene el modelo para el panel solar[23]—[26],

$$\frac{k_{p1} s + a_2}{s + a_1 s + a_3} \quad (3.47)$$

El esquema básico para un sistema interconectado multimáquina con centrales solares se observa en la Figura 3.16 [23]—[26].

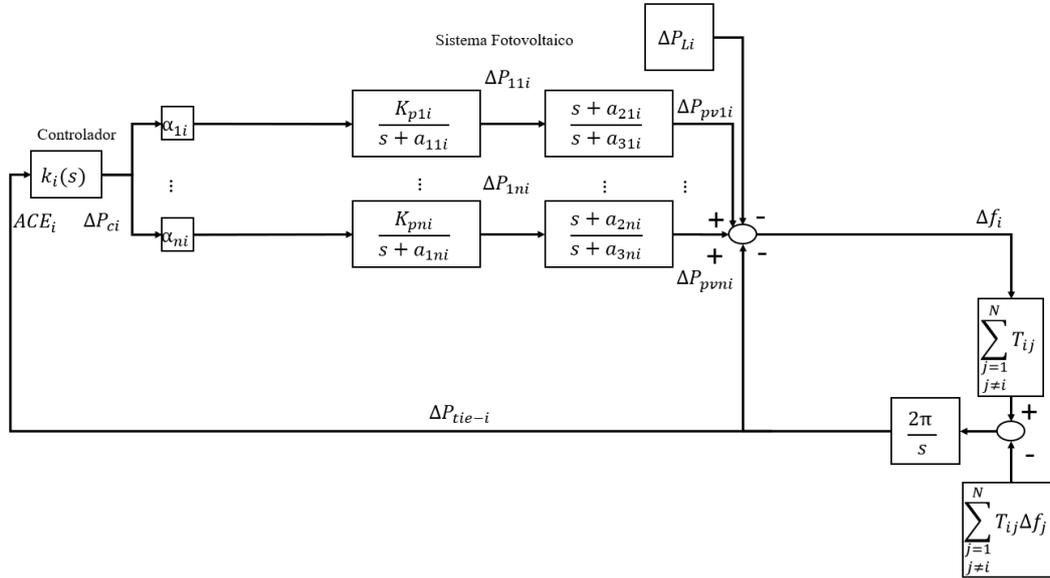


Figura 3.16: Diagrama de bloques para sistema interconectado multimáquina con unidades fotovoltaicas.

Para este tipo de sistema, una característica inherente es que no cuenta con masa rotativa, por lo tanto, no se puede considerar como un estado a las desviaciones de frecuencia. Sin embargo, se puede definir de la siguiente manera,

$$\Delta f_i = \Delta P_{pv1i} + \dots + \Delta P_{pvni} - \Delta P_{tie,i} - \Delta P_{Li} \quad (3.48)$$

También el error de control de área, ACE , para un sistema con solo centrales fotovoltaicas se define de la siguiente manera,

$$ACE_i = \Delta P_{tie-i} \quad (3.49)$$

Las ecuaciones diferenciales asociadas a la Figura 3.16 son las siguientes,

$$\begin{aligned} \Delta \dot{P}_{tie-i} &= 2\pi \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_j \right] \\ \Delta \dot{P}_{pv1i} &= (a_{21i} - a_{11i}) \Delta P_{11i} - a_{31i} \Delta P_{pv1i} + \alpha_{1i} K_{p11i} \Delta P_{ci} \\ &\vdots \\ \Delta \dot{P}_{pvni} &= (a_{2ni} - a_{1ni}) \Delta P_{1ni} - a_{3ni} \Delta P_{pvni} + \alpha_{ni} K_{p1ni} \Delta P_{ci} \\ \Delta \dot{P}_{11i} &= -a_{11i} \Delta P_{11i} + \alpha_{1i} K_{p11i} \Delta P_{ci} \\ &\vdots \\ \Delta \dot{P}_{1ni} &= -a_{1ni} \Delta P_{1ni} + \alpha_{ni} K_{p1ni} \Delta P_{ci} \\ \Delta \dot{P}_{ci} &= k_{Pi} \Delta \dot{P}_{tie-i} + k_{Ii} \Delta P_{tie-i} \end{aligned} \quad (3.50)$$

donde $\Delta P_{pv1i} \dots \Delta P_{pvni}$ son los cambios de potencia en los paneles solares, $\Delta P_{11i} \dots \Delta P_{1ni}$ son los cambios de potencia intermedia en los paneles solares, $a_{21i} \dots a_{2ni}$ son ceros en las funciones de transferencia de los paneles solares, $K_{p11i} \dots K_{p1ni}$ son las ganancias de las funciones de transferencia de los paneles solares y finalmente, $a_{11i} \dots a_{1ni}$ y $a_{31i} \dots a_{3ni}$ son polos de las funciones de transferencia de los paneles solares.

Solucionando el conjunto de ecuaciones (3.50) en espacio de estados de la forma,

$$\dot{x}_{ip} = A_{ip} x_{ip} + B_{1ip} u_i + B_{2ip} w_i \quad (3.51)$$

$$y_{ip} = C_{ip} x_{ip} \quad (3.52)$$

donde A_{ip} es de orden $(2 + 2n) \times (3 + 2n)$, B_{1ip} y B_{2ip} son de orden $(2 + 2n) \times 1$, C_{ip} es de orden $1 \times (2 + 2n)$, x_{ip} representa el vector de estados el cual es de orden $(2 + 2n) \times 1$ cuyas variables son,

$$x_{ip}^T = [\Delta P_{tie,i} \quad \Delta P_{pvi} \quad \Delta P_{1i} \quad \Delta P_{ci}] \quad (3.53)$$

donde ΔP_{pvi} y ΔP_{1i} son,

$$\Delta P_{pvi} = [\Delta P_{pv1i} \quad \dots \quad \Delta P_{pvni}] \quad (3.54)$$

$$\Delta P_{1i} = [\Delta P_{11i} \quad \dots \quad \Delta P_{1ni}] \quad (3.55)$$

Mientras que la salida del sistema es la señal de error de control de área, es decir,

$$y_{ip} = ACE_i = \Delta P_{tie-i} \quad (3.56)$$

Las excitaciones son idénticas a lo presentado en las ecuaciones (3.9) y (3.10).

Las matrices del sistema se definen como sigue,

$$A_{ip} = \begin{bmatrix} A_{i11p} & A_{i12p} & A_{i13p} & A_{i14p} \\ A_{i21p} & A_{i22p} & A_{i23p} & A_{i24p} \\ A_{i31p} & A_{i32p} & A_{i33p} & A_{i34p} \\ A_{i41p} & A_{i42p} & A_{i43p} & A_{i44p} \end{bmatrix}, \quad B_{1ip} = \begin{bmatrix} B_{1i1p} \\ B_{1i2p} \\ B_{1i3p} \\ B_{1i4p} \end{bmatrix}, \quad B_{2ip} = \begin{bmatrix} B_{2i1p} \\ B_{2i2p} \\ B_{2i3p} \\ B_{2i4p} \end{bmatrix}$$

$$C_{ip} = [C_{1ip} \quad C_{2ip} \quad C_{3ip} \quad C_{4ip}]$$

Y cada submatriz es,

$$A_{i11p} = [-v_{1p}], \quad A_{i12p} = [v_{1p}]_{1 \times n}, \quad A_{i13p} = [0]_{1 \times n}, \quad A_{i14p} = [0], \quad A_{i21p} = [0]_{n \times 1}$$

$$A_{i22p} = \text{diag} [-a_{31i} \quad \dots \quad -a_{3ni}], \quad A_{i23p} = \text{diag} [(a_{21i} - a_{11i}) \quad \dots \quad (a_{2ni} - a_{1ni})]$$

$$A_{i24p} = \begin{bmatrix} \alpha_{1i} K_{11i} \\ \vdots \\ \alpha_{ni} K_{1ni} \end{bmatrix}_{n \times 1}, \quad A_{i31p} = [0]_{n \times 1}, \quad A_{i32p} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i33p} = \text{diag} [-a_{11i} \quad \dots \quad -a_{1ni}]$$

$$A_{i34p} = \begin{bmatrix} \alpha_{1i} K_{11i} \\ \vdots \\ \alpha_{ni} K_{1ni} \end{bmatrix}_{n \times 1}, \quad A_{i41p} = [\rho_p], \quad A_{i42p} = [\gamma_p]_{1 \times n}, \quad A_{i43p} = [0]_{1 \times n}, \quad A_{i44p} = [0]$$

$$B_{1i1p} = [-v_{1p}], \quad B_{1i2p} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{1i3p} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{1i4p} = [-\gamma_p], \quad B_{2i1p} = [-2\pi]$$

$$B_{2i2p} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{2i3p} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{2i4p} = [-2\pi k_{Pi}], \quad C_{1ip} = [1], \quad C_{2ip} = [0]_{1 \times n}$$

$$C_{3ip} = [0]_{1 \times n}, \quad C_{4ip} = [0]$$

donde,

$$\gamma_p = k_{Pi} v_{1p} \quad (3.57)$$

$$\rho_i = -k_{Pi} v_{1p} + k_{Ii} \quad (3.58)$$

$$v_{1p} = 2\pi \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \quad (3.59)$$

3.5. Centrales eólicas

Gracias a la electrónica de potencia, es posible tener turbinas eólicas que funcionan con velocidad variable y que aprovechan de mejor manera la potencia del viento, ya que a través de una interfaz de dispositivos electrónicos se pueden controlar la frecuencia de salida y el nivel de tensión. Los tipos de generadores utilizados para este tipo de turbinas son el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG, acrónimo del inglés double fed induction generator), el generador síncrono y el generador de inducción jaula de ardilla.

En el caso del generador tipo DFIG, es un generador de inducción de rotor devanado cuya interconexión con la red es a través de un transformador elevador y un convertidor de electrónica de potencia, mientras que la turbina es acoplada al generador con un sistema de engranes. El estator es conectado directamente a través de un transformador con la red eléctrica, mientras que el rotor es conectado a través de anillos colectores con el convertidor de electrónica de potencia. Gracias al convertidor, el flujo de potencia en el circuito del rotor es bidireccional, por lo que el convertidor controla el torque electromagnético y la excitación del rotor. Esta configuración tiene la virtud de controlar la tensión, la frecuencia de salida y de operar a velocidades asíncronas [81]. Este tipo de tecnología es la mayormente implementada por la industria de aerogeneradores. El esquema básico para este tipo de aerogenerador se muestra en la Figura 3.17.

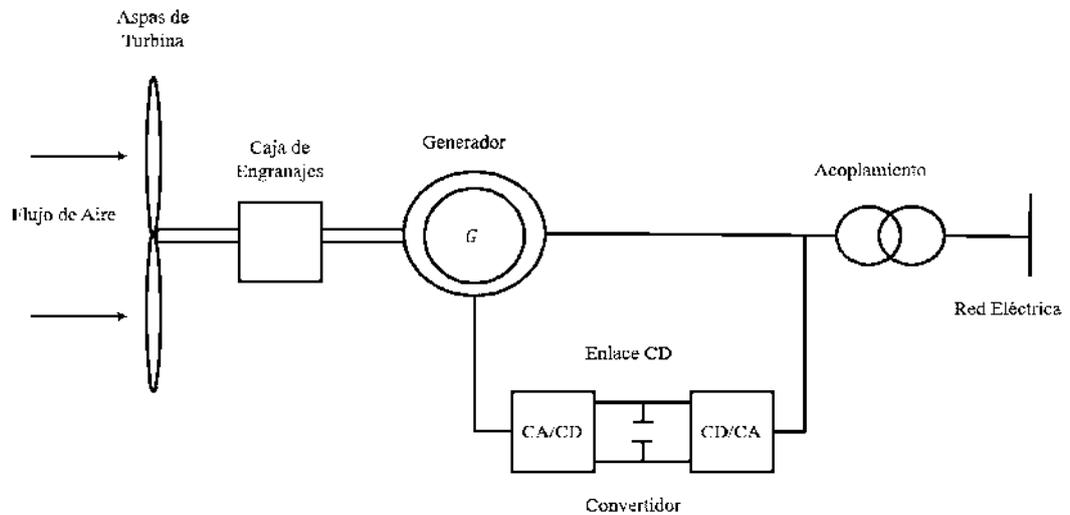


Figura 3.17: Esquema básico para aerogenerador tipo DFIG.

3.5.1. Turbina eólica tipo DFIG como reguladora de frecuencia

Por lo general, las unidades de generación eléctrica convencional son quienes se encargan de regular la frecuencia ante algún disturbio dadas sus características de alta inercia rotacional. Debido a que las fuentes no convencionales tienen la característica inherente de la intermitencia y además su aportación de inercia poca o hasta nula, se dice que estas formas de generación no participan en la tarea de regular la frecuencia. Existen algunas investigaciones donde se han desarrollado modelos de turbinas eólicas tipo DFIG [34]—[43] con el fin de aprovechar la inercia mecánica de sus aspas para la regulación de la frecuencia, dado que este tipo de configuración, tiene la capacidad de trabajar a velocidades asíncronas. Basado en el control de inercia virtual, el esquema de control del modelo considerado se encuentra en la Figura 3.18 [34]—[43].

Por medio de las mediciones de potencia de salida del generador y la velocidad de viento, los controles de una turbina de velocidad variable mantendrán la extracción máxima de potencia. Esto es lo que realiza la rama superior del esquema de control de la Figura 3.18 que entrega la señal de control ΔP_w^* . Aunado a esto, el esquema de control incluye una señal de ajuste de potencia que depende tanto de las

variaciones de frecuencia de la red Δf como de las de su tasa de variación $\frac{df}{dt}$.

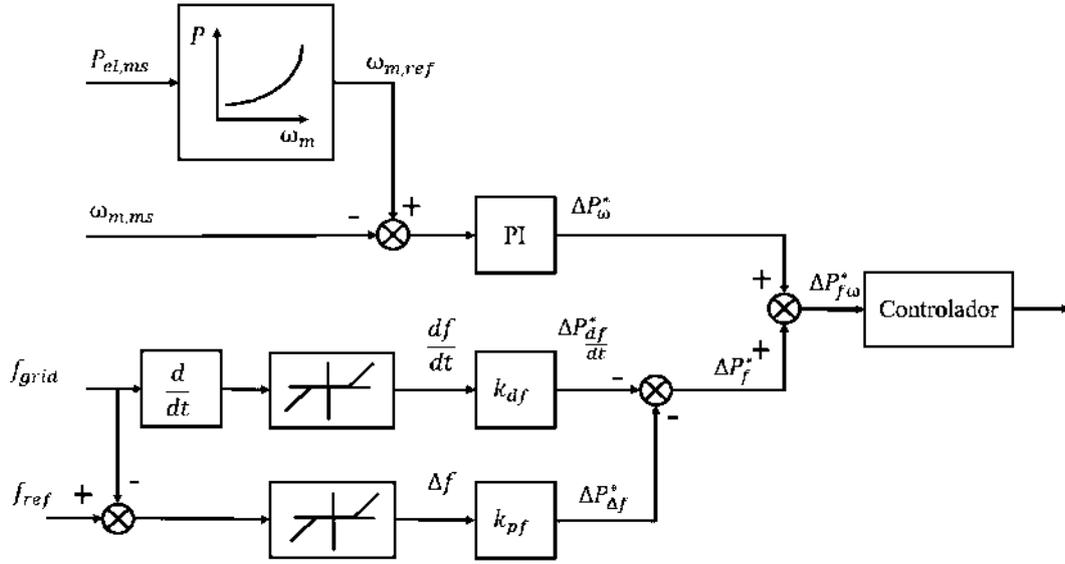


Figura 3.18: Principio de emulación de inercia para DFIG.

La emulación de inercia y el apoyo a la regulación de frecuencia primaria, son proporcionales a las características de estos parámetros de control k_{df} y k_{pf} respectivamente. El lazo de control inferior, se activa solamente cuando las variaciones de frecuencia Δf sobrepasan un límite establecido, lo que implica agregar un elemento de variación de potencia en función de las variaciones de frecuencia a la ecuación del control, como se muestra en la siguiente ecuación,

$$\Delta P_{fw}^* = \Delta P_w^* + \Delta P_f^* \quad (3.60)$$

donde ΔP_w^* y ΔP_f^* se definen de la siguiente forma,

$$\Delta P_w^* = -k_{wp}(\omega^* - \omega) - k_{wi} \int (\omega^* - \omega) dt \quad (3.61)$$

$$\Delta P_f^* = -k_{df} \frac{df}{dt} - k_{pf} \Delta f \quad (3.62)$$

donde k_{pf} y k_{df} son los coeficientes de control de regulación y control de inercia virtual respectivamente. El hecho de agregar este valor en la ecuación de control, representa una caída en la frecuencia y, por ende, un aumento en la señal de ajuste de potencia. Por lo tanto, el rotor del aerogenerador sufrirá un frenado y esto a su vez se traduce en una inyección de inercia.

Tomando en cuenta que los cambios de ΔP_w^* son más lentos con respecto a los de ΔP_f^* se puede considerar que cuando ocurre cualquier contingencia, tal como un corto, variación de carga, etc., en un tiempo $t = 0$ s, $\Delta P_w^* = 0$, por lo que la ecuación (3.60) se modifica de la siguiente forma,

$$\Delta P_{fw}^* = \Delta P_f^* \quad (3.63)$$

Considerando que $\Delta P_f^* = \Delta P_{NC}$ se tiene,

$$\Delta P_{NC} = -k_{df} \frac{df}{dt} - k_{pf} \Delta f \quad (3.64)$$

Considerando el diagrama de bloques de la Figura 3.19 en el cual se observa un sistema interconectado con una central térmica convencional sin recalentamiento, la cual cuenta con un aerogenerador tipo DFIG regulador de frecuencia, representado únicamente por su aportación de potencia ΔP_{NCi} , se puede obtener una expresión para la variación de potencia debido a la frecuencia ΔP_{fi} como se muestra a continuación,

$$\Delta P_{NCi} + \Delta P_{mi} - \Delta P_{Li} - \Delta P_{tie,i} = \Delta P_{fi} \quad (3.65)$$

Sustituyendo la ecuación (3.64) en la (3.65) se tiene,

$$-k_{df} \frac{d\Delta f}{dt} - k_{pf} \Delta f_i + \Delta P_{mi} - \Delta P_{Li} - \Delta P_{tie,i} = \Delta P_{fi} \quad (3.66)$$

De la Figura 3.19 también se tiene que,

$$\Delta P_{fi} = \Delta f_i (D_i + 2H_i s) \quad (3.67)$$

Sustituyendo la ecuación (3.67) en la (3.66) y agrupando términos se llega a la siguiente expresión,

$$2H^* \frac{d\Delta f_i}{dt} = \Delta P_{mi} - \Delta P_{Li} - \Delta P_{tie,i} - D^* \Delta f_i \quad (3.68)$$

donde H^* y D^* están definidas como sigue,

$$H^* = 2H_i + k_{df} \quad (3.69)$$

$$D^* = D_i + k_{pf} \quad (3.70)$$

De la ecuación (3.68) se observa como el modelo de control de inercia virtual del aerogenerador tipo DFIG contribuye en la inercia equivalente del sistema en un factor k_{df} y en el amortiguamiento del sistema en un factor k_{pf} lo que implica que el sistema tendrá una mejor respuesta ante los disturbios.

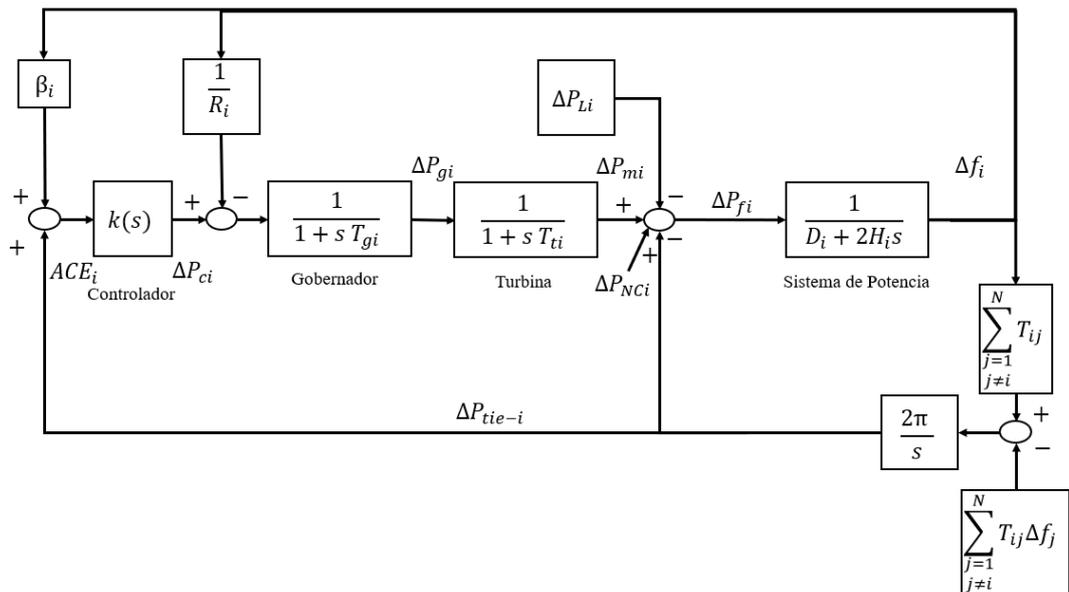


Figura 3.19: Sistema interconectado con central térmica sin recalentamiento y DFIG regulador de frecuencia.

En la Figura 3.20 se presenta el modelo de control utilizado para la emulación de inercia virtual. La diferencia entre este modelo y el presentado en la Figura 3.18 consiste en que el de la Figura 3.20, la señal de ajuste de potencia ΔP_f^* pasa a través de un proceso de depuración por medio de un filtro y una caída de regulación transitoria. Las variables de estado Δx_1 , Δx_2 , Δx_3 y $\Delta \omega$ se refieren a las desviaciones de frecuencia censadas por un transductor, a los cambios de frecuencia después de haber sido filtradas, a las desviaciones de velocidad en la parte integral del control de velocidad y a las variaciones de la velocidad en la turbina respectivamente.

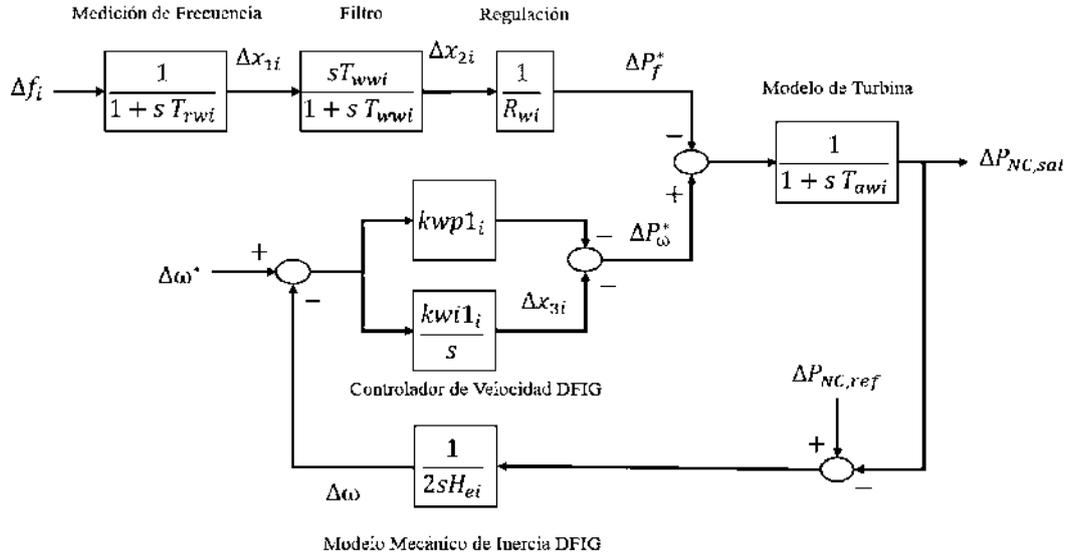


Figura 3.20: Modelo de control de aerogenerador tipo DFIG basado en cambios de frecuencia [38].

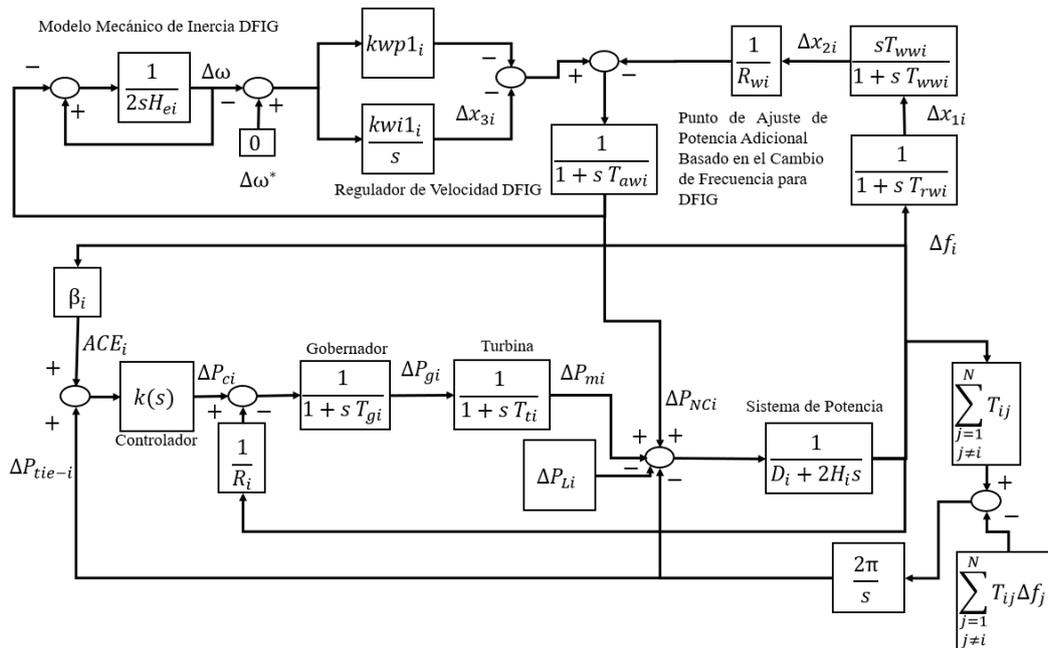


Figura 3.21: Sistema térmico interconectado con regulador de frecuencia tipo DFIG.

El modelo regulador de frecuencia de aerogenerador tipo DFIG utilizado para el estudio de control de frecuencia, se muestra en la Figura 3.21. El diagrama

representa la i -ésima área de control de un sistema interconectado, la cual se compone por una central térmica sin recalentamiento a la cual se le agrega el regulador tipo DFIG [34-43].

En la Figura 3.22 se tiene un diagrama de bloques donde se muestra un sistema interconectado, con múltiples unidades DFIG y múltiples unidades convencionales representadas por $\Delta P_{m1i} \dots \Delta P_{mni}$. Esto se realiza debido a que este modelo de aerogenerador es un medio regulador de frecuencia primaria, por lo que requiere interconectarse con cualquier tipo de central para que esta última realice la acción de control secundario y el sistema regrese a su frecuencia nominal.

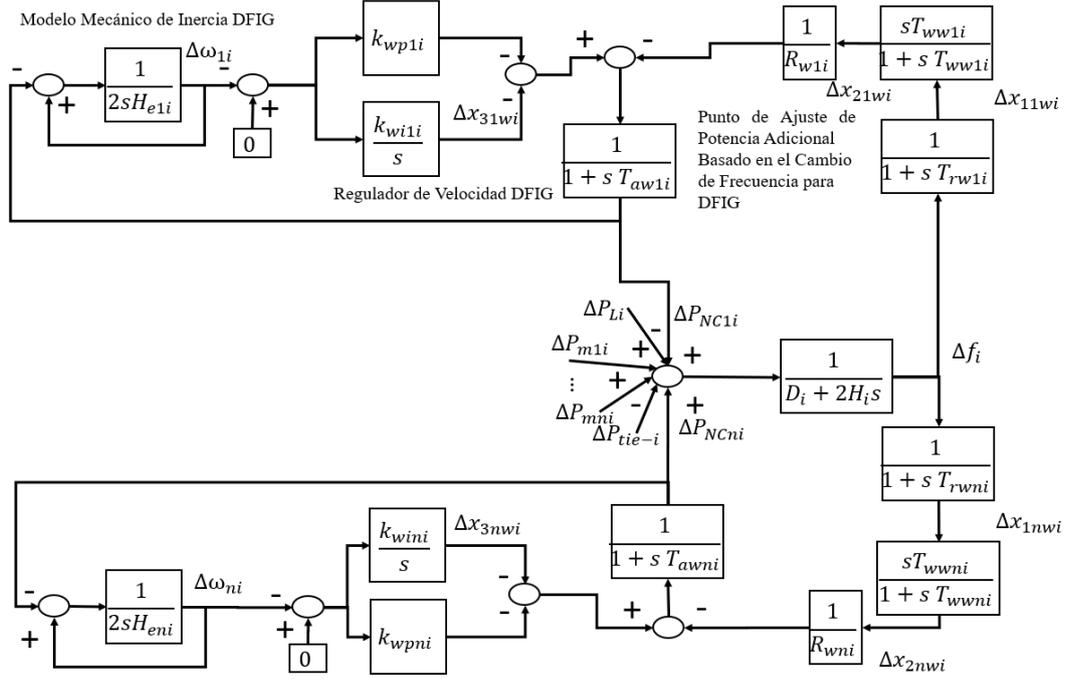


Figura 3.22: Aerogenerador tipo DFIG regulador de frecuencia.

Las ecuaciones diferenciales asociadas al diagrama de la Figura 3.22 que conciernen solo al DFIG se muestran a continuación,

$$\begin{aligned} \dot{\Delta x}_{11wi} &= \frac{1}{T_{rw1i}} (\Delta f_i - \Delta x_{11wi}) \\ &\vdots \\ \dot{\Delta x}_{1nwi} &= \frac{1}{T_{rwni}} (\Delta f_i - \Delta x_{1nwi}) \\ \dot{\Delta x}_{21wi} &= \frac{1}{T_{ww1i}} \left[\frac{T_{ww1i}}{T_{rw1i}} (\Delta f_i - \Delta x_{11wi}) - \Delta x_{21wi} \right] \\ &\vdots \\ \dot{\Delta x}_{2nwi} &= \frac{1}{T_{wwni}} \left[\frac{T_{wwni}}{T_{rwni}} (\Delta f_i - \Delta x_{1nwi}) - \Delta x_{2nwi} \right] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{x}_{31wi} &= k_{wi1i}(-\Delta\omega_{1i}) \\
&\vdots \\
\Delta \dot{x}_{3nwi} &= k_{wini}(-\Delta\omega_{ni}) \\
\Delta \dot{\omega}_{1i} &= \frac{1}{2H_{ei}}(-\Delta\omega_{1i} - \Delta P_{NC1i}) \\
&\vdots \\
\Delta \dot{\omega}_{ni} &= \frac{1}{2H_{ei}}(-\Delta\omega_{ni} - \Delta P_{NCni}) \\
\Delta \dot{P}_{NC1i} &= \frac{1}{T_{aw1i}} \left[-\Delta P_{NC1i} - \frac{\Delta x_{21wi}}{R_{w1i}} - \Delta x_{31wi} - k_{wp1i}(-\Delta\omega_{1i}) \right] \\
&\vdots \\
\Delta \dot{P}_{NCni} &= \frac{1}{T_{awni}} \left[-\Delta P_{NCni} - \frac{\Delta x_{2nwi}}{R_{wni}} - \Delta x_{3nwi} - k_{wpni}(-\Delta\omega_{ni}) \right]
\end{aligned} \tag{3.71}$$

donde $\Delta x_{11wi} \dots \Delta x_{1nwi}$ son las desviaciones de frecuencia censadas por el transductor, $\Delta x_{21wi} \dots \Delta x_{2nwi}$ son las desviaciones de frecuencia en el punto de interconexión de las unidades DFIG, $\Delta x_{31wi} \dots \Delta x_{3nwi}$ son la parte integral del control de regulación de velocidad de las unidades DFIG, $\Delta\omega_{1i} \dots \Delta\omega_{ni}$ son las desviaciones de velocidad de las turbinas eólicas, $\Delta P_{NC1i} \dots \Delta P_{NCni}$ son las potencias de las unidades DFIG, T_{awi} son las constantes de tiempo de la turbina de las unidades DFIG $R_{w1i} \dots R_{wni}$ son las constantes de regulación de las unidades DFIG, $H_{ei} \dots H_{eni}$ son las constantes de inercia de las unidades DFIG, $T_{ww1i} \dots T_{wwni}$ son las constantes de tiempo de medición de frecuencia, $T_{rw1i} \dots T_{rwni}$ son constantes de tiempo de medición de frecuencia, $k_{wi1i} \dots k_{wini}$ son las constantes integrales del controlador de velocidad de las unidades DFIG y $k_{wp1i} \dots k_{wpni}$ son las constantes proporcionales del controlador de velocidad de las unidades DFIG.

Dicho de otra manera, el sistema analizado en la Figura 3.22 corresponde a un sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas sin recalentamiento, considerando la interconexión de nw unidades DFIG, por lo que es importante puntualizar los cambios en las ecuaciones dinámicas del sistema original, es decir, antes de la conexión de los DFIG. Por fortuna, la única ecuación que se ven modificada por la adición de estas nuevas unidades son las de desviaciones de frecuencia, Δf_i . Una vez que se haya incluido el efecto de los cambios de potencia del DFIG en Δf_i se debe actualizar esta nueva frecuencia en las ecuaciones que corresponda. Mientras que las expresiones para los cambios de potencia, x_{mi} y los cambios en las posiciones de las válvulas, x_{gi} , de las n unidades térmicas sin recalentamiento, no sufren ningún cambio. Se define entonces Δf_i de la siguiente forma,

$$\Delta \dot{f}_i = \frac{1}{2H_i}(\Delta P_{m1i} + \dots + \Delta P_{mni} + \Delta P_{NC1i} + \dots + \Delta P_{NCni} - \Delta P_{Li} - \Delta P_{tie-i} - D_i \Delta f_i)$$

Se concluye, de esta manera, que el efecto del DFIG en las ecuaciones dinámicas de cualquier sistema con control secundario solo se ve reflejado en la ecuación para frecuencia del sistema.

Tomando en cuenta que además de las unidades DFIG se tienen, por simplicidad, unidades térmicas sin recalentamiento interconectadas en la Figura 3.22 y considerando que las unidades térmicas sin recalentamiento y eólicas están dadas por

n y nw respectivamente la solución en espacio de estados es la siguiente,

$$\dot{x}_{iw} = A_{iw}x_{iw} + B_{1iw}u_i + B_{2iw}w_i \quad (3.72)$$

$$y_{iw} = C_{iw}x_{iw} \quad (3.73)$$

donde A_{iw} es de orden $(3 + 2n + 5nw) \times (3 + 2n + 5nw)$, B_{1iw} y B_{2iw} son de orden $(3 + 2n + 5nw) \times 1$, C_{iw} es de orden $1 \times (3 + 2n + 5nw)$, x_{iw} representa el vector de estados el cual es de orden $(3 + 2n + 5nw) \times 1$ cuyas variables son,

$$x_{iw}^T = [\Delta f_i \quad \Delta P_{tie,i} \quad x_{mi} \quad x_{gi} \quad \Delta x_{1wi} \quad \Delta x_{2wi} \quad \Delta x_{3wi} \quad \Delta \omega_i \quad \Delta P_{NCi} \quad \Delta P_{ci}] \quad (3.74)$$

donde Δx_{1wi} , Δx_{2wi} , Δx_{3wi} , $\Delta \omega_i$ y ΔP_{NCi} son,

$$\Delta x_{1wi} = [\Delta x_{11wi} \quad \dots \quad \Delta x_{1nwi}] \quad (3.75)$$

$$\Delta x_{2wi} = [\Delta x_{21wi} \quad \dots \quad \Delta x_{2nwi}] \quad (3.76)$$

$$\Delta x_{3wi} = [\Delta x_{31wi} \quad \dots \quad \Delta x_{3nwi}] \quad (3.77)$$

$$\Delta \omega_i = [\Delta \omega_{1i} \quad \dots \quad \Delta \omega_{ni}] \quad (3.78)$$

$$\Delta P_{NCi} = [\Delta P_{NC1i} \quad \dots \quad \Delta P_{NCni}] \quad (3.79)$$

Mientras que la salida y las excitaciones son idénticas a lo presentado en las ecuaciones (3.8), (3.9) y (3.10) respectivamente.

Las matrices del sistema se definen como sigue,

$$A_{iw} = \begin{bmatrix} A_{i11w} & A_{i12w} & A_{i13w} & A_{i14w} & A_{i15w} & A_{i16w} & A_{i17w} & A_{i18w} & A_{i19w} \\ A_{i21w} & A_{i22w} & A_{i23w} & A_{i24w} & A_{i25w} & A_{i26w} & A_{i27w} & A_{i28w} & A_{i29w} \\ A_{i31w} & A_{i32w} & A_{i33w} & A_{i34w} & A_{i35w} & A_{i36w} & A_{i37w} & A_{i38w} & A_{i39w} \\ A_{i41w} & A_{i42w} & A_{i43w} & A_{i44w} & A_{i45w} & A_{i46w} & A_{i47w} & A_{i48w} & A_{i49w} \\ A_{i51w} & A_{i52w} & A_{i53w} & A_{i54w} & A_{i55w} & A_{i56w} & A_{i57w} & A_{i58w} & A_{i59w} \\ A_{i61w} & A_{i62w} & A_{i63w} & A_{i64w} & A_{i65w} & A_{i66w} & A_{i67w} & A_{i68w} & A_{i69w} \\ A_{i71w} & A_{i72w} & A_{i73w} & A_{i74w} & A_{i75w} & A_{i76w} & A_{i77w} & A_{i78w} & A_{i79w} \\ A_{i81w} & A_{i82w} & A_{i83w} & A_{i84w} & A_{i85w} & A_{i86w} & A_{i87w} & A_{i88w} & A_{i89w} \\ A_{i91w} & A_{i92w} & A_{i93w} & A_{i94w} & A_{i95w} & A_{i96w} & A_{i97w} & A_{i98w} & A_{i99w} \end{bmatrix}$$

$$B_{1iw} = \begin{bmatrix} B_{1i1w} \\ B_{1i2w} \\ B_{1i3w} \\ B_{1i4w} \\ B_{1i5w} \\ B_{1i6w} \\ B_{1i7w} \\ B_{1i8w} \\ B_{1i9w} \end{bmatrix}, \quad B_{2iw} = \begin{bmatrix} B_{2i1w} \\ B_{2i2w} \\ B_{2i3w} \\ B_{2i4w} \\ B_{2i5w} \\ B_{2i6w} \\ B_{2i7w} \\ B_{2i8w} \\ B_{2i9w} \end{bmatrix}, \quad C_{iw}^T = \begin{bmatrix} C_{1iw} \\ C_{2iw} \\ C_{3iw} \\ C_{4iw} \\ C_{5iw} \\ C_{6iw} \\ C_{7iw} \\ C_{8iw} \\ C_{9iw} \end{bmatrix}$$

Y cada submatriz es,

$$A_{i11w} = \begin{bmatrix} \frac{-D_i}{2H_i} & \frac{-1}{2H_i} \\ 2\pi \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} & 0 \end{bmatrix}, \quad A_{i12w} = \begin{bmatrix} \frac{1}{2H_i} & \dots & \frac{1}{2H_i} \\ 0 & \dots & 0 \end{bmatrix}_{2 \times n}, \quad A_{i13w} = [0]_{2 \times n}$$

$$\begin{aligned}
A_{i14w} &= [0]_{2 \times nw}, & A_{i15w} &= [0]_{2 \times nw}, & A_{i16w} &= [0]_{2 \times nw}, & A_{i17w} &= [0]_{2 \times nw} \\
A_{i18w} &= \begin{bmatrix} \frac{1}{2H_i} & \cdots & \frac{1}{2H_i} \\ 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix}_{2 \times nw}, & A_{i19w} &= \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}, & A_{i21w} &= [0]_{n \times 2} \\
A_{i22w} &= \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{t1i}} \cdots \frac{-1}{T_{tni}} \right], & A_{i23w} &= \text{diag} \left[\frac{1}{T_{t1i}} \cdots \frac{1}{T_{tni}} \right], & A_{i24w} &= [0]_{n \times nw} \\
A_{i25w} &= [0]_{n \times nw}, & A_{i26w} &= [0]_{n \times nw}, & A_{i27w} &= [0]_{n \times nw}, & A_{i28w} &= [0]_{n \times nw} \\
A_{i29w} &= [0]_{n \times 1}, & A_{i31w} &= \begin{bmatrix} \frac{-1}{T_{g1i}R_{1i}} & 0 \\ \vdots & \vdots \\ \frac{-1}{T_{gni}R_{ni}} & 0 \end{bmatrix}_{n \times 2}, & A_{i32w} &= [0]_{n \times n} \\
A_{i33w} &= \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{g1i}} \cdots \frac{-1}{T_{gni}} \right], & A_{i34w} &= [0]_{n \times nw}, & A_{i35w} &= [0]_{n \times nw}, & A_{i36w} &= [0]_{n \times nw} \\
A_{i37w} &= [0]_{n \times nw}, & A_{i38w} &= [0]_{n \times nw}, & A_{i39w} &= \begin{bmatrix} \frac{\alpha_{1i}}{T_{g1i}} \\ \vdots \\ \frac{\alpha_{ni}}{T_{gni}} \end{bmatrix}_{n \times 1}, & A_{i41w} &= \begin{bmatrix} \frac{1}{T_{rw1i}} & 0 \\ \vdots & \vdots \\ \frac{1}{T_{rwni}} & 0 \end{bmatrix}_{nw \times 2} \\
A_{i42w} &= [0]_{nw \times n}, & A_{i43w} &= [0]_{nw \times n}, & A_{i44w} &= \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{rw1i}} \cdots \frac{-1}{T_{rwni}} \right], & A_{i45w} &= [0]_{nw \times nw} \\
A_{i46w} &= [0]_{nw \times nw}, & A_{i47w} &= [0]_{nw \times nw}, & A_{i48w} &= [0]_{nw \times nw}, & A_{i49w} &= [0]_{nw \times 1} \\
A_{i51w} &= \begin{bmatrix} \frac{1}{T_{rw1i}} & 0 \\ \vdots & \vdots \\ \frac{1}{T_{rwni}} & 0 \end{bmatrix}_{nw \times 2}, & A_{i52w} &= [0]_{nw \times n}, & A_{i53w} &= [0]_{nw \times n} \\
A_{i54w} &= \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{rw1i}} \cdots \frac{-1}{T_{rwni}} \right], & A_{i55w} &= \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{ww1i}} \cdots \frac{-1}{T_{wwni}} \right], & A_{i56w} &= [0]_{nw \times nw} \\
A_{i57w} &= [0]_{nw \times nw}, & A_{i58w} &= [0]_{nw \times nw}, & A_{i59w} &= [0]_{nw \times 1}, & A_{i61w} &= [0]_{nw \times 2} \\
A_{i62w} &= [0]_{nw \times n}, & A_{i63w} &= [0]_{nw \times n}, & A_{i64w} &= [0]_{nw \times nw}, & A_{i65w} &= [0]_{nw \times nw} \\
A_{i66w} &= [0]_{nw \times nw}, & A_{i67w} &= \text{diag} [-k_{wi1i} \cdots -k_{wini}], & A_{i68w} &= [0]_{nw \times nw} \\
A_{i69w} &= [0]_{nw \times 1}, & A_{i71w} &= [0]_{nw \times 2}, & A_{i72w} &= [0]_{nw \times n}, & A_{i73w} &= [0]_{nw \times n}, & A_{i74w} &= [0]_{nw \times nw}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
A_{i75w} &= [0]_{nw \times nw}, & A_{i76w} &= [0]_{nw \times nw}, & A_{i77w} &= \text{diag} \left[\frac{1}{2H_{e1i}} \cdots \frac{1}{2H_{eni}} \right] \\
A_{i78w} &= \text{diag} \left[\frac{-1}{2H_{e1i}} \cdots \frac{-1}{2H_{eni}} \right], & A_{i79w} &= [0]_{nw \times 1}, & A_{81iw} &= [0]_{nw \times 2}, & A_{82iw} &= [0]_{nw \times n} \\
A_{83iw} &= [0]_{nw \times n}, & A_{84iw} &= [0]_{nw \times nw}, & A_{85iw} &= \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{aw1i}R_{w1i}} \cdots \frac{-1}{T_{awni}R_{wni}} \right] \\
A_{86iw} &= \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{aw1i}} \cdots \frac{-1}{T_{awni}} \right], & A_{87iw} &= \text{diag} \left[\frac{k_{wp1i}}{T_{aw1i}} \cdots \frac{k_{wpni}}{T_{awni}} \right] \\
A_{88iw} &= \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{aw1i}} \cdots \frac{-1}{T_{awni}} \right], & A_{89iw} &= [0]_{nw \times 1}, & A_{91iw} &= [\gamma_i \ \rho_i], & A_{92iw} &= [\mu_i]_{1 \times n} \\
A_{93iw} &= [0]_{1 \times n}, & A_{94iw} &= [0]_{1 \times nw}, & A_{95iw} &= [0]_{1 \times nw}, & A_{96iw} &= [0]_{1 \times nw}, & A_{97iw} &= [0]_{1 \times nw} \\
A_{98iw} &= [\mu_i]_{1 \times nw}, & A_{99iw} &= [0], & B_{1i1w} &= \begin{bmatrix} -1 \\ 2H_i \\ 0 \end{bmatrix}, & B_{1i2w} &= [0]_{n \times 1}, & B_{1i3w} &= [0]_{n \times 1} \\
B_{1i4w} &= [0]_{nw \times 1}, & B_{1i5w} &= [0]_{nw \times 1}, & B_{1i6w} &= [0]_{nw \times 1}, & B_{1i7w} &= [0]_{nw \times 1}, & B_{1i8w} &= [0]_{nw \times 1} \\
B_{1i9w} &= [-\mu_i], & B_{2i1w} &= \begin{bmatrix} 0 \\ -2\pi \end{bmatrix}, & B_{2i2w} &= [0]_{n \times 1}, & B_{2i3w} &= [0]_{n \times 1}, & B_{2i4w} &= [0]_{nw \times 1} \\
B_{2i5w} &= [0]_{nw \times 1}, & B_{2i6w} &= [0]_{nw \times 1}, & B_{2i7w} &= [0]_{nw \times 1}, & B_{2i8w} &= [0]_{nw \times 1}, & B_{2i9w} &= [-k_{Pi}2\pi] \\
C_{1iw} &= [\beta_i \ 1], & C_{2iw} &= [0]_{1 \times n}, & C_{3iw} &= [0]_{1 \times n}, & C_{4iw} &= [0]_{1 \times nw}, & C_{5iw} &= [0]_{1 \times nw} \\
C_{6iw} &= [0]_{1 \times nw}, & C_{7iw} &= [0]_{1 \times nw}, & C_{8iw} &= [0]_{1 \times nw}, & C_{9iw} &= [0]
\end{aligned}$$

3.6. Dispositivos de almacenamiento de energía

Debido al aumento en la demanda de energía a nivel mundial, así como al compromiso ambiental que existe entre naciones para disminuir la generación de energía por medio de combustibles fósiles, las energías renovables están en continuo crecimiento en las redes eléctricas del mundo, pero dado a su naturaleza intermitente, se busca encontrar formas para mitigar estos lapsos de intermitencia y lograr una operación satisfactoria, segura y confiable. Se han implementado múltiples estrategias para ayudar a mitigar estas situaciones por medio de inercia virtual a través de dispositivos de electrónica de potencia [34]—[43], pero los dispositivos de almacenamiento de energía también ofrecen otra forma muy favorable para ayudar a solucionar el control de frecuencia de carga en redes eléctricas modernas bajo entornos desregularizados [44]—[51], [72]—[74].

El funcionamiento de los dispositivos de almacenamiento de energía con-

siste en transformar la energía eléctrica en una forma almacenable y viceversa, para disponer de esta energía cuando sea requerido, dicho de otra manera, es un proceso de carga y descarga.

En este trabajo solo se consideran los sistemas de almacenamiento de energía electrostática y magnética, ya que han demostrado tener un mejor desempeño ante el problema de control de frecuencia de carga por su alta velocidad de respuesta y a que el proceso de carga y descarga no afecta su vida útil en comparación con los sistemas de almacenamiento con baterías [50, 82], que son el tipo de dispositivos ampliamente usados para el control de frecuencia.

3.6.1. Almacenamiento de energía con súper capacitores

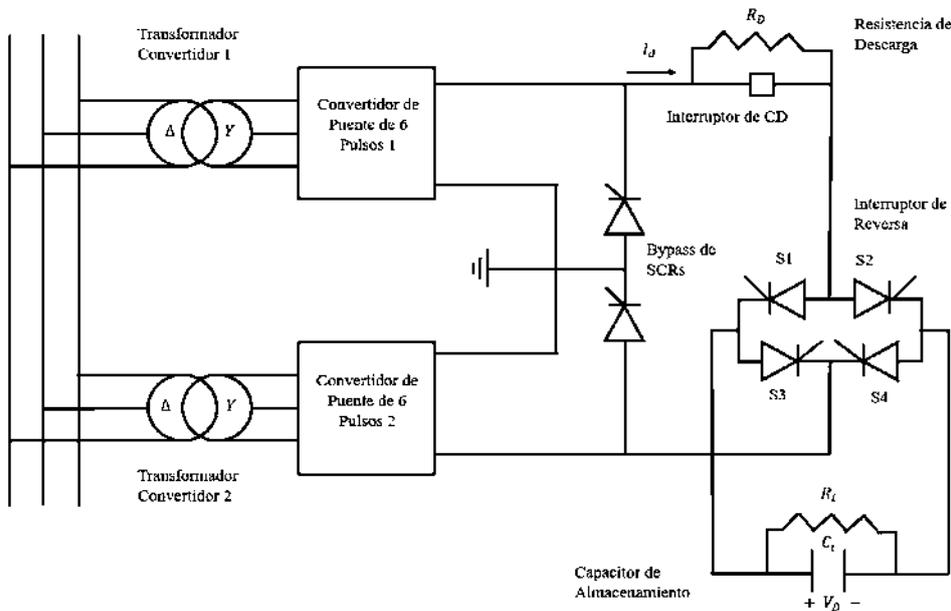


Figura 3.23: Sistema de almacenamiento de energía electrostática.

En este tipo de almacenamiento, la energía se acumula en forma de campo eléctrico utilizando capacitores. Los capacitores tienen un ciclo de vida largo y capacidad de recarga instantánea, pero en contraste su densidad de energía es baja, por lo que los capacitores convencionales no tienen aplicaciones para grandes cantidades de almacenamiento de energía. Sin embargo, existen otros dispositivos llamados súper capacitores, los cuales superan las desventajas de los capacitores convencionales [84], ya que tienen una densidad de carga muy alta [83]. Además, también tienen grandes potencias de salida, por lo que son muy útiles en aplicaciones que requieren potencias instantáneas de gran magnitud. En la Figura 3.23 se observa el esquema básico para un sistema de almacenamiento con capacitor, en el cual se puede observar que consta de un sistema rectificador/inversor, un capacitor como dispositivo de almacenamiento y una resistencia en paralelo que representa las pérdidas. Cuando se tiene un aumento repentino de carga, el capacitor libera su energía almacenada casi de manera instantánea para mitigar la caída de frecuencia. Una vez que los sistemas de control primario alcanzan un nuevo estado de equilibrio, el capacitor inicia a cargarse para volver a sus condiciones nominales. En caso de caída en la demanda, el capacitor inicia el proceso de carga a su valor completo para que una vez que se llegue a un estado estacionario,

este comience a liberar el excedente de energía al sistema, volviendo de esta manera a sus condiciones nominales.

Se define entonces que el voltaje V_D del capacitor es,

$$V_D = 2E_{d0} \cos \alpha_c - 2I_d R_D \quad (3.80)$$

donde α_c el ángulo de disparo y tiene un rango de operación entre 0 y 180 grados debido al proceso de carga y descarga, haciendo variar el voltaje del capacitor de un valor máximo positivo a un valor máximo negativo. La energía almacenada en el capacitor se puede definir como,

$$W_C = \frac{CV_D^2}{2} \quad (3.81)$$

donde C es la capacitancia. Sin embargo, para aplicaciones prácticas en el proceso de descarga es aceptable asumir una caída del 50% del voltaje del capacitor [85], por lo que la ecuación (3.81) se puede redefinir de la siguiente forma,

$$W_C = \frac{C}{2} \left[V_D^2 - \left(\frac{V_D}{2} \right)^2 \right] = \frac{3}{8} CV_D^2 \quad (3.82)$$

Debido a sus características de respuesta rápida, alta eficiencia, y aplicaciones en diferentes márgenes de alta potencia, se considera un dispositivo muy útil para el control de frecuencia. En la Figura 3.24 se muestra el modelo en diagrama de bloques de un sistema de almacenamiento de energía con súper capacitores como estabilizador de frecuencia [48, 73].

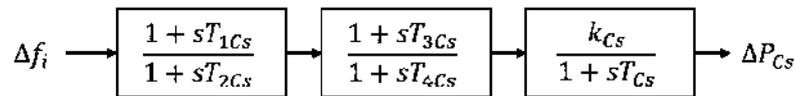


Figura 3.24: Sistema de almacenamiento de energía con súper capacitores.

En la Figura 3.24 las variables T_{1Cs} , T_{2Cs} , T_{3Cs} , y T_{4Cs} son constantes de tiempo de los bloques de compensación de fase de dos etapas, mientras k_{Cs} y T_{Cs} representan la ganancia y constante de tiempo propias del sistema de almacenamiento. Además, la señal de variación de frecuencia sirve como entrada al dispositivo de almacenamiento de energía, para de esta manera apoyar al control de frecuencia cuando se produzca un incremento o decremento repentino de demanda.

3.6.2. Almacenamiento de energía con bobinas superconductoras

Este tipo de sistema almacena energía a partir de campo magnético, el cual se produce al hacer circular una corriente a través de una bobina superconductor, la cual tiene la particularidad de tener una resistencia nula. Para lograr esto, se utilizan sistemas criogénicos, los cuales enfrían el superconductor a una temperatura crítica y de esta manera conserve sus propiedades de nula resistencia al paso de la corriente. Estos dispositivos ofrecen una alta eficiencia, una respuesta rápida y una alta densidad de potencia, pero los costos para su diseño y manufactura son altos y su densidad

de energía es baja. Las bobinas superconductoras administran o absorben energía del sistema cuando se presenta un cambio en la demanda, esto con el fin de ayudar a mitigar las desviaciones de frecuencia y mantener la estabilidad de la red.

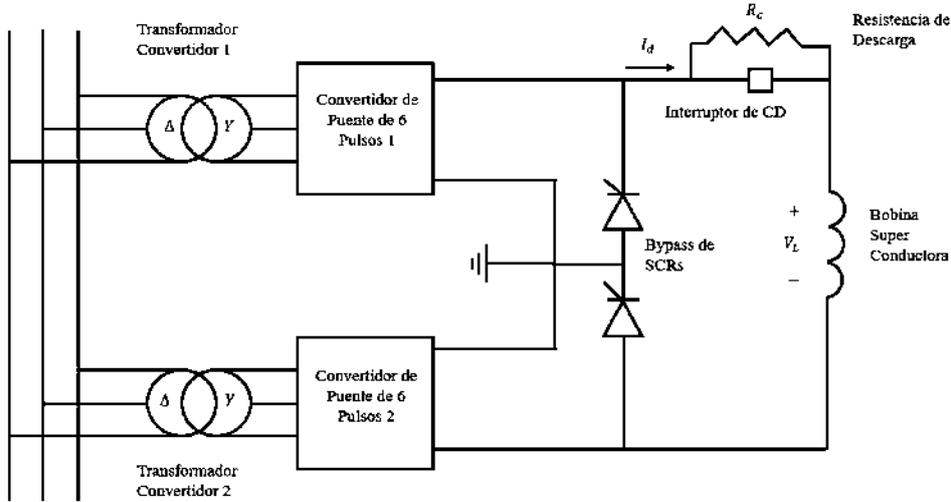


Figura 3.25: Sistema de almacenamiento de energía magnética.

En la Figura 3.25 se observa el esquema básico para un sistema de almacenamiento con bobina superconductoras, en el cual se puede observar que consta de un sistema rectificador/inversor y una bobina superconductoras como dispositivo de almacenamiento de energía.

Se define entonces que el voltaje V_L del inductor es,

$$V_L = 2E_{d0} \cos \alpha_c - 2I_d R_c \tag{3.83}$$

donde α_c el ángulo de disparo y tiene un rango de operación entre 0 y 180 grados debido al proceso de carga y descarga, haciendo variar el voltaje del inductor de un valor máximo positivo a un valor máximo negativo. La energía almacenada en el inductor se puede definir como,

$$W_L = \frac{LI_D^2}{2} \tag{3.84}$$

donde L es la inductancia. En la Figura 3.26 se muestra el modelo en diagrama de bloques de un sistema de almacenamiento de energía supermagnética como estabilizador de frecuencia [50], [86]—[88].

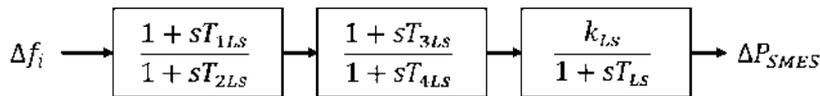


Figura 3.26: Sistema de almacenamiento de energía con superconductividad.

En la Figura 3.26 las variables T_{1Ls} , T_{2Ls} , T_{3Ls} , y T_{4Ls} son constantes de tiempo de los bloques de compensación de fase de dos etapas, mientras k_{Ls} y T_{Ls} representan la ganancia y constante de tiempo propias del sistema de almacenamiento. Además, la señal de variación de frecuencia sirve como entrada al dispositivo de almacenamiento de energía, para de esta manera apoyar al control de frecuencia cuando se produzca un incremento o decremento repentino de demanda.

3.6.3. Modelo matemático de ESS para estudios de control de frecuencia

Los dispositivos de almacenamiento de energía presentados tienen un modelo similar, como se aprecia en las Figuras 3.24 y 3.26, cuya única diferencia son los valores de las constantes de tiempo del compensador de fase de dos etapas, así como la ganancia y constante de tiempo propias de cada tipo de sistema de almacenamiento de energía, por lo que en esta sección se abarca el modelo dinámico de ambos en un solo desarrollo. El modelo dinámico tanto del súper capacitor como de la bobina superconductora se pueden consultar en [91, 92] y [93, 94] respectivamente.

Al igual que el caso del DFIG, los dispositivos de almacenamiento de energía son medios reguladores de frecuencia primaria y requieren interconectarse con cualquier tipo de central para que esta última realice la acción de control secundario y el sistema regrese a su frecuencia nominal. En la Figura 3.27 se aprecia el modelo de múltiples sistemas de almacenamiento de energía interconectados, por simplicidad, con unidades de generación térmicas sin recalentamiento representadas por $\Delta P_{m1i}, \dots, \Delta P_{mni}$. Las ecuaciones diferenciales que conciernen solo a los dispositivos de almacenamiento de energía asociadas a la Figura 3.27 se tienen a continuación,

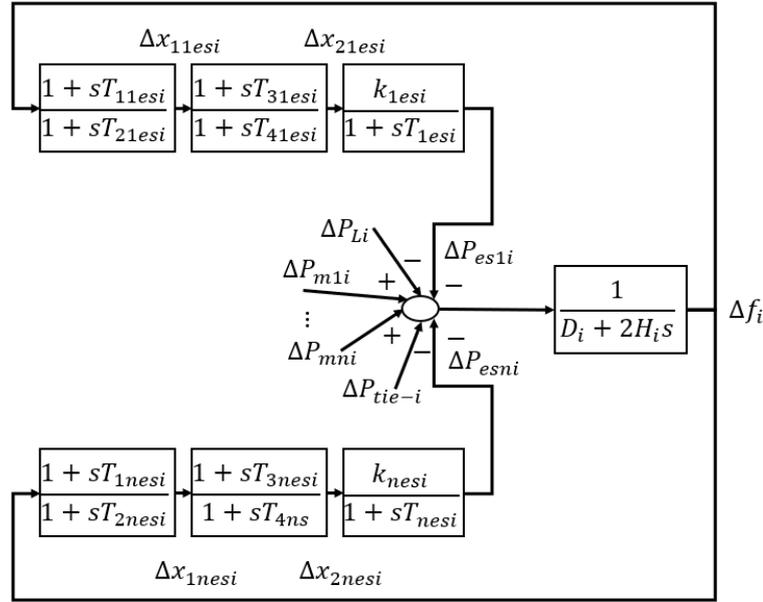


Figura 3.27: Sistema de almacenamiento de energía interconectado a una red eléctrica.

$$\begin{aligned} \Delta \dot{x}_{11esi} &= \frac{1}{T_{21esi}} (\Delta f_i - \Delta x_{11esi} + \Delta \dot{f}_i T_{11esi}) \\ &\vdots \\ \Delta \dot{x}_{1nesi} &= \frac{1}{T_{2nesi}} (\Delta f_i - \Delta x_{1nesi} + \Delta \dot{f}_i T_{1nesi}) \\ \Delta \dot{x}_{21esi} &= \frac{1}{T_{41esi}} \left[-\Delta x_{21esi} + \Delta x_{11esi} + \frac{T_{31esi}}{T_{21esi}} (\Delta f_i - \Delta x_{11esi} + \Delta \dot{f}_i T_{11esi}) \right] \\ &\vdots \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{x}_{2nesi} &= \frac{1}{T_{4nesi}} \left[-\Delta x_{2nesi} + \Delta x_{1nesi} + \frac{T_{3nesi}}{T_{2nesi}} (\Delta f_i - \Delta x_{1nesi} + \Delta \dot{f}_i T_{1nesi}) \right] \\
\Delta \dot{P}_{es1i} &= \frac{1}{T_{1esi}} (\Delta x_{21esi} k_{1esi} - \Delta P_{es1i}) \\
&\vdots \\
\Delta \dot{P}_{esni} &= \frac{1}{T_{nesi}} (\Delta x_{2nesi} k_{nesi} - \Delta P_{esni})
\end{aligned} \tag{3.85}$$

donde $\Delta x_{11esi} \dots \Delta x_{1nesi}$ son variables de estado intermedias de los compensadores de fase, $\Delta x_{21esi} \dots \Delta x_{2nesi}$ son variables de estado finales de los compensadores de fase, $\Delta P_{es1i} \dots \Delta P_{esni}$ son las variaciones de potencia de los sistemas de almacenamiento de energía, $T_{11esi} \dots T_{1nesi}$, $T_{21esi} \dots T_{2nesi}$, $T_{31esi} \dots T_{3nesi}$ y $T_{41esi} \dots T_{4nesi}$ son constantes de tiempo de los compensadores de fase, y finalmente, $k_{1esi} \dots k_{nesi}$ y $T_{1esi} \dots T_{nesi}$ son las ganancias y las constantes de tiempo de los sistemas de almacenamiento de energía respectivamente.

Dicho de otra manera, el sistema analizado en la Figura 3.27 corresponde a un sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas sin recalentamiento, considerando la interconexión de nes unidades ESS, por lo que es importante puntualizar los cambios en las ecuaciones dinámicas del sistema original, es decir, antes de la conexión de los ESS. Afortunadamente, la única ecuación que se ven modificadas por la adición de estas nuevas unidades son las de desviaciones de frecuencia, Δf_i . Una vez que se haya incluido el efecto de los cambios de potencia de los dispositivos ESS en $\Delta \dot{f}_i$ se debe actualizar esta nueva frecuencia en las ecuaciones que corresponda. Mientras que las expresiones para los cambios de potencia, x_{mi} y los cambios en las posiciones de las válvulas, x_{gi} , de las n unidades térmicas sin recalentamiento, no sufren ningún cambio. Se define entonces $\Delta \dot{f}_i$ de la siguiente forma,

$$\Delta \dot{f}_i = \frac{1}{2H_i} (\Delta P_{m1i} + \dots + \Delta P_{mni} - \Delta P_{es1i} - \dots - \Delta P_{esni} - \Delta P_{Li} - \Delta P_{tie-i} - D_i \Delta f_i)$$

Se concluye, de esta manera, que el efecto de los dispositivos ESS en las ecuaciones dinámicas de cualquier sistema con control secundario solo se ve reflejado en la ecuación para frecuencia del sistema.

Considerando que las unidades térmicas sin recalentamiento y los dispositivos de almacenamiento de energía están dadas por n y nes respectivamente, la solución en espacio de estados es la siguiente,

$$\dot{x}_{ies} = A_{ies} x_{ies} + B_{1ies} u_i + B_{2ies} w_i \tag{3.86}$$

$$y_{ies} = C_{ies} x_{ies} \tag{3.87}$$

donde A_{ies} es de orden $(3 + 2n + 3nes) \times (3 + 2n + 3nes)$, B_{1ies} y B_{2ies} son de orden $(3 + 2n + 3nes) \times 1$, C_{ies} es de orden $1 \times (3 + 2n + 3nes)$, x_{ies} representa el vector de estados el cual es de orden $(3 + 2n + 3nes) \times 1$ cuyas variables son,

$$x_{ies}^T = [\Delta f_i \quad \Delta P_{tie-i} \quad x_{mi} \quad x_{gi} \quad \Delta x_{1esi} \quad \Delta x_{2esi} \quad \Delta P_{esi} \quad \Delta P_{ci}] \tag{3.88}$$

donde Δx_{1wi} , Δx_{2wi} , Δx_{3wi} , $\Delta \omega_i$ y ΔP_{NCi} son,

$$\Delta x_{1esi} = [\Delta x_{11esi} \quad \dots \quad \Delta x_{1nesi}] \tag{3.89}$$

$$\Delta x_{2esi} = [\Delta x_{21esi} \quad \dots \quad \Delta x_{2nesi}] \tag{3.90}$$

$$\Delta P_{esi} = [\Delta P_{es1i} \quad \dots \quad \Delta P_{esni}] \tag{3.91}$$

Mientras que la salida y las excitaciones son idénticas a lo presentado en las ecuaciones (3.8), (3.9) y (3.10) respectivamente.

Las matrices del sistema se definen como sigue,

$$A_{ies} = \begin{bmatrix} A_{i11es} & A_{i12es} & A_{i13es} & A_{i14es} & A_{i15es} & A_{i16es} & A_{i17es} \\ A_{i21es} & A_{i22es} & A_{i23es} & A_{i24es} & A_{i25es} & A_{i26es} & A_{i27es} \\ A_{i31es} & A_{i32es} & A_{i33es} & A_{i34es} & A_{i35es} & A_{i36es} & A_{i37es} \\ A_{i41es} & A_{i42es} & A_{i43es} & A_{i44es} & A_{i45es} & A_{i46es} & A_{i47es} \\ A_{i51es} & A_{i52es} & A_{i53es} & A_{i54es} & A_{i55es} & A_{i56es} & A_{i57es} \\ A_{i61es} & A_{i62es} & A_{i63es} & A_{i64es} & A_{i65es} & A_{i66es} & A_{i67es} \\ A_{i71es} & A_{i72es} & A_{i73es} & A_{i74es} & A_{i75es} & A_{i76es} & A_{i77es} \end{bmatrix}, \quad B_{1ies} = \begin{bmatrix} B_{1i1es} \\ B_{1i2es} \\ B_{1i3es} \\ B_{1i4es} \\ B_{1i5es} \\ B_{1i6es} \\ B_{1i7es} \end{bmatrix}$$

$$B_{2ies} = \begin{bmatrix} B_{2i1es} \\ B_{2i2es} \\ B_{2i3es} \\ B_{2i4es} \\ B_{2i5es} \\ B_{2i6es} \\ B_{2i7es} \end{bmatrix}, \quad C_{ies}^T = \begin{bmatrix} C_{1ies} \\ C_{2ies} \\ C_{3ies} \\ C_{4ies} \\ C_{5ies} \\ C_{6ies} \\ C_{7ies} \end{bmatrix}$$

donde cada submatriz es,

$$A_{i11es} = \begin{bmatrix} \frac{-D_i}{2H_i} & \frac{-1}{2H_i} \\ 2\pi \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} & 0 \end{bmatrix}, \quad A_{i12es} = \begin{bmatrix} \frac{1}{2H_i} & \cdots & \frac{1}{2H_i} \\ 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix}_{2 \times n}, \quad A_{i13es} = [0]_{2 \times n}$$

$$A_{i14es} = [0]_{2 \times nes}, \quad A_{i15es} = [0]_{2 \times nes}, \quad A_{i16es} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{2H_i} & \cdots & \frac{-1}{2H_i} \\ 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix}_{2 \times nes}, \quad A_{i17es} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$A_{i21es} = [0]_{n \times 2}, \quad A_{i22es} = \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{t1i}} \quad \cdots \quad \frac{-1}{T_{tni}} \right], \quad A_{i23es} = \text{diag} \left[\frac{1}{T_{t1i}} \quad \cdots \quad \frac{1}{T_{tni}} \right]$$

$$A_{i24es} = [0]_{n \times nes}, \quad A_{i25es} = [0]_{n \times nes}, \quad A_{i26es} = [0]_{n \times nes}, \quad A_{i27es} = [0]_{n \times 1}$$

$$A_{i31es} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{T_{g1i}R_{1i}} & 0 \\ \vdots & \vdots \\ \frac{-1}{T_{gni}R_{ni}} & 0 \end{bmatrix}_{n \times 2}, \quad A_{i32} = [0]_{n \times n}, \quad A_{i33es} = \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{g1i}} \quad \cdots \quad \frac{-1}{T_{gni}} \right]$$

$$A_{i34es} = [0]_{n \times nes}, \quad A_{i35es} = [0]_{n \times nes}, \quad A_{i36es} = [0]_{n \times nes}, \quad A_{i37es} = \begin{bmatrix} \alpha_{1i} \\ T_{g1i} \\ \vdots \\ \alpha_{ni} \\ T_{gni} \end{bmatrix}_{n \times 1}$$

$$A_{i41es} = \begin{bmatrix} -\frac{T_{11esi}D_i}{2H_iT_{21esi}} + \frac{1}{T_{21esi}} & -\frac{T_{11esi}}{2H_iT_{21esi}} \\ \vdots & \vdots \\ -\frac{T_{1nesi}D_i}{2H_iT_{2nesi}} + \frac{1}{T_{2nesi}} & -\frac{T_{1nesi}}{2H_iT_{2nesi}} \end{bmatrix}_{nes \times 2}$$

$$A_{i42es} = \begin{bmatrix} \frac{T_{11esi}}{2H_iT_{21esi}} & \cdots & \frac{T_{11esi}}{2H_iT_{21esi}} \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{T_{1nesi}}{2H_iT_{2nesi}} & \cdots & \frac{T_{1nesi}}{2H_iT_{2nesi}} \end{bmatrix}_{nes \times n}, \quad A_{i43es} = [0]_{nes \times n}$$

$$A_{i44es} = \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{21esi}} \quad \cdots \quad \frac{-1}{T_{2nesi}} \right], \quad A_{i45es} = [0]_{nes \times nes}, \quad A_{i46es} = [0]_{nes \times nes}$$

$$A_{i47es} = [0]_{nes \times 1}, \quad A_{i51es} = \begin{bmatrix} -\frac{T_{11esi}T_{31esi}D_i}{2H_iT_{21esi}T_{41esi}} + \frac{T_{31esi}}{T_{21esi}T_{41esi}} & -\frac{T_{11esi}T_{31esi}}{2H_iT_{21esi}T_{41esi}} \\ \vdots & \vdots \\ -\frac{T_{1nesi}T_{3nesi}D_i}{2H_iT_{2nesi}T_{4nesi}} + \frac{T_{3nesi}}{T_{2nesi}T_{4nesi}} & -\frac{T_{1nesi}T_{3nesi}}{2H_iT_{2nesi}T_{4nesi}} \end{bmatrix}_{nes \times 2}$$

$$A_{i52es} = \begin{bmatrix} \frac{T_{11esi}T_{31esi}}{2H_iT_{21esi}T_{41esi}} & \cdots & \frac{T_{11esi}T_{31esi}}{2H_iT_{21esi}T_{41esi}} \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{T_{1nesi}T_{3nesi}}{2H_iT_{2nesi}T_{4nesi}} & \cdots & \frac{T_{1nesi}T_{3nesi}}{2H_iT_{2nesi}T_{4nesi}} \end{bmatrix}_{nes \times n}, \quad A_{i53es} = [0]_{nes \times n}$$

$$A_{i54es} = \text{diag} \left[\frac{1}{T_{41esi}} - \frac{T_{31esi}}{T_{21esi}T_{41esi}} \quad \cdots \quad \frac{1}{T_{4nesi}} - \frac{T_{3nesi}}{T_{2nesi}T_{4nesi}} \right]$$

$$A_{i55es} = \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{41esi}} \quad \cdots \quad \frac{-1}{T_{4nesi}} \right], \quad A_{i56es} = [0]_{nes \times nes}, \quad A_{i57es} = [0]_{nes \times 1}$$

$$A_{i61es} = [0]_{nes \times 2}, \quad A_{i62es} = [0]_{nes \times n}, \quad A_{i63es} = [0]_{nes \times n}, \quad A_{i64es} = [0]_{nes \times nes}$$

$$A_{i65es} = \text{diag} \left[\frac{k_{1esi}}{T_{1esi}} \quad \cdots \quad \frac{k_{nesi}}{T_{nesi}} \right], \quad A_{i66es} = \text{diag} \left[\frac{-1}{T_{1esi}} \quad \cdots \quad \frac{-1}{T_{nesi}} \right], \quad A_{i67es} = [0]_{nes \times 1}$$

$$A_{i71es} = [\gamma_i \quad \rho_i], \quad A_{i72es} = [\mu_i]_{1 \times n}, \quad A_{i73es} = [0]_{1 \times n}, \quad A_{i74es} = [0]_{1 \times nes}, \quad A_{i75es} = [0]_{1 \times nes}$$

$$A_{i76es} = [-\mu_i]_{1 \times nes}, \quad A_{i77es} = [0], \quad B_{1i1es} = \begin{bmatrix} -1 \\ 2H_i \\ 0 \end{bmatrix}, \quad B_{1i2es} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{1i3es} = [0]_{n \times 1}$$

$$B_{1i4es} = \begin{bmatrix} \frac{-T_{11esi}}{2H_i T_{21esi}} \\ \vdots \\ \frac{-T_{1nesi}}{2H_i T_{2nesi}} \end{bmatrix}_{nes \times 1}, \quad B_{1i5es} = \begin{bmatrix} \frac{-T_{11esi} T_{31esi}}{2H_i T_{21esi} T_{41esi}} \\ \vdots \\ \frac{-T_{1nesi} T_{3nesi}}{2H_i T_{2nesi} T_{4nesi}} \end{bmatrix}_{nes \times 1}, \quad B_{1i6es} = [0]_{nes \times 1}$$

$$B_{1i7es} = [-\mu_i], \quad B_{2i1es} = \begin{bmatrix} 0 \\ -2\pi \end{bmatrix}, \quad B_{2i2es} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{2i3es} = [0]_{n \times 1}, \quad B_{2i4es} = [0]_{nes \times 1}$$

$$B_{2i5es} = [0]_{nes \times 1}, \quad B_{2i6es} = [0]_{nes \times 1}, \quad B_{2i7es} = [-2\pi k P_i], \quad C_{1ies} = [\beta_i \quad 1], \quad C_{2ies} = [0]_{1 \times n}$$

$$C_{3ies} = [0]_{1 \times n}, \quad C_{4ies} = [0]_{1 \times nes}, \quad C_{5ies} = [0]_{1 \times nes}, \quad C_{6ies} = [0]_{1 \times nes}, \quad C_{7ies} = [0]$$

En el siguiente capítulo se revisará como estos modelos matemáticos se integran a los modelos de un entorno desregularizado para de esta manera construir dos funciones de MATLAB para dos diferentes casos. En el caso uno se revisara como es la estructura para un sistema que cuente con al menos una unidad convencional y para el caso dos, se examinara como es el modelado cuando el sistema carece de unidades convencionales.

Capítulo 4

Modelo Matemático para el Control de Frecuencia en Entornos Desregularizados

En este capítulo se presentan los modelos matemáticos para los diferentes dispositivos descritos en el capítulo anterior para el control de frecuencia en un ambiente desregularizado. Se omite un desarrollo matemático para los dispositivos DFIG y ESS, ya que estos solo cumplen con la función de apoyar en la regulación de frecuencia primaria, de tal manera que no modifican, dentro del modelo matemático, la inclusión de los efectos del entorno desregularizado. Para ello se estudian los diferentes tipos de contratos que se realizan en un mercado eléctrico desregularizado.

También se presenta en este capítulo la de matriz de participación de generación, la cual es de suma importancia, pues guarda toda la información de los acuerdos contractuales de compra/venta de energía, a nivel operativo, que existen entre las diferentes compañías de distribución y generación de todas las áreas del sistema.

Se analizan los dos casos que se pueden presentar en el planteamiento del algoritmo de solución para la formulación matemática generalizada.

Se presenta el algoritmo genético multiobjetivo aplicado al control de frecuencia y el procedimiento detallado de como es aplicado en este trabajo para la solución del estudio de control de frecuencia en un ambiente regularizado y desregularizado.

Finalmente, se presentan una comparativa de casos de estudio, con respecto a otros trabajos, con el fin de validar todos y cada uno de los modelos desarrollados en este trabajo.

4.1. Tipos de contratos en sistemas de potencia desregularizados

En una red eléctrica convencional, la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica están a cargo de un solo organismo llamado empresa de servicios públicos integrada verticalmente (VIU, acrónimo del inglés, Vertically Integrated Utility) [8]. Esta entidad suministra energía a sus usuarios a una tasa especificada. El sistema eléctrico está dividido por áreas de control, donde estas áreas están determinadas por límites meramente físicos y a la vez están interconectadas entre sí por medio

de enlaces de transmisión [3, 4]. En un ambiente regulado, las compañías de generación de cada área son las encargadas mantener el balance generación-carga y por medio de la señal de ACE, garantizar que las desviaciones de frecuencia y potencia en los enlaces de transmisión se anulen.

Una vez que la red eléctrica se ha reestructurado, el organismo VIU se divide por diferentes representantes del mercado como son las empresas de generación de energía eléctrica (GENCO), las empresas de transmisión (TRANSCO), empresas de distribución (DISCO) y operadores independientes del sistema (ISO). Estos diferentes organismos se encargan de controlar el balance de generación-demanda en las redes eléctricas en un entorno de control competitivo y distribuido, por lo que se dice que está desregularizado [3, 4]. Considérese que para algunos mercados el control de frecuencia todas las unidades están obligadas a participar en este control [101]. En un esquema altamente desregularizado, la complejidad de la red aumenta, pues los usuarios tienen la libertad de contratar a cualquier unidad generadora en su área o no, además de que las unidades de generación pueden o no apoyar al control de frecuencia en su área local [3, 4], por lo que es importante la implementación de técnicas de control y optimización para el diseño de controladores que garanticen la operación estable de la red bajo este esquema. En la Figura 4.1 se observa un esquema conceptual del control de frecuencia en un ambiente desregularizado [3].

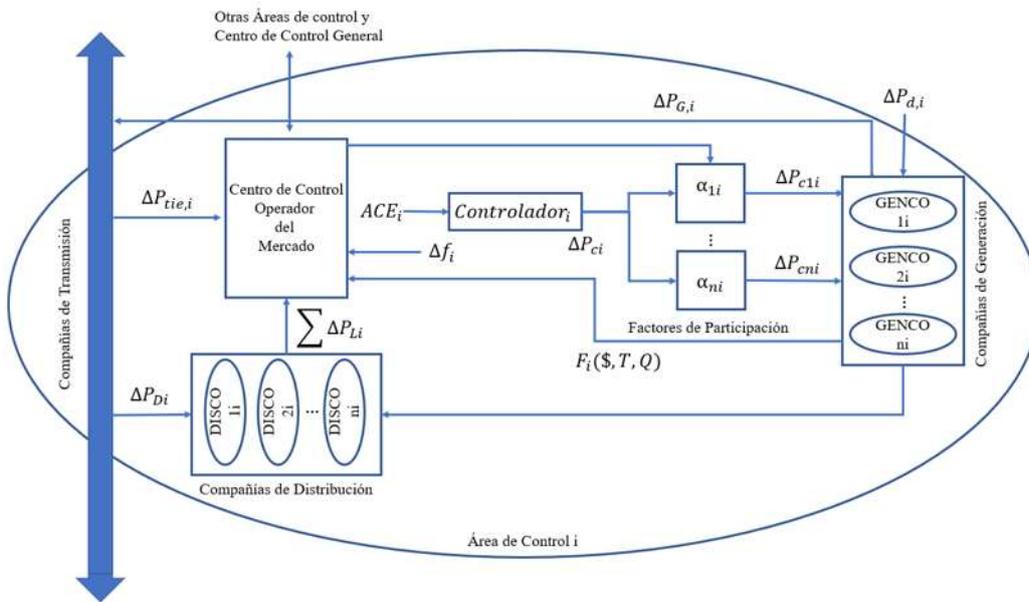


Figura 4.1: Esquema conceptual de control de frecuencia en un ambiente desregularizado.

Después de la reestructuración, la empresa VIU cambia al concepto de mercado desregularizado altamente competitivo, el cual generalmente está dividido en tres modelos diferentes. Dichos modelos son derivados con base en los acuerdos contractuales con las diferentes entidades de una red eléctrica desregularizada [8].

Para modelar de manera matemática el tipo de contratos que hay en un sistema eléctrico desregularizado, se han presentado varias investigaciones [3, 4], [54-57], donde dichas transacciones son representadas a partir de matrices que incluyen la información con la que las diferentes GENCOs administran las demandas contratadas por las DISCOs. Estas matrices reciben el nombre de matriz de participación de las compañías de distribución, DPM , y matriz de participación de generación, GPM . Este

tipo de transacciones se dividen en tres [3, 4]:

- Contrato unilateral: solo pueden participar en los contratos las GENCOs con las DISCOs de la misma área en común.
- Contrato bilateral: las DISCOs tienen la libertad de contratar cualquier GENCO, ya sea de su área en común o no.
- Violación de contrato: El exceso de demanda por parte de un área de distribución, DISCO, no es subcontratado por ningún GENCO y el cambio de carga en esa área tendrá que ser compartido por todas las GENCOs de la zona del área local. Este exceso de potencia demandada se ve reflejado como carga local, pero no forma parte de la demanda contratada.

En este trabajo el mercado eléctrico es abordado desde un punto de vista operativo, es decir, se analizan las transacciones de energía en un entorno regularizado y desregularizado haciendo énfasis en su impacto a nivel operativo, en la frecuencia y en los envíos de potencia a través de los enlaces de transmisión que interconectan las diferentes áreas de control, quedando fuera del alcance un análisis económico de compra/venta de energía.

4.2. Modelo dinámico de control de frecuencia en un ambiente desregularizado

En esta sección se presenta un modelo dinámico para el análisis del control de frecuencia cuando se encuentra en un ambiente desregularizado basado en el esquema de control convencional presentado hasta ahora.

Para considerar el efecto de los contratos bilaterales se utiliza la matriz *GPM* [54]—[57]. Esta matriz guarda en su interior toda la información de los diferentes acuerdos contractuales que se pueden tener en el sistema mediante los diferentes factores de participación de todas las compañías de generación. Para esta matriz *GPM* en particular, los renglones indican el número de compañías de generación, mientras que las columnas las diferentes áreas operativas o usuarios, por lo que el estudio se limita a un usuario por área operativa [3, 4] [54]—[57]. La matriz *GPM* puede ser de cualquier orden, ya que esto está en función de las áreas del sistema y de las unidades de generación en cada área. Supongamos que se tienen un sistema con n compañías de generación y N áreas operativas, la matriz *GPM* de la i -ésima área de control se define de la siguiente forma [3, 4] [54]—[57],

$$GPM_i = \begin{bmatrix} gpf_{11} & gpf_{12} & \dots & gpf_{1(N-1)} & gpf_{1N} \\ gpf_{21} & gpf_{22} & \dots & gpf_{2(N-1)} & gpf_{2N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ gpf_{(n-1)1} & gpf_{(n-1)2} & \dots & gpf_{(n-1)(N-1)} & gpf_{(n-1)N} \\ gpf_{n1} & gpf_{n2} & \dots & gpf_{n(N-1)} & gpf_{nN} \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

donde gpf_{ki} es el factor de participación de generación de la unidad k de la i -ésima área. Por cada área de control, la suma de estos factores de participación

debe ser igual a la unidad como se muestra en la siguiente ecuación [3, 4] [54]—[57],

$$\sum_{k=1}^n gpf_{ki} = 1 \quad (4.2)$$

Cualquier factor de participación en *GPM* corresponde a un contrato de carga entre una DISCO y una GENCO. Para incluir esta información en el esquema actual (Figura 2.8), se deben agregar nuevas señales que contengan la información adecuada. Esta información identifica como deben realizar el suministro por parte de cada GENCO con la DISCO específica. También, tiene como tarea mantener la potencia programa en los enlaces de transmisión de todo el sistema. Esto se realiza encontrando el balance entre la potencia exportada y la importada, ya que al tratarse de un sistema desregularizado, las GENCOs locales pueden suministrar potencia no solo al usuario local, sino al de cualquiera área operativa. A esta diferencia de potencia exportada e importada se le llama error de potencia en la línea de transmisión, $\Delta P_{tie,error}$, la cual es utilizada para reestructurar la señal ACE.

Considerando el diagrama de bloques de la Figura 2.8 se pueden agregar las nuevas señales mencionadas con el fin de agregar el efecto del entorno desregularizado tal como se observa en la Figura 4.2. Las nuevas señales se muestran con una flecha de color rojo.

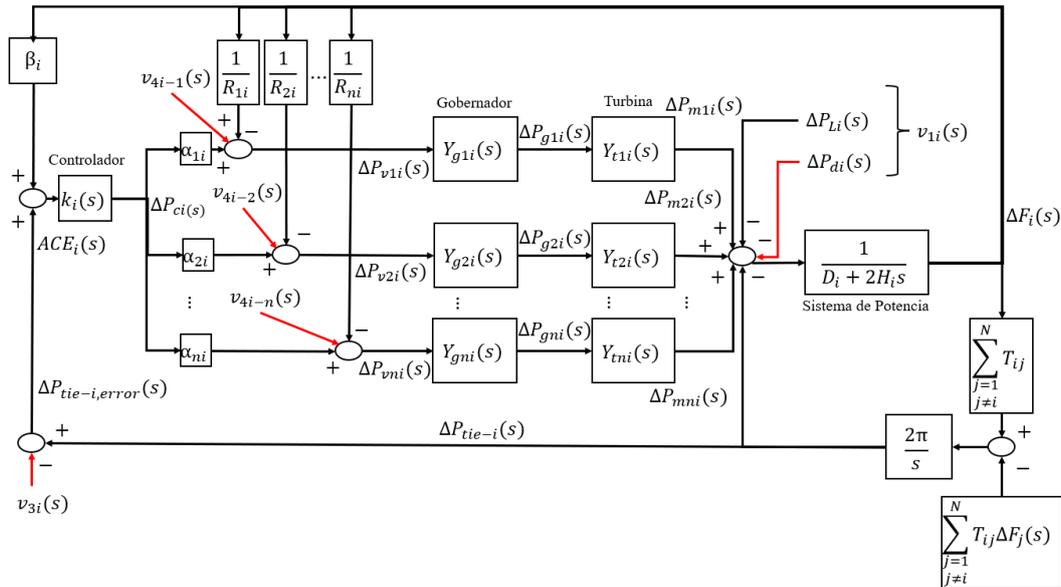


Figura 4.2: Modelo dinámico de control de frecuencia en un ambiente desregularizado.

La señal $v_{1i}(s)$ representa la suma de la demanda local contratada y los disturbios de carga no previstos, o no contratados, de la *i*-ésima área de control y se define de la siguiente manera [3, 4] [54]—[57],

$$v_{1i}(s) = \Delta P_{Li}(s) + \Delta P_{di}(s) \quad (4.3)$$

donde $\Delta P_{di}(s)$ es la demanda no contratada.

La señal $v_{3i}(s)$ se refiere al cambio de potencia programada en la línea de transmisión, es decir, a la diferencia entre la exportación y la importación de potencia

en el área i . Matemáticamente, se puede definir de la siguiente forma [3, 4] [54]—[57],

$$v_{3i}(s) = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N \left(\sum_{k=1}^n gpf_{kj} \right) \Delta P_{Lj}(s) - \sum_{k=1}^n \left(\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N gpf_{jk} \right) \Delta P_{Li}(s) \quad (4.4)$$

donde ΔP_{Lj} representa la demanda contratada por el área operativa j -ésima. El primer término de esta ecuación representa la potencia exportada de la i -ésima área de control a todas las demás áreas del sistema. Para ello se realiza la sumatoria de todos los factores de participación multiplicados por las demandas correspondientes de las otras áreas de control, es decir, se suman todos los factores que implican un acuerdo contractual entre el área i y el área j multiplicado por la demanda de potencia en el área j . Se realiza este proceso para todas y cada una de las áreas del sistema. De esta manera se obtiene la potencia neta exportada por el área i con todo el sistema y además, se conoce específicamente la aportación de cada unidad de generación de la i -ésima con respecto a toda la exportación. En tanto, al segundo término de la expresión, se refiere a las importaciones que tiene la i -ésima área de control, es decir, toda la potencia recibida por las demás áreas de control del sistema en función a los acuerdos contractuales entre ellas. Para esto, se realiza la sumatoria de los factores de participación del área j con respecto al área i y se multiplica por la demanda de potencia del área i . Se realiza este proceso para todas y cada una de las áreas del sistema. De esta manera se tiene la potencia neta importada por el área i con todas las demás áreas de control y además, se conoce puntualmente la aportación de cada unidad de generación de las demás áreas de control con respecto a toda la importación.

De la Figura 4.2 se tiene que,

$$\Delta P_{tie-i,error}(s) = \Delta P_{tie-i}(s) - v_{3i}(s) \quad (4.5)$$

Por lo tanto $ACE_i(s)$ es igual a,

$$ACE_i(s) = \beta_i \Delta F_i(s) + \Delta P_{tie-i,error}(s) \quad (4.6)$$

Sustituyendo la ecuación (4.5) en la (4.6) se tiene,

$$ACE_i(s) = \beta_i \Delta F_i(s) + \Delta P_{tie-i,actual}(s) - v_{3i}(s) \quad (4.7)$$

Ahora, para encontrar la ecuación de control considerando que se tiene un controlador PI, se tiene la siguiente ecuación,

$$\Delta P_{ci}(s) = k_i(s) ACE_i(s) = \left(k_{Pi} + \frac{k_{Ii}}{s} \right) (\beta_i \Delta F_i(s) + \Delta P_{tie-i}(s) - v_{3i}) \quad (4.8)$$

Realizando el producto y multiplicando ambos lados de la ecuación por el operador de la Laplace, s , para quitar la acción del integrador se tiene,

$$\Delta \dot{P}_{ci}(s) = k_{Pi}(\beta_i \Delta \dot{F}_i(s) + \Delta \dot{P}_{tie-i}(s)) + k_{Ii}(\beta_i \Delta F_i(s) + \Delta P_{tie-i}(s) - v_{3i}(s)) \quad (4.9)$$

Las señales v_{4i-1} , v_{4i-2} y v_{4i-n} conforman al vector v_{4i} el cual incluye la demanda contratada por los DISCOs de otras áreas con los GENCOs de la i -ésima área y se representa de la siguiente manera [3, 4] [54]—[57],

$$v_{4i} = [v_{4i-1} \quad v_{4i-2} \quad \dots \quad v_{4i-n}] \quad (4.10)$$

donde,

$$\begin{aligned}
v_{4i-1} &= \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N gpf_{1j} \Delta P_{Lj} \\
v_{4i-2} &= \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N gpf_{2j} \Delta P_{Lj} \\
&\vdots \\
v_{4i-n} &= \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N gpf_{nj} \Delta P_{Lj}
\end{aligned} \tag{4.11}$$

La generación total de cada unidad se puede encontrar mediante la siguiente ecuación,

$$\Delta P_{mi} = \sum_{j=1}^N gpf_{ij} \Delta P_{Lj} \tag{4.12}$$

Finalmente, si aparece un disturbio o una demanda no contratada, ΔP_{di} , en la i -ésima área de control, esta será suministrada exclusivamente por las compañías de generación del área i en función con su factor de participación de su área local, ya que esta información, aparece solo en términos de la señal ACE_i . Matemáticamente, la potencia suministrada por cada unidad generadora en la i -ésima área de control cuando existe una demanda no contratada, ΔP_{di} , se define como se muestra a continuación,

$$\Delta P_{mn} = \sum_{j=1}^N gpf_{ij} \Delta P_{Lj} + \frac{gpf_{ni}}{\sum_{k=1}^N gpf_{ki}} \Delta P_{di} \tag{4.13}$$

4.2.1. Modelo dinámico de central térmica sin recalentamiento en un ambiente desregularizado

En el diagrama de bloques de la Figura 4.3 se tiene un sistema interconectado multimáquina con unidades de generación térmicas sin recalentamiento en un entorno desregularizado.

Del conjunto de ecuaciones dinámicas representadas por (3.2) para un sistema con unidades térmicas sin recalentamiento solo se ven modificadas las siguientes cuando se modela en un ambiente desregularizado,

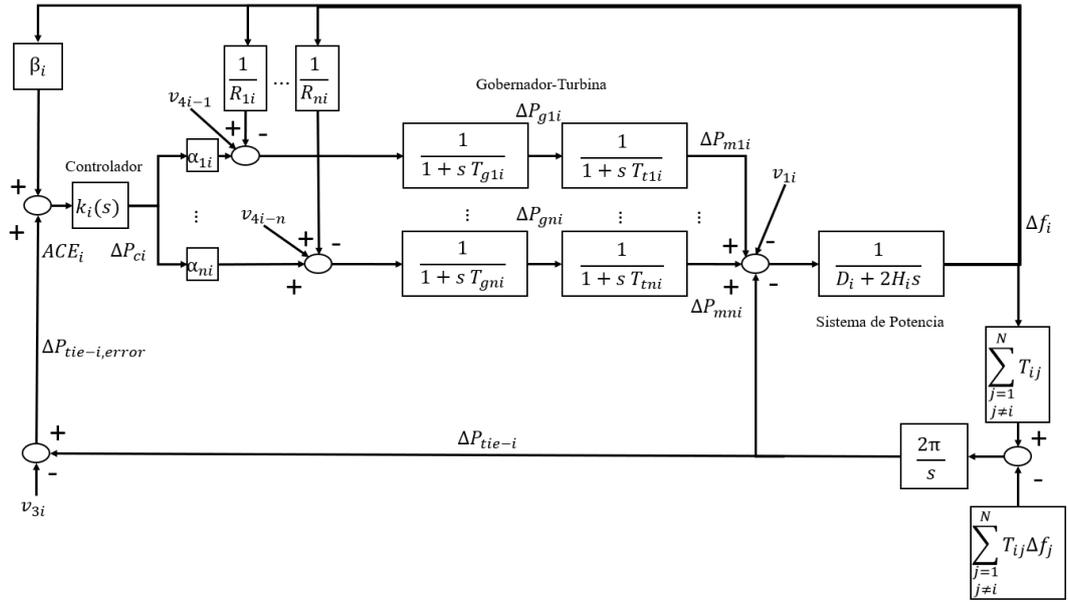


Figura 4.3: Modelo dinámico de control de frecuencia en un ambiente desregularizado para un sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas sin recalentamiento.

$$\begin{aligned}
 \dot{\Delta f}_i &= \frac{1}{2H_i} (\Delta P_{m1i} + \dots + \Delta P_{mni} - v_{1i} - \Delta P_{tie-i} - D_i \Delta f_i) \\
 \Delta \dot{P}_{g1i} &= \frac{1}{T_{g1i}} (\alpha_{1i} \Delta P_{ci} + v_{4i-1} - \Delta P_{g1i} - \frac{\Delta f_i}{R_{1i}}) \\
 &\vdots \\
 \Delta \dot{P}_{gni} &= \frac{1}{T_{gni}} (\alpha_{ni} \Delta P_{ci} + v_{4i-n} - \Delta P_{gni} - \frac{\Delta f_i}{R_{ni}}) \\
 \Delta \dot{P}_{ci} &= k_{P_i} (\beta_i \dot{\Delta f}_i + \Delta \dot{P}_{tie-i}) + k_{I_i} (\beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie-i} - v_{3i})
 \end{aligned} \tag{4.14}$$

Las demás ecuaciones no sufren ningún cambio. Replanteando la ecuación (3.9) para incluir el efecto del ambiente desregularizado se tiene,

$$u_i^T = [v_{1i} \quad v_{3i} \quad v_{4i}] \tag{4.15}$$

Ya que solo se modificó la entrada u_i , la matriz B_{1i} es la única que se ve modificada para agregar el efecto del entorno desregularizado. Para este sistema térmico sin recalentamiento, esta matriz cambia de la siguiente forma,

$$B_{1i} = \begin{bmatrix} B_{1i11} & B_{1i12} \\ B_{1i21} & B_{1i22} \\ B_{1i31} & B_{1i32} \\ B_{1i41} & B_{1i42} \end{bmatrix}$$

donde B_{1i} es de orden $(2+n) \times (3+2n)$.

Cada submatriz es,

$$B_{1i11} = \begin{bmatrix} -1 \\ \frac{1}{2H_i} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad B_{1i12} = [0]_{2 \times n}, \quad B_{1i21} = [0]_{n \times 2}, \quad B_{1i22} = [0]_{n \times n}, \quad B_{1i31} = [0]_{n \times 2}$$

$$B_{1i32} = \text{diag} \left[\frac{1}{T_{g1i}} \quad \dots \quad \frac{1}{T_{gni}} \right], \quad B_{1i41} = [-\mu_i \quad -k_{Ii}], \quad B_{1i42} = [0]_{1 \times n}$$

Las matrices A_i , B_{2i} y C_i , así como la entrada w_i , no sufren ningún cambio y se consideran exactamente igual a como previamente se habían definido.

4.2.2. Modelo dinámico de central térmica con recalentamiento simple en un ambiente desregularizado

Considerando las definiciones establecidas en (3.15) y considerando el diagrama de bloques de la Figura 4.4 donde se considera un sistema de unidades térmicas con recalentamiento simple en un ambiente desregularizado, se muestran exclusivamente las ecuaciones dinámicas que se ven modificadas de la siguiente manera,

$$\begin{aligned} \dot{\Delta f}_i &= \frac{1}{2H_i} (\Delta x_{11i} F_{HP1i} + \dots + \Delta x_{1ni} F_{HPni} + \Delta x_{41i} F_{IP1i} + \dots + \\ &\quad \Delta x_{4ni} F_{IPni} + \Delta x_{81i} F_{LP1i} + \dots + \Delta x_{8ni} F_{LPni} - v_{1i} \\ &\quad - \Delta P_{tie-i}) - D_i \Delta f_i \\ \Delta \dot{P}_{g1i} &= \frac{1}{T_{g1i}} \left(\alpha_{1i} \Delta P_{ci} + v_{4i-1} - \Delta P_{g1i} - \frac{\Delta f_i}{R_{1i}} \right) \\ &\vdots \\ \Delta \dot{P}_{gni} &= \frac{1}{T_{gni}} \left(\alpha_{ni} \Delta P_{ci} + v_{4i-n} - \Delta P_{gni} - \frac{\Delta f_i}{R_{ni}} \right) \\ \Delta \dot{P}_{ci} &= k_{Pi} (\beta_i \dot{\Delta f}_i + \Delta \dot{P}_{tie-i}) + k_{Ii} (\beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie-i} - v_{3i}) \end{aligned} \quad (4.16)$$

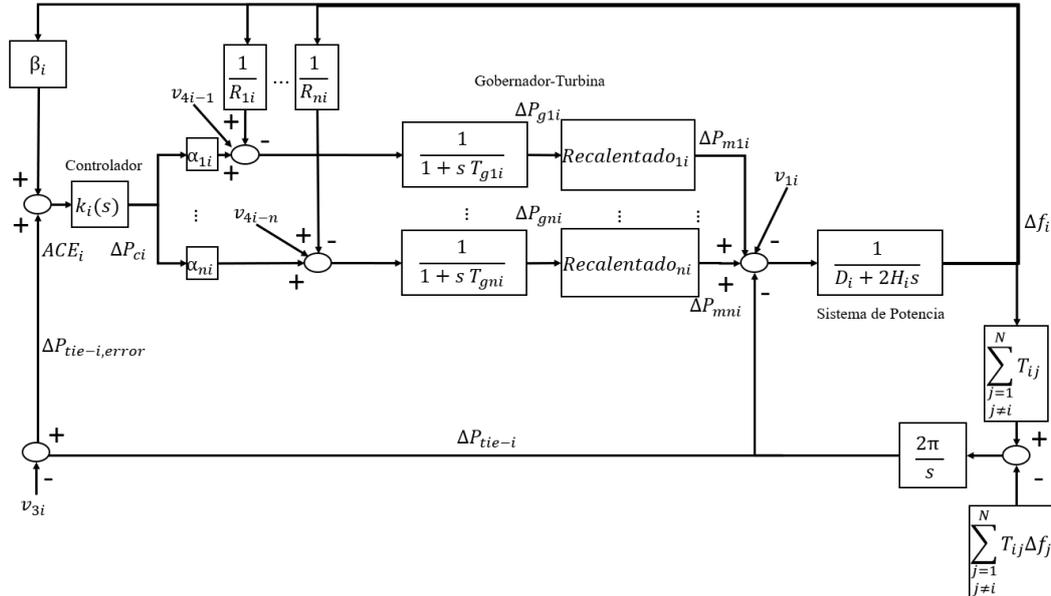


Figura 4.4: Modelo dinámico de control de frecuencia en un ambiente desregularizado para un sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas con recalentamiento simple.

Considerando la ecuación (4.15), la matriz B_{1is} se define de la siguiente

manera,

$$B_{1is} = \begin{bmatrix} B_{1i1s} & B_{1i2s} \\ B_{1i21s} & B_{1i22s} \\ B_{1i31s} & B_{1i32s} \\ B_{1i41s} & B_{1i42s} \\ B_{1i51s} & B_{1i52s} \\ B_{1i61s} & B_{1i62s} \end{bmatrix}$$

donde B_{1i} es de orden $(2+n) \times (3+4n)$.

Cada submatriz es,

$$B_{1i11s} = \begin{bmatrix} -1 & \\ 2H_i & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad B_{1i12s} = [0]_{2 \times n}, \quad B_{1i21s} = [0]_{n \times 2}, \quad B_{1i22s} = [0]_{n \times n}, \quad B_{1i31s} = [0]_{n \times 2}$$

$$B_{1i32s} = [0]_{n \times n}, \quad B_{1i41s} = [0]_{n \times 2}, \quad B_{1i42s} = [0]_{n \times n}, \quad B_{1i51s} = [0]_{n \times 2}$$

$$B_{1i52s} = \text{diag} \left[\frac{1}{T_{g1i}} \quad \cdots \quad \frac{1}{T_{gni}} \right], \quad B_{1i61s} = [-\mu_i \quad -k_{Ii}], \quad B_{1i62s} = [0]_{1 \times n}$$

Las matrices A_{is} , B_{2is} y C_{is} , así como la entrada w_i , no sufren ningún cambio y se consideran exactamente igual a como previamente se habían definido.

4.2.3. Modelo dinámico de central térmica con recalentamiento doble en un ambiente desregularizado

Considerando las definiciones establecidas en (3.23) y considerando el diagrama de bloques de la Figura 4.5 donde se considera un sistema de unidades térmicas con recalentamiento doble en un ambiente desregularizado, se muestran exclusivamente las ecuaciones dinámicas que se ven modificadas de la siguiente manera,

$$\begin{aligned} \Delta \dot{f}_i &= \frac{1}{2H_i} (\Delta x_{11i} F_{VHP1i} + \dots + \Delta x_{1ni} F_{VHPni} + \Delta x_{41i} F_{HP1i} + \dots + \\ &\quad \Delta x_{4ni} F_{HPni} + \Delta x_{61i} F_{IP1i} + \dots + \Delta x_{6ni} F_{IPni} + \Delta x_{81i} F_{LP1i} + \dots \\ &\quad + \Delta x_{8ni} F_{LPni} - v_{1i} - \Delta P_{tie-i} - D_i \Delta f_i) \\ \Delta \dot{P}_{g1i} &= \frac{1}{T_{g1i}} \left(\alpha_{1i} \Delta P_{ci} + v_{4i-1} - \Delta P_{g1i} - \frac{\Delta f_i}{R_{1i}} \right) \\ &\quad \vdots \\ \Delta \dot{P}_{gni} &= \frac{1}{T_{gni}} \left(\alpha_{ni} \Delta P_{ci} + v_{4i-n} - \Delta P_{gni} - \frac{\Delta f_i}{R_{ni}} \right) \\ \Delta \dot{P}_{ci} &= k_{Pi} (\beta_i \Delta \dot{f}_i + \Delta \dot{P}_{tie-i}) + k_{Ii} (\beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie-i} - v_{3i}) \end{aligned} \quad (4.17)$$

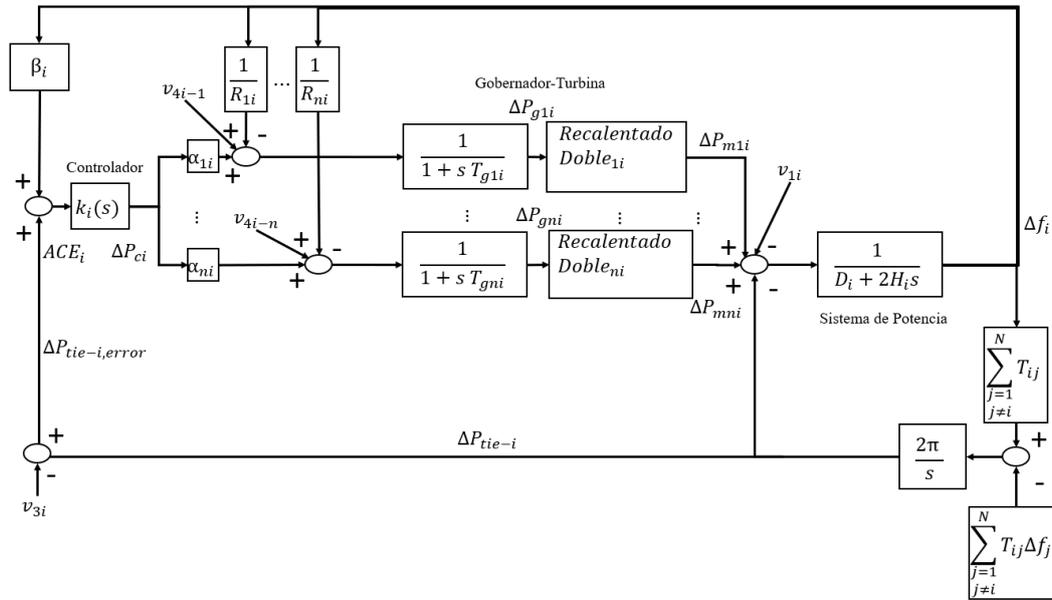


Figura 4.5: Modelo dinámico de control de frecuencia en un ambiente desregularizado para un sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas con recalentamiento doble.

Considerando la ecuación (4.15), la matriz B_{1id} se define de la siguiente manera,

$$B_{1id} = \begin{bmatrix} B_{1i11d} & B_{1i12d} \\ B_{1i21d} & B_{1i22d} \\ B_{1i31d} & B_{1i32d} \\ B_{1i41d} & B_{1i42d} \\ B_{1i51d} & B_{1i52d} \\ B_{1i61d} & B_{1i62d} \\ B_{1i71d} & B_{1i72d} \end{bmatrix}$$

donde B_{1i} es de orden $(2 + n) \times (3 + 5n)$.

Cada submatriz es,

$$B_{1i11d} = \begin{bmatrix} -1 & \\ 2H_i & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, B_{1i12d} = [0]_{2 \times n}, B_{1i21d} = [0]_{n \times 2}, B_{1i22d} = [0]_{n \times n}, B_{1i31d} = [0]_{n \times 2}$$

$$B_{1i32d} = [0]_{n \times n}, B_{1i41d} = [0]_{n \times 2}, B_{1i42d} = [0]_{n \times n}, B_{1i51d} = [0]_{n \times 2}, B_{1i52d} = [0]_{n \times n}$$

$$B_{1i61d} = [0]_{n \times 2}, B_{1i62d} = \text{diag} \left[\frac{1}{T_{g1i}} \quad \dots \quad \frac{1}{T_{gni}} \right], B_{1i71d} = [-\mu_i \quad -k_{Ii}], B_{1i72d} = [0]_{1 \times n}$$

Las matrices A_{id} , B_{2id} y C_{id} , así como la entrada w_i , no sufren ningún cambio y se consideran exactamente igual a como previamente se habían definido.

4.2.4. Modelo dinámico de central hidroeléctrica en un ambiente desregularizado

Considerando las definiciones establecidas en (3.33) y considerando el diagrama de bloques de la Figura 4.6 donde se considera un sistema de unidades hidro-

eléctricas en un ambiente desregularizado, se muestran exclusivamente las ecuaciones dinámicas que se ven modificadas de la siguiente manera,

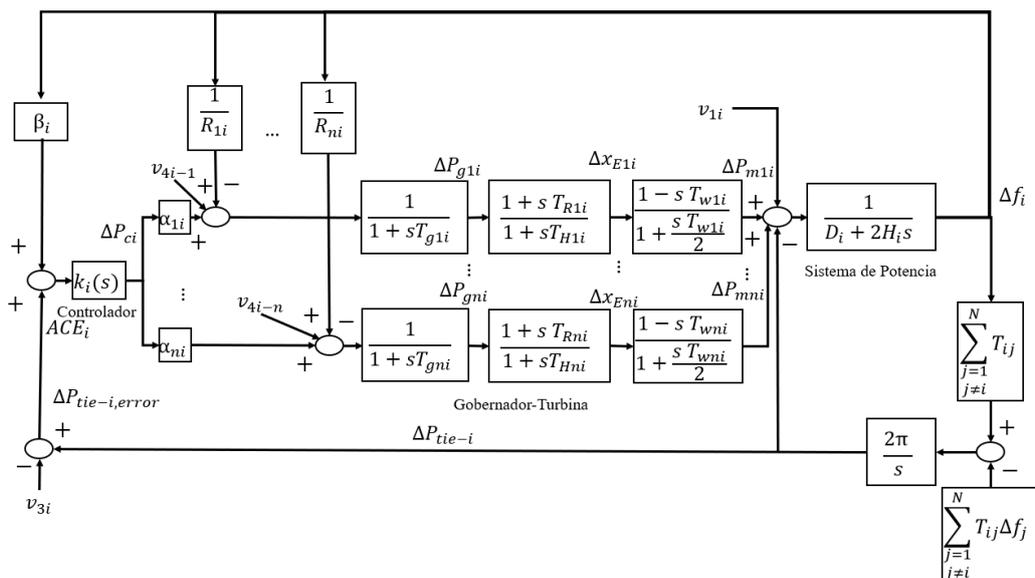


Figura 4.6: Modelo dinámico de control de frecuencia en un ambiente desregularizado para un sistema interconectado multimáquina con unidades hidroeléctricas.

$$\begin{aligned} \Delta \dot{f}_i &= \frac{1}{2H_i} (\Delta P_{m1i} + \dots + \Delta P_{mni} - v_{1i} - \Delta P_{tie-i} - D_i \Delta f_i) \\ \Delta \dot{P}_{m1i} &= \Delta f_i \left(\frac{2T_{R1i}}{T_{H1i}T_{g1i}R_{1i}} \right) + \Delta P_{m1i} \left(\frac{-2}{T_{w1i}} \right) + \Delta x_{E1i} \left(\frac{2}{T_{w1i}} + \frac{2}{T_{H1i}} \right) \\ &\quad + \Delta P_{g1i} \left(\frac{2T_{R1i}}{T_{H1i}T_{g1i}} - \frac{2}{T_{H1i}} \right) + \Delta P_{ci} \left(\frac{-2\alpha_{1i}T_{R1i}}{T_{H1i}T_{g1i}} \right) + v_{4i-1} \left(\frac{-2T_{R1i}}{T_{H1i}T_{g1i}} \right) \\ &\quad \vdots \\ \Delta \dot{P}_{mni} &= \Delta f_i \left(\frac{2T_{Rni}}{T_{Hni}T_{gni}R_{ni}} \right) + \Delta P_{mni} \left(\frac{-2}{T_{wni}} \right) + \Delta x_{Eni} \left(\frac{2}{T_{wni}} + \frac{2}{T_{Hni}} \right) \\ &\quad + \Delta P_{gni} \left(\frac{2T_{Rni}}{T_{Hni}T_{gni}} - \frac{2}{T_{Hni}} \right) + \Delta P_{ci} \left(\frac{-2\alpha_{ni}T_{Rni}}{T_{Hni}T_{gni}} \right) + v_{4i-n} \left(\frac{-2T_{Rni}}{T_{Hni}T_{gni}} \right) \\ &\quad \vdots \\ \Delta \dot{x}_{E1i} &= \Delta f_i \left(\frac{-T_{R1i}}{T_{H1i}T_{g1i}R_{1i}} \right) + \Delta x_{E1i} \left(\frac{-1}{T_{H1i}} \right) + \Delta P_{g1i} \left(\frac{1}{T_{H1i}} - \frac{T_{R1i}}{T_{H1i}T_{g1i}} \right) \\ &\quad + \Delta P_{ci} \left(\frac{\alpha_{1i}T_{R1i}}{T_{H1i}T_{g1i}} \right) + v_{4i-1} \left(\frac{T_{R1i}}{T_{H1i}T_{g1i}} \right) \\ &\quad \vdots \\ \Delta \dot{x}_{Eni} &= \Delta f_i \left(\frac{-T_{Rni}}{T_{Hni}T_{gni}R_{ni}} \right) + \Delta x_{Eni} \left(\frac{-1}{T_{Hni}} \right) + \Delta P_{gni} \left(\frac{1}{T_{Hni}} - \frac{T_{Rni}}{T_{Hni}T_{gni}} \right) \\ &\quad + \Delta P_{ci} \left(\frac{\alpha_{ni}T_{Rni}}{T_{Hni}T_{gni}} \right) + v_{4i-n} \left(\frac{T_{Rni}}{T_{Hni}T_{gni}} \right) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{P}_{g1i} &= \frac{1}{T_{g1i}} \left(\alpha_{1i} \Delta P_{ci} + v_{4i-1} - \Delta P_{g1i} - \frac{\Delta f_i}{R_{1i}} \right) \\
&\vdots \\
\Delta \dot{P}_{gni} &= \frac{1}{T_{gni}} \left(\alpha_{ni} \Delta P_{ci} + v_{4i-n} - \Delta P_{gni} - \frac{\Delta f_i}{R_{ni}} \right) \\
\Delta \dot{P}_{ci} &= k_{Pi} (\beta_i \Delta f_i + \Delta \dot{P}_{tie-i}) + k_{Ii} (\beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie-i} - v_{3i})
\end{aligned} \tag{4.18}$$

Considerando la ecuación (4.15), la matriz B_{1ih} se define de la siguiente manera,

$$B_{1ih} = \begin{bmatrix} B_{1i11h} & B_{1i12h} \\ B_{1i21h} & B_{1i22h} \\ B_{1i31h} & B_{1i32h} \\ B_{1i41h} & B_{1i42h} \\ B_{1i51h} & B_{1i52h} \end{bmatrix}$$

donde B_{1i} es de orden $(2+n) \times (3+2n)$.
Cada submatriz es,

$$B_{1i11h} = \begin{bmatrix} -1 & \\ \frac{2H_i}{0} & 0 \end{bmatrix}, \quad B_{1i12h} = [0]_{2 \times n}, \quad B_{1i21h} = [0]_{n \times 2}$$

$$B_{1i22h} = \text{diag} \left[\frac{-2T_{R1i}}{T_{H1i}T_{g1i}} \quad \cdots \quad \frac{-2T_{Rni}}{T_{Hni}T_{gni}} \right], \quad B_{1i31h} = [0]_{n \times 2}$$

$$B_{1i32h} = \text{diag} \left[\frac{T_{R1i}}{T_{H1i}T_{g1i}} \quad \cdots \quad \frac{T_{Rni}}{T_{Hni}T_{gni}} \right], \quad B_{1i41h} = [0]_{n \times 2}$$

$$B_{1i42h} = \text{diag} \left[\frac{1}{T_{g1i}} \quad \cdots \quad \frac{1}{T_{gni}} \right], \quad B_{1i51h} = [-\mu_i \quad -k_{Ii}], \quad B_{1i52h} = [0]_{1 \times n}$$

Las matrices A_{ih} , B_{2ih} y C_{ih} , así como la entrada w_i , no sufren ningún cambio y se consideran exactamente igual a como previamente se habían definido.

4.2.5. Modelo dinámico de central fotovoltaica en un ambiente desregularizado

Considerando las definiciones establecidas en (3.47) y considerando el diagrama de bloques de la Figura 4.7 donde se considera un sistema de unidades fotovoltaicas en un ambiente desregularizado, se muestran exclusivamente las ecuaciones dinámicas que se ven modificadas de la siguiente manera,

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{P}_{pv1i} &= (a_{21i} - a_{11i}) \Delta P_{11i} - a_{31i} \Delta P_{pv1i} + \alpha_{1i} K_{p11i} \Delta P_{ci} - a_{21i} v_{4i-1} \\
&\vdots \\
\Delta \dot{P}_{pvn_i} &= (a_{2ni} - a_{1ni}) \Delta P_{1ni} - a_{3ni} \Delta P_{pvn_i} + \alpha_{ni} K_{p1ni} \Delta P_{ci} - a_{2ni} v_{4i-n} \\
\Delta \dot{P}_{ci} &= k_{Pi} \Delta \dot{P}_{tie-i} + k_{Ii} (\Delta P_{tie-i} - v_{3i})
\end{aligned} \tag{4.19}$$

donde,

$$\Delta f_i = \Delta P_{pv1i} + \dots + \Delta P_{pvn_i} - \Delta P_{tie-i} - v_{1i} \quad (4.20)$$

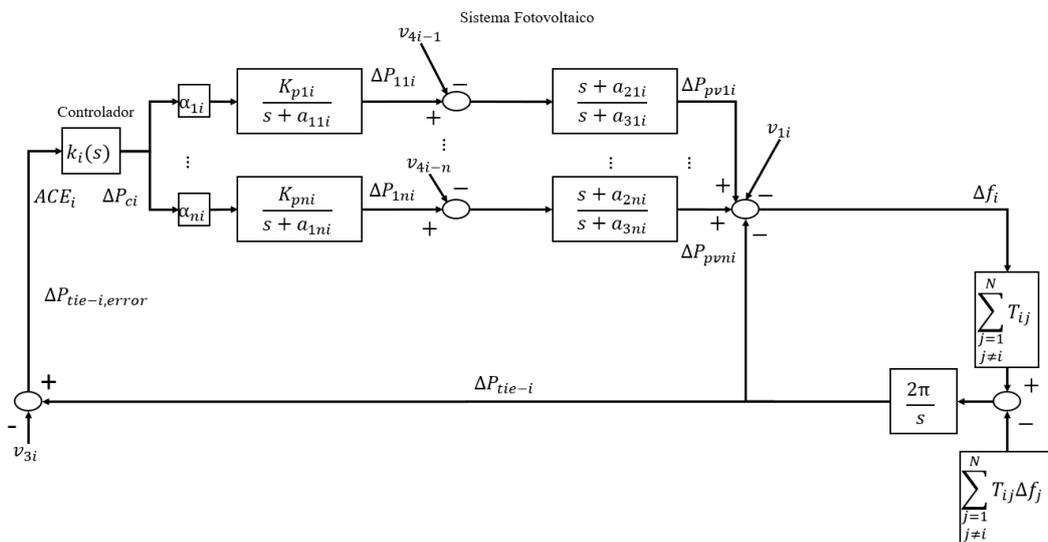


Figura 4.7: Modelo dinámico de control de frecuencia en un ambiente desregularizado para un sistema interconectado multimáquina con unidades fotovoltaicas.

Considerando la ecuación (4.15), la matriz B_{1ip} se define de la siguiente manera,

$$B_{1ip} = \begin{bmatrix} B_{1i11p} & B_{1i12p} \\ B_{1i21p} & B_{1i22p} \\ B_{1i31p} & B_{1i32p} \\ B_{1i41p} & B_{1i42p} \end{bmatrix}$$

donde B_{1i} es de orden $(2 + n) \times (3 + 2n)$.

Cada submatriz es,

$$B_{1i11p} = [-v_{1p} \ 0], \quad B_{1i12p} = [0]_{1 \times n}, \quad B_{1i21p} = [0]_{n \times 2}, \quad B_{1i22p} = -diag [a_{21i} \ \dots \ a_{2ni}]$$

$$B_{1i31p} = [0]_{n \times 2}, \quad B_{1i32p} = [0]_{n \times n}, \quad B_{1i41p} = [-\gamma_p \ -k_{Ii}], \quad B_{1i42p} = [0]_{1 \times n}$$

Las matrices A_{ip} , B_{2ip} y C_{ip} , así como la entrada w_i , no sufren ningún cambio y se consideran exactamente igual a como previamente se habían definido.

4.3. Algoritmo de solución

Una vez que se han establecido los modelos matemáticos individuales para los diferentes dispositivos implementados en este trabajo, se realiza una descripción para los dos casos que el algoritmo de solución puede considerar para la posterior formulación matemática del sistema en espacio de estados y la resolución del problema de control de frecuencia en las condiciones previamente establecidas.

Todos los sistemas interconectados tienen la característica de poseer dos ecuaciones de estado en especial, las cuales son constantes independientemente del tipo de dispositivos que contengan y, por lo tanto, siempre van a aparecer en la formulación matemática de todo sistema. Estos estados corresponden a las desviaciones de potencia en los enlaces de transmisión y a la señal de control secundario.

La frecuencia es la singularidad principal del estudio de control de frecuencia. Sin embargo, esta no puede ser siempre representada como un estado más del sistema. Esto se debe a que cuando un sistema no contiene ninguna unidad de generación convencional, no es posible representar a la frecuencia como un estado más dado que las unidades solares no contienen masa rodante. En cambio, cuando se consideran sistemas que contengan al menos una unidad de generación convencional, la frecuencia se representa como un estado más del sistema, ya que posee inercia rotativa.

Entonces, se debe considerar en la formulación matemática generalizada un caso cuando el sistema posee al menos una unidad de generación convencional y otro caso cuando no. Esto también quiere decir, que para todo sistema que contenga unidades de generación convencional, este tendrá tres estados constantes que son ΔP_{tie} , ΔP_c y Δf . Mientras que para los sistemas que carecen de unidades convencionales, solo tendrán dos estados constantes, los cuales son ΔP_{tie} y ΔP_c . Por lo tanto, se puede decir que el número de estados obligatorios, N_{eo} , para un sistema que tenga al menos una unidad convencional serán 3 y para un sistema que no cuente con ninguna de estas unidades serán 2.

4.3.1. Caso 1: Cuenta con al menos una unidad convencional

El caso 1 se considera cuando el sistema tiene al menos una unidad convencional en las áreas analizadas, independientemente del número de dispositivos interconectados como PV, DFIG y ESS, garantizando de esta manera, que se tendrá una ecuación de estado para la frecuencia debido a la inercia de la unidad convencional.

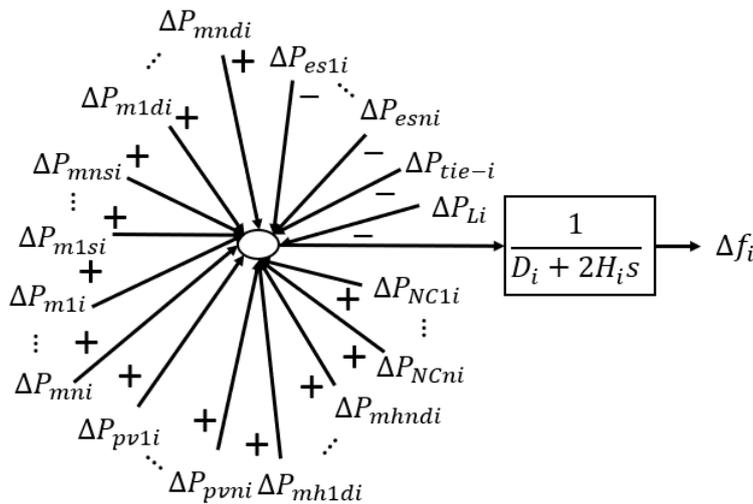


Figura 4.8: Diagrama general para función 1

Considerando el diagrama de la Figura 4.8 donde se muestra la i -ésima área operativa de un sistema de potencia interconectado, el cual, cuenta con cualesquiera número de dispositivos, ya sean, convencionales, no convencionales o ESS, se puede

obtener una expresión para la frecuencia de dicha área que, como ya se mencionó en las secciones (3.5.1) y (3.6.3), es la única ecuación que se ve modificada cuando existe una interconexión de dispositivos DFIG y ESS. Por lo tanto, se tiene,

$$\begin{aligned} \Delta \dot{f}_i = & \frac{1}{2H_i} (\Delta P_{m1i} + \dots + \Delta P_{mni} + \Delta P_{m1si} + \dots + \Delta P_{mnsi} + \Delta P_{m1di} + \dots + \Delta P_{mndi} \\ & + \Delta P_{m1hi} + \dots + \Delta P_{mnhi} + \Delta P_{pv1i} + \dots + \Delta P_{pvni} + \Delta P_{NC1i} + \dots + \Delta P_{NCni} \\ & - \Delta P_{es1i} - \dots - \Delta P_{esni} - \Delta P_{Li} - \Delta P_{tie-i} - D_i \Delta f_i) \end{aligned}$$

donde $\Delta P_{m1si} \dots \Delta P_{mnsi}$ son los cambios de potencia en las unidades térmicas con recalentamiento simple, $\Delta P_{m1di} \dots \Delta P_{mndi}$ son los cambios de potencia en las unidades térmicas con recalentamiento doble y $\Delta P_{m1hi} \dots \Delta P_{mnhi}$ son los cambios de potencia en las unidades hidroeléctricas.

Dicho lo anterior, en las ecuaciones de estado del sistema se debe actualizar la nueva expresión para la frecuencia.

El vector de estado de la i -ésima área de control para esta función se define a continuación,

$$\begin{aligned} x_i^T = & [\Delta f_i \quad \Delta P_{tie-i} \quad x_{mi} \quad x_{gi} \quad x_{1i} \quad x_{4i} \quad x_{8i} \quad x_{gsi} \quad x_{1di} \quad x_{4di} \quad x_{6di} \\ & x_{8di} \quad x_{gdi} \quad \Delta P_{pvi} \quad \Delta P_{1i} \quad \Delta x_{1wi} \quad \Delta x_{2wi} \quad \Delta x_{3wi} \quad \Delta \omega_i \quad \Delta P_{NCi} \\ & x_{mhi} \quad x_{Ei} \quad x_{ghi} \quad \Delta x_{1esi} \quad \Delta x_{2esi} \quad \Delta P_{esi} \quad \Delta P_{ci}] \end{aligned} \quad (4.21)$$

4.3.2. Caso 2: No cuenta con ninguna unidad convencional

El caso 2 se considera cuando el sistema no contiene ninguna una unidad convencional en las áreas analizadas, independientemente del numero de dispositivos PV, DFIG y ESS conectados. Por lo tanto, no se tiene una ecuación de estado para la frecuencia debido a la ausencia de la inercia de la unidad fotovoltaica. El hecho de no contar con una ecuación de estado para la frecuencia aumenta la complejidad de la formulación matemática de este caso, por lo que particularmente para los dispositivos ESS se consideran sin el compensador de doble fase, es decir, los dispositivos ESS para un sistema donde no hay ninguna unidad convencional serán representados exclusivamente por una función de transferencia de primer orden [99]. Entonces, la nueva expresión para los sistemas ESS se muestra a continuación,

$$\begin{aligned} \Delta \dot{P}_{es1i} &= \frac{1}{T_{1esi}} (\Delta f_i k_{1esi} - \Delta P_{es1i}) \\ &\vdots \\ \Delta \dot{P}_{esni} &= \frac{1}{T_{nesi}} (\Delta f_i k_{nesi} - \Delta P_{esni}) \end{aligned}$$

Modificando el diagrama de la Figura 4.7 para agregar el efecto de los dispositivos DFIG y ESS se obtienen la Figura 4.9 donde se muestra la i -ésima área operativa de un sistema de potencia interconectado, el cual, cuenta con cualesquiera número de dispositivos PV, DFIG y ESS. Como ya se menciona en las secciones (3.5.1) y (3.6.3), la única ecuación que se ve modificada cuando existe una interconexión de dispositivos DFIG y ESS son las desviaciones de frecuencia, por lo tanto se puede definir de la siguiente forma,

$$\begin{aligned} \Delta f_i = & (\Delta P_{pv1i} + \dots + \Delta P_{pvni} + \Delta P_{NC1i} + \dots + \Delta P_{NCni} - \Delta P_{es1i} - \dots - \Delta P_{esni} \\ & - \Delta P_{Li} - \Delta P_{tie-i}) \end{aligned}$$

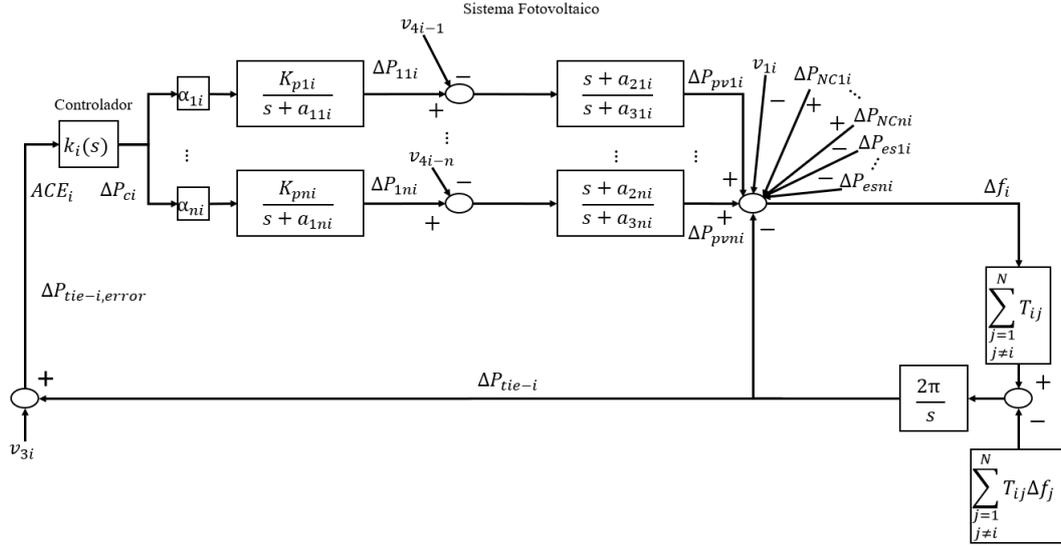


Figura 4.9: Diagrama general para función 2.

Dicho lo anterior, en las ecuaciones de estado del sistema se debe actualizar la nueva expresión para la frecuencia.

El vector de estado de la i -ésima área de control para esta función se define a continuación,

$$x_i^T = [\Delta P_{tie-i} \quad \Delta P_{pvi} \quad \Delta P_{1i} \quad \Delta x_{1wi} \quad \Delta x_{2wi} \quad \Delta x_{3wi} \quad \Delta \omega_i \quad \Delta P_{NCi} \quad \Delta P_{esi} \quad \Delta P_{ci}] \quad (4.22)$$

4.4. Algoritmo genético aplicado al control de frecuencia

Existe una gran variedad de métodos matemáticos para resolver problemas de optimización, los cuales, dada su naturaleza, se tiene la seguridad de que son problemas convexos fáciles de manipular. Sin embargo, existen problemas de optimización donde estos métodos no son adecuados para su solución dada su alta complejidad [98], lo cual deforma el espacio de búsqueda. Por lo tanto, para solucionar este tipo de problemas se emplean técnicas heurísticas, ya que, a través de una búsqueda exhaustiva, estas emplean muchas soluciones con el objetivo de encontrar la solución o soluciones más óptimas [98]. Algunas de estas técnicas son el algoritmo genético, recocido simulado, algoritmos híbridos, agujero negro, entre otros.

En la búsqueda de estrategias que soporten la optimización simultánea de más de un criterio de costo o aptitud surge la optimización multiobjetivo. Esta optimiza objetivos de manera conjunta, poniéndolos a competir entre sí, de modo que para cada valor de una función de aptitud o costo se obtiene lo mejor de los otros objetivos. Así, la solución del problema general es una combinación de las soluciones óptimas de cada objetivo, por lo que dicha solución no es única [4, 95]. En los primeros tiempos del tratamiento de estos problemas, la estrategia de solución consistía en considerar la optimización de un único objetivo e imponer unos niveles mínimos de satisfacción para los restantes objetivos considerados. Sin embargo, debido a la creciente complejidad de los problemas que se tratan de resolver, en las últimas tres décadas ha habido un

notable interés por el desarrollo de nuevos procedimientos matemáticos de optimización multiobjetivo para la resolución de tales problemas. Entre los más conocidos se encuentran los métodos de generación del conjunto eficiente u óptimo de Pareto [4, 96]. Considérese que muchos de los problemas reales complejos conllevan diversos factores como es la consideración de un número grande de variables enteras y binarias, no linealidad, funciones de utilidad subyacentes imprecisas, componentes estocásticas, entre los más relevantes.

Existen problemas en los cuales el espacio de búsqueda puede ser muy grande y la zona factible muy pequeña y difícil de localizar (p. ej. disjunta). Es particularmente en este tipo de problemas en los cuales resulta más útil el uso de heurísticas tales como el algoritmo genético multiobjetivo. De tal forma, las técnicas evolutivas suelen utilizarse en optimización no lineal y con problemas que tienen funciones objetivo no diferenciables, con ruido o dinámicas. Así mismo, suelen usarse en problemas en los que la forma del espacio de búsqueda y el óptimo global se desconoce. Este enfoque evolutivo basa en diversificar la búsqueda en el espacio de soluciones. Opera sobre un conjunto de soluciones denominado el conjunto de referencia, formado por soluciones buenas y diversas de la población principal. Estas son combinadas con el propósito de generar nuevas soluciones con mejor valor objetivo, mientras se mantiene la diversidad [97].

4.5. Esquema y pasos de solución para el algoritmo genético multiobjetivo aplicado al control de frecuencia

El algoritmo genético multiobjetivo es implementado para sintonizar de manera adecuada las constantes del controlador PI encargado de realizar el control secundario en un área de control dentro de un sistema interconectado multiárea. Para ello es necesario establecer que función será minimizada, ya que para solucionar el LFC es necesario mantener las desviaciones de frecuencia en cero y los flujos de los enlaces de transmisión en los valores programados. Se elige la señal ACE_i , pues esta señal es una combinación lineal tanto de las desviaciones de frecuencia, Δf_i , como de los cambios de potencia en los enlaces de transmisión, ΔP_{tie-i} . Para ello se utiliza la integral del error al cuadrado, ISE, de la señal ACE y se define de la siguiente manera, [6, 45],

$$ObjFnc_i = \min \sum_{t=0}^k ACE_{i,t}^2 = \min \sum_{t=0}^k (\beta_i \Delta f_{i,t} + \Delta P_{tie-i,t})^2 \quad (4.23)$$

donde $ObjFnc_i$ es la función objetivo del área i , t es el tiempo de simulación y $ACE_{i,t}^2$ es el error de control de área al cuadrado del área i . Debido a que cada área operativa presenta una señal ACE , se debe modelar un vector de funciones objetivos correspondientes a todas las áreas del sistema analizado. Esto se muestra en la siguiente ecuación,

$$FitFunc(\cdot) = \min \left[\sum_{t=0}^k ACE_{1,t}^2 \quad \sum_{t=0}^k ACE_{2,t}^2 \quad \dots \quad \sum_{t=0}^k ACE_{N,t}^2 \right] \quad (4.24)$$

El método de búsqueda utilizado para la solución del problema de control de frecuencia en sistemas de potencia es el algoritmo genético multiobjetivo por medio

de una función preprogramada de MATLAB llamada *gamultiobj*. Esta función es un instrumento interno del conjunto de herramientas de optimización de MATLAB, el cual encuentra el frente de Pareto de múltiples funciones de aptitud usando un algoritmo genético.

En la Figura 4.10 se muestra el diagrama de flujo de solución para el estudio de control de frecuencia utilizando la herramienta *gamultiobj*.

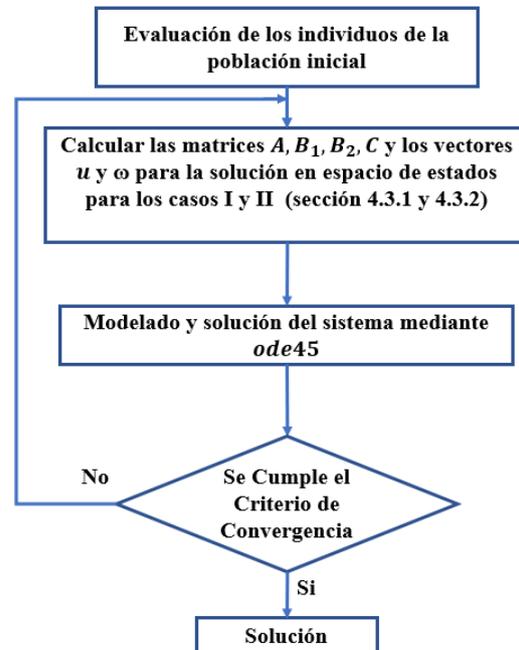


Figura 4.10: Diagrama de flujo de búsqueda de soluciones para *gamultiobj* 2.

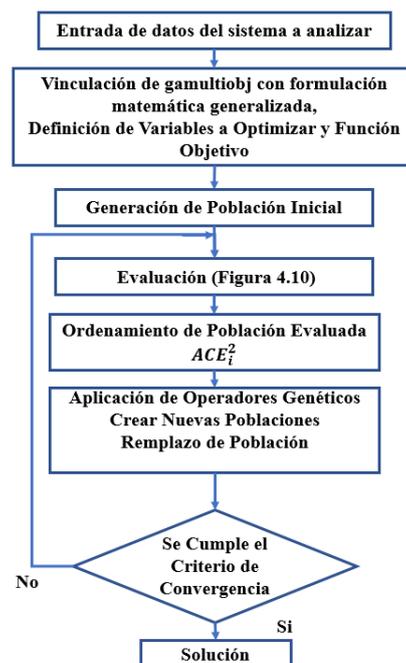


Figura 4.11: Diagrama de flujo de búsqueda de soluciones para *gamultiobj* 1.

El procedimiento de búsqueda de soluciones óptimas de la función *gamultiobj* está basado en el diagrama de flujo de la Figura 4.11.

Enseguida se enlistan los pasos principales para la solución del problema de control de frecuencia utilizando *gamultiobj* detallando cada una de las acciones realizadas, basados en las Figuras 4.10 y 4.11.

- Paso 1.- Entrada de datos del sistema a analizar (especificar si ya fueron declaradas)
- Paso 2.- En este paso se vincula *gamultiobj* con la formulación matemática generalizada y se establecen la función objetivo por área a minimizar (4.24), el número de variables a optimizar (k_p y k_i) y los límites del espacio de búsqueda. Se manejan las opciones generales del algoritmo genético por defecto de la función preprogramada [100].
- Paso 3.- Se generan los individuos de la generación inicial. El número de variables a optimizar siempre será igual al número de áreas operativas del sistema, N , multiplicado por dos, que es el número de ganancias a sintonizar en un controlador PI, las cuales son, las constantes proporcional k_P e integral k_I .

Los límites de búsqueda para dichas constantes se manejan bajo los siguientes valores,

$$\begin{aligned} -5 &\leq k_P \leq 0 \\ -5 &\leq k_I \leq 0 \end{aligned}$$

Como ya se mencionó en el capítulo 2, los valores de estas constantes deben ser negativos y además, deben ser no muy grandes para lograr una mejor sintonización [102].

- Paso 4.- Evaluación de los individuos de la población inicial. Figura 4.10. En este paso se ingresan los parámetros de todos los dispositivos que conforman el sistema. Esto se realiza mediante un archivo de texto que posteriormente es leído y convertido a un arreglo de datos en MATLAB. El orden de los parámetros del archivo de texto se explica detalladamente en el manual que se encuentra en el apéndice A.
- Paso 4.1.- Calculo de las matrices A , B_1 , B_2 , C y los vectores u y ω para los casos I y II (sección 4.3.1 y 4.3.2).

Estas matrices y vectores son calculados dentro del algoritmo de manera automática en función con los modelos matriciales en espacio de estados presentados en los capítulos cuatro y cinco. Para ello se debe de encontrar todos estos vectores y matrices para cada área operativa. Finalmente, se deben estructurar de la siguiente manera,

$$A_{sys} = \begin{bmatrix} A_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & A_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & A_i \end{bmatrix}_{n_{sys} \times n_{sys}}, \quad B_{1sys} = \begin{bmatrix} B_{11} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & B_{12} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & B_{1i} \end{bmatrix}_{n_{sys} \times n_{sys2}}$$

$$B_{2sys} = \begin{bmatrix} B_{21} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & B_{22} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & B_{2i} \end{bmatrix}_{n_{sys} \times N}, \quad C_{1sys} = \begin{bmatrix} C_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & C_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & C_i \end{bmatrix}_{N \times n_{sys}}$$

$$u_{sys} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_i \end{bmatrix}_{n_{sys2} \times 1}, \quad \omega_{sys} = \begin{bmatrix} \omega_1 \\ \omega_2 \\ \vdots \\ \omega_i \end{bmatrix}_{N \times 1}, \quad x_{sys} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_i \end{bmatrix}_{n_{sys} \times 1}$$

donde,

$$n_{sys} = N_{eo1} + 2n_1 + 4ns_1 + 5nd_1 + 2np_1 + 5nw_1 + 3nh_1 + 3nes_1 + N_{eo2} + 2n_2 + 4ns_2 + 5nd_2 + 2np_2 + 5nw_2 + 3nh_2 + 3nes_2 + \dots + N_{eoi} + 2n_i + 4ns_i + 5nd_i + 2np_i + 5nw_i + 3nh_i + 3nes_i$$

$$n_{sys2} = N_{eo2} + n_1 + ns_1 + nd_1 + np_1 + nh_1 + n_2 + ns_2 + nd_2 + np_2 + nh_2 + \dots + n_i + ns_i + nd_i + np_i + nh_i.$$

donde n es el número de unidades térmicas sin recalentamiento, ns es el número de unidades térmicas con recalentamiento simple, nd es el número de unidades térmicas con recalentamiento doble, np es el número de unidades fotovoltaicas, nw es el número de unidades eólicas, nh es el número de unidades hidroeléctricas y nes es el número de dispositivos de almacenamiento de energía.

- Paso 4.2.- Se modela el sistema proporcionando las variables contenidas en cada individuo de la población inicial y se soluciona el conjunto de ecuaciones diferenciales mediante *ode45*.
- Paso 4.3.-Se verifica el criterio de convergencia, el cual consiste en garantizar una operación estable del sistema, por lo que se conserva este cromosoma y su evaluación sera ordenada.
- Paso 5.- Ordenamiento de los individuos evaluados y aceptados como solución en base a la evaluación obtenida de la función objetivo (4.24). Estos individuos son seleccionados, ya que han demostrado garantizar una operación estable por medio de la minimización de la misma ecuación.
- Paso 6.- Aplicación de operadores genéticos. En esta sección se utilizan los operadores de mutación, cruzamiento etc. a los individuos previamente seleccionados con el fin de encontrar las mejores soluciones posibles expandiendo el espacio de búsqueda y de esta manera no quedar atrapados en un solo nicho de solución, garantizando así, la obtención de las mejores soluciones.
- Paso 7.- Para cada nuevo individuo obtenido en el paso anterior se evalúa y sustituye en la población en el orden correspondiente, creando así nuevas poblaciones para reemplazar las anteriores y continuar con el proceso de búsqueda. Después de haber generado una nueva generación, que incluye individuos originales y descendientes obtenidos por cruce y mutación, solo un cierto número de cromosomas

podrá sobrevivir a la siguiente generación. El proceso de eliminación es por elitismo en este proceso sólo n elementos con el mejor valor de aptitud sobrevivirán. Luego, habrá una nueva población y el proceso se repetirá

- Paso 8.- Se verifica el criterio de convergencia, el cual consiste en garantizar una operación estable del sistema, minimizando la ecuación (4.24) con el fin de obtener la respuesta que tenga las mejores características de sobreimpulso, tiempo de estabilización y oscilación, de otra manera regresar al paso 4.
- Paso 9.- El proceso de repite hasta que se haya alcanzado una condición de terminación, podría ser para:
 - a) Límite de numero de iteraciones.
 - b) Si la mejor solución no cambia en un cierto número de iteraciones.
 - c) Limite de tiempo.

En caso contrario se regresa a paso 6

4.6. Validación de modelos

En esta sección se presenta la validación de los diferentes modelos matemáticos desarrollados para los diferentes dispositivos considerados en este trabajo en base a comparativas con lo reportado en la literatura.

En las siguientes secciones se mostrará con detalle la formulación de las matrices y vectores de los diferentes sistemas para la validación de todos y cada uno de los modelos, siguiendo estrictamente el orden establecido por las ecuaciones (4.21) y (4.22).

4.6.1. Validación DFIG y unidad térmica sin recalentamiento

El caso de estudio consiste en un sistema de dos áreas, donde cada área cuenta con una unidad de generación térmica sin recalentamiento y un generador eólico tipo DFIG regulador de frecuencia. La participación de la unidad DFIG es del 50% [42]. El diagrama esquemático del caso de estudio se muestra en la Figura 4.12.

Las ganancias de los controladores PI para ambas áreas obtenidas por medio de la función *gamultiobj* se muestran en la Tabla 4.1.

Al sistema se le aplica un aumento repentino de carga del 2% en ambas áreas, obteniendo los resultados mostrados en las Figuras 4.13 y 4.14. En base a los resultados reportados en [42] donde realizan la sintonización del controlador PI a partir del proceso de optimización de lobos grises, se realiza una comparativa cuantitativa de los resultados, obteniendo una mejora en cuanto a la magnitud de sobreimpulso en las desviaciones de frecuencia de ambas áreas así como en las desviaciones de potencia en el enlace de transmisión. Los resultados numéricos se muestran en la Tabla 4.2.

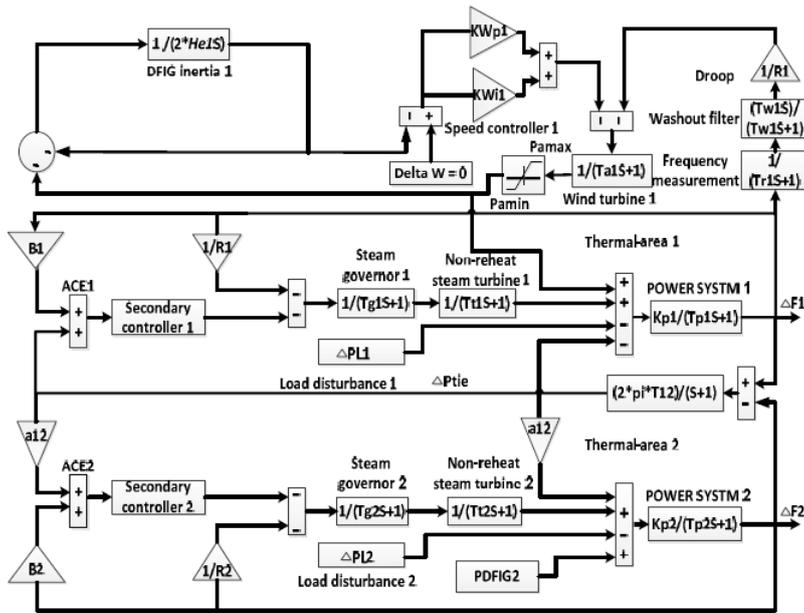


Figura 4.12: Diagrama esquemático para validación DFIG y unidad térmica sin recalentamiento [42].

Tabla 4.1: Ganancias de controladores PI sistema DFIG y unidad térmica sin recalentamiento

	Ganancia	
Área 1	k_{P1}	-0.7339
	k_{I1}	-1.0601
Área 2	k_{P2}	-0.4962
	k_{I2}	-0.1536

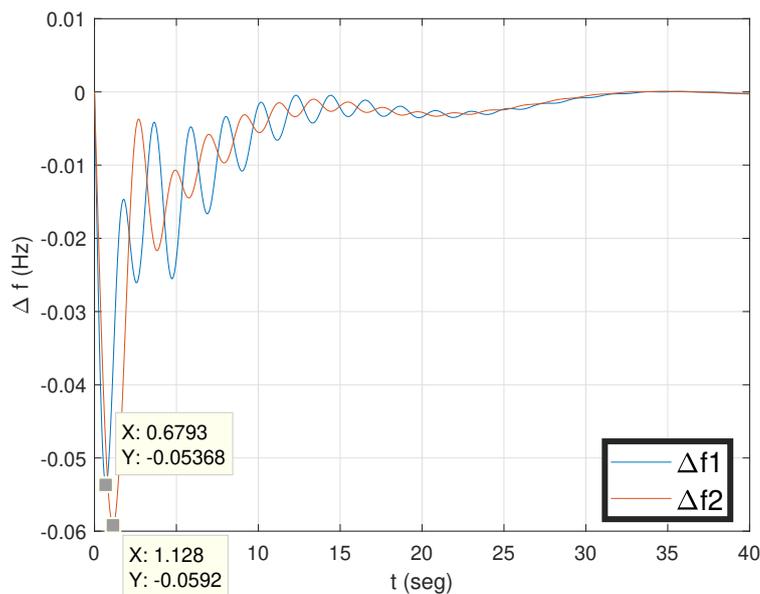


Figura 4.13: Resultados para desviaciones de frecuencia para validación DFIG y unidad térmica sin recalentamiento.

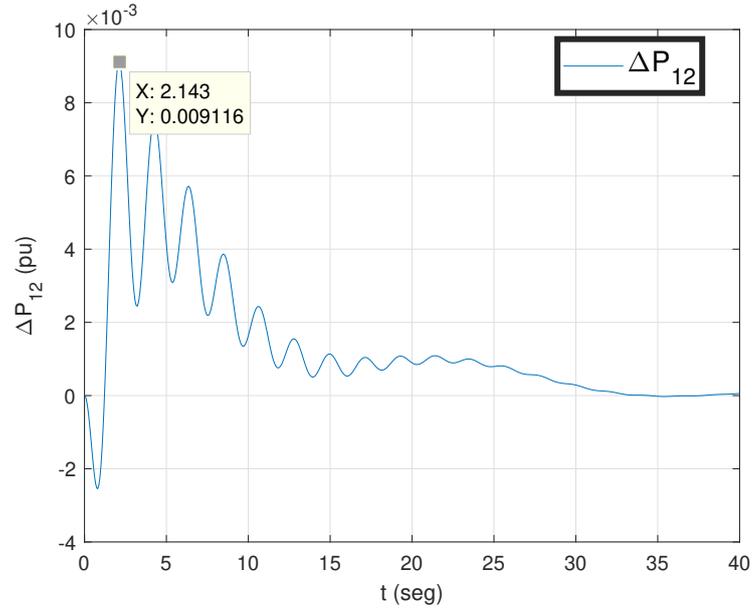


Figura 4.14: Resultados para desviaciones de potencia en el enlace de transmisión para validación DFIG y unidad térmica sin recalentamiento.

Tabla 4.2: Resultados Validación DFIG y unidad térmica sin recalentamiento

Variable de Estado	Sobreimpulso	Mejora %
Δf_1 (Hz)	-0.0536	6.45
Δf_2 (Hz)	-0.0592	7.35
$ \Delta P_{12} $ (pu)	0.0091	15.74

Ya que ambas cuentan con una unidad convencional, se elige el caso 1 del algoritmo de solución para la formación del sistema en espacio de estados. Las dos áreas son idénticas y tienen una unidad térmica sin recalentamiento y una unidad DFIG, entonces la formulación de las matrices y vectores de las dos áreas será igual. Considerando la ecuación (4.21) y que $n = nw = 1$ se tiene que el vector de estados para el área uno se define de la siguiente manera,

$$x_1^T = [\Delta f_1 \quad \Delta P_{tie-1} \quad \Delta P_{m1} \quad \Delta P_{g1} \quad \Delta x_{11w1} \quad \Delta x_{21w1} \quad \Delta x_{31w1} \quad \Delta \omega_{11} \quad \dots \\ \Delta P_{NC11} \quad \Delta P_{c1}]$$

Considerando los arreglos matriciales de las secciones (3.2.1) y (3.5.1) se llega a las siguientes matrices y vectores en espacio de estados para el área 1,

$$A_1 = \begin{bmatrix} \frac{-D_1}{2H_1} & \frac{-1}{2H_1} & \frac{1}{2H_1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\alpha_{w1}}{2H_1} & 0 \\ 2\pi \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 1}}^N T_{1j} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-1}{T_{t11}} & \frac{1}{T_{t11}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{-1}{T_{g11}R_{11}} & 0 & 0 & \frac{-1}{T_{g11}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\alpha_{11}}{T_{g11}} \\ \frac{1}{T_{rw11}} & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{T_{rw11}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{T_{rw11}} & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{T_{rw11}} & \frac{-1}{T_{ww11}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-k_{wI11}}{1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{2H_{e11}} & \frac{-1}{2H_{e11}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{T_{aw11}R_{w11}} & \frac{-1}{T_{aw11}} & \frac{k_{wP11}}{T_{aw11}} & \frac{-1}{T_{aw11}} & 0 \\ \gamma_1 & \rho_1 & \mu_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \alpha_{w1}\mu_1 & 0 \end{bmatrix}$$

$$B_{11} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{2H_1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{T_{g11}} \\ -\mu_1 & -k_{I1} & 0 \end{bmatrix}, \quad B_{21} = \begin{bmatrix} 0 \\ -2\pi \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ -k_{P1}2\pi \end{bmatrix}, \quad C_1^T = \begin{bmatrix} \beta_1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Mientras que los vectores u_1 y ω_1 son,

$$u_1 = \begin{bmatrix} v_{11} \\ v_{31} \\ v_{41} \end{bmatrix} \quad \omega_1 = \begin{bmatrix} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 1}}^N T_{1j} \Delta f_j \end{bmatrix}$$

Donde las señales v_{31} y v_{41} son igual a cero debido a que se trata de un entorno regularizado y, por lo tanto, no hay venta de potencia entre generadores de una zona que no sea su área local.

De manera análoga para el área dos se tiene,

$$x_2^T = [\Delta f_2 \quad \Delta P_{tie-2} \quad \Delta P_{m2} \quad \Delta P_{g2} \quad \Delta x_{11w2} \quad \Delta x_{21w2} \quad \Delta x_{31w2} \quad \Delta \omega_{12} \quad \dots \\ \Delta P_{NC12} \quad \Delta P_{c2}]$$

$$A_2 = \begin{bmatrix} \frac{-D_2}{2H_2} & \frac{-1}{2H_2} & \frac{1}{2H_2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\alpha_{w2}}{2H_2} & 0 \\ 2\pi \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^N T_{2j} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-1}{T_{t12}} & \frac{1}{T_{t12}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{-1}{T_{g12}R_{12}} & 0 & 0 & \frac{-1}{T_{g12}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\alpha_{12}}{T_{g12}} \\ \frac{1}{T_{rw12}} & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{T_{rw12}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{T_{rw12}} & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{T_{rw12}} & \frac{-1}{T_{ww12}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -k_{wI12} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{2H_{e12}} & \frac{-1}{2H_{e12}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{T_{aw12}R_{w12}} & \frac{-1}{T_{aw11}} & \frac{k_{wP12}}{T_{aw12}} & \frac{-1}{T_{aw12}} & 0 \\ \gamma_2 & \rho_2 & \mu_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \alpha_{w2}\mu_2 & 0 \end{bmatrix}$$

$$B_{12} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{2H_2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{T_{g12}} \\ -\mu_2 & -k_{I2} & 0 \end{bmatrix}, \quad B_{21} = \begin{bmatrix} 0 \\ -2\pi \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ -k_{P2}2\pi \end{bmatrix}, \quad C_2^T = \begin{bmatrix} \beta_2 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Mientras que los vectores u_2 y ω_2 son,

$$u_2 = \begin{bmatrix} v_{12} \\ v_{32} \\ v_{42} \end{bmatrix}, \quad \omega_2 = \begin{bmatrix} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^N T_{2j} \Delta f_j \end{bmatrix}$$

Reordenando las matrices y los vectores de la forma,

$$A_{sys} = \begin{bmatrix} A_1 & 0 \\ 0 & A_2 \end{bmatrix}_{n_{sys} \times n_{sys}}, \quad B_{1sys} = \begin{bmatrix} B_{11} & 0 \\ 0 & B_{12} \end{bmatrix}_{n_{sys} \times n_{sys2}}, \quad B_{2sys} = \begin{bmatrix} B_{21} & 0 \\ 0 & B_{22} \end{bmatrix}_{n_{sys} \times N}$$

$$C_{1sys} = \begin{bmatrix} C_1 & 0 \\ 0 & C_2 \end{bmatrix}_{N \times n_{sys}}, \quad u_{sys} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \end{bmatrix}_{n_{sys2} \times 1}, \quad \omega_{sys} = \begin{bmatrix} \omega_1 \\ \omega_2 \end{bmatrix}_{N \times 1}, \quad x_{sys} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix}_{n_{sys} \times 1}$$

Donde,

$$n_{sys} = N_{eo1} + 2n_1 + 5nw_1 + N_{eo2} + 2n_2 + 5nw_2 = 20$$

$$n_{sys2} = 2N + n_1 + n_2 = 6$$

Y para este caso en particular, $N_{eo1} = N_{eo2} = 3$.

Finalmente, las matrices y vectores del sistema se muestran de manera numérica. Por simplicidad, las matrices y vectores son extraídos directamente de MATLAB

La matriz A_{sys} se presenta en dos partes. En ambas partes se presentan los 20 renglones de la matriz, pero no así las columnas. En la primera parte, las columnas solo comprenden de la primera hasta la número doce, mientras que la segunda sección se abarcan las columnas restantes y se muestran en las Figuras 4.15 y 4.16 respectivamente.

-0.1000	-6.2035	6.2035	0	0	0	0	0	3.1017	0	0	0
0.4398	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.4398	0
0	0	-1.0000	1.0000	0	0	0	0	0	0	0	0
-3.3333	0	0	-10.0000	0	0	0	0	0	10.0000	0	0
10.0000	0	0	0	-10.0000	0	0	0	0	0	0	0
10.0000	0	0	0	-10.0000	-0.1667	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	-0.0982	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0.1429	-0.1429	0	0	0
0	0	0	0	0	-1.6667	-5.0000	14.8875	-5.0000	0	0	0
-0.6636	0.5124	-1.5725	0	0	0	0	0	-0.7863	0	0.3228	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0667	-4.1356
-0.4398	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.4398	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3.3333
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.0000
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.0000
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.2182	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.2599
											0.5552

Figura 4.15: Primera sección de A_{sys} para validación de DFIG y unidad térmica sin recalentamiento.

Columns 13 through 20

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.1356	0	0	0	0	0	0	2.0678	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-1.0000	1.0000	0	0	0	0	0	0	0	0
0	-10.0000	0	0	0	0	0	0	10.0000	0
0	0	-10.0000	0	0	0	0	0	0	0
0	0	-10.0000	-0.1667	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	-0.5620	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0.1429	-0.1429	0	0
0	0	0	-1.6667	-5.0000	12.5235	-5.0000	0	0	0
-0.7088	0	0	0	0	0	0	-0.3544	0	0

Figura 4.16: Segunda sección de A_{sys} para validación de DFIG y unidad térmica sin recalentamiento.

Dado que el producto de B_{2sys} con ω_{sys} son valores constantes en términos de los mismos estados del sistema debido a las interacciones entre áreas, este producto se agrega a la matriz A_{sys} y se observa en los valores encerrados en color rojo de la Figura 4.15.

Las matrices B_{1sys} y C_{sys} se muestra en las Figuras 4.17 y 4.18 respectivamente.

-6.2035	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	10.0000	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
1.5725	1.0601	0	0	0	0	0
0	0	0	-4.1356	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	10.0000	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0.7088	0.1536	0	0

Figura 4.17: Matriz B_{1sys} para validación de DFIG y unidad térmica sin recalentamiento.

Columns 1 through 12

0.3454	1.0000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.3454	1.0000

Columns 13 through 20

0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 4.18: Matriz C_{sys} para validación de DFIG y unidad térmica sin recalentamiento.

Finalmente se muestra el vector de perturbaciones u_{sys} en la Figura 4.19.

0.0200
0
0
0.0200
0
0

Figura 4.19: Vector u_{sys} para validación de DFIG y unidad térmica sin recalentamiento.

De esta manera se validan los modelos tanto para el DFIG como para la unidad térmica sin recalentamiento.

Los parámetros del caso de estudio se pueden consultar en [42].

4.6.2. Validación PV y unidad térmica con recalentamiento simple

El caso de estudio consiste en un sistema de dos áreas, donde el área uno cuenta con una unidad de generación fotovoltaica, mientras el área dos tiene una unidad de generación térmica con recalentamiento simple. El diagrama esquemático del caso de estudio se muestra en la Figura 4.20.

Las ganancias de los controladores PI para ambas áreas obtenidas por medio de la función *gamultiobj* se muestran en la Tabla 4.3.

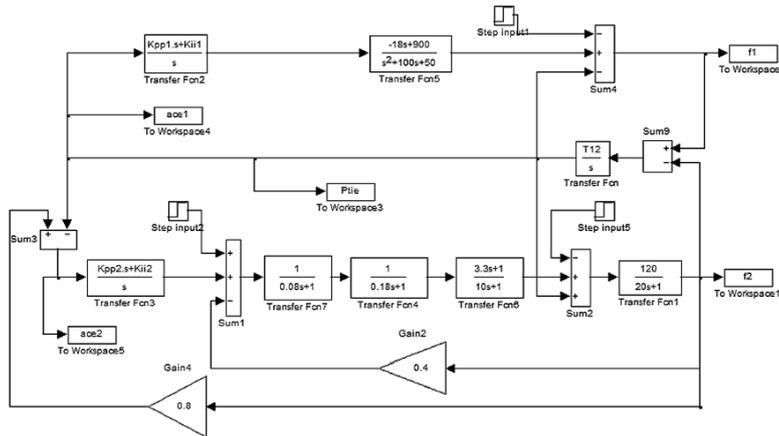


Figura 4.20: Diagrama esquemático para validación PV y unidad térmica con recalentamiento simple [24].

Al sistema se le aplica un aumento repentino de carga del 10% en ambas áreas, obteniendo los resultados mostrados en las Figuras 4.21 y 4.22. En base a los resultados reportados en [24] donde realizan la sintonización del controlador PI a partir del proceso de optimización del algoritmo de luciérnaga, se realiza una comparativa cuantitativa de los resultados, obteniendo una mejora en cuanto a la magnitud de sobreimpulso en las desviaciones de frecuencia de ambas áreas, pero no así en las desviaciones de potencia en el enlace de transmisión. Sin embargo, los tiempos de estabilización se mejoraron en al menos 10 segundo en las desviaciones de frecuencia. Los resultados numéricos se muestran en la Tabla 4.4.

Tabla 4.3: Ganancias de controladores PI sistema PV y unidad térmica con recalentamiento simple

	Ganancia	
Área 1	k_{P1}	-2.2226
	k_{I1}	-0.0903
Área 2	k_{P2}	-0.1238
	k_{I2}	-0.4181

Tabla 4.4: Resultados Validación PV y unidad térmica con recalentamiento simple

Variable de Estado	Sobreimpulso	Mejora %
Δf_1 (Hz)	-0.255	15
Δf_2 (Hz)	-0.1761	34.77
$ \Delta P_{12} $ (pu)	0.0426	-12

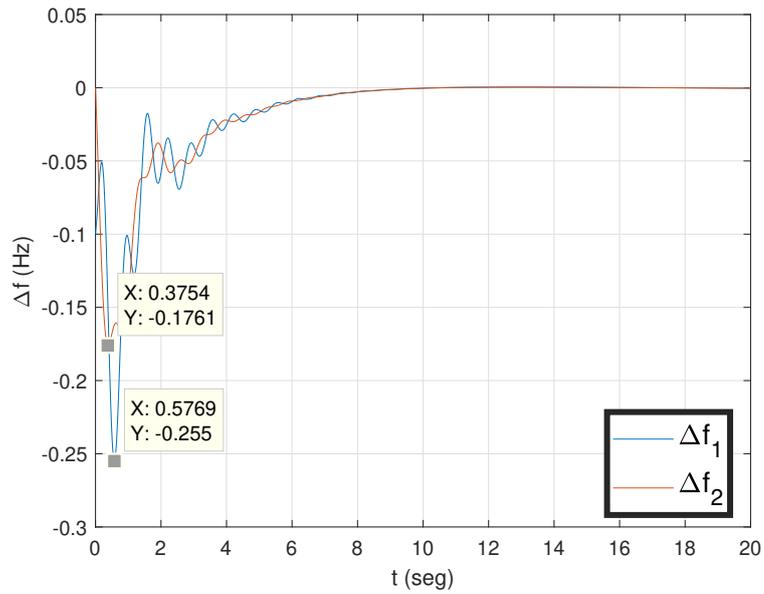


Figura 4.21: Resultados para desviaciones de frecuencia para validación PV y unidad térmica con recalentamiento simple.

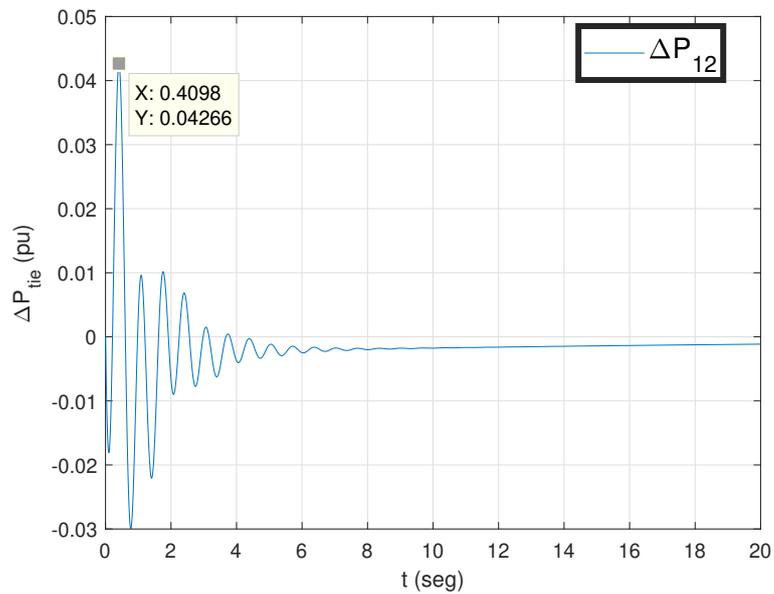


Figura 4.22: Resultados para desviaciones de potencia en el enlace de transmisión para validación PV y unidad térmica con recalentamiento simple.

Ya que el área uno cuenta exclusivamente con una unidad PV, se elige el caso 2 del algoritmo de solución para la formación del sistema, mientras que para el área dos, al contar con una unidad con recalentamiento simple, se elige la función 1 de MATLAB para la formación de este sistema. Considerando las ecuaciones (4.21) y (4.22) y que $np = ns = 1$ se tiene que los vectores de estados para el área uno y dos se

definen de la siguiente manera,

$$\begin{aligned} x_1^T &= [\Delta P_{tie-1} \quad \Delta P_{pv11} \quad \Delta P_{111} \quad \Delta P_{c1}] \\ x_2^T &= [\Delta f_2 \quad \Delta P_{tie-2} \quad \Delta x_{112} \quad \Delta x_{412} \quad \Delta x_{812} \quad \Delta P_{g12} \quad \Delta P_{c2}] \end{aligned}$$

Además, para el área uno se define,

$$\Delta f_i = (\Delta P_{pv1i} - \Delta P_{Li} - \Delta P_{tie-i})$$

Considerando los arreglos matriciales de las secciones (3.2.2) y (3.4) se llega a las siguientes matrices y vectores en espacio de estados para las áreas uno y dos,

$$A_1 = \begin{bmatrix} -v_{1p} & v_{1p} & 0 & 0 \\ 0 & -a_{31i} & (a_{21i} - a_{11i}) & \alpha_{1i} K_{11i} \\ 0 & 0 & -a_{11i} & \alpha_{1i} K_{11i} \\ \rho_p & \gamma_p & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad B_{11} = \begin{bmatrix} -v_{1p} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & a_{21i} \\ 0 & 0 & 0 \\ -\gamma_p & -k_{Ii} & 0 \end{bmatrix}$$

$$B_{21} = \begin{bmatrix} -2\pi \\ 0 \\ 0 \\ -2\pi k_{Pi} \end{bmatrix}, \quad C_1 = [1 \quad 0 \quad 0 \quad 0]$$

$$A_2 = \begin{bmatrix} \frac{-D_2}{2H_2} & \frac{-1}{2H_2} & \frac{F_{HP12}}{2H_2} & \frac{F_{IP12}}{2H_2} & \frac{F_{LP12}}{2H_2} & 0 & 0 \\ 2\pi \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^N T_{2j} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-1}{T_{t12}} & 0 & 0 & \frac{1}{T_{t12}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{T_{RH12}} & \frac{-1}{T_{RH12}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{T_{CO12}} & \frac{-1}{T_{CO12}} & 0 & 0 \\ \frac{-1}{T_{g12}R_{12}} & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{T_{g12}} & \frac{\alpha_{12}}{T_{g12}} \\ \gamma_2 & \rho_2 & \mu_2 F_{HP12} & \mu_2 F_{IP12} & \mu_2 F_{LP12} & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$B_{12} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{2H_1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{T_{g11}} \\ -\mu_1 & -k_{I1} & 0 \end{bmatrix}, \quad B_{22} = \begin{bmatrix} 0 \\ -2\pi \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ -k_{P1}2\pi \end{bmatrix}, \quad C_2^T = \begin{bmatrix} \beta_1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Mientras que los vectores u_1 , ω_1 , u_2 y ω_2 son,

$$u_1 = \begin{bmatrix} v_{11} \\ v_{31} \\ v_{41} \end{bmatrix}, \quad \omega_1 = \begin{bmatrix} \sum_{j=1}^N T_{1j} \Delta f_j \\ \sum_{j \neq 1}^N T_{1j} \Delta f_j \end{bmatrix}, \quad u_2 = \begin{bmatrix} v_{12} \\ v_{32} \\ v_{42} \end{bmatrix}, \quad \omega_2 = \begin{bmatrix} \sum_{j=1}^N T_{2j} \Delta f_j \\ \sum_{j \neq 2}^N T_{2j} \Delta f_j \end{bmatrix}$$

Donde las señales v_{31} , v_{41} , v_{32} y v_{42} son igual a cero debido a que se trata de un entorno regularizado y, por lo tanto, no hay transacciones de energía entre las áreas.

Reordenando las matrices y los vectores de la forma,

$$A_{sys} = \begin{bmatrix} A_1 & 0 \\ 0 & A_2 \end{bmatrix}_{n_{sys} \times n_{sys}}, \quad B_{1sys} = \begin{bmatrix} B_{11} & 0 \\ 0 & B_{12} \end{bmatrix}_{n_{sys} \times n_{sys2}}, \quad B_{2sys} = \begin{bmatrix} B_{21} & 0 \\ 0 & B_{22} \end{bmatrix}_{n_{sys} \times N}$$

$$C_{1sys} = \begin{bmatrix} C_1 & 0 \\ 0 & C_2 \end{bmatrix}_{N \times n_{sys}}, \quad u_{sys} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \end{bmatrix}_{n_{sys2} \times 1}, \quad \omega_{sys} = \begin{bmatrix} \omega_1 \\ \omega_2 \end{bmatrix}_{N \times 1}, \quad x_{sys} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix}_{n_{sys} \times 1}$$

Donde,

$$n_{sys} = N_{eo1} + 2n_{p1} + N_{eo2} + 4n_{s2} = 11$$

$$n_{sys2} = 2N + n_{p1} + n_{s2} = 6$$

Y para este caso, $N_{eo1} = 2$ y $N_{eo2} = 3$.

Finalmente, las matrices y vectores del sistema se muestran de manera numérica. Por simplicidad, las matrices y vectores son extraídos directamente de MATLAB.

La matriz A_{sys} se presenta en la Figura 4.23. Dado que el producto de B_{2sys} con ω_{sys} son valores constantes en términos de los mismos estados del sistema debido a las interacciones entre áreas, este producto se agrega a la matriz A_{sys} y, para este caso en particular por tener una área solo con una unidad fotovoltaica, B_{1sys} y se observa en los valores encerrados en color rojo de las Figuras 4.23 y 4.24.

-3.4243	3.4243	0	0	-3.4243	0	0	0	0	0	0
0	-0.5000	-149.5000	-18.0000	0	0	0	0	0	0	0
0	0	-99.5000	-18.0000	0	0	0	0	0	0	0
7.5206	-7.6109	0	0	7.6109	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	-0.0500	-5.9988	1.7996	2.3995	1.7996	0	0
3.4243	-3.4243	0	0	3.4243	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	-3.3333	0	0	3.3333	0
0	0	0	0	0	0	0.1000	-0.1000	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	2.0000	-2.0000	0	0
0	0	0	0	-31.2500	0	0	0	0	-12.5000	12.5000
-0.4239	0.4239	0	0	-0.7535	0.1760	-0.1782	-0.2376	-0.1782	0	0

Figura 4.23: A_{sys} para validación de PV y unidad térmica con recalentamiento simple.

Las matrices B_{1sys} y C_{sys} se muestra en las Figuras 4.24 y 4.25 respectivamente.

-3.4243	0	0	0	0	0
0	0	0.5000	0	0	0
0	0	0	0	0	0
7.6109	0.0903	0	0	0	0
0	0	0	-5.9988	0	0
3.4243	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	12.5000
-0.4239	0	0	0.5941	0.4181	0

Figura 4.24: Matriz B_{1sys} para validación de PV y unidad térmica con recalentamiento simple.

1.0000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0.8000	1.0000	0	0	0	0	0

Figura 4.25: Matriz C_{sys} para validación de PV y unidad térmica con recalentamiento simple.

Finalmente, se muestra el vector de perturbaciones u_{sys} en la Figura 4.26.

0.1000
0
0
0.1000
0
0

Figura 4.26: Vector u_{sys} para validación de DFIG y unidad térmica sin recalentamiento.

De esta manera se validan los modelos tanto para el PV como para la unidad térmica con recalentamiento simple.

Los parámetros del caso de estudio se pueden consultar en [24].

4.6.3. Validación unidad térmica con doble recalentamiento

El caso de estudio consiste en un sistema de tres áreas, donde cada área cuenta con una unidad de generación térmica con recalentamiento doble. El diagrama esquemático del caso de estudio se muestra en la Figura 4.27.

Las ganancias de los controladores PI para ambas áreas obtenidas por medio de la función *gamultiobj* se muestran en la Tabla 4.5.

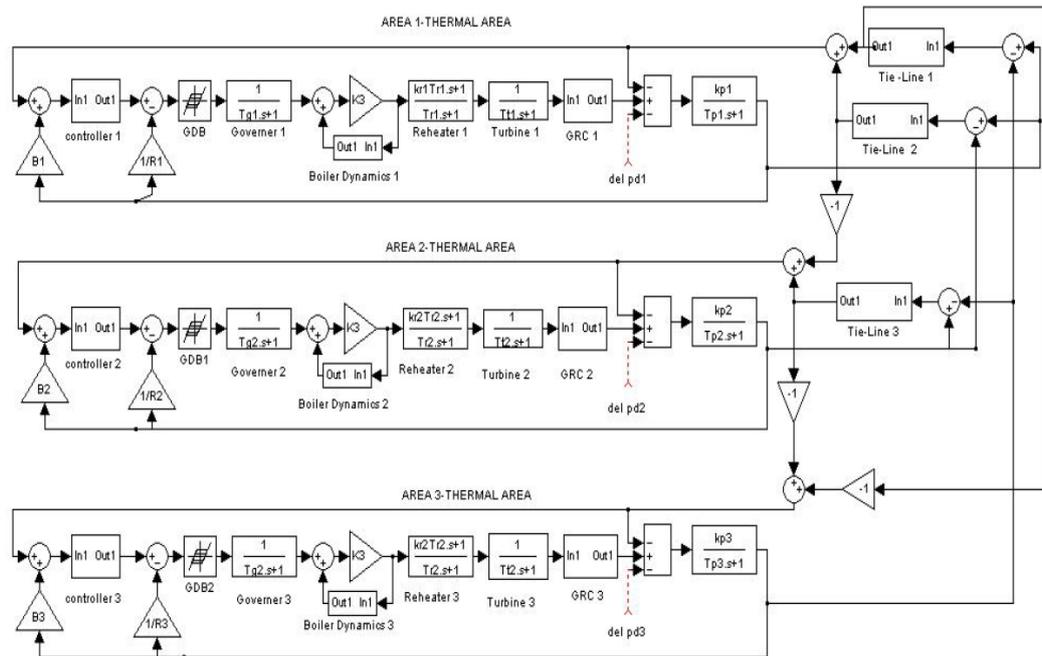


Figura 4.27: Diagrama esquemático para validación de unidad térmica con recalentamiento doble [103].

Tabla 4.5: Ganancias de controladores PI sistema con unidades térmicas con recalentamiento doble

	Ganancia	
Área 1	k_{P1}	-0.1152
	k_{I1}	-0.1401
Área 2	k_{P2}	-0.4031
	k_{I2}	-0.6815
Área 3	k_{P3}	-0.4835
	k_{I3}	-0.2325

Al sistema se le aplica un aumento repentino de carga del 1% en el área uno, obteniendo los resultados mostrados en las Figuras 4.28 y 4.29. En base a los resultados conseguidos en [103] donde realizan la sintonización del controlador PI basado en la integral del error absoluto por el tiempo, se realiza una comparativa cuantitativa de los resultados, obteniendo resultados muy cercanos entre sí en cuanto a la magnitud de sobreimpulso en las desviaciones de frecuencia y las desviaciones de potencia en el enlace de transmisión de todo el sistema, cuya variación no supera el 10%. Los resultados numéricos se muestran en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6: Resultados Validación de unidad térmica con recalentamiento doble

Variable de Estado	Sobreimpulso	Mejora %
Δf_1 (Hz)	-0.0318	9.1428
Δf_2 (Hz)	-0.0277	7.666
Δf_3 (Hz)	-0.0276	8
$ \Delta P_{tie-1} $ (pu)	0.0116	3.333
$ \Delta P_{tie-2} $ (pu)	0.0061	-1.66
$ \Delta P_{tie-3} $ (pu)	0.0057	5

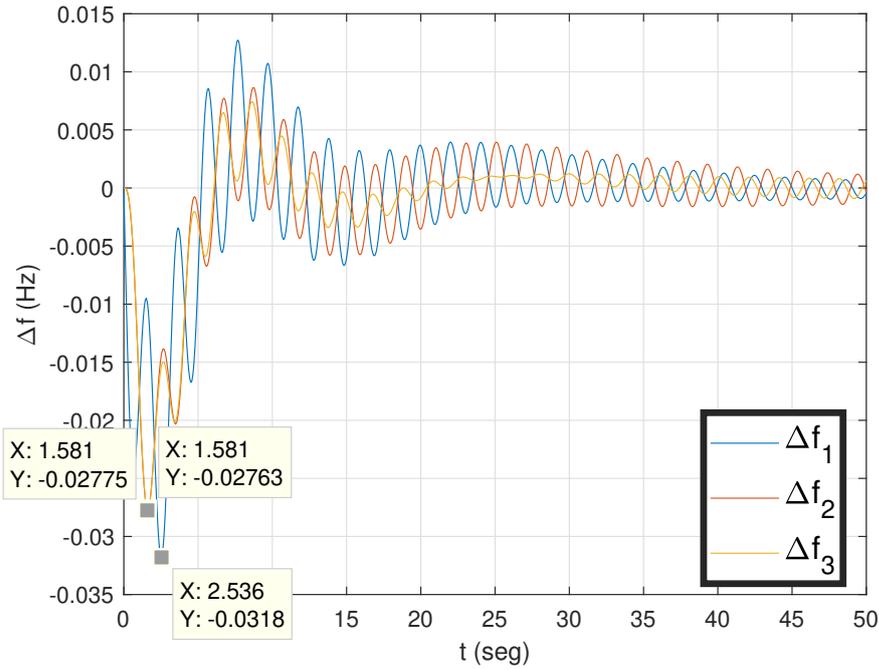


Figura 4.28: Resultados para desviaciones de frecuencia para validación de unidad térmica con recalentamiento doble.

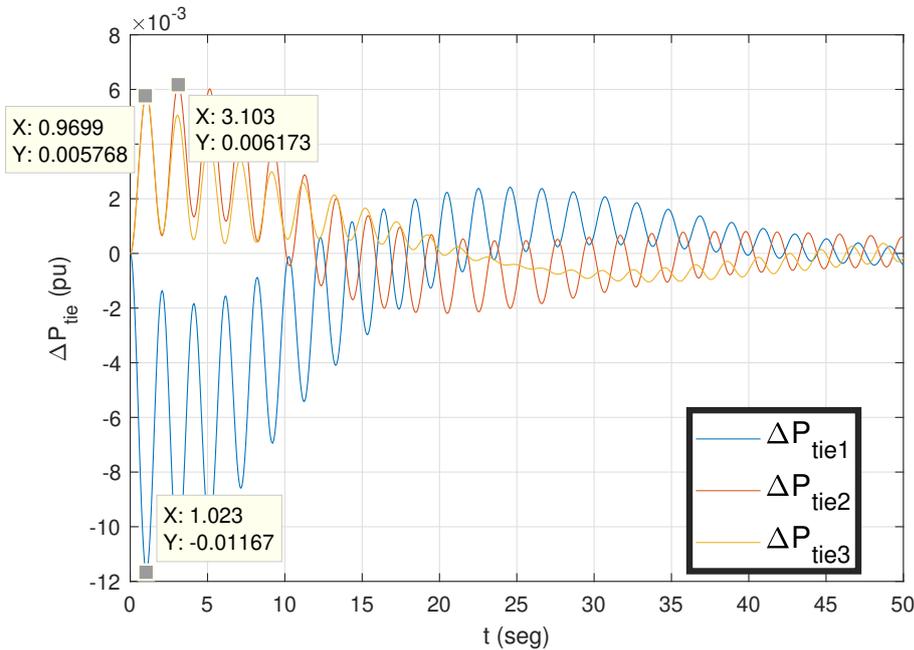


Figura 4.29: Resultados para desviaciones de potencia en los enlaces de transmisión para validación de unidad térmica con recalentamiento doble.

En las Figuras 4.30 y 4.31 se presenta la matriz A_{sys} . Las tres figuras comprenden todos los renglones de la matriz A_{sys} mientras que en la Figura 4.30 se presentan de la columna 1 a la 12 y en la Figura 4.30 se presentan de la columna 13 a la 24. En las Figuras 4.32 4.33 y 4.34 se muestran las matrices B_{1sys} , C_{sys} y u_{sys} respectivamente.

Columns 1 through 12

```

0.4250  1.0000    0    0    0    0    0    0    0    0    0    0
    0    0    0    0    0    0    0    0    0.4250  1.0000    0    0
    0    0    0    0    0    0    0    0    0    0    0    0
  
```

Columns 13 through 24

```

    0    0    0    0    0    0    0    0    0    0    0    0
    0    0    0    0    0    0    0    0    0    0    0    0
    0    0    0    0    0.4250  1.0000    0    0    0    0    0    0
  
```

Figura 4.33: C_{sys} para validación la unidad térmica con recalentamiento doble.

```

0.0100
  0
  0
  0
  0
  0
  0
  0
  
```

Figura 4.34: u_{sys} para validación la unidad térmica con recalentamiento doble.

De esta manera se valida el modelo para la unidad térmica con recalentamiento doble.

Los parámetros del caso de estudio se pueden consultar en [103].

4.6.4. Validación SMES y unidad hidroeléctrica

El caso de estudio consiste en un sistema de tres áreas, donde las áreas uno y dos tienen una unidad de generación térmica con recalentamiento simple, mientras que el área tres tiene una unidad hidroeléctrica. También, el área uno y tres cuentan con una unidad de almacenamiento de energía con boninas superconductoras. El diagrama esquemático del caso de estudio se muestra en la Figura 4.35.

Las ganancias de los controladores PI para ambas áreas obtenidas por medio de la función *gamultiobj* se muestran en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7: Ganancias de controladores PI sistema SMES y unidad hidroeléctrica

	Ganancia	
Área 1	k_{P1}	-3.5648
	k_{I1}	-2.2206
Área 2	k_{P2}	-0.3642
	k_{I2}	-1.4603
Área 3	k_{P3}	-0.9981
	k_{I3}	-2.1019

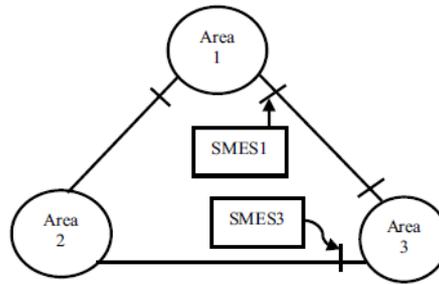


Figura 4.35: Diagrama esquemático para validación de SMES y unidad hidroeléctrica [87].

Al sistema se le aplica un aumento repentino de carga del 1% en el área uno, obteniendo los resultados mostrados en las Figuras 4.36 y 4.37. En base a los resultados reportados en [87] donde realizan la sintonización del controlador PI utilizando el algoritmo de optimización basado en biogeografía, se realiza una comparativa cuantitativa de los resultados, obteniendo una mejora en cuanto a la magnitud de sobreimpulso en las desviaciones de frecuencia de las áreas dos y tres, así como para las desviaciones de potencia en el enlace de transmisión. Sin embargo, las desviaciones de frecuencia para el área uno fueron ligeramente inferiores a los de [87], pero solo en un 1.75%. Los resultados numéricos se muestran en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8: Resultados Validación SMES y unidad hidroeléctrica

Variable de Estado	Sobreimpulso	Mejora %
Δf_1 (Hz)	-0.0058	-1.75
Δf_2 (Hz)	-0.0019	29.62
Δf_3 (Hz)	-0.0018	35.71
$ \Delta P_{tie-1} $ (pu)	0.0015	25
$ \Delta P_{tie-2} $ (pu)	0.00075	3.846
$ \Delta P_{tie-3} $ (pu)	0.00076	30.90

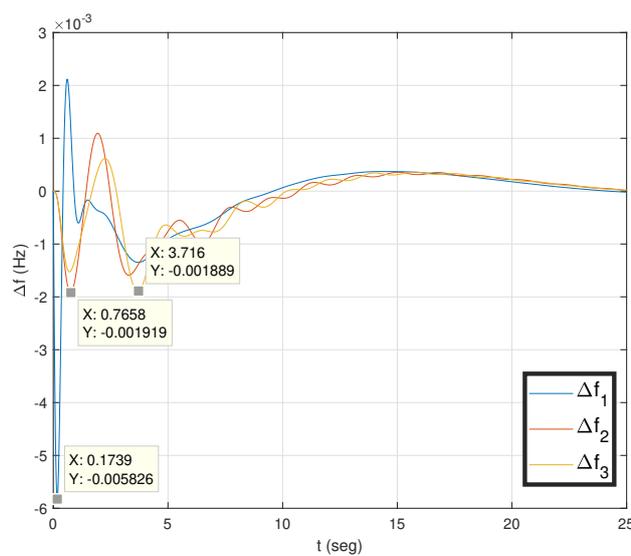


Figura 4.36: Resultados para desviaciones de frecuencia para validación de SMES y unidad hidroeléctrica.


```

Columns 1 through 12
0.4250  1.0000  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0.4250  1.0000
0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0

Columns 13 through 24
0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
0  0  0  0  0  0.4250  1.0000  0  0  0  0  0

Columns 25 through 26
0  0
0  0
0  0

```

Figura 4.42: C_{sys} para validación de SMES y unidad hidroeléctrica.

```

0 . 0 1 0 0
  0
  0
  0
  0
  0
  0
  0
  0

```

Figura 4.43: u_{sys} para validación de SMES y unidad hidroeléctrica.

De esta manera se validan los modelos tanto para el SMES como para la unidad hidroeléctrica.

Los parámetros del caso de estudio se pueden consultar en [87].

4.6.5. Validación CES

El caso de estudio consiste en un sistema de dos áreas, donde ambas tienen una unidad de generación térmica sin recalentamiento e hidroeléctrica, además de contar con un dispositivo de almacenamiento de energía por medio de súper capacitores. El diagrama esquemático del caso de estudio se muestra en la Figura 4.44.

Las ganancias de los controladores PI para ambas áreas obtenidas por medio de la función *gamultiobj* se muestran en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9: Ganancias de controladores PI sistema CES

	Ganancia	
Área 1	k_{P1}	-1.4298
	k_{I1}	-1.2298
Área 2	k_{P2}	-1.0145
	k_{I2}	-3.0145

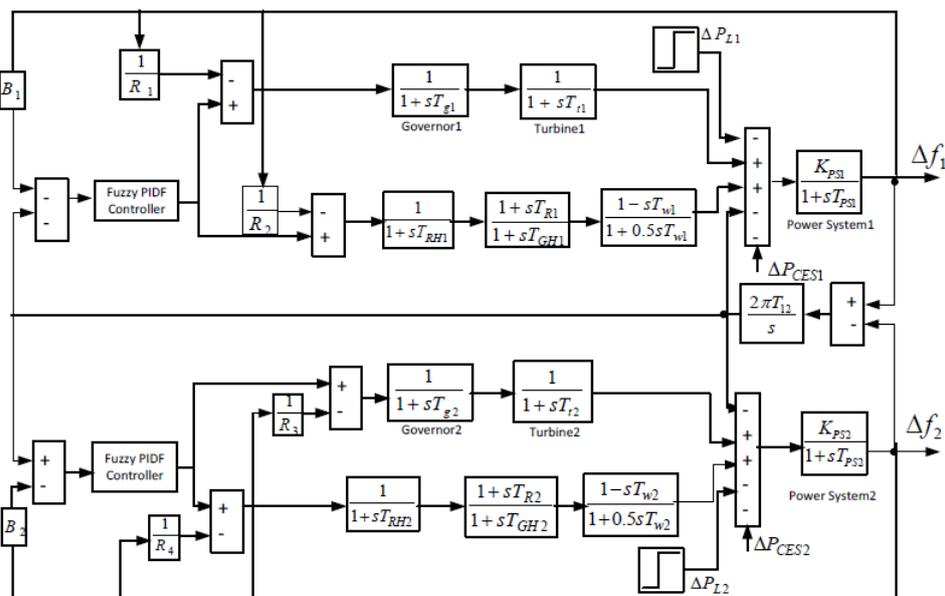


Figura 4.44: Diagrama esquemático para validación de CES [90]

Al sistema se le aplica un aumento repentino de carga del 10% en el área uno, obteniendo los resultados mostrados en las Figuras 4.45 y 4.46. En base a los resultados reportados en [90] donde realizan la sintonización del controlador PI utilizando la técnica de optimización del rebaño egoísta, se realiza una comparativa cuantitativa de los resultados, obteniendo una mejora en cuanto a la magnitud de sobreimpulso en las desviaciones de frecuencia y las desviaciones de potencia en el enlace de transmisión. Los resultados numéricos se muestran en la Tabla 4.10.

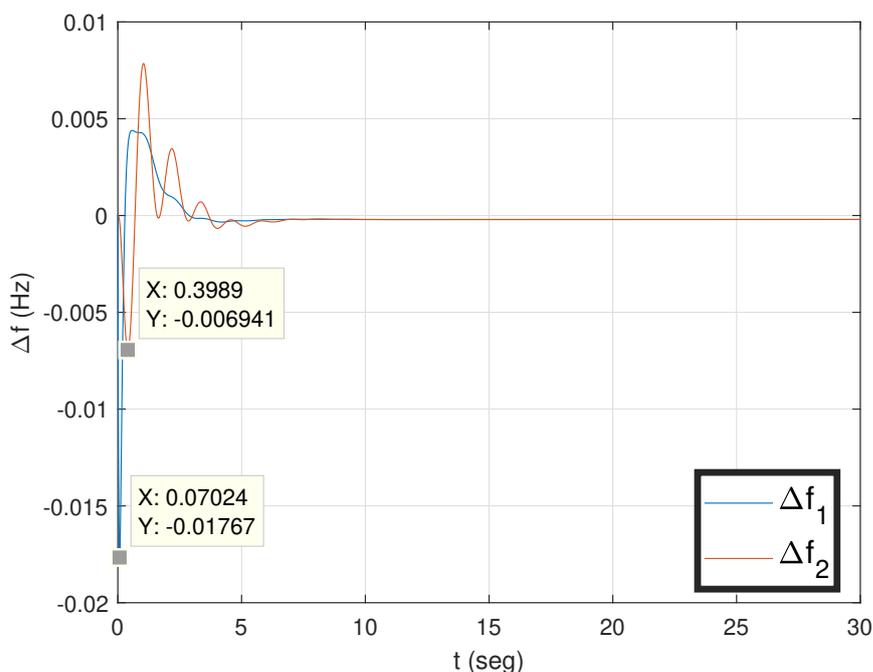


Figura 4.45: Resultados para desviaciones de frecuencia para validación de CES.

Tabla 4.10: Resultados Validación CES

Variable de Estado	Sobreimpulso	Mejora %
Δf_1 (Hz)	-0.017	72.6671
Δf_2 (Hz)	-0.0069	59.5744
$ \Delta P_{tie-1} $ (pu)	0.0064	6.6635

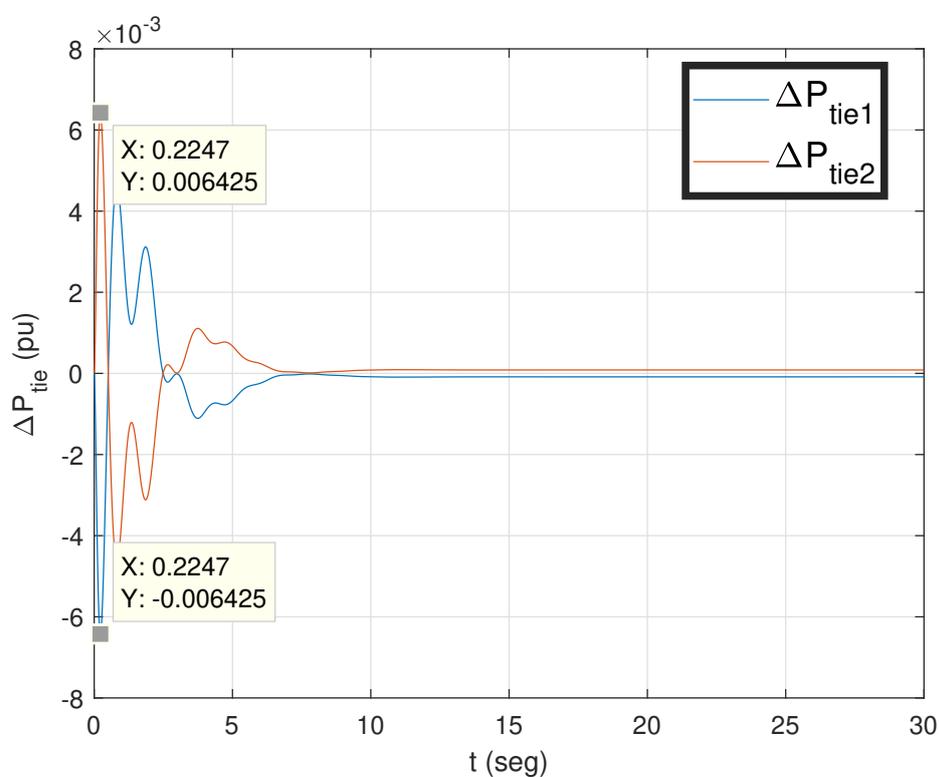


Figura 4.46: Resultados para desviaciones de potencia en los enlaces de transmisión para validación CES.

En las Figuras 4.47 y 4.48 se presenta la matriz A_{sys} . Las dos figuras comprenden todos los renglones de la matriz A_{sys} mientras que en la Figura 4.47 se presentan de la columna 1 a la 12 y en la Figura 4.48 las columnas restantes. En las Figuras 4.49 4.50 y 4.51 se muestran las matrices B_{1sys} , C_{sys} y u_{sys} respectivamente.

-0.0000	-0.0050	0.0050	0	0.0050	0	0	0	0	-0.0050	0	0
0.0028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0028
0	0	-0.0033	0.0033	0	0	0	0	0	0	0	0
-0.0063	0	0	-0.0125	0	0	0	0	0	0	0.0063	0
0.0002	0	0	0	-0.0020	0.0020	0.0004	0	0	0	-0.0002	0
-0.0001	0	0	0	0	-0.0000	-0.0002	0	0	0	0.0001	0
-0.0010	0	0	0	0	0	-0.0019	0	0	0	0.0010	0
0.0396	-0.0723	0.0723	0	0.0723	0	0	-0.0403	0	0	0	0
0.8338	-1.5223	1.5223	0	1.5223	0	0	-0.8065	-0.0426	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0.0013	-0.0023	0	0
-0.0045	0.0018	-0.0030	0	-0.0030	0	0	0	0	0.0030	0	0.0040
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0000
-0.0028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0028
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0052
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0002
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0001
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0008
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0019
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0077
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.0028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0041

Figura 4.47: Primera sección de A_{sys} para validación de CES.

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-0.0050	0.0050	0	0.0050	0	0	0	0	0	-0.0050	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	-0.0033	0.0033	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	-0.0125	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0063
0	0	0	-0.0020	0.0020	0.0004	0	0	0	0	0	-0.0002
0	0	0	0	-0.0000	-0.0002	0	0	0	0	0	0.0001
0	0	0	0	0	-0.0019	0	0	0	0	0	0.0010
-0.0044	0.0044	0	0.0044	0	0	-0.0019	0	0	0	0	0
-0.0181	0.0181	0	0.0181	0	0	-0.0011	-0.0068	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0.0017	-0.0051	0	0	0
-0.0009	-0.0022	0	-0.0022	0	0	0	0	0.0022	0	0	0

Figura 4.48: Segunda sección de A_{sys} para validación de CES.

-0.0050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0.0125	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	-0.0004	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0.0002	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0.0019	0	0	0	0	0	0	0	0
-0.0723	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-1.5223	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.0030	0.0012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	-0.0050	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0.0125	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.0004	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0002	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0019	0	0
0	0	0	0	0	-0.0044	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	-0.0181	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0.0022	0.0030	0	0	0	0	0

Figura 4.49: B_{sys} para validación de CES.

Columns 1 through 12

0.4250	1.0000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.4250

Columns 13 through 22

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.0000	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 4.50: C_{sys} para validación de CES.

0.1000
0
0
0
0
0
0
0

Figura 4.51: u_{sys} para validación de CES.

De esta manera se validan los modelos tanto para el CES.
Los parámetros del caso de estudio se pueden consultar en [90].

Capítulo 5

Casos de Estudio

5.1. Introducción

Una vez que se han desarrollado los modelos dinámicos para solucionar el problema de control de frecuencia de carga en un ambiente regularizado y desregularizado para los diferentes dispositivos que han sido presentadas en este trabajo y, considerando las herramientas y procesos heurísticos de búsqueda seleccionados, se plantean diferentes escenarios con el fin de demostrar la capacidad de la formulación matemática generalizada desarrollada.

Los casos de estudio desarrollados son una aportación de este trabajo, dado que la literatura actual, no se encuentra gran variedad de estudios de LFC realizados bajo condiciones desregularizadas, considerando múltiples unidades de generación convencionales, no convencionales y sistemas de almacenamiento de energía. Los sistemas considerados son las redes de prueba de la IEEE de 24 y 39 nodos.

Los casos de estudio consisten en mostrar la respuesta del sistema para los acuerdos contractuales unilateral, bilateral y violación de contratos. Para ello, previamente se han sintonizado las ganancias adecuadas para los controladores PI por medio de la herramienta preprogramada de MATLAB “*gamultiobj*” además de haberse elegido la solución de Pareto más adecuada en función de la magnitud de sobreimpulso, tiempo de estabilización y respuesta oscilante.

Para validar los resultados de los casos de estudio, se realiza una simulación por computadora en el software MATLAB validando los resultados de manera analítica.

Cada caso de estudio expone una condición y configuración diferente de operación, pero con el objetivo de minimizar a cero las desviaciones de frecuencia y mantener en los enlaces de transmisión el valor programado.

Finalmente, se realiza el control de frecuencia para el entorno bilateral de todos los casos de estudio utilizando dispositivos almacenadores de energía y se hace una comparación cuantitativa de los datos de sobreimpulso y tiempo de estabilización y respuesta oscilante para los estados Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ y así determinar las ventajas que ofrecen estos dispositivos almacenadores de energía en el problema de control de frecuencia de carga.

Los parámetros para los casos de estudio son presentados en el apéndice B.

5.2. Caso de estudio I

El caso de estudio I es el sistema IEEE de 39 nodos el cual cuenta con unidades de generación convencionales y no convencionales. Esta dividido en tres áreas las cuales están interconectadas a través de un solo enlace de transmisión de alta tensión tal como se considera en la Figura 2.5. El sistema cuenta con un aerogenerador regulador tipo DFIG en cada área, además el área 1 cuenta con 3 unidades solares, el área 2 tiene 3 unidades térmicas, donde estas son del tipo sin recalentamiento, con recalentamiento simple y con recalentamiento doble y finalmente, el área 3 cuenta con 4 centrales hidroeléctricas. Los factores de participación son elegidos de manera aleatoria. El diagrama esquemático de este caso de estudio se observa en la Figura 5.1.

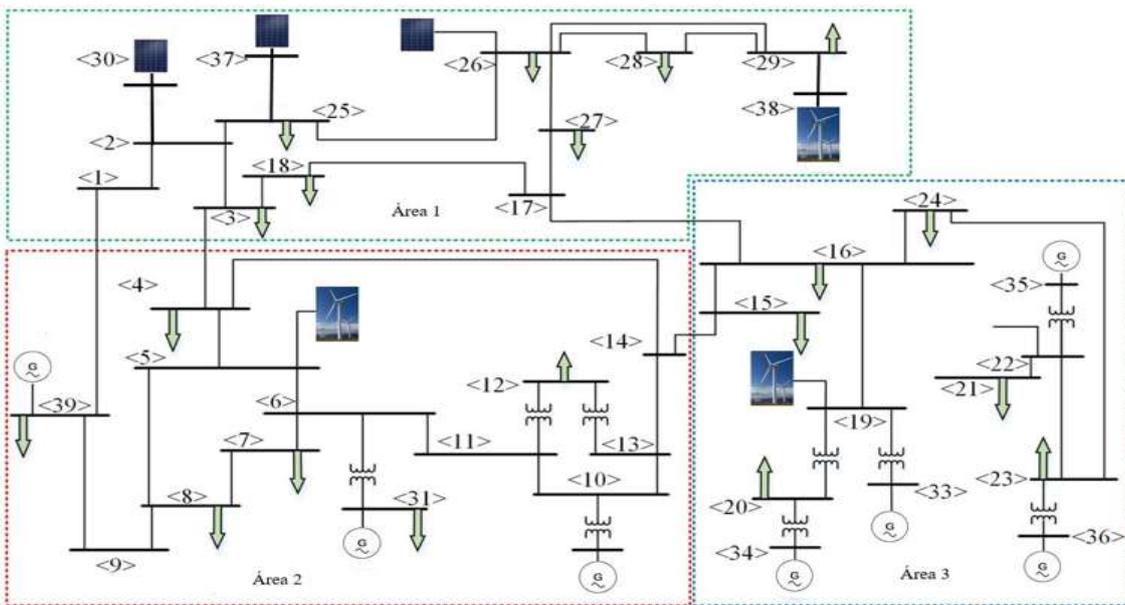


Figura 5.1: Diagrama esquemático del caso de estudio I.

5.2.1. Unilateral

Caso unilateral: se asume un aumento de demanda en cada área de $\Delta P_{Li} = 0.1 pu$, y se tiene la siguiente GPM,

$$GPM = \begin{bmatrix} 0.4 & 0 & 0 \\ 0.35 & 0 & 0 \\ 0.25 & 0 & 0 \\ 0 & 0.4 & 0 \\ 0 & 0.35 & 0 \\ 0 & 0.25 & 0 \\ 0 & 0 & 0.1 \\ 0 & 0 & 0.3 \\ 0 & 0 & 0.2 \\ 0 & 0 & 0.4 \end{bmatrix}$$

Los resultados para ACE_i , Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ se muestran en la Figura 5.2. Dado que es el caso unilateral, las señales de Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ tienden a cero gracias a la acción de control secundario y al entorno en el que opera. También se observa que

el área 3 responde mas lentamente en términos de ACE_i , dado que solo cuenta con unidades hidroeléctricas. El área 2 es quien apoya en el inicio del estudio al equilibrio generación-demanda, pues como se observa en la gráfica de $\Delta p_{tie,i}$, esta área tiene mayor aportación en el envío neto de potencia en sus enlaces de transmisión. Posteriormente el sistema comienza a estabilizarse y los flujos de potencia programados en los enlaces en todas las áreas tienden a cero.

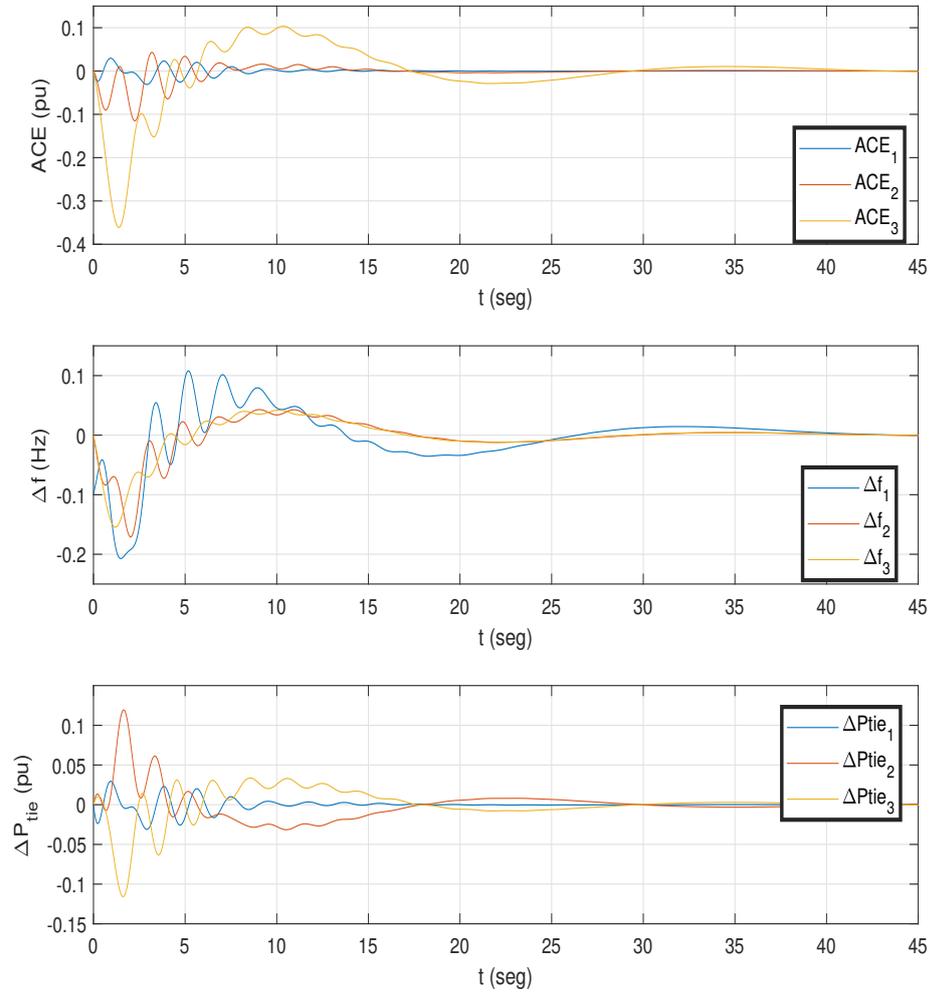


Figura 5.2: Resultados para ACE_i , Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ para el caso unilateral del CE1.

Tabla 5.1: Caso Unilateral ACE_i CE1

Variable de Estado	Área	Sobreimpulso (pu)	Tiempo de estabilización (s)
Δf	Área 1	-0.2061	35
	Área 2	-0.1703	30
	Área 3	-0.1535	30
$ \Delta P_{tie} $	Área 1	0.02931	23
	Área 2	0.1193	32
	Área 3	0.115	32

Los resultados numéricos de sobreimpulso y tiempo de estabilización para Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ se muestran en la Tabla 5.1. A pesar de que en el área 1, la frecuencia tarda más tiempo en estabilizarse con respecto a las otras 2 áreas, la señal ACE_1 es la que tiene un tiempo de estabilización mas corto. Esto se debe a que en un área exclusivamente fotovoltaica, el ACE solo esta conformado por ΔP_{tie} en cambio en un área donde se tenga al menos una unidad convencional, ACE se convierte en una combinación lineal de Δf_i y ΔP_{tie} y su la respuesta de ACE dependerá del comportamiento de ambas. Es por eso que los tiempos de estabilización de ACE_2 y ACE_3 son mayores que el de ACE_1 .

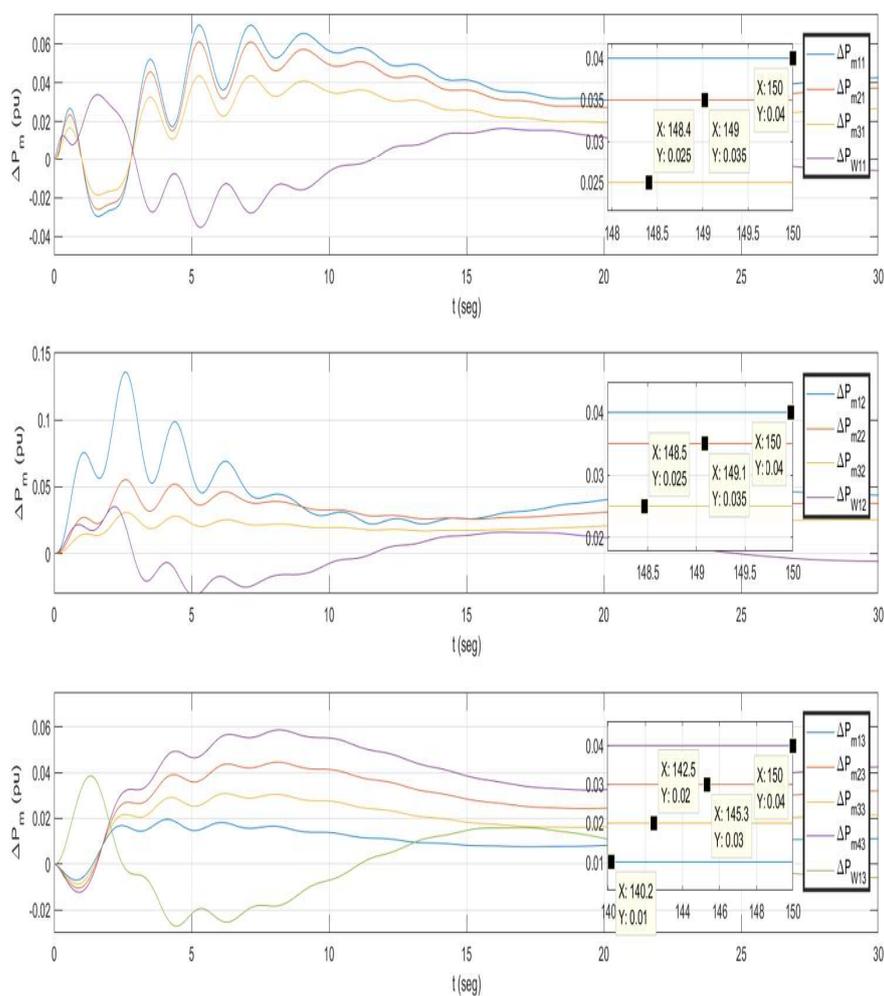


Figura 5.3: Resultados para ΔP_{mi} para el caso unilateral del CE1.

El comportamiento de generación de cada GENCO en todas las áreas, se observa en la Figura 5.3. El pico de potencia inyectada por los aerogeneradores tipo DFIG se produce al inicio del estudio. El DFIG del área 3 es la unidad que tiene el sobreimpulso mayor con respecto a los DFIGs de las otras áreas. Esto se debe a que en el área 3 los GENCOs que se encuentran ahí son del tipo hidroeléctrico, y como se observa en la gráfica, la producción de potencia tienen un efecto contrario al inicio

que es característico en este tipo de unidades. El sobreimpulso del DFIG del área 2 es menor debido a la rápida respuesta de las unidades térmicas que se encuentran en esa área, sobre todo de la unidad sin recalentamiento. Finalmente, en el área 1, el DFIG se encarga momentáneamente del apoyo al control de la frecuencia cuando la potencia inyectada por las unidades solares decae, algo similar al comportamiento del área 3. Los resultados numéricos de las potencias inyectadas por todos las GENCOs son obtenidos utilizando la ecuación (4.12) y se muestran en la Tabla 5.2. Se puede observar que los resultados analíticos coinciden con los gráficos mostrados en la Figura 5.3.

Área	GENCO	P. Generada (pu)
A1	G11	0.04
	G21	0.035
	G31	0.025
A2	G12	0.04
	G22	0.035
	G32	0.025
A3	G13	0.01
	G23	0.03
	G33	0.02
	G43	0.04

Tabla 5.2: Caso Unilateral ΔP_{mi} CE1

5.2.2. Bilateral

Caso bilateral: se asume un aumento de demanda en cada área de $\Delta P_{Li} = 0.1 pu$, y se tiene la siguiente GPM,

$$GPM = \begin{bmatrix} 0.2 & 0 & 0.05 \\ 0.2 & 0.05 & 0.05 \\ 0.1 & 0.05 & 0 \\ 0.1 & 0.2 & 0.1 \\ 0 & 0.15 & 0.1 \\ 0 & 0.15 & 0.1 \\ 0.1 & 0.1 & 0.1 \\ 0 & 0.2 & 0.15 \\ 0.1 & 0.1 & 0.05 \\ 0.2 & 0 & 0.3 \end{bmatrix}$$

Los resultados para la señal ACE_i , Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ se muestran en la Figura 5.4. Se observa que el tiempo de estabilización ha aumentado con respecto al caso unilateral debido a que el estudio bilateral es mas complejo ya que, ahora existen intercambios de potencia entre las diferentes áreas. También se ve que en el área 1, ahora el sobreimpulso en las desviaciones de frecuencia es mayor con respecto al caso unilateral debido a que ahora las unidades solares están exportando potencia a otras áreas. Los valores programados en los enlaces de transmisión se obtienen evaluando la ecuación (4.4) y se muestran a continuación,

$$\begin{aligned}
 v_{31} &= -0.03 \text{ pu} \\
 v_{32} &= -0.01 \text{ pu} \\
 v_{33} &= 0.04 \text{ pu}
 \end{aligned}$$

Estos valores son idénticos a los presentados en la Figura 5.4 por lo que se corroboran tanto de manera analítica como por simulación.

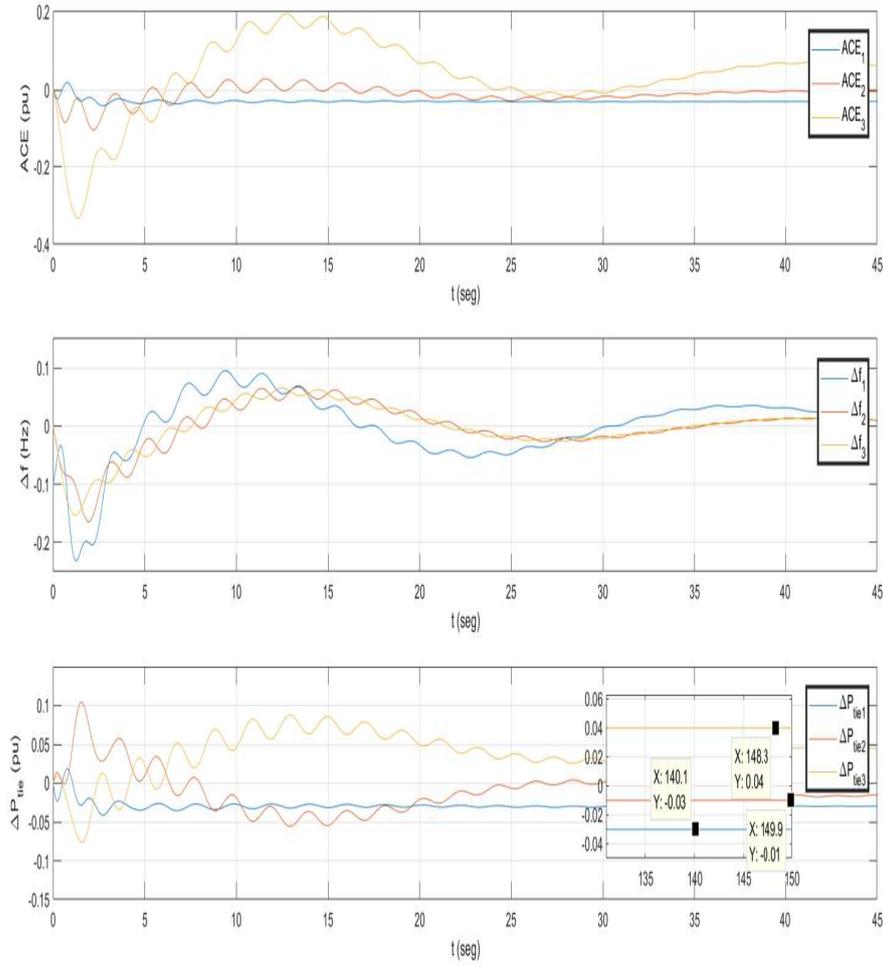


Figura 5.4: Resultados para ACE_i , Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ para el caso bilateral del CE1.

Tabla 5.3: Caso Bilateral ACE_i CE1

Variable de Estado	Área	Sobreimpulso (pu)	Tiempo de estabilización (s)
Δf	Área 1	-0.225	80
	Área 2	-0.1389	70
	Área 3	-0.1395	70
$ \Delta P_{tie} $	Área 1	0.0583	50
	Área 2	0.0865	85
	Área 3	0.111	100

Los resultados numéricos de sobreimpulso y tiempo de estabilización para Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ se muestran en la Tabla 5.3.

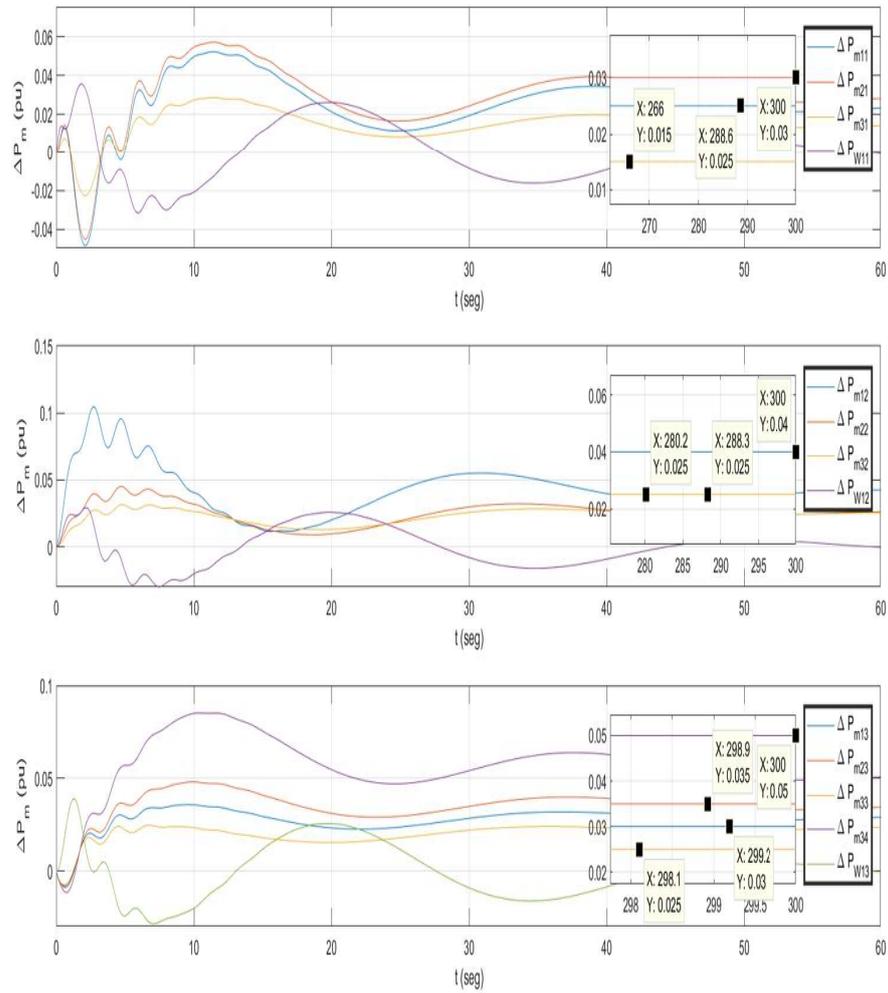


Figura 5.5: Resultados para ΔP_{mi} para el caso bilateral del CE1.

Tabla 5.4: Caso Bilateral ΔP_{mi} CE1

Área	GENCO	P. Generada (pu)
A1	G11	0.025
	G21	0.03
	G31	0.015
A2	G12	0.04
	G22	0.025
	G32	0.025
A3	G13	0.03
	G23	0.035
	G33	0.025
	G43	0.05

Las potencias totales de cada GENCO se muestran en la Figura 5.5 y se corroboran de manera analítica en la Tabla 5.4 utilizando la ecuación (4.12).

Es claro el apoyo de las unidades DFIG ya que en un principio inyecta potencia al sistema para apoyar en la regulación de la frecuencia y posteriormente la acción de control secundario lleve al sistema a la frecuencia nominal del sistema. También se puede observar que tanto de manera analítica como por simulación se obtienen los mismos resultados para las potencias generadas por todas las GENCOs.

5.2.3. Violación de contrato

Caso violación de contrato: Se asumen las condiciones del caso bilateral y se considera que todas las DISCOs demandan 0.05 pu extras. Por lo tanto se tiene,

$$v_{11} = \Delta P_{L1} + \Delta P_{d1} = 0.1 + 0.05 = 0.15 \text{ pu}$$

$$v_{12} = \Delta P_{L2} + \Delta P_{d2} = 0.1 + 0.05 = 0.15 \text{ pu}$$

$$v_{13} = \Delta P_{L3} + \Delta P_{d3} = 0.1 + 0.05 = 0.15 \text{ pu}$$

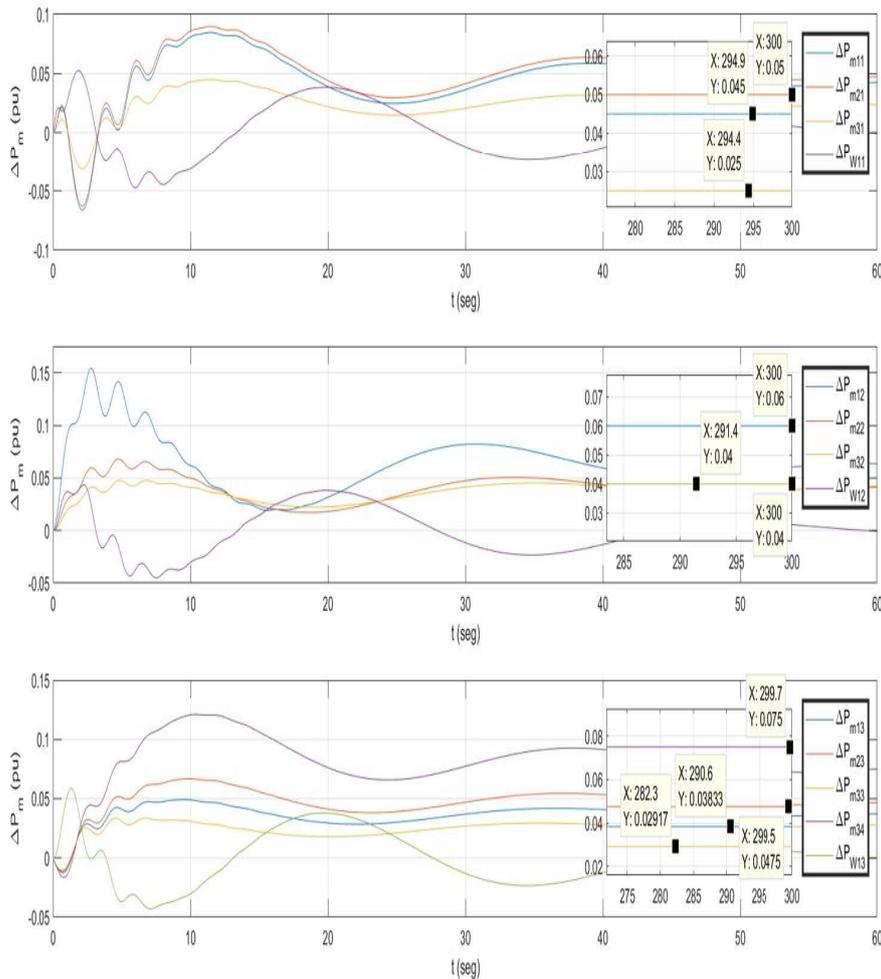


Figura 5.6: Resultados para ΔP_{mi} para el caso violación de contrato CE1.

El exceso de carga es exclusivamente suministrada por las GENCOs locales y sera en función del factor de participación que tengan en sus respectivas áreas. En la Figura 5.6 se muestran las nuevas potencias para todos los GENCOs después del aumento de carga no contratada. Empleando la ecuación 4.13 se encuentra las potencias suministradas por cada GENCO de manera analítica y se muestran en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5: Caso violación de contrato ΔP_{mi} CE1

Área	GENCO	P. Generada (pu)
A1	G11	0.045
	G21	0.05
	G31	0.025
A2	G12	0.06
	G22	0.04
	G32	0.04
A3	G13	0.03833
	G23	0.0475
	G33	0.02917
	G43	0.075

Los resultados analíticos coinciden con los valores de estado estable obtenidos en la simulación reportados en la Figura 5.6.

5.2.4. Almacenamiento de energía CE1

Caso almacenamiento de energía: Ahora se consideran las condiciones del caso bilateral y se considera que en cada área se conecta un dispositivo súper conductor para tratar de mejorar las características de sobreimpulso y tiempo de estabilización de respuesta a la frecuencia.

Los resultados para Δf_i se muestran de manera numérica y gráfica en la Tabla 5.6 y la Figura 5.7 respectivamente. Comparando los resultados de las Tablas 5.3 y 5.6 se observa una mejoría en la magnitud de los sobreimpulsos de Δf_i cuando se utiliza un sistema de almacenamiento de energía. Los resultados en términos porcentuales de las mejoras al utilizar dispositivos almacenadores de energía son mostrados en la Tabla 5.7.

Tabla 5.6: Caso Almacenamiento de energía ACE_i CE1

Variable de Estado	Área	Sobreimpulso (pu)	Tiempo de estabilización (s)
Δf	Área 1	-0.1653	90
	Área 2	-0.0986	85
	Área 3	-0.1053	85
$ \Delta P_{tie} $	Área 1	0.04369	45
	Área 2	0.0639	90
	Área 3	0.0788	90

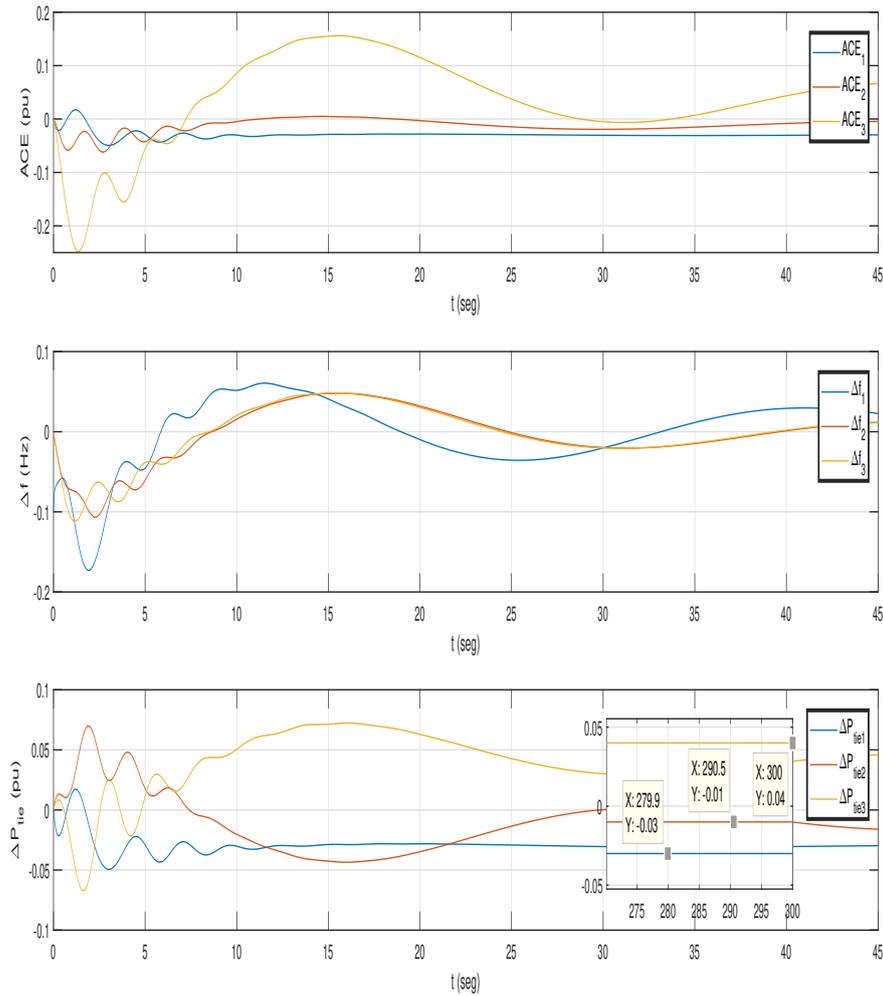


Figura 5.7: Resultados de ACE_i para el caso almacenamiento de energía CE1.

Tabla 5.7: Caso Almacenamiento de energía mejora % Δf_i CE1

Variable de Estado	Área	Mejora %
Δf	Área 1	26.53
	Área 2	29.01
	Área 3	24.51

De la Tabla 5.5, se observa que se han obtenido mejoras porcentuales del sobreimpulso de Δf_i en todas las áreas cuando se utilizan dispositivos almacenadores de energía. Dichas mejoras se encuentran todas por encima del 24 % lo que representa una ventaja en términos de confiabilidad y seguridad.

5.3. Caso de estudio II

El caso de estudio II es el sistema IEEE de 24 nodos, el cual está conformado por unidades convencionales y no convencionales dividido en tres áreas las

cuales están interconectadas a través de un solo enlace de transmisión de alta tensión tal como se considera en la Figura 2.5. El área 1 cuenta con 1 aerogenerador regulador tipo DFIG y 3 unidades solares, mientras que el área 2 tiene 2 unidades térmicas sin recalentamiento, una hidroeléctrica y 1 aerogenerador regulador tipo DFIG y finalmente, el área 3 tiene 2 aerogeneradores reguladores tipo DFIG, 2 hidroeléctricas y 3 térmicas donde se tiene una del tipo sin recalentamiento, recalentamiento simple y recalentamiento doble. Los factores de participación son elegidos de manera aleatoria. El diagrama esquemático de este caso de estudio se observa en la Figura 5.8.

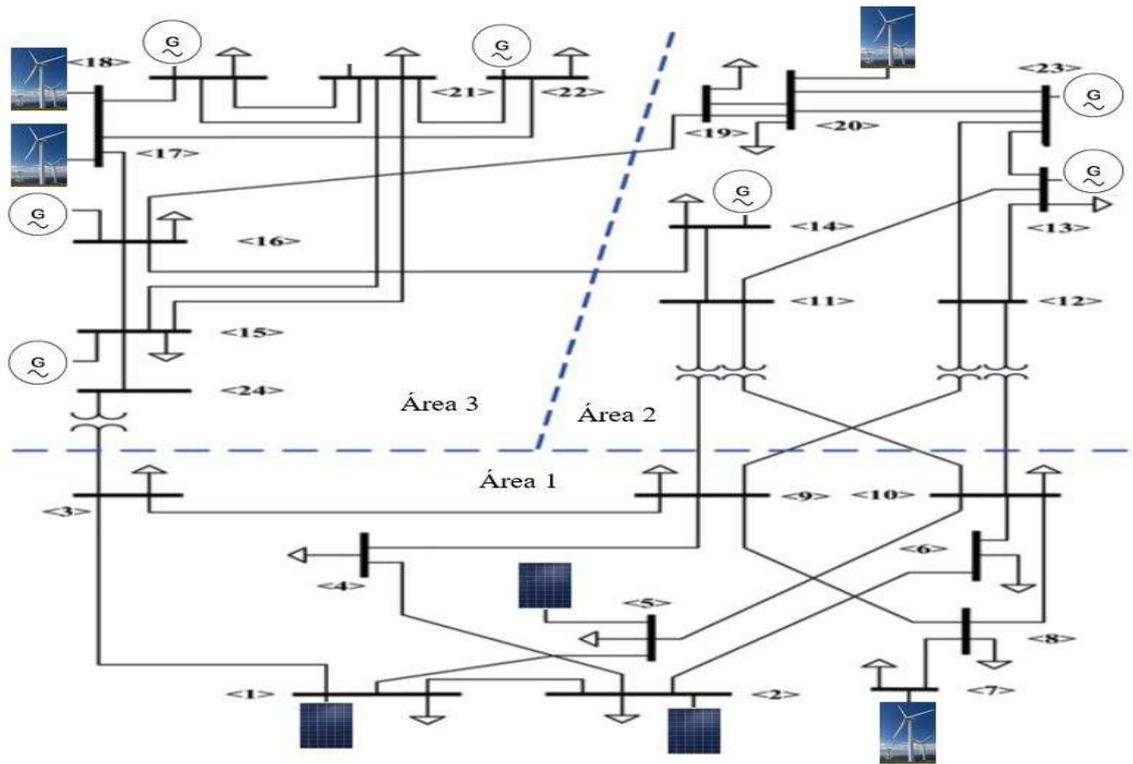


Figura 5.8: Diagrama esquemático del caso de estudio II.

5.3.1. Unilateral

Caso unilateral: se asume un aumento de demanda contratada en cada área de $\Delta P_{Li} = 0.1 pu$, y se tiene la siguiente GPM ,

$$GPM = \begin{bmatrix} 0.4 & 0 & 0 \\ 0.35 & 0 & 0 \\ 0.25 & 0 & 0 \\ 0 & 0.35 & 0 \\ 0 & 0.25 & 0 \\ 0 & 0.4 & 0 \\ 0 & 0 & 0.25 \\ 0 & 0 & 0.25 \\ 0 & 0 & 0.2 \\ 0 & 0 & 0.2 \\ 0 & 0 & 0.1 \end{bmatrix}$$

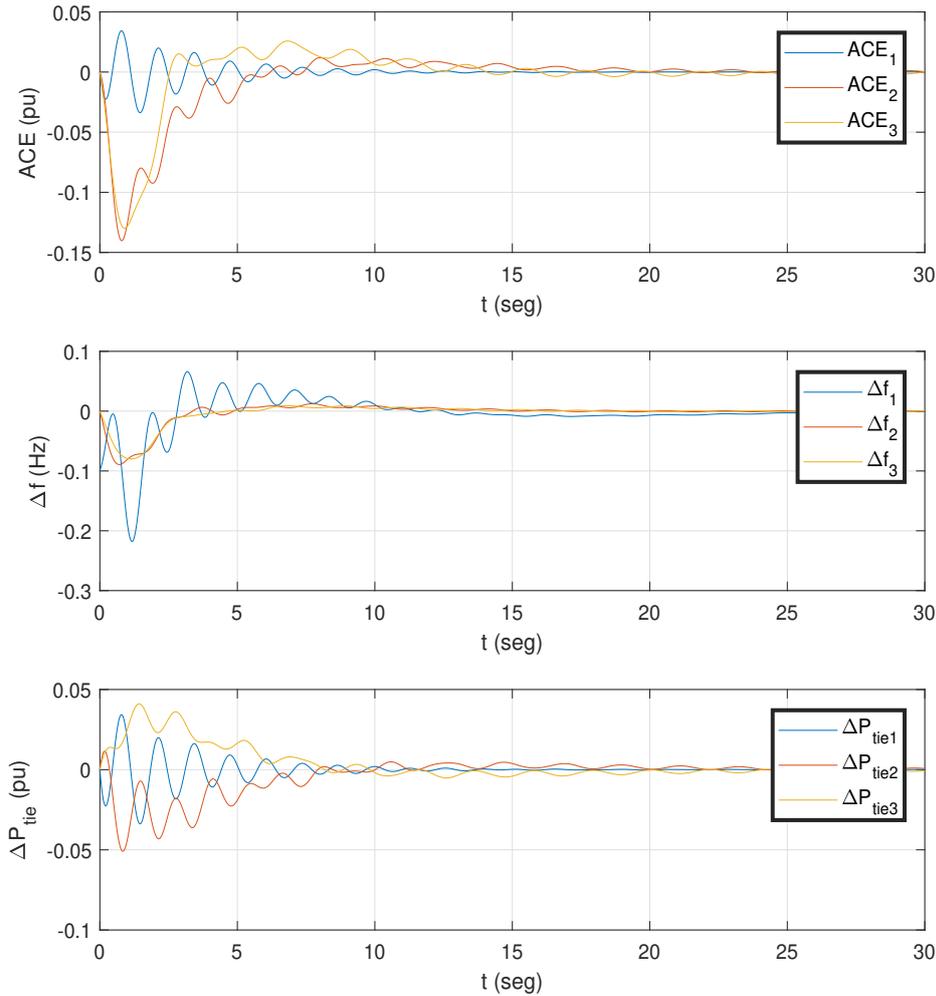


Figura 5.9: Resultados para ACE_i , Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ para el caso unilateral del CE2.

Los resultados para ACE_i , Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ se muestran en la Figura 5.9. Como se trata del caso unilateral, el comportamiento de las señales de Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ tiende a cero. Para este caso, el sobreimpulso en frecuencia de las áreas 2 y 3 es de menor magnitud con respecto al área 1, ya que estas áreas cuentan con unidades convencionales, evitando que la frecuencia decaiga en mayor magnitud gracias a la alta inercia en cada área y a que se cuenta con al menos una unidad reguladora DFIG. Como el área 3 tiene mayor cantidad de unidades de generación convencionales y reguladoras DFIG, esta área inicia el apoyo a la regulación de frecuencia de todo el sistema, como se puede observar en la Figura 5.9 en la parte de $\Delta P_{tie,i}$, esta área tiene un envío neto de potencia a través de sus enlaces de transmisión positivo en el inicio del modelado, lo que implica que cuando ocurre el aumento de demanda en todas las áreas, esta es la que responde primero y se mantiene así hasta que el sistema está cerca de llegar al estado estable. Los resultados numéricos de sobreimpulso y tiempo de estabilización para Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ se muestran en la Tabla 5.8.

Tabla 5.8: Caso Unilateral ACE_i CE2

Variable de Estado	Área	Sobreimpulso (pu)	Tiempo de estabilización (s)
Δf	Área 1	-0.2235	47
	Área 2	-0.08955	29
	Área 3	-0.08801	25
$ \Delta P_{tie} $	Área 1	0.0345	28
	Área 2	0.04875	55
	Área 3	0.03609	55

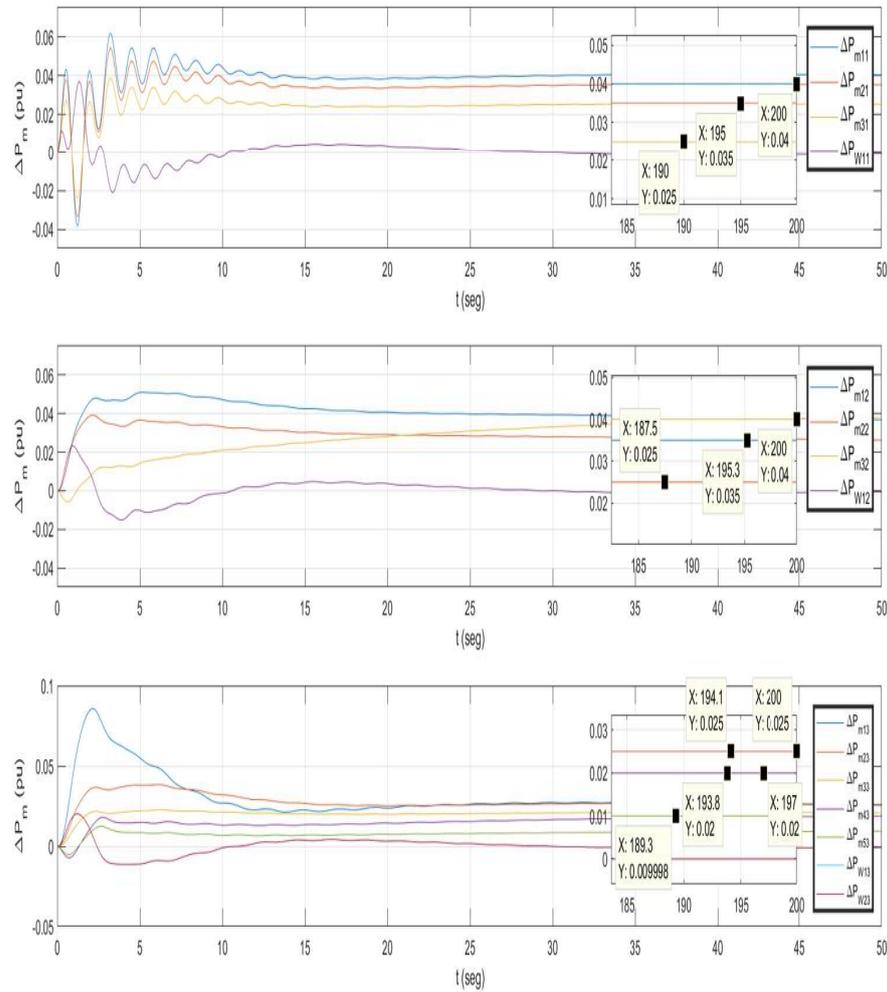


Figura 5.10: Resultados para ΔP_{mi} para el caso unilateral del CE2.

El comportamiento de generación de cada GENCO en todas las áreas, se observa en la Figura 5.10. El pico de potencia inyectada por los aerogeneradores tipo DFIG se produce al inicio del estudio dada su entrada Δf_i . El tiempo de estabilización de las unidades DFIG es ligeramente menor para el área 3 debido a que esta área tiene más unidades de generación, llegando más rápidamente al estado estable.

Tabla 5.9: Caso Unilateral ΔP_{mi} CE2

Área	GENCO	P. Generada (pu)
A1	G11	0.04
	G21	0.035
	G31	0.025
A2	G12	0.035
	G22	0.025
	G32	0.04
A3	G13	0.025
	G23	0.025
	G33	0.02
	G43	0.02
	G53	0.01

Los resultados numéricos de las potencias inyectadas por todos las GENCOs se obtienen usando la ecuación (4.12) y se muestran en la Tabla 5.9. Se puede observar que los resultados analíticos coinciden con los resultados obtenidos en la simulación y son reportados de manera gráfica en la Figura 5.10.

5.3.2. Bilateral

Caso bilateral: se asume un aumento de demanda contratada en cada área de $\Delta P_{Li} = 0.1 pu$, y se tiene la siguiente GPM ,

$$GPM = \begin{bmatrix} 0.2 & 0.05 & 0.05 \\ 0.15 & 0 & 0.05 \\ 0.05 & 0.05 & 0 \\ 0.1 & 0.2 & 0.1 \\ 0 & 0.15 & 0.1 \\ 0 & 0.15 & 0.1 \\ 0.1 & 0.1 & 0.2 \\ 0 & 0.2 & 0.1 \\ 0.1 & 0.1 & 0.1 \\ 0.2 & 0 & 0.2 \\ 0.1 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Los resultados para la señal ACE_i , Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ se muestran en la Figura 5.11.

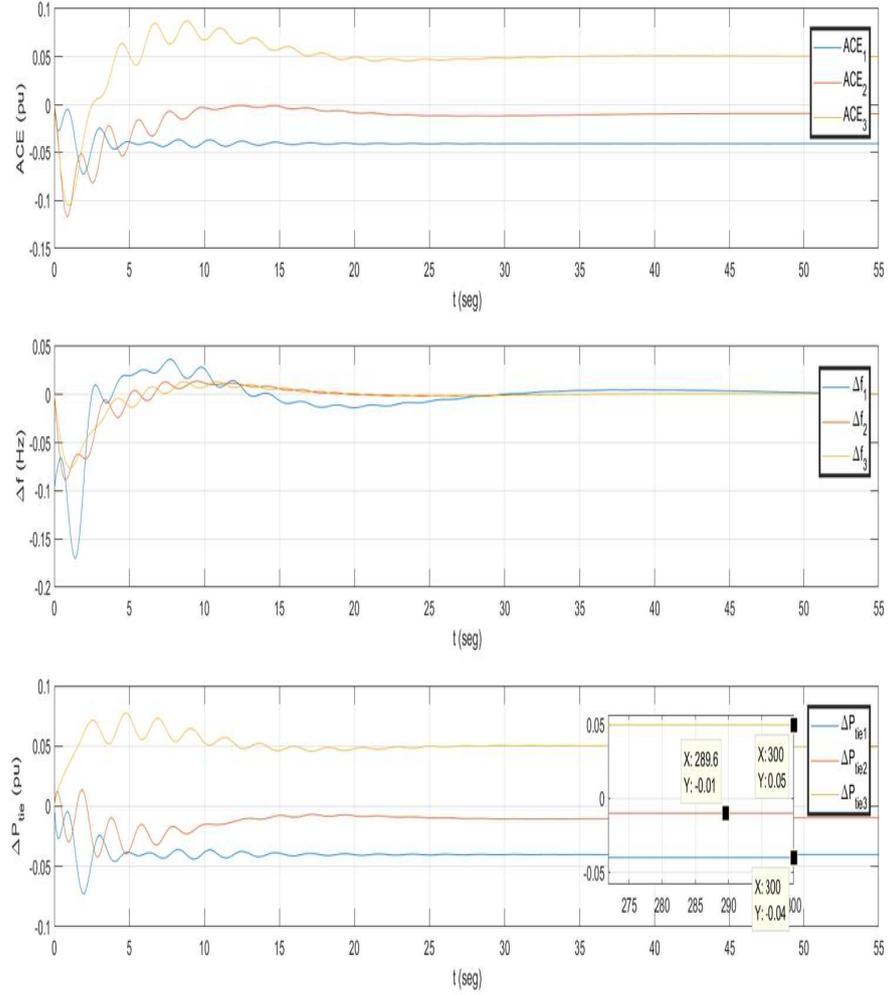


Figura 5.11: Resultados para ACE_i , Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ para el caso bilateral del CE2.

Se observa que los sobreimpulsos en frecuencia son muy similares a los del caso unilateral, a pesar de estar en un ambiente desregularizado. Esto se debe a que la red es más robusta desde un punto de vista eléctrico, ya que ahora que cuenta con mayor número de unidades, lo que implica mejores características de inercia H_i y respuesta a la frecuencia β_i , particularmente para las áreas 2 y 3. En el caso de $\Delta P_{tie,i}$, se ve como los sobreimpulsos son el punto de partida para llegar a los valores de estado estacionario de los enlaces de transmisión. Estos valores se calculan con la ecuación (4.4) y se muestran a continuación,

$$\begin{aligned} v_{31} &= -0.04 \text{ pu} \\ v_{32} &= -0.01 \text{ pu} \\ v_{33} &= 0.05 \text{ pu} \end{aligned}$$

Estos valores coinciden con respecto a los presentados en la Figura 5.11. Los resultados numéricos de sobreimpulso y tiempo de estabilización para Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ se muestran en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10: Caso Bilateral ACE_i CE2

Variable de Estado	Área	Sobreimpulso (pu)	Tiempo de estabilización (s)
Δf	Área 1	-0.1954	57
	Área 2	-0.07344	48
	Área 3	-0.06737	48
$ \Delta P_{tie} $	Área 1	0.08356	45
	Área 2	0.04695	50
	Área 3	0.08436	42

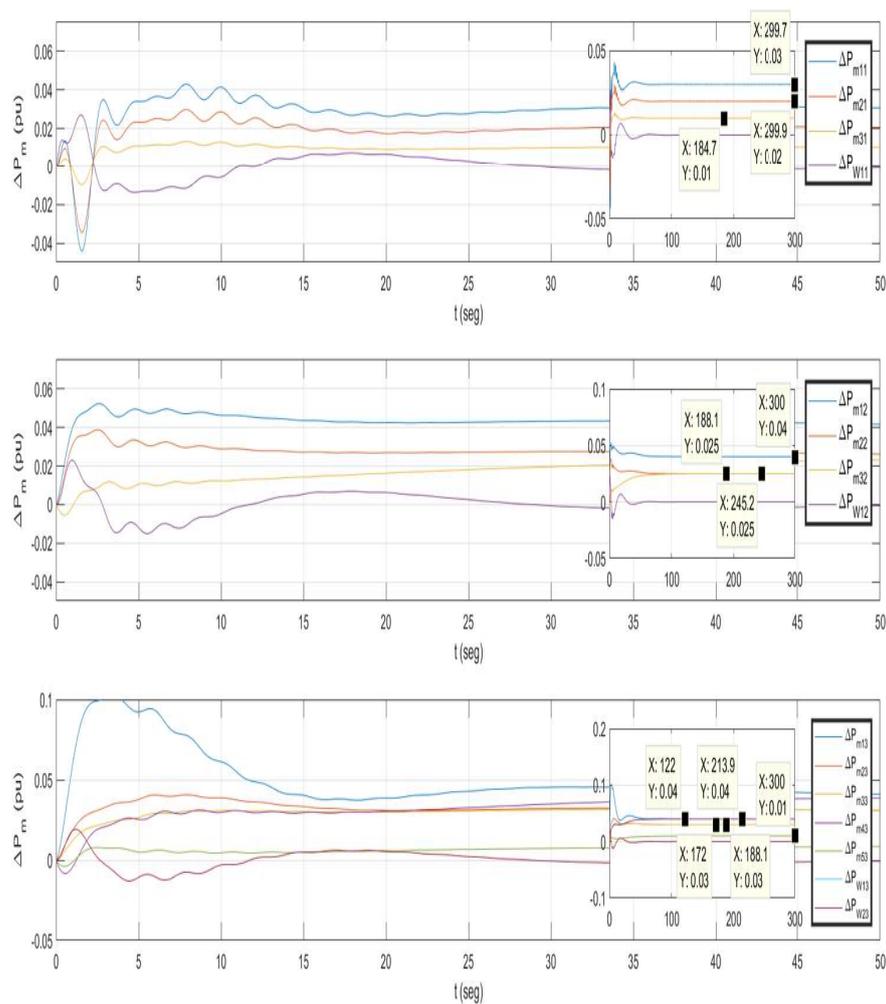


Figura 5.12: Resultados para ΔP_{mi} para el caso bilateral del CE2.

Los resultados de las potencias de cada GENCO se muestran de manera analítica, utilizando la ecuación (4.12), en la Tabla 5.11 y de manera gráfica en la Figura 5.12.

Tabla 5.11: Caso Bilateral ΔP_{mi} CE2

Área	GENCO	P. Generada (pu)
A1	G11	0.03
	G21	0.02
	G31	0.01
A2	G12	0.04
	G22	0.025
	G32	0.025
A3	G13	0.04
	G23	0.03
	G33	0.03
	G43	0.04
	G53	0.01

Al igual que en casos anteriores, las unidades de generación son las que tardan más en llegar al estado estable, sin embargo, los resultados analíticos coinciden con los obtenidos en la simulación mostrados de manera gráfica en la Figura 5.12.

5.3.3. Violación de contrato

Caso violación de contrato: se asumen las condiciones del caso bilateral y se considera que todas las DISCOs tiene una demanda no contratada $0.05 pu$ y, por lo tanto se tiene,

$$v_{11} = \Delta P_{L1} + \Delta P_{d1} = 0.1 + 0.05 = 0.15 pu$$

$$v_{12} = \Delta P_{L2} + \Delta P_{d2} = 0.1 + 0.05 = 0.15 pu$$

$$v_{13} = \Delta P_{L3} + \Delta P_{d3} = 0.1 + 0.05 = 0.15 pu$$

Tabla 5.12: Caso violación de contrato ΔP_{mi} CE2

Área	GENCO	P. Generada (pu)
A1	G11	0.055
	G21	0.03875
	G31	0.01625
A2	G12	0.06
	G22	0.04
	G32	0.04
A3	G13	0.05667
	G23	0.03833
	G33	0.03833
	G43	0.05667
	G53	0.01

El exceso de carga es suministrado por las GENCOs locales en función del factor de participación que tengan en sus respectivas áreas. En la Figura 5.13 se muestran las nuevas potencias para todos los GENCOs después del aumento de carga

no contratada. Empleando la ecuación (4.13) se encuentran las potencias suministradas por cada GENCO y se muestran en la Tabla 5.12.

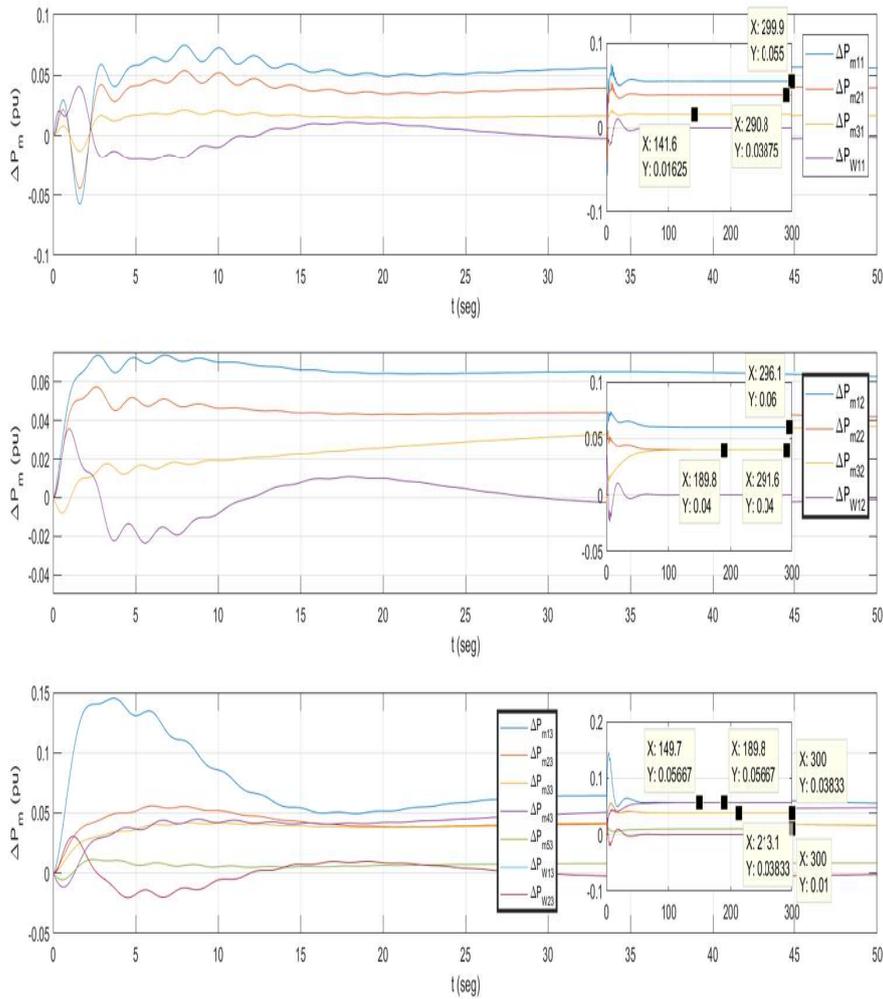


Figura 5.13: Resultados para ΔP_{mi} para el caso violación de contrato CE2.

Los resultados analíticos coinciden con los obtenidos por medio de simulación y que están reportados de manera gráfica en la Figura 5.13. Cabe mencionar que el caso del GENCO *G53* no cambia con respecto al caso bilateral. Esto se debe a que no participa en la acción de control secundario del área 3, ya que como se muestra en *GPM* el factor de participación de esta unidad en su área local es igual a 0, lo que quiere decir que no tienen ningún acuerdo contractual con la compañía de distribución del área donde se encuentra.

5.3.4. Almacenamiento de energía CE2

Caso almacenamiento de energía: ahora se consideran las condiciones del caso bilateral, pero el área 1 se conecta un capacitor y en las demás un superconductor para tratar de mejorar las características de sobreimpulso y tiempo de estabilización de respuesta a la frecuencia.

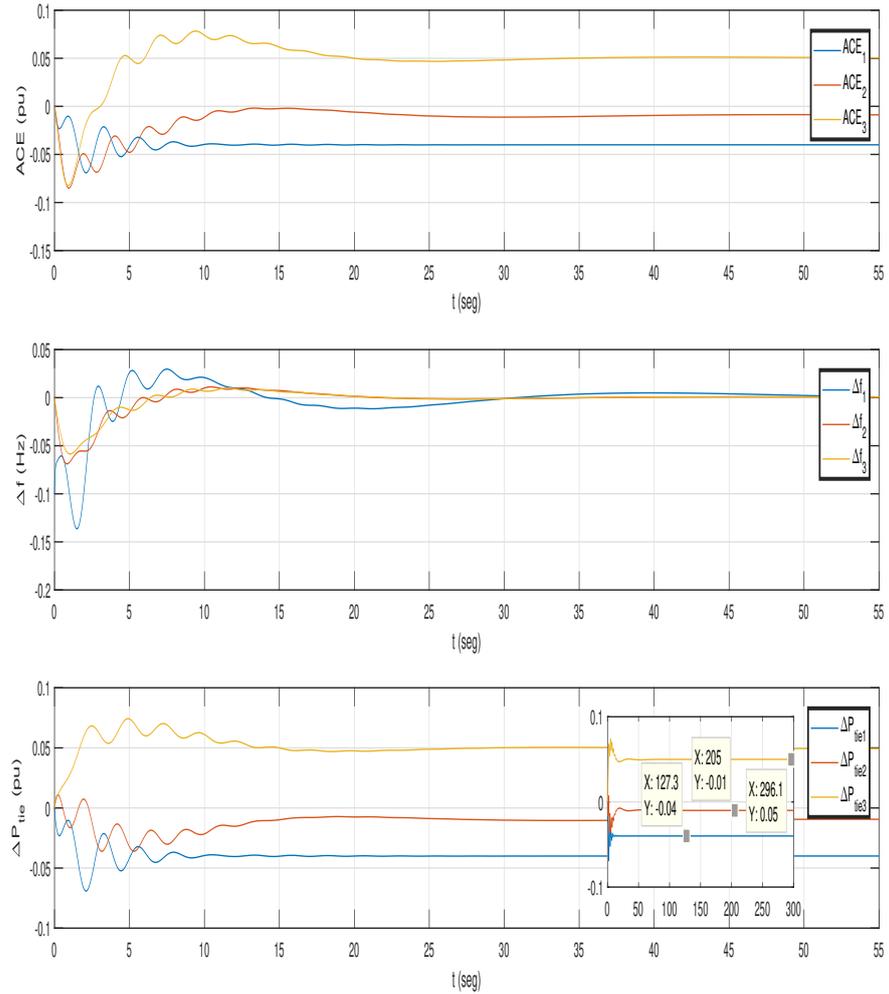


Figura 5.14: Resultados de ACE_i para el caso almacenamiento de energía CE2.

Tabla 5.13: Caso Almacenamiento de energía ACE_i CE2

Variable de Estado	Área	Sobreimpulso (pu)	Tiempo de estabilización (s)
Δf	Área 1	-0.1538	50
	Área 2	-0.062	35
	Área 3	-0.05321	35
$ \Delta P_{tie} $	Área 1	0.07032	35
	Área 2	0.03401	42
	Área 3	0.07247	40

Los resultados para Δf_i se muestran de manera numérica y gráfica en la Tabla 5.13 y la Figura 5.14 respectivamente. Comparando los resultados de las Tablas 5.10 y 5.13 se observa una mejoría en la magnitud de los sobreimpulsos de Δf_i cuando se utiliza un sistema de almacenamiento de energía. Los resultados en términos porcentuales de las mejoras al utilizar dispositivos almacenadores de energía

son mostrados en la Tabla 5.14. Además, también es notorio como las oscilaciones en la respuesta tanto para Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ disminuyen, lo que representa otra ventaja con el uso de los sistemas de almacenamiento de energía.

Tabla 5.14: Caso Almacenamiento de energía mejora % Δf_i CE2

Variable de Estado	Área	Mejora %
Δf	Área 1	21.28
	Área 2	15.57
	Área 3	21.01

En la Tabla 5.14 se muestran las mejoras porcentuales del sobreimpulso de Δf_i en todas las áreas cuando se utilizan dispositivos almacenadores de energía. Dichas mejoras se encuentran todas por encima del 15 % lo que representa una ventaja en términos de confiabilidad y seguridad. Sin embargo, comparado con el caso anterior, el porcentaje de mejora de la magnitud de sobreimpulso es menor, ya que este caso de estudio cuenta con mayor número de máquinas convencionales y al menos una unidad DFIG en cada área, por lo tanto el sistema eléctrico gana robustez y a la vez confiabilidad, no obstante, los dispositivos de almacenamiento de energía mejoran la respuesta del sistema.

Capítulo 6

Conclusiones y Trabajos Futuros

6.1. Conclusiones

El control de frecuencia de carga, LFC, se refiere al delicado balance entre la generación y consumo de potencia activa, el cual puede verse afectado por diferentes condiciones operativas como son la interconexión de fuentes no convencionales de energía, variaciones de carga en un mercado regularizado y la operación de un mercado desregularizado entre otras. En esta tesis se desarrolló una formulación matemática generalizada para el problema de control de frecuencia en ambientes regularizados y desregularizados, que es de fácil implementación en diferentes plataformas de programación, para el caso de este trabajo se implementó en la plataforma de MATLAB. Tiene la capacidad de formular sistemas de múltiples áreas y máquinas por área en espacio de estados de manera automática, además de ofrecer un amplio menú de dispositivos que se encuentran en cualquier sistema eléctrico moderno. Estos dispositivos son modelos de centrales de generación del tipo convencional, no convencional y sistemas de almacenamiento de energía. En cuanto a las unidades convencionales, se tienen unidades hidráulicas y térmicas sin recalentamiento, con recalentamiento sencillo y con recalentamiento doble. Mientras tanto, las unidades no convencionales son la fotovoltaica y la eólica tipo DFIG, esta última es implementada como sistema regulador de frecuencia a partir de un modelo de control de inercia virtual. Finalmente, los dispositivos de almacenamiento de energía son el súper capacitor y la bobina superconductora, ambos implementados con modelos estabilizadores de frecuencia.

Se realizó el modelado de cada uno de los dispositivos utilizados en este trabajo de forma independiente y se hizo una comparación de su respuesta a la frecuencia con lo reportado en la literatura, obteniendo iguales o mejores resultados. Por lo que en este trabajo se implementaron dos casos de estudio con múltiples áreas y múltiples unidades por área, integrando todos los modelos desarrollados, lográndose resultados satisfactorios en la solución del problema de control de frecuencia en entornos regularizados y desregularizados.

Además, esta formulación matemática generalizada ofrece la facilidad de vincularse con una técnica de búsqueda heurística para la sintonización de las ganancias de los controlares para la solución del problema a través de un indicador que en este caso es el ISE. Para este trabajo de tesis se utilizó la herramienta de algoritmo genético [100].

Se debió considerar dos casos para la construcción de la información de cada área de operación del sistema. En el primer caso se formulan sistemas híbridos,

y en el segundo son formulados sistemas en los cuales no se tienen ninguna unidad de generación convencional. Este último, dado que convencionalmente en la representación de las ecuaciones de estado para los enlaces de transmisión y control secundario aparece la expresión la de frecuencia, presenta mayor complejidad, ya que dado que los sistemas fotovoltaicos carecen de masa rotativa, no se tiene una ecuación de estado para la frecuencia del sistema, por lo que esta se define como la suma de diferentes potencias de todos aquellos dispositivos interconectados como pueden ser, para este caso, múltiples unidades tanto fotovoltaicas, DFIG y ESS. Por lo tanto, en el caso donde no se tienen unidades convencionales, la complejidad de la formulación matemática de las ecuaciones en espacio de estados aumenta, ya que ahora la frecuencia es representada por un conjunto de estados. En cambio, en el caso que desarrolla modelos híbridos, al contar con al menos una unidad convencional, se tiene un solo estado para la frecuencia, lo que implica una mayor simplicidad en el planteamiento matemático.

Posteriormente, se vincula la técnica de búsqueda heurística para la solución del problema de control de frecuencia, que en este trabajo es el algoritmo genético multiobjetivo, a través del cuadrado de la integral del error de control de área, *ISE*, que es la función a minimizar. Finalmente, se determinó, por medio de los dos casos de estudio, que el uso de reguladores de frecuencia tipo DFIG y sistemas de almacenamiento de energía resulta altamente favorable para el control de frecuencia de carga en múltiples condiciones operativas.

En los casos de estudio I y II se tienen mejoras superiores al 24 % y 15 %, respectivamente, en lo que se refiere a sobreimpulso de desviaciones de frecuencia cuando se utilizan sistemas de almacenamiento de energía. Los tiempos de estabilización se mejoran por algunos segundos y los dispositivos ESS eliminan gran parte de la respuesta oscilante.

6.2. Trabajos Futuros

El desarrollo de esta tesis brinda la oportunidad de seguir investigando en este campo. A continuación, se plantean propuestas para trabajos futuros:

- Desarrollar modelos más detallados y sofisticados para los diferentes dispositivos de generación y almacenamiento de energía.
- Incluir modelos de carga variable en el tiempo, así como considerar la intermitencia de las fuentes no convencionales de energía.
- Desarrollo e implementación de múltiples técnicas de control y optimización más sofisticadas que puedan ser seleccionadas a voluntad por el usuario.
- Implementar control de voltaje y potencia reactiva agregando modelos de excitadores para los diferentes dispositivos de generación de energía.
- Implementación del modelo de red.
- Agregar bonificaciones y penalizaciones monetarias.

Referencias

- [1] S. Kumar, G. Sharma, and G. Singh, "AGC & AVR of interconnected thermal power system while considering the effect of GRCs," *IJSCE*, vol 2, issue 1, pp. 69-74, March 2012.
- [2] J. A. Momoh, "Electric Power System Applications of Optimization". New York: Market Dekker, 2001.
- [3] H. Bevrani, "Robust Power System Frequency Control". New York, NY, USA: Springer, 2009.
- [4] H. Bevrani, T. Hiyama "Intelligent automatic generation control" (1st ed.). New York, NY: CRC Press, Taylor and Francis, 2011.
- [5] P. Kundur "Power System Stability and Control". Toronto: McGraw-Hill Professional, 1994.
- [6] M. Nour, G. Magdy, J. P. Chaves-Ávila, Á. Sánchez-Miralles and E. Petlenkov, "Automatic Generation Control of a Future Multisource Power System Considering High Renewables Penetration and Electric Vehicles: Egyptian Power System in 2035," in *IEEE Access*, vol. 10, pp. 51662-51681, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3174080.
- [7] R. D. Christie and A. Bose, "Load frequency control in hybrid electric power markets," *Proceeding of the 1996 IEEE International Conference on Control Applications IEEE International Conference on Control Applications held together with IEEE International Symposium on Intelligent Control*, 1996, pp. 432-436, doi: 10.1109/CCA.1996.558839.
- [8] A. Pappachen, A.P. Fathima, "Critical research areas on load frequency control issues in a deregulated power system: a state-of-the-art-of-review," *Renew. Sustain. Energy Rev.* 72 (2017) 163e177.
- [9] Y.L. Abdel-Magid, M.M. Dawoud, "Optimal AGC tuning with genetic algorithms," *Electric Power Systems Research*, Volume 38, Issue 3, 1996, Pages 231-238, ISSN 0378-7796.
- [10] K. P. S. Parmar, S. Majhi and D. P. Kothari, "Automatic generation control of an interconnected hydrothermal power system," 2010 Annual IEEE India Conference (INDICON), 2010, pp. 1-5, doi: 10.1109/INDCON.2010.5712663.
- [11] Omar, Mahmoud & Soliman, M. & Ghany, A.M. & Bendary, Fahmi. (2013). "Optimal Tuning of PID Controllers for Hydrothermal Load Frequency Control Using

- Ant Colony Optimization.” *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*. 5. 348-360. 10.15676/ijeel.2013.5.3.8.
- [12] H. Golpîra, H. Bevrani, H. Golpîra, “Application of GA optimization for automatic generation control design in an interconnected power system,” *Energy Conversion and Management*, Volume 52, Issue 5, 2011, Pages 2247-2255, ISSN 0196-8904.
- [13] E. Nikmanesh, O. Hariri, H. Shams, M. Fasihozaman, “Pareto design of Load Frequency Control for interconnected power systems based on multi-objective uniform diversity genetic algorithm (MUGA),” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 80, 2016, Pages 333-346, ISSN 0142-0615.
- [14] X. Liu, X. Kong and X. Deng, “Power system model predictive load frequency control,” 2012 American Control Conference (ACC), 2012, pp. 6602-6607, doi: 10.1109/ACC.2012.6315067.
- [15] Pankaj Dahiya, Pankaj Mukhija (Asst. Prof.), Anmol Ratna Saxena (Asst. Prof.) and Yogendra Arya (2016) “Comparative performance investigation of optimal controller for AGC of electric power generating systems,” *Automatika*, 57:4, 902-921, DOI: 10.7305/automatika.2017.12.1707
- [16] K. K. Baral, A. K. Barisal and B. Mohanty, “Load frequency controller design via GSO algorithm for nonlinear interconnected power system,” 2016 International Conference on Signal Processing, Communication, Power and Embedded System (SCOPEs), 2016, pp. 662-668, doi: 10.1109/SCOPEs.2016.7955524.
- [17] Khezri, Rahmat & Golshannavaz, Sajjad & Shokoohi, Shoresh & Bevrani, H.. (2016). “Fuzzy Logic Based Fine-tuning Approach for Robust Load Frequency Control in a Multi-area Power System.” *Electric Power Components and Systems*. 44. 2073-2083. 10.1080/15325008.2016.1210265.
- [18] A. V. Jha, D. K. Gupta and B. Appasani, “The PI Controllers and its optimal tuning for Load Frequency Control (LFC) of Hybrid Hydro-thermal Power Systems,” 2019 International Conference on Communication and Electronics Systems (ICCES), 2019, pp. 1866-1870, doi: 10.1109/ICCES45898.2019.9002150.
- [19] G. Lalor, J. Ritchie, S. Rourke, D. Flynn and M. J. O’Malley, “Dynamic frequency control with increasing wind generation,” *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2004., 2004, pp. 1715-1720 Vol.2, doi: 10.1109/PES.2004.1373170.
- [20] Bevrani, H. & Ghosh, Abhijit & Ledwich, Gerard. (2010). “Renewable energy sources and frequency regulation: Survey and new perspectives.” *Renewable Power Generation*, IET. 4. 438 - 457. 10.1049/iet-rpg.2009.0049.
- [21] Morel, Jorge & Bevrani, H. & Ishii, Teruhiko & Hiyama, Takashi. (2010). “A Robust Control Approach for Primary Frequency Regulation through Variable Speed Wind Turbines.” *IEEJ Transactions on Power and Energy*. 130. 1002-1009. 10.1541/ieejpes.130.1002.
- [22] W. Chen and W. Tan, “Load frequency control for power systems with wind turbines,” *Proceedings of the 33rd Chinese Control Conference*, 2014, pp. 4277-4282, doi: 10.1109/ChiCC.2014.6895656.

- [23] Tomy, Feba. (2014). "LOAD FREQUENCY CONTROL OF A TWO AREA HYBRID SYSTEM CONSISTING OF A GRID CONNECTED PV SYSTEM AND THERMAL GENERATOR." *International Journal of Research in Engineering and Technology*. 03. 573-580. 10.15623/ijret.2014.0319103.
- [24] Abd-Elazim, Sahar & Ali, E.. (2018). "Load frequency controller design of a two-area system composing of PV grid and thermal generator via firefly algorithm." *Neural Computing and Applications*. 30. 10.1007/s00521-016-2668-y.
- [25] Zeng, Guo-Qiang, Xiao-Qing Xie, and Min-Rong Chen. 2017. "An Adaptive Model Predictive Load Frequency Control Method for Multi-Area Interconnected Power Systems with Photovoltaic Generations" *Energies* 10, no. 11: 1840. <https://doi.org/10.3390/en10111840>
- [26] M. Khamies, G. Magdy, S. Kamel and S. K. Elsayed, "Slime Mould Algorithm for Frequency Controller Design of a Two-area Thermal-PV Power System," 2021 IEEE International Conference on Automation/XXIV Congress of the Chilean Association of Automatic Control (ICA-ACCA), 2021, pp. 1-7, doi: 10.1109/ICAAC-CA51523.2021.9465183.
- [27] Y. S. Qudaih, M. Bernard, Y. Mitani and T. H. Mohamed, "Model predictive based load frequency control design in the presence of DFIG wind turbine," 2011 2nd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), 2011, pp. 1-5, doi: 10.1109/EPECS.2011.6126834.
- [28] M. Bernard, T. Mohamed, R. Ali, Y. Mitani and Y. Qudaih, "PI-MPC Frequency Control of Power System in the Presence of DFIG Wind Turbines," *Engineering*, Vol. 5 No. 9B, 2013, pp. 43-50. doi: 10.4236/eng.2013.59B008.
- [29] N. Kumari and A. N. Jha, "Particle Swarm Optimization and Gradient Descent Methods for Optimization of PI Controller for AGC of Multi-area Thermal-Wind-Hydro Power Plants," 2013 UKSim 15th International Conference on Computer Modelling and Simulation, 2013, pp. 536-541, doi: 10.1109/UKSim.2013.38.
- [30] A. K. Sahoo, V. Chitra and T. Kanagapriya, "Load frequency control for a distributed grid system involving wind and hydro power generation," 2012 2nd International Conference on Power, Control and Embedded Systems, 2012, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICPCES.2012.6508090.
- [31] T. Abhilash and A. P. Pavani, "Multi area load frequency control of power system involving renewable and non-renewable energy sources," 2017 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT), 2017, pp. 1-5, doi: 10.1109/IPACT.2017.8244934.
- [32] I. Koley, P. S. Bhowmik and A. Datta, "Load frequency control in a hybrid thermal-wind-photovoltaic power generation system," 2017 4th International Conference on Power, Control & Embedded Systems (ICPCES), 2017, pp. 1-5, doi: 10.1109/ICPCES.2017.8117656.
- [33] Zhenlong Wu, Yanhong Liu, YangQuan Chen, Donghai Li, Bingnan Li, Feng Zhu, "Load frequency regulation for multi-area power systems with renewable sources via active disturbance rejection control," *Energy Reports*, Volume 8, Supplement 5, 2022, Pages 401-409, ISSN 2352-4847

- [34] J. Morren, S. W. H. de Haan, W. L. Kling and J. A. Ferreira, "Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 1, pp. 433-434, Feb. 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2005.861956.
- [35] J. M. Mauricio, A. Marano, A. Gomez-Exposito and J. L. Martinez Ramos, "Frequency Regulation Contribution Through Variable-Speed Wind Energy Conversion Systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 173-180, Feb. 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2008.2009398.
- [36] R. G. de Almeida and J. A. Pecas Lopes, "Participation of Doubly Fed Induction Wind Generators in System Frequency Regulation," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 944-950, Aug. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.901096.
- [37] Verma, Y.P., Kumar, A. "Dynamic contribution of variable-speed wind energy conversion system in system frequency regulation." *Front. Energy* 6, 184192 (2012). <https://doi.org/10.1007/s11708-012-0185-y>
- [38] Mansour Jalali (2011). "DFIG Based Wind Turbine Contribution to System Frequency Control." *UWSpace*. <http://hdl.handle.net/10012/5730>
- [39] S. Z. N. Dar and M. -u. -D. Mufti, "Integration of DFIG in damping LFC characteristics in wind penetrated power system," 2017 *Recent Developments in Control, Automation & Power Engineering (RDCAPE)*, 2017, pp. 511-515, doi: 10.1109/RDCAPE.2017.8358324.
- [40] S. Kamel, A. H. A. Elkasem, A. Korashy and M. H. Ahmed, "Sine Cosine Algorithm for Load Frequency Control Design of Two Area Interconnected Power System with DFIG Based Wind Turbine," 2019 *International Conference on Computer, Control, Electrical, and Electronics Engineering (ICCCEEE)*, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/ICCCEEE46830.2019.9071208.
- [41] S. Z. Nabi Dar and S. Baraniya, "Integration of Genetically Tuned DFIG to AGC of Power System," 2020 *Third International Conference on Advances in Electronics, Computers and Communications (ICAECC)*, 2020, pp. 1-4, doi: 10.1109/ICAECC50550.2020.9339496.
- [42] A. H. A. Elkasem, S. Kamel, A. Korashy and L. Nasrat, "Load Frequency Control Design of Two Area Interconnected Power System Using GWO," 2019 *IEEE Conference on Power Electronics and Renewable Energy (CPERE)*, 2019, pp. 278-283, doi: 10.1109/CPERE45374.2019.8980182.
- [43] F. K. Abo-Elyousr, "Load frequency controller design for two area interconnected power system with DFIG based wind turbine via ant colony algorithm," 2016 *Eighteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, 2016, pp. 253-260, doi: 10.1109/MEPCON.2016.7836899.
- [44] R. J. Abraham, D. Das and A. Patra, "Effect of capacitive energy storage on automatic generation control," 2005 *International Power Engineering Conference*, 2005, pp. 1070-1074 Vol. 2, doi: 10.1109/IPEC.2005.207066.

- [45] M. R. I. Sheikh, S. M. Muyeen, R. Takahashi, T. Murata and J. Tamura, "Application of self-tuning FPIC to AGC for load frequency control in multi-area power system," 2009 IEEE Bucharest PowerTech, 2009, pp. 1-7, doi: 10.1109/PTC.2009.5282221.
- [46] Praghmesh Bhatt, S.P. Ghoshal, Ranjit Roy, "Load frequency stabilization by coordinated control of Thyristor Controlled Phase Shifters and superconducting magnetic energy storage for three types of interconnected two-area power systems," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 32, Issue 10, 2010, Pages 1111-1124, ISSN 0142-0615.
- [47] M. Deepak, "Improving the dynamic performance in load frequency control of an interconnected power system with multi source power generation using superconducting magnetic energy storage (SMES)," 2014 International Conference on Advances in Green Energy (ICAGE), 2014, pp. 106-111, doi: 10.1109/ICAGE.2014.7050151.
- [48] Yogendra Arya, "AGC of PV-thermal and hydro-thermal power systems using CES and a new multi-stage FPIDF-(1+PI) controller," Renewable Energy, Volume 134, 2019, Pages 796-806, ISSN 0960-1481.
- [49] Z. Wang and Y. Liu, "Adaptive Terminal Sliding Mode Based Load Frequency Control for Multi-Area Interconnected Power Systems With PV and Energy Storage," in IEEE Access, vol. 9, pp. 120185-120192, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3109141.
- [50] Ali, Hossam & Kassem, Ahmed & Dhaifullah, Mujahid & Fathy, Ahmed. (2020). "Multi-Verse Optimizer for Model Predictive Load Frequency Control of Hybrid Multi-Interconnected Plants Comprising Renewable Energy." IEEE Access. PP. 1-1. 10.1109/ACCESS.2020.3004299.
- [51] P. Jood, S. K. Aggarwal and V. Chopra, "Impact of storage device on Load frequency control of a two-area renewable penetrated power system," 2018 IEEE 8th Power India International Conference (PIICON), 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/POWERI.2018.8704402.
- [52] M. Shouran, F. Anayi and M. Packianather, "A State-of-the-Art Review on LFC Strategies in Conventional and Modern Power Systems," 2021 International Conference on Advance Computing and Innovative Technologies in Engineering (ICACITE), 2021, pp. 268-277, doi: 10.1109/ICACITE51222.2021.9404653.
- [53] N. Bekhouche, "Automatic generation control before and after deregulation," Proceedings of the Thirty-Fourth Southeastern Symposium on System Theory (Cat. No.02EX540), 2002, pp. 321-323, doi: 10.1109/SSST.2002.1027059.
- [54] Lekshmi R. R., S. Balamurugan and Sasi K. K., "Decentralised automatic generation control strategy for a three area bilateral power market," 2016 Biennial International Conference on Power and Energy Systems: Towards Sustainable Energy (PESTSE), 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/PESTSE.2016.7516502.

- [55] Hassan Bevrani, Yasunori Mitani, Kiichiro Tsuji, Hossein Bevrani, "Bilateral based robust load frequency control," *Energy Conversion and Management*, Volume 46, Issues 78, 2005, Pages 1129-1146, ISSN 0196-8904,
- [56] Bevrani, H. & Mitani, Yasunori & Tsuji, K.. (2004). "PI-based multi-objective load-frequency control in a restructured power system." 1745 - 1750 vol. 2.
- [57] H. Bevrani, Y. Mitani, K. Tsuji, "Robust decentralized AGC in a restructured power system," *Energy Conversion and Management*, Volume 45, Issues 1516, 2004, Pages 2297-2312, ISSN 0196-8904,
- [58] A. Demiroren, H.L. Zeynelgil, "GA application to optimization of AGC in three-area power system after deregulation," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 29, Issue 3, 2007, Pages 230-240, ISSN 0142-0615.
- [59] Bhongade, Sandeep & Gupta, Hari. (2010). "Genetic Algorithm based PID controller for Frequency Regulation Ancillary services," *International Journal of Engineering Science and Technology*. 2.
- [60] Nidul Sinha, Loi Lei Lai and Venu Gopal Rao, "GA optimized PID controllers for automatic generation control of two area reheat thermal systems under deregulated environment," 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008, pp. 1186-1191, doi: 10.1109/DRPT.2008.4523587.
- [61] S. Rupatharani, S. Selvakumari, 2015, "Load Frequency Control of Multi-Area Power Systems using Genetic Algorithm," *INTERNATIONAL JOURNAL OF ENGINEERING RESEARCH & TECHNOLOGY (IJERT) TITCON 2015 (Volume 3 Issue 16)*,
- [62] K.P. Singh Parmar, S. Majhi, D.P. Kothari, "LFC of an interconnected power system with multi-source power generation in deregulated power environment," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 57, 2014, Pages 277-286, ISSN 0142-0615.
- [63] P.K. Hota, Banaja Mohanty, "Automatic generation control of multi source power generation under deregulated environment," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 75, 2016, Pages 205-214, ISSN 0142-0615.
- [64] V. Donde, M. A. Pai and I. A. Hiskens, "Simulation and optimization in an AGC system after deregulation," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 3, pp. 481-489, Aug. 2001, doi: 10.1109/59.932285.
- [65] R. Roy, S. P. Ghoshal and P. Bhatt, "Evolutionary computation based four-area automatic generation control in restructured environment," 2009 International Conference on Power Systems, 2009, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICPWS.2009.5442762.
- [66] M. L. Klimontowicz, A. Al-Hinai and J. C. -H. Peng, "Decentralized sliding mode control for load frequency problem in three - Area power systems," 2015 IEEE 8th GCC Conference & Exhibition, 2015, pp. 1-5, doi: 10.1109/IEEEGCC.2015.7060100.

- [67] Praghness Bhatt, Ranjit Roy, S.P. Ghoshal, "Optimized multi area AGC simulation in restructured power systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 32, Issue 4, 2010, Pages 311-322, ISSN 0142-0615.
- [68] M. Ma, C. Zhang, X. Liu and H. Chen, "Distributed Model Predictive Load Frequency Control of the Multi-Area Power System After Deregulation," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 6, pp. 5129-5139, June 2017, doi: 10.1109/TIE.2016.2613923.
- [69] H. Shekhar, B. R. Kuanr, G. Konar and N. Chakraborty, "Automatic generation control of a hybrid power system in deregulated environment utilizing GA, DE and CA tuned PID controller," 2015 *IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC)*, 2015, pp. 808-813, doi: 10.1109/PCITC.2015.7438106.
- [70] Pappachen, Abhijith & Fathima, A.. (2015). "Genetic algorithm based PID controller for a two-area deregulated power system along with DFIG unit," *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*. 10. 3991-3996.
- [71] Verma, Y.P., Kumar, A. "Load frequency control in deregulated power system with wind integrated system using fuzzy controller," *Front. Energy* 7, 245254 (2013). <https://doi.org/10.1007/s11708-012-0218-6>
- [72] Abhijith Pappachen, A. Peer Fathima, "Load frequency control in deregulated power system integrated with SMESTCPS combination using ANFIS controller," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 82, 2016, Pages 519-534, ISSN 0142-0615.
- [73] Sandeep Dhundhara, Yajvender Pal Verma, "Capacitive energy storage with optimized controller for frequency regulation in realistic multisource deregulated power system," *Energy*, Volume 147, 2018, Pages 1108-1128, ISSN 0360-5442.
- [74] Dhundhara, Sandeep & Verma, Yajvender. (2016). "Evaluation of CES and DFIG unit in AGC of realistic multisource deregulated power system" *Deregulated Power System. International Transactions on Electrical Energy Systems*. 27. 10.1002/etep.2304.
- [75] H. Saadat, *Power System Analysis*, McGraw-Hill, New York, 2010.
- [76] Mokhtar, Mohamed, Mostafa I. Marei, Mariam A. Sameh, and Mahmoud A. Attia. 2022. An Adaptive Load Frequency Control for Power Systems with Renewable Energy Sources, *Energies* 15, no. 2: 573. <https://doi.org/10.3390/en15020573>
- [77] Zavala, O. (2003). "SIMULADOR PARA EL ANÁLISIS DE CONTROL DE FRECUENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS" [Tesis de licenciatura]. Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.
- [78] Trujillo, J. (2016). "Simulacion del control Potencia-Frecuencia en un Sistema Eléctrico de Potencia en Matlab" [Tesis de licenciatura]. Universidad de Sevilla.
- [79] S. A. Jeddi, S. Hamidreza Abbasi and F. Shabaninia, "Load frequency control of two area interconnected power system (Diesel Generator and Solar PV)

with PI and FGSPi controller,"The 16th CSI International Symposium on Artificial Intelligence and Signal Processing (AISP 2012), 2012, pp. 526-531, doi: 10.1109/AISP.2012.6313803.

- [80] Wind energy Converter System by Siegfried Heier Kassel University of Germany Published by John Wiley and Sons Ltd
- [81] V. Gholamrezaie, M. G. Dozein, H. Monsef and B. Wu, "An Optimal Frequency Control Method Through a Dynamic Load Frequency Control (LFC) Model Incorporating Wind Farm," in IEEE Systems Journal, vol. 12, no. 1, pp. 392-401, March 2018, doi: 10.1109/JSYST.2016.2563979.
- [82] M. Nandi, C. K. Shiva, and V. Mukherjee, Frequency stabilization of multi-area multi-source interconnected power system using TCSC and SMES mechanism, Journal of Energy Storage, vol. 14, pp. 348362, Dec. 2017.
- [83] Kalaiselvam, S.; Parameshwaran, R. Energy Storage. In Thermal Energy Storage Technologies for Sustainability; Elsevier, Amsterdam, Netherlands: 2014; pp. 2156, ISBN 9780124172913.
- [84] Supercapacitors: Past, Present, and Future. Power Electronics, 16 March 2018. Available online: <https://www.powerselectronics.com/technologies/alternative-energy/article/21864122/supercapacitorspast-presentandfuture> (accessed on 5 February 2020).
- [85] Hossain, Eklas, Hossain Mansur Resalat Faruque, Md. Samiul Haque Sunny, Naeem Mohammad, and Nafiu Nawar. 2020. "A Comprehensive Review on Energy Storage Systems: Types, Comparison, Current Scenario, Applications, Barriers, and Potential Solutions, Policies, and Future Prospects." Energies 13, no. 14: 3651. <https://doi.org/10.3390/en13143651>
- [86] Kumar A, Suhag S. Effect of TCPS, SMES, and DFIG on load frequency control of a multi-area multi-source power system using multi-verse optimized fuzzy-PID controller with derivative filter. Journal of Vibration and Control. 2018;24(24):5922-5937. doi:10.1177/1077546317724968
- [87] D. Guha, P. K. Roy and S. Banerjee, "Optimal Design of Superconducting Magnetic Energy Storage Based Multi-area Hydro-Thermal System Using Biogeography Based Optimization," 2014 Fourth International Conference of Emerging Applications of Information Technology, 2014, pp. 52-57, doi: 10.1109/EAIT.2014.27.
- [88] Praghmesh Bhatt, Ranjit Roy, S.P. Ghoshal, Comparative performance evaluation of SMES, TCPSSMES and SSSCSMES controllers in automatic generation control for a two area hydrothermal system, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 33, Issue 10, 2011, Pages 1585-1597, ISSN 0142-0615,
- [89] K. P. S. Parmar, S. Majhi and D. P. Kothari, "Automatic generation control of an interconnected hydrothermal power system," 2010 Annual IEEE India Conference (INDICON), 2010, pp. 1-5, doi: 10.1109/INDICON.2010.5712663.

- [90] S. Sahoo, S. Sekhar Dash, N. K. Jena, B. K. Sahu, N. C. Patel and R. Bayindir, "SHO designed fuzzy logic based controller for AGC study with capacitor energy storage,"2019 8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2019, pp. 845-850, doi: 10.1109/ICRERA47325.2019.8996533.
- [91] I. T. Yuniahastuti, I. Anshori and I. Robandi, "Load frequency control (LFC) of micro-hydro power plant with Capacitive Energy Storage (CES) using Bat Algorithm (BA),"2016 International Seminar on Application for Technology of Information and Communication (ISemantic), Semarang, Indonesia, 2016, pp. 147-151, doi: 10.1109/ISEMANTIC.2016.7873828.
- [92] S.C. Tripathy, I.P. Mishra, Dynamic performance of wind-diesel power system with capacitive energy storage, *Energy Conversion and Management*, Volume 37, Issue 12, 1996, Pages 1787-1798, ISSN 0196-8904,
- [93] Rajesh Joseph Abraham, D. Das, Amit Patra, Automatic generation control of an interconnected hydrothermal power system considering superconducting magnetic energy storage, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 29, Issue 8, 2007, Pages 571-579, ISSN 0142-0615,
- [94] V. S. Sundaram and T. Jayabarathi, "An effect of SMES using automatic generation control in a multi area power system,"2011 INTERNATIONAL CONFERENCE ON RECENT ADVANCEMENTS IN ELECTRICAL, ELECTRONICS AND CONTROL ENGINEERING, Sivakasi, India, 2011, pp. 182-186, doi: 10.1109/ICONRAEeCE.2011.6129775.
- [95] Calderón-Arce, C; Alvarado-Moya, P. Optimización multiobjetivo con funciones de alto costo computacional. Revisión del estado del arte. *Tecnología en Marcha*. Edición especial. *Matemática Aplicada*, Mayo 2016. Pág 16-24.
- [96] Steuer, R. (1986), *Multiple Criteria Optimization: Theory, Computation and Applications*, Wiley, New York.
- [97] Eduardo Camponogara and Sarosh N. Talukdar. A Genetic Algorithm for Constrained and Multiobjective Optimization. In Jarmo T. Alander, editor, 3rd Nordic Workshop on Genetic Algorithms and Their Applications (3NWGA), pages 49-62, Vaasa, Finland, August 1997. University of Vaasa.
- [98] Gaitán, B. (2018). "Análisis de técnicas de búsqueda para la optimización de redes" [Tesis de Maestría]. Instituto Tecnológico de Morelia.
- [99] P. K. Ray, S. R. Mohanty and N. Kishor, "Frequency regulation of hybrid renewable energy system for large band wind speed variation,"2009 International Conference on Power Systems, Kharagpur, India, 2009, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICPWS.2009.5442729.
- [100] <https://www.mathworks.com/products/optimization.html>
- [101] <https://www.gob.mx/cre/articulos/codigo-de-red>
- [102] OGATA, K. (1998). *INGENIERIA DE CONTROL MODERNA* (3a. ed.). MADRID: PRENTICE HALL HISPANOAMERICANA

- [103] K. Jagatheesan and B. Anand, "Performance analysis of three area thermal power systems with different steam system configurations considering non linearity and boiler dynamics using conventional controller," 2015 International Conference on Computer Communication and Informatics (ICCCI), Coimbatore, India, 2015, pp. 1-8, doi: 10.1109/ICCCI.2015.7218167.

Apéndices

Apéndice A

Descripción de Archivo de Datos de Entrada para Formulación del Sistema

El objetivo de este apéndice es describir como se forman los archivos de datos que se utilizan en el algoritmo generalizado para la solución del problema de control de frecuencia de carga de sistemas de múltiples áreas operativas con múltiples máquinas en espacio de estados.

El archivo de datos se forma con las siguientes características,

- Renglón 1: Estos datos consisten en el número de áreas operativas del sistema y el código del tipo de área. Los datos se colocan de la siguiente manera: $N \quad 0 \quad 1 \quad 2$ donde:
 N es el número de áreas totales.
 $0 \quad 1 \quad 2$ son los códigos de las áreas.
 0 Indica que existe al menos una unidad convencional en esa área.
 1 Indica que solo hay unidades fotovoltaicas en esa área.
 2 Indica que solo hay unidades fotovoltaicas, eólicas o de almacenamiento de energía en el área.
- Renglón 2: Estos datos consisten en los coeficientes de sincronización T_{ij} entre las áreas y se colocan de la siguiente manera:
 $T_{12}, T_{13}, \dots, T_{1N}, T_{23}, T_{24}, \dots, T_{2N}, \dots, T_{N-1,N}$.
Al término de estos coeficientes se debe colocar el valor de -1 .
- Renglón 3: Estos datos se refieren a las variaciones de demanda contratada en cada área. Se colocan de la siguiente manera:
 $\Delta P_{L1}, \Delta P_{L2}, \dots, \Delta P_{LN}$
- Renglón 4: Estos datos representan las variaciones de demanda no contratada en cada área. Se colocan de la siguiente manera:
 $\Delta D_{d1}, \Delta D_{d2}, \dots, \Delta D_{dN}$
- Renglón 5: Estos datos representan el número de máquinas convencionales y fotovoltaicas por área, y en caso de que exista alguna área que tenga exclusivamente unidades solares y eólicas (código 2), se deben colocar el número de unidades

de la unidad hidroeléctrica. k_{cpv} y T_{cpv} pertenecen al sistema de almacenamiento simple de súper capacitor que es interconectado a áreas donde no se tiene ninguna máquina convencional, mientras que T_{c1} , T_{c2} , T_{c3} y T_{c4} son las constantes de tiempo del compensador de adelanto y atrasado de dos etapas del sistema de almacenamiento de energía para áreas donde exista al menos una unidad convencional y k_{es} y T_{es} son la ganancia y constante de tiempo del dispositivo, el cual puede ser súper capacitor o superconductor.

Nota: Todos los renglones se deben tener el mismo numero de elementos por lo que se deben completar, de ser requerido, con valores de 0 para de esta manera generar una matriz cuadrada y el programa sea capaz de adquirir los datos del archivo de texto.

Apéndice B

Parámetros: Casos de Estudio

B.1. Caso de estudio I

Los parámetros del caso de estudio I se muestran en la Tabla B.3. Estos parámetros se encuentran en la misma base y tienen las mismas potencias nominales.

Tabla B.1: Parámetros CE1

Área 1	Área 2	Área 3
$a_{11} = 99.5$	$D = 0.0475 \text{ pu/Hz}$	$D = 0.0666 \text{ pu/Hz}$
$a_{12} = 99.5$	$2H = 0.5667 \text{ pu s}$	$2H = 0.6668 \text{ pu s}$
$a_{13} = 99.5$	$\beta = 0.9918 \text{ pu/Hz}$	$\beta = 1.7344 \text{ pu/Hz}$
$a_{21} = -50$	$k_P = -1.9299$	$k_P = -0.4010$
$a_{22} = -50$	$k_I = -0.9052$	$k_I = -0.6404$
$a_{23} = -50$	$R = 3.6 \text{ Hz/pu}$	$R_{h13} = 2.4 \text{ Hz/pu}$
$a_{31} = 0.5$	$T_g = 0.06 \text{ Hz/pu}$	$T_{gh13} = 0.2 \text{ s}$
$a_{32} = 0.5$	$T_t = 0.44 \text{ s}$	$T_{w13} = 1 \text{ s}$
$a_{33} = 0.5$	$R_s = 3 \text{ s}$	$T_{H13} = 28.75 \text{ s}$
$k_{11p} = -18$	$T_{gs} = 0.07 \text{ s}$	$T_{R13} = 5 \text{ s}$
$k_{12p} = -18$	$T_{ts} = 0.03 \text{ s}$	$R_{h23} = 2.4 \text{ Hz/pu}$
$k_{13p} = -18$	$T_{COs} = 0.5 \text{ s}$	$T_{gh23} = 0.2 \text{ s}$
$k_I = -0.6234$	$F_{HPs} = 0.3$	$T_{w23} = 1 \text{ s}$
$k_P = -0.8627$	$F_{IPs} = 0.4$	$T_{H23} = 28.75 \text{ s}$
$T_{es} = 0.046 \text{ s}$	$F_{LPs} = 0.3$	$T_{R23} = 5 \text{ s}$
$k_{es} = 0.3$	$T_{RHs} = 7 \text{ s}$	$R_{h33} = 2.4 \text{ Hz/pu}$
$R_w = 3 \text{ Hz/pu}$	$R_d = 3 \text{ Hz/pu}$	$T_{gh33} = 0.2 \text{ s}$
$T_{rw} = 0.1 \text{ s}$	$T_{gd} = 0.08 \text{ s}$	$T_{w33} = 1 \text{ s}$
$T_{ww} = 6 \text{ s}$	$T_{td} = 0.4 \text{ s}$	$T_{H33} = 28.75 \text{ s}$
$k_{wp} = 1.61$	$T_{COd} = 0.5 \text{ s}$	$T_{R33} = 5 \text{ s}$
$k_{wi} = 0.1$	$F_{VHPd} = 0.22$	$R_{h43} = 2.4 \text{ Hz/pu}$
$2H_e = 7 \text{ s}$	$F_{HPd} = 0.22$	$T_{gh43} = 0.2 \text{ s}$
$T_{aw} = 0.2 \text{ s}$	$F_{IPd} = 0.3$	$T_{w43} = 1 \text{ s}$
	$F_{LPd} = 0.26$	$T_{H43} = 28.75 \text{ s}$
	$T_{RH1d} = 4 \text{ s}$	$T_{R43} = 5 \text{ s}$
	$T_{RH2d} = 11 \text{ s}$	$R_w = 3 \text{ Hz/pu}$
	$T_{1es} = 0.2333 \text{ s}$	$T_{rw} = 0.1 \text{ s}$

Continúa en la siguiente página

Continuación de la página anterior

Área 1	Área 2	Área 3
	$T_{2es} = 0.016 \text{ s}$ $T_{3es} = 0.7087 \text{ s}$ $T_{4es} = 0.2481 \text{ s}$ $k_{es} = 0.2035$ $T_{es} = 0.03 \text{ s}$ $R_w = 3 \text{ Hz/pu}$ $T_{rw} = 0.1 \text{ s}$ $T_{ww} = 6 \text{ s}$ $k_{wp} = 1.61$ $k_{wi} = 0.1$ $2H_e = 7 \text{ s}$ $T_{aw} = 0.2 \text{ s}$	$T_{ww} = 6 \text{ s}$ $k_{wp} = 1.61$ $k_{wi} = 0.1$ $2H_e = 7 \text{ s}$ $T_{aw} = 0.2 \text{ s}$ $T_{1es} = 0.2333 \text{ s}$ $T_{2es} = 0.016 \text{ s}$ $T_{3es} = 0.7087 \text{ s}$ $T_{4es} = 0.2481 \text{ s}$ $T_{5es} = 0.2035$ $T_{6es} = 0.03 \text{ s}$

Los coeficientes de torque de sincronización se muestran en la Tabla B.2.

Tabla B.2: Coeficientes de torque de sincronización CE1

T_{ij}	pu/Hz
$T_{12} = T_{21}$	0.2
$T_{13} = T_{31}$	0.12
$T_{23} = T_{32}$	0.25

B.2. Caso de estudio II

Los parámetros del caso de estudio II se muestran en la Tabla B.3. Estos parámetros se encuentran en la misma base y tienen las mismas potencias nominales.

Tabla B.3: Parámetros CE2

Área 1	Área 2	Área 3
$a_{11} = 99.5$	$D = 0.0467 \text{ pu/Hz}$	$D = 0.0808 \text{ pu/Hz}$
$a_{12} = 99.5$	$2H = 0.5667 \text{ pu s}$	$2H = 0.9001 \text{ pu s}$
$a_{13} = 99.5$	$\beta = 1.019 \text{ pu/Hz}$	$\beta = 1.9393 \text{ pu/Hz}$
$a_{21} = -50$	$k_P = -0.0831$	$k_P = -0.9702$
$a_{22} = -50$	$k_I = -0.5394$	$k_I = -1.2649$
$a_{23} = -50$	$R_{12} = 3.6 \text{ Hz/pu}$	$R_{h13} = 2.4 \text{ Hz/pu}$
$a_{31} = 0.5$	$R_{22} = 3.6 \text{ Hz/pu}$	$T_{gh13} = 0.2 \text{ s}$
$a_{32} = 0.5$	$T_{g12} = 0.06 \text{ s}$	$T_{w13} = 1 \text{ s}$
$a_{33} = 0.5$	$T_{g22} = 0.07 \text{ s}$	$T_{H13} = 28.75 \text{ s}$
$k_{11p} = -18$	$T_{t12} = 0.44 \text{ s}$	$T_{R13} = 5 \text{ s}$
$k_{12p} = -18$	$T_{t22} = 0.4 \text{ s}$	$R_{h23} = 2.4 \text{ Hz/pu}$
$k_{13p} = -18$	$R_w = 3 \text{ Hz/pu}$	$T_{gh23} = 0.2 \text{ s}$
$k_I = -1.3574$	$T_{rw} = 0.1 \text{ s}$	$T_{w23} = 1 \text{ s}$
$k_P = -2.5529$	$T_{ww} = 6 \text{ s}$	$T_{H23} = 28.75 \text{ s}$
$T_{es} = 0.046 \text{ s}$	$k_{wp} = 1.61$	$T_{R23} = 5 \text{ s}$

Continúa en la siguiente página

Continuación de la página anterior

Área 1	Área 2	Área 3
$k_{es} = 0.3$	$k_{wi} = 0.1$	$R_{w13} = 3 \text{ Hz/pu}$
$R_w = 3 \text{ Hz/pu}$	$2H_e = 7 \text{ s}$	$T_{rw13} = 0.1 \text{ s}$
$T_{rw} = 0.1 \text{ s}$	$T_{aw} = 0.2 \text{ s}$	$T_{ww13} = 6 \text{ s}$
$T_{ww} = 6 \text{ s}$	$R_h = 2.4 \text{ Hz/pu}$	$k_{wp13} = 1.61$
$k_{wp} = 1.61$	$T_{gh} = 0.2 \text{ s}$	$k_{wi13} = 0.1$
$k_{wi} = 0.1$	$T_w = 1 \text{ s}$	$2H_{e13} = 7 \text{ s}$
$2H_e = 7 \text{ s}$	$T_H = 28.75 \text{ s}$	$T_{aw13} = 0.2 \text{ s}$
$T_{aw} = 0.2 \text{ s}$	$T_R = 5 \text{ s}$	$R_{w23} = 3 \text{ Hz/pu}$
	$T_{1es} = 0.2333 \text{ s}$	$T_{rw23} = 0.1 \text{ s}$
	$T_{2es} = 0.016 \text{ s}$	$T_{ww23} = 6 \text{ s}$
	$T_{3es} = 0.7087 \text{ s}$	$k_{wp23} = 1.61$
	$T_{4es} = 0.2481 \text{ s}$	$k_{wi23} = 0.1$
	$k_{es} = 0.2035$	$2H_{e23} = 7 \text{ s}$
	$T_{es} = 0.03 \text{ s}$	$T_{aw23} = 0.2 \text{ s}$
		$R = 3.6 \text{ Hz/pu}$
		$T_g = 0.07 \text{ s}$
		$T_t = 0.44 \text{ s}$
		$R_s = 3 \text{ Hz/pu}$
		$T_{gs} = 0.07 \text{ s}$
		$T_{ts} = 0.03 \text{ s}$
		$T_{COs} = 0.5 \text{ s}$
		$F_{HPs} = 0.3$
		$F_{IPs} = 0.4$
		$F_{LPs} = 0.3$
		$T_{RHs} = 7 \text{ s}$
		$R_d = 3 \text{ Hz/pu}$
		$T_{gd} = 0.08 \text{ s}$
		$T_{td} = 0.4 \text{ s}$
		$T_{COd} = 0.5 \text{ s}$
		$F_{VHPd} = 0.22$
		$F_{HPd} = 0.22$
		$F_{IPd} = 0.3$
		$F_{LPd} = 0.26$
		$T_{RH1d} = 4 \text{ s}$
		$T_{RH2d} = 11 \text{ s}$
		$T_{1es} = 0.2333 \text{ s}$
		$T_{2es} = 0.016 \text{ s}$
		$T_{3es} = 0.7087 \text{ s}$
		$T_{4es} = 0.2481 \text{ s}$
		$T_{5es} = 0.2035$
		$T_{6es} = 0.03 \text{ s}$

Los coeficientes de torque de sincronización se muestran en la Tabla B.4.

Tabla B.4: Coeficientes de torque de sincronización CE2

T_{ij}	pu/Hz
$T_{12} = T_{21}$	0.2
$T_{13} = T_{31}$	0.12
$T_{23} = T_{32}$	0.25