



**UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE
HIDALGO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**CONTROL DE FRECUENCIA Y VOLTAJE EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA OPERADOS EN AMBIENTE DE
MERCADOS DE ENERGÍA**

TESIS

Que para obtener el grado de
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

presenta

Ing. Diego Ulises Barba Galindo

Juan Carlos Silva Chávez

Director de Tesis

Morelia, Michoacán a febrero de 2026



**CONTROL DE FRECUENCIA Y VOLTAJE EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA OPERANDO EN AMBIENTES
DE MERCADO DE ENERGÍA**

Los Miembros del Jurado de Examen de Grado aprueban la **Tesis de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica** de **Diego Ulises Barba Galindo**.

Dr. Claudio Rubén Fuerte Essquivel
Presidente del Jurado

Dr. Juan Carlos Silvas Chávez
Director de Tesis

Dr. Alejandro Zamora Méndez
Vocal

Dr. J. Aurelio Merdina Rios
Vocal

Dr. Mario Arrieta Paternina
Revisor Externo (UNAM)

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

UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO
24 Febrero 2026

Agradecimientos

Primeramente, quiero agradecer a la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo por darme la oportunidad de realizar mis estudios de posgrado en tan maravillosa casa de estudios.

Agradezco a todos los profesores y administrativos del posgrado por todo el conocimiento y la ayuda que me brindaron durante mi corto tiempo en esta institución, que fueron fundamentales para mi formación y el desarrollo de este trabajo.

Brindarle el mayor agradecimiento a mi asesor, el Dr. Juan Carlos Silva Chávez, por la paciencia y el apoyo que presento durante todo el desarrollo de este trabajo, por la confianza que me brindo y los ánimos para ayudarme a terminar este trabajo, y que sepa que fue un honor tenerlo de asesor y guía en este proceso; además, lo considero un amigo y mentor.

Darle las gracias infinitas a mi familia, amigos y a todas las personas que me acompañaron en este proceso, en especial a mi madre, mi padre y mis hermanos, quienes me acompañaron durante todo el camino y supieron dar ánimos incluso en los momentos más oscuros, cuando quería arrojar la toalla. Mediante sus palabras y apoyo incondicional, me ayudaron a seguir adelante.

A mis compañeros del posgrado, quienes nos apoyamos mutuamente durante todo este proceso y que siempre tendrán mi admiración.

Agradezco al CONAHCYT por darme el apoyo económico para empezar y ahora terminar mis estudios de maestría.

Y, por último, quiero agradecerme a mí mismo por la perseverancia, el sudor, las lágrimas, los esfuerzos, los momentos buenos y malos en los que todo apuntaba hacia otro lado; y el terminar esto es una prueba más de que, con ambición y un objetivo claro, puedes lograr lo que te propongas en esta vida.

” Al final, todo estará bien; y si aún no lo está, no hemos llegado al final”.

Resumen

Para el diseño y operación de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) actuales, es de suma importancia conocer la forma en la que el sistema reaccionará al presentarse un aumento de carga sin previo aviso. El análisis del control de frecuencia de carga (LFC), ayuda a entender los fenómenos y acciones que tomará el sistema cuando se presente un desbalance entre la carga y la generación, lo que proporciona una parte de la información necesaria para hacer un análisis completo del comportamiento de la red eléctrica en cuestión de frecuencia y potencia activa entregada al sistema, por otro lado, el análisis del regulador automático de voltaje (AVR) permite conocer como se comporta el voltaje en las terminales de los generadores en el sistema. El desarrollo de este trabajo de tesis es el desarrollar el modelo de las unidades de generación en espacio de estado para así facilitar la escalabilidad del sistema, ya que las investigaciones que realizan análisis de LFC utilizan diagramas de bloques, lo que representa un reto al tratar de modelar sistemas más cercanos a los SEP actuales, de esta manera el modelo en espacio de estados resulta beneficioso para modelar sistemas eléctricos multiárea y multimáquina con el objetivo de resolver el problema de LFC, además se agregan los modelos del AVR para poder analizar como un aumento de carga afecta el voltaje en las terminales de las unidades, para posteriormente con la ayuda de un programa de flujos de potencia determinar las condiciones nominales del sistema analizado y con los resultados que se obtienen del análisis de LFC-AVR realizar el calculo de las corrientes inyectadas a la red eléctrica y poder determinar el comportamiento de los voltajes nodales y detectar si el sistema presenta poca robustez ante un desbalance de carga y generación.

Dentro del sistema se simula el uso de centrales térmicas sin recalentamiento, térmicas con recalentamiento simple, térmicas con recalentamiento doble y hidroeléctricas y fuentes renovables de energía (RES) como unidades fotovoltaicas y generadores eólicos, dentro de condiciones de mercados eléctricos regulados y desregulados. Se hace el uso de algoritmos genéticos (GA) como métodos heurísticos para determinar las constantes proporcionales e integrales de los controladores PI que regulan el sistema, esto mediante el uso de el cuadrado del error de control de área (ACE) conocido como error integrado al cuadrado (ISE), la herramienta utilizada es 'gamultiobj' programada en el ambiente de MATLAB. Finalmente se presentara un plan de bonificaciones y penalidades a las unidades

y usuarios que intervengan en la regulación de frecuencia.

Para la comprobación de los modelos desarrollados se usan los modelos de prueba de la IEEE de 24 nodos y 39 nodos, donde se analizarán los efectos de los mercados unilaterales, bilaterales y bilaterales cuando se presenten violaciones contractuales, se hará el análisis de las variaciones de frecuencia, la transmisión de potencia por los enlaces de transmisión, la potencia entregada por cada unidad, el voltaje en las terminales de las unidades y comprobar que los voltajes nodales de la red se encuentren dentro de los límites permisibles estipulados por el código de red

Palabras clave: LFC, AVR, RES, ACE, ISE, algoritmos genéticos, voltajes nodales, enlaces de transmisión, contratos unilaterales, bilaterales, violaciones contractuales y código de red.

Abstract

For the design and the operation of electric power systems (SEP) nowadays, it's extremely important to know how the system will react to an unexpected increase in load. The load frequency control analysis (LFC), helps to understand the phenomena and actions that the electric system will take when an imbalance between load and generation occurs, this provides a part of the information to fully understand the behavior of the electric network, besides, the analysis of the automatic voltage regulator (AVR) system allow us to know how the voltage behaves at the terminals of the generators in the system. The goal of this thesis work is to develop the state-space model of the generation units in order to facilitate the scalability of the system, because the reserchs that perform LFC analysis use block diagram, this presents a challenge when trying to model systems closer to current SEPs. Thus, the space-state model proves beneficial for modeling multi-area and multi-machine electrical systems with the aim of solving the LFC problem, additionally, AVR models are included to analyze how an increased load affects the voltage at the unit terminals. Subsequently, with help of a power flow program determine the nominal conditions of the analyzed system and, using the results obtained from the LFC-AVR analysis, calculate the currents injected into the electrical network and to be able to establish the behavior of the nodal voltages and detect if the system exhibits a poor robustness in the face of a load and generation imbalance.

Within this system we simulated the model of thermal generation units without reheat, with single reheat, with double reheat and hydroelectric, renewable energy sources (RES) like solar photovoltaic and wind DFIG units, with regulated and deregulated electricity markets. Genetic algorithms (GA) are used as heuristic methods to determine the proportional and integral constant of the PI controllers that regulate the system, this is achived by using the square of the area control error (ACE) known as integrated square error (ISE), the tool used is 'gamultiobj'; programmed in the MATLAB enviroment. Finally, a plan of bonuses and penalties will be presented to the units and users involved in frequency regulation.

The IEEE 24 nodes and 39 nodes test systems are used to verify the developed models, where the effects of unilateral, bilateral and bilateral markets with contract breaches. the analysis will be done in terms of frequency deviations, power flow transmission

in tie lines, power delivered by each unit, the voltage at the terminals of the units and verify that the network nodal voltages are within the permissible limits stipulated by the grid code.

Keywords: LFC, AVR, RES, ACE, ISE, genetic algorithm, nodal voltages, tie lines, Unilateral contracts, Bilateral contracts, contract breaches, and grid code.

Contenido

Agradecimientos	III
Resumen	V
Abstract	VII
Contenido	IX
Lista de Figuras	XIII
Lista de Tablas	XIX
Lista de Símbolos	XXI
Acróminos	XXVII
 1. Introducción	 1
1.1. Estado del Arte	1
1.2. Planteamiento del Problema	5
1.3. Hipótesis	6
1.4. Objetivos de la Tesis	6
1.4.1. Objetivo general	6
1.4.2. Objetivos Particulares	7
1.5. Contribuciones	7
1.6. Descripción de los Capítulos	8
 2. Modelos matemáticos de sistemas de potencia para el control de frecuencia	 9
2.1. Introducción	9
2.1.1. Lazos fundamentales del control de frecuencia	10
2.1.2. Modelo de respuesta a la frecuencia	11
2.1.3. Modelo de control de frecuencia en sistemas de potencia interconec- tados	16
2.1.4. Modelo de control de frecuencia en sistemas interconectados consi- derando múltiples unidades de generación	18
2.1.5. Control proporcional-integral (PI) para el LFC	21
2.2. Modelo matemático de centrales convencionales.	23
2.2.1. Centrales térmicas	23
2.2.2. Modelo de central térmica sin recalentamiento	25
2.2.3. Modelo de central térmica con recalentamiento simple	28
2.2.4. Modelo de central térmica con recalentamiento doble	32
2.2.5. Modelo de centrales hidroeléctricas	37

2.3.	Modelo matemático de centrales renovables de energía	41
2.3.1.	Modelo de centrales fotovoltaicas	42
2.3.2.	Modelo de centrales eólicas	47
2.4.	Modelo dinámico de control de frecuencia en un ambiente desregulado . . .	56
2.4.1.	Modelo de central térmica sin recalentamiento	61
2.4.2.	Modelo de central térmica con recalentamiento simple	63
2.4.3.	Modelo de central térmica con recalentamiento doble	64
2.4.4.	Modelo de centrales hidroeléctricas	66
2.4.5.	Modelo de centrales fotovoltaicas	68
2.5.	Algoritmo genético aplicado al control de frecuencia	69
2.6.	Conclusiones	71
3.	Modelo matemático de sistemas de potencia para la regulación de voltaje	73
3.1.	Introducción	73
3.2.	Regulador automático de voltaje	74
3.2.1.	Modelo del amplificador	75
3.2.2.	Modelo de excitador	76
3.2.3.	Modelo del generador sincrónico	76
3.2.4.	Modelo del sensor	77
3.2.5.	Control PI utilizado en el AVR	77
3.2.6.	AGC incluyendo el sistema de excitación	78
3.3.	Modelo matemático de centrales convencionales incluyendo los efectos del regulador de voltaje	80
3.3.1.	Modelo de central térmica sin recalentamiento incluyendo el efecto del AVR	80
3.3.2.	Modelo de central térmica con recalentamiento simple incluyendo el efecto del AVR	82
3.3.3.	Modelo de central térmica con recalentamiento doble incluyendo el efecto del AVR	83
3.3.4.	Modelo de central hidroeléctrica incluyendo el efecto del AVR	85
3.3.5.	Diferencias entre los modelos de LFC y LFC-AVR	86
3.3.6.	Cálculo de potencia entregada por cada unidad en mercados eléctricos con modelos de LFC-AVR	90
3.4.	Condiciones iniciales del sistema	91
3.4.1.	Planteamiento del problema de flujos de potencia	91
3.4.2.	Construcción de la matriz de red	92
3.4.3.	Ecuaciones de flujo de potencia	93
3.4.4.	Solución Newton–Raphson	94
3.4.5.	Cálculo de flujos de rama y pérdidas (salidas)	97
3.4.6.	Cálculo de corrientes inyectadas por los generadores	97
3.5.	Conclusiones	98

4. Mercado de Balance	101
4.1. Introducción	101
4.2. Costos Fijos y Variables	102
4.3. Formulación de Mercado de Balance	105
4.3.1. Caso de exceso de consumo	109
4.4. Pagos y Ganancias	112
4.5. Proceso de solución de casos de estudio	113
4.6. Conclusiones	116
5. Resultados	117
5.1. Caso de Estudio 1	118
5.1.1. Caso de estudio 1 - Escenario: Unilateral	119
5.1.2. Caso de estudio 1 - Escenario: Bilateral	130
5.1.3. Caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual	140
5.2. Caso de estudio 2	151
5.2.1. Caso de estudio 2 - Escenario : Unilateral	152
5.2.2. Caso de estudio 2 - Escenario : Bilateral	162
5.2.3. Caso de estudio 2 - Escenario : Violación contractual	173
6. Conclusiones	185
6.1. Conclusiones	185
6.1.1. Cumplimiento del objetivo general	185
6.1.2. Cumplimiento de los objetivos particulares	186
6.1.3. Observaciones de los resultados obtenidos	187
6.1.4. Limitaciones del trabajo	188
6.2. Trabajos Futuros	189
A. Descripción de Archivo de Datos para Formulación del Sistema	203
B. Parámetros: Casos de Estudio LFC-AVR	207
B.1. Comprobación de modelos de LFC-AVR	207
B.2. Caso de estudio 1	209
B.3. Caso de estudio 2	211
C. Parámetros: Caso de Estudio Red de Transmisión	213
C.1. Caso de estudio 1	213
C.2. Caso de estudio 2	216

Lista de Figuras

2.1. Diagrama de bloques esquemático de un generador síncrono con lazos de control básicos (Bevrani, 2009)	11
2.2. Modelo de carga y masa rodante (Bevrani, 2009).	13
2.3. Diagrama de bloques reducido de la Figura 2.1 (Bevrani, 2009)	13
2.4. Sistema de potencia con N áreas de control (Bevrani, 2009).	17
2.5. Diagrama de bloques para representación de intercambio de potencia entre el área de control i en un sistema de potencia con N áreas de control (Bevrani, 2009)	18
2.6. Área de control i con control suplementario completo (Bevrani, 2009)	19
2.7. Sistema de LFC con diferentes unidades de generación y factores de participación en el área i (Bevrani, 2009)	20
2.8. Modelo genérico de sistema de gobernación para central térmica	24
2.9. Esquema básico del funcionamiento de central térmica sin recalentamiento (Zamudio, 2023)	25
2.10. Diagrama de bloques de central térmica sin recalentamiento	26
2.11. Esquema básico de funcionamiento de central térmica con recalentamiento simple	29
2.12. Diagrama de bloques de sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas con recalentamiento simple	30
2.13. Etapa de recalentamiento en unidad térmica con recalentamiento simple . .	30
2.14. Esquema básico de funcionamiento de central térmica con recalentamiento doble	33
2.15. Diagrama de bloques para sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas con recalentamiento doble	34
2.16. Etapa de recalentamiento en unidad térmica con recalentamiento doble . . .	34
2.17. Esquema básico de central hidroeléctrica	37
2.18. Sistema de gobernación de unidad hidroeléctrica	38
2.19. Diagrama de bloques de sistema interconectado multimáquina con unidades hidroeléctricas	39
2.20. Circuito equivalente de celda solar	42
2.21. Curva característica de operación de panel solar	43
2.22. Circuito equivalente de convertidor BOOST	44
2.23. Diagrama de bloques de central fotovoltaica	45

2.24. Esquema básico de aerogenerador tipo DFIG	48
2.25. Diagrama de principio de inercia virtual para DFIG	49
2.26. Diagrama de bloques de unidad térmica sin recalentamiento y unidad DFIG con regulador de frecuencia	51
2.27. Modelo de control para aerogenerador DFIG basado en cambios de frecuencia.	52
2.28. Sistema interconectado de unidad térmica sin recalentamiento y unidad DFIG con regulador de frecuencia	52
2.29. Diagrama de sistema interconectado con múltiples aerogeneradores tipo DFIG reguladores de frecuencia	53
2.30. Modelo dinámico de control de frecuencia en ambiente desregulado	59
2.31. Diagrama de bloques de control de frecuencia en un ambiente desregulado para un sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas sin recalentamiento	62
2.32. Diagrama de bloques de control de frecuencia en un ambiente desregulado para un sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas con recalentamiento simple	63
2.33. Diagrama de bloques de control de frecuencia en un ambiente desregulado para un sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas con recalentamiento doble	65
2.34. Diagrama de bloques de control de frecuencia en un ambiente desregulado para un sistema interconectado multimáquina con unidades hidroeléctricas	66
2.35. Diagrama de bloques de control de frecuencia en un ambiente desregulado para un sistema interconectado multimáquina con unidades fotovoltaicas	68
3.1. Diagrama conceptual de un arreglo típico de un AVR (Saadat, 1998)	75
3.2. Diagrama de bloques simplificado de un regulador automático de voltaje	77
3.3. Diagrama de bloques simplificado de un regulador automático de voltaje incluyendo controlador PI	79
3.4. Diagrama de Bloques de sistema interconectado con unidad térmica sin re- calentamiento incluyendo los efectos del regulador automático de voltaje	81
3.5. Diagrama de bloques de sistema interconectado con una unidad térmica con recalentamiento simple incluyendo los efectos del regulador automático de voltaje	82
3.6. Diagrama de bloques de sistema interconectado con una unidad térmica con recalentamiento doble incluyendo los efectos del regulador automático de voltaje	84
3.7. Diagrama de bloques de sistema interconectado con una unidad de genera- ción hidroeléctrica incluyendo los efectos del regulador automático de vol- taje	86
3.8. Variaciones en el voltaje en las terminales de la unidad del modelo de LFC- AVR	88
3.9. Comparación de las variaciones de frecuencia Δf utilizando el modelo de LFC y el modelo de LFC-AVR	88
3.10. Comparación de la potencia de salida de la turbina ΔP_m utilizando el mode- lo de LFC y el modelo de LFC-AVR	89

3.11. Potencia eléctrica generada por el generador modelado por el AVR	89
3.12. Diagrama de flujo para la solución del flujo de potencia AC por Newton–Raphson.	96
4.1. Exceso de demanda a la hora del balance.(Morales et al., 2013)	111
4.2. Diagrama de flujo del procedimiento (simulación LFC–AVR, red y cálculo de costos/pagos) con horizonte $t_{\text{máx}} = 200\text{s}$	115
5.1. Sistema de prueba IEEE de 24 nodos	118
5.2. Caso de estudio 1 - Escenario: Unilateral. a) Error de control de área, b) Variaciones de frecuencia de área Δf_i y c) Variaciones de potencia en los enlaces de transmisión entre las áreas de control $\Delta P_{tie,i}$	120
5.3. Caso de estudio 1 - Escenario: Unilateral. Variaciones de potencia entregadas por las unidades de generación ΔP_m . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3.	121
5.4. Caso de estudio 1 - Escenario: Unilateral. Potencia eléctrica generada por el modelo de AVR con conexión en las unidades de potencia	122
5.5. Caso de estudio 1 - Escenario: Unilateral. Variaciones de potencia inyectada por las unidades de generación incluyendo la potencia eléctrica generada por el modelo del generador, a)Área 1, b) Área 2 y c) Área 3	124
5.6. Caso de estudio 1 - Escenario: Unilateral. a) Variaciones de ángulo de rotor en los generadores por área $\Delta \delta_i$ y b) Variaciones de voltaje en terminales en los generadores por área ΔV_t	125
5.7. Caso de estudio 1 - Escenario: Unilateral. Comportamiento de la red eléctrica ante el aumento de demanda de potencia activa. a) voltaje en los nodos del 1 al 6, b) Voltaje en los nodos del 7 al 12	127
5.8. Caso de estudio 1 - Escenario: Unilateral. Comportamiento de la red eléctrica ante el aumento de demanda de potencia activa. a) voltaje en los nodos del 13 al 18, b) Voltaje en los nodos del 19 al 24	128
5.9. Caso de estudio 1 - Escenario: Bilateral. a) Error de control de área, b) Variaciones de frecuencia de área Δf_i , c) Variaciones de potencia en los enlaces de transmisión entre las áreas de control $\Delta P_{tie,i}$	131
5.10. Caso de estudio 1 - Escenario: Bilateral. Variaciones de potencia entregadas por las unidades ΔP_m a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3	133
5.11. Caso de estudio 1 - Escenario: Bilateral. Variaciones de potencia eléctrica entregada por los generadores. a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3	134
5.12. Caso de estudio 1 - Escenario: Bilateral. Sumatoria de las variaciones de potencia entregada por las unidades y la potencia eléctrica entregada por los generadores. a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3	135
5.13. Caso de estudio 1 - Escenario: Bilateral. a) Variaciones en ángulo de rotor por área $\Delta \delta$ y b) Variaciones de voltajes en terminales por área ΔV_t	136
5.14. Caso de estudio 1 - Escenario: Bilateral. Comportamiento de los voltajes nodales de la red ante el aumento de demanda. a) Nodos 1 a 6 y b) Nodos 7 a 12	137

5.15. Caso de estudio 1 - Escenario: Bilateral. Comportamiento de los voltajes nodales de la red ante el aumento de demanda. a) Nodos 13 a 18 y b) Nodos 19 a 24	138
5.16. Caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual. a) Error de control de área (ACE), b) Variaciones de frecuencia (Δf), c) Variaciones de potencia en los enlaces de transmisión ($\Delta P_{tie,i}$)	141
5.17. Caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual. Variaciones de potencia entregadas por las unidades (ΔP_{mi}). a) área 1, b) área 2, c) área 3	142
5.18. Caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual. Variaciones de potencia eléctrica entregadas por cada unidad (ΔP_{ei}). a) área 1, b) área 2, c) área 3	143
5.19. Caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual. Variaciones de potencia total entregada por las unidades (ΔP_{mi}). a) área 1, b) área 2, c) área 3	145
5.20. Caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual. a) Variaciones del ángulo del rotor por área de control ($\Delta \delta$), b) Variaciones del voltaje en las terminales de las unidades por área de control (ΔV_t)	146
5.21. Caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual. Variaciones de voltaje en los nodos de la red eléctrica. a) Nodo 1 al Nodo 6, b) Nodo 7 al Nodo 12	147
5.22. Caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual. Variaciones de voltaje en los nodos de la red eléctrica. a) Nodo 13 al Nodo 18, b) Nodo 19 al Nodo 24	148
5.23. Sistema de prueba IEEE 39 nodos	151
5.24. Caso de estudio 2 - Escenario: Unilateral, a) Error de control de área, b) Variaciones de frecuencia de área Δf_i , c) Variaciones de potencia en los enlaces de transmisión entre las áreas de control $\Delta P_{tie,i}$	153
5.25. Caso de estudio 2 - Escenario: Unilateral. Variaciones de potencia entregadas por las unidades ΔP_m . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3	154
5.26. Caso de estudio 2 - Escenario: Unilateral. Variaciones de potencia eléctrica entregadas por las unidades ΔP_{ei} . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3	156
5.27. Caso de estudio 2 - Escenario: Unilateral. Variaciones totales de potencia entregadas por las unidades ΔP_{mT} . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3	157
5.28. Caso de estudio 2 - Escenario: Unilateral. a) Variaciones en el ángulo del rotor por área $\Delta \delta$ y b) Variaciones de voltajes en las terminales por área ΔV_{ti}	158
5.29. Caso de estudio 2 - Escenario: Unilateral. Comportamiento de los voltajes nodales de la red ante el aumento de demanda. a) Nodos 1 a 10 y b) Nodos 11 a 20	159
5.30. Caso de estudio 2 - Escenario: Unilateral. Comportamiento de los voltajes nodales de la red ante el aumento de demanda. a) Nodos 21 a 30 y b) Nodos 31 a 39	160
5.31. Caso de estudio 2 - Escenario: Bilateral. a) Error de control de área, b) Variaciones de frecuencia de área Δf_i , c) Variaciones de potencia en los enlaces de transmisión entre las áreas de control $\Delta P_{tie,i}$	164
5.32. Caso de estudio 2 - Escenario: Bilateral. Variaciones de potencia entregadas por las unidades ΔP_m . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3	165

5.33. Caso de estudio 2 - Escenario: Bilateral. Variaciones de potencia eléctrica entregadas por las unidades ΔP_{ei} . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3	166
5.34. Caso de estudio 2 - Escenario: Bilateral. Variaciones totales de potencia entregadas por las unidades ΔP_{mT} . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3	168
5.35. Caso de estudio 2 - Escenario: Bilateral. a) Variaciones en el ángulo del rotor por área $\Delta\delta$ y b) Variaciones de voltajes en las terminales por área ΔV_{ti} . . .	169
5.36. Caso de estudio 2 - Escenario: Bilateral. Comportamiento de los voltajes nodales de la red ante el aumento de demanda. a) Nodos 1 a 10 y b) Nodos 11 a 20	170
5.37. Caso de estudio 2 - Escenario: Bilateral. Comportamiento de los voltajes nodales de la red ante el aumento de demanda. a) Nodos 21 a 30 y b) Nodos 31 a 39	171
5.38. Caso de estudio 2 - Escenario: Violación contractual, a) Error de control de área, b) Variaciones de frecuencia de área Δf_i , c) Variaciones de potencia en los enlaces de transmisión entre las áreas de control $\Delta P_{tie,i}$	174
5.39. Caso de estudio 2 - Escenario: Violación contractual. Variaciones de potencia entregadas por las unidades ΔP_m . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3	175
5.40. Caso de estudio 2 - Escenario: Violación contractual. Variaciones de potencia eléctrica entregadas por las unidades ΔP_{ei} . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3	177
5.41. Caso de estudio 2 - Escenario: Violación contractual. Variaciones totales de potencia entregadas por las unidades ΔP_{mT} . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3 .	178
5.42. Caso de estudio 2 - Escenario: Violación contractual. a) Variaciones en el ángulo del rotor por área $\Delta\delta$ y b) Variaciones de voltajes en las terminales por área ΔV_{ti}	179
5.43. Caso de estudio 2 - Escenario: Violación contractual. Comportamiento de los voltajes nodales de la red ante el aumento de demanda. a) Nodos 1 a 10 y b) Nodos 11 a 20	180
5.44. Caso de estudio 2 - Escenario: Violación contractual. Comportamiento de los voltajes nodales de la red ante el aumento de demanda. a) Nodos 21 a 30 y b) Nodos 31 a 39	181

Lista de Tablas

3.1. Clasificación de los buses	94
4.1. Costo de producción de potencia según unidad de generación	103
4.2. Datos para el cálculo del costo fijo anual de las unidades de generación (Lira et al., 2024)	104
4.3. Datos de costos variables de las unidades de generación (Lira et al., 2024),(Galetovic and Muñoz, 2011)	105
5.1. Potencia generada por cada GENCO	123
5.2. Caso de estudio 1 - Escenario: Unilateral. Cambios en la demandas de potencia activa por área de control	126
5.3. Caso de estudio 1- Escenario: Unilateral. Resultado de ganancias y pagos por unidades de generación en el sistema eléctrico. Cantidades expresadas en USD/MWh	129
5.4. Potencia suministrada por cada compañía de generación en función de los factores de participación	132
5.5. Caso de estudio 1- Escenario: Bilateral. Resultado de ganancias y pagos por unidades de generación en el sistema eléctrico. Cantidades expresadas en USD/MWh	139
5.6. caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual. Potencia suministrada por cada compañía de generación en función de los factores de participación	144
5.7. Caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual. Cambios en la demandas de potencia activa por área de control	148
5.8. Caso de estudio 1- Escenario: Violación contractual. Resultado de ganancias y pagos por unidades de generación en el sistema eléctrico. Cantidades expresadas en USD/MWh	150
5.9. Caso de estudio 2 - Escenario: Unilateral. Potencia suministrada por cada compañía de generación en función de los factores de participación	155
5.10. Caso de estudio 2 - Escenario: Unilateral. Cambios en la demandas de potencia activa por área de control	159
5.11. Caso de estudio 2- Escenario: Unilateral. Resultado de ganancias y pagos por unidades de generación en el sistema eléctrico. Cantidades expresadas en USD/MWh	161

5.12. Caso de estudio 2 - Escenario: Bilateral. Potencia suministrada por cada compañía de generación en función de los factores de participación	167
5.13. Caso de estudio 2- Escenario: Bilateral. Resultado de ganancias y pagos por unidades de generación en el sistema eléctrico. Cantidades expresadas en USD/MWh	172
5.14. Caso de estudio 2 - Escenario: Violación contractual. Potencia suministrada por cada compañía de generación en función de los factores de participación	176
5.15. Caso de estudio 2 - Escenario: Violación contractual. Cambios en la demandas de potencia activa por área de control	179
5.16. Caso de estudio 2- Escenario: Violación contractual. Resultado de ganancias y pagos por unidades de generación en el sistema eléctrico. Cantidades expresadas en USD/MWh.	182
B.1. Datos de sistema con una unidad térmica sin recalentamiento	207
B.2. Datos del regulador automático de voltaje conectado a la unidad térmica sin recalentamiento	208
B.3. Parámetros del sistema Caso de estudio 1	209
B.4. Continuación de Parámetros del sistema Caso de estudio 1	210
B.5. Parámetros del sistema Caso de estudio 2	211
B.6. Continuación de Parámetros del sistema Caso de estudio 2	212
C.1. Datos de líneas de transmisión IEEE 24 nodos. Parte 1	214
C.2. Datos de líneas de transmisión IEEE 24 nodos. Parte 2	215
C.3. Datos nodales de la red IEEE 24 nodos	216
C.4. Datos de Líneas de Transmisión sistema IEEE 39 Nodos	217
C.5. Continuación de tabla C.4	218
C.6. Datos nodales de la red IEEE 39 nodos. Parte 1	219
C.7. Datos nodales de la red IEEE 39 nodos. Parte 2	220

Lista de Símbolos

Δf	Variaciones de frecuencia
ΔP_{Li}	Cambio en la demanda del sistema
ΔP_{mi}	Cambio en la potencia mecánica entregada
M_{ki}	Conjunto de funciones de transferencia del gobernador y turbina de la k-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
ACE_i	Señal de error de control de área de la i-ésima área de control
H_i	Constante de inercia de la i-ésima área de control
D_i	Coefficiente de amortiguamiento de la carga de la i-ésima área de control
ΔP_g	Cambio en la posición de las válvulas de vapor
T_{tni}	Constante de tiempo de la turbina de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
$\Delta P_{tie,i}$	Variaciones de los flujos de potencia en los enlaces de transmisión de la i-ésima área de control
ΔP_{Ci}	Señal de control secundaria de la i-ésima área de control
T_{gni}	Constante de tiempo del gobernador de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
R_{ni}	Constante de regulación de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
α_{ni}	Factor de participación de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
β_i	Factor de bias de frecuencia de la i-ésima área de control
k_{Pi}	Constante proporcional del controlador de la i-ésima área de control
k_{Ii}	Constante integral del controlador de la i-ésima área de control
T_{ij}	Coefficiente de par de sincronización entre la i-ésima área de control y la j-ésima área de control
N	Número de áreas de control
n	Número de unidades de generación térmicas sin recalentamiento
A_i	Matriz A de la i-ésima área de control
x_i	Vector de variables de estado de la i-ésima área de control
B_{1i}	Matriz B_1 de la i-ésima área de control
B_{2i}	Matriz B_2 de la i-ésima área de control
u_i	Vector de entrada del cambio de potencia en la i-ésima área de control
w_i	Vector de entrada de la importación o exportación de potencia de la i-ésima área de control

$\dot{x}_i$	Vector de las respuestas dinámicas de los estados de la i-ésima área de control
y_i	Vector de la solución del sistema de ecuaciones dinámicos de la i-ésima área de control
C_i	Matriz de C de la i-ésima área de control
x_{mi}	Vector de las variaciones de potencia mecánica entregadas por las unidades de generación en la i-ésima área de control
x_{gi}	Vector de las variaciones en la posición de las válvulas de la turbina en las unidades de generación en la i-ésima área de control
F_{HPni}	Fracción de vapor de alta presión de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
F_{IPni}	Fracción de vapor de media presión de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
F_{LPni}	Fracción de vapor de baja presión de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
T_{RHni}	Constante de tiempo del recalentador de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
T_{Coni}	Constante de tiempo de conducción a baja presión de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
Δx_{1ni}	Variaciones de potencia de alta presión de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
Δx_{8ni}	Variaciones de potencia de media presión de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
Δx_{8ni}	Variaciones de potencia de baja presión de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
ns	Número de unidades térmicas con recalentamiento simple
x_{1i}	Vector de las variaciones de potencia de alta presión en la i-ésima área de control
x_{4i}	Vector de las variaciones de potencia de media presión en la i-ésima área de control
x_{8i}	Vector de las variaciones de potencia de baja presión en la i-ésima área de control
T_{RH1ni}	Constante de tiempo del recalentador de alta presión de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
T_{RH2ni}	Constante de tiempo del recalentador de media presión de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
F_{VHPni}	Fracción de vapor en extra alta presión de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
Δx_{1ni}	Variaciones de potencia en extra alta presión de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
Δx_{4ni}	Variaciones de potencia en alta presión de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
Δx_{6ni}	Variaciones de potencia en media presión de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
Δx_{8ni}	Variaciones de potencia en baja presión de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
nd	Número de unidades térmicas con recalentamiento doble

x_{1di}	Vector de las variaciones de potencia de extra alta presión de la i-ésima área de control
x_{4di}	Vector de las variaciones de potencia de alta presión de la i-ésima área de control
x_{6di}	Vector de las variaciones de potencia de media presión de la i-ésima área de control
x_{8di}	Vector de las variaciones de potencia de baja presión de la i-ésima área de control
Δx_{Eni}	Variaciones de las posiciones de la compuerta de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
T_{Hni}	Constante H de tiempo del gobernador de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
T_{Rni}	Constante R de tiempo del gobernador de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
T_{wni}	Constante de tiempo de la turbina hidráulica de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
nh	Número de unidades hidroeléctricas
x_{Ei}	Vector de las variaciones en las posiciones de las compuertas de la i-ésima área de control
x_{mhi}	Vector de las variaciones de potencia entregada por las unidades de generación en la i-ésima área de control
x_{ghi}	Vector de las posiciones de las válvulas de los gobernadores de las unidades de generación en la i-ésima área de control
ΔP_{pvni}	Variaciones de potencia entregadas por la n-ésima unidad solar de generación en la i-ésima área de control
ΔP_{1ni}	Variaciones de potencia intermedia por la n-ésima unidad solar de generación en la i-ésima área de control
a_{2ni}	Cero de la función de transferencia de la n-ésima unidad solar de generación en la i-ésima área de control
K_{p1ni}	Ganancia de la función de transferencia de la n-ésima unidad solar de generación en la i-ésima área de control
a_{1ni}	Polo de la función de transferencia de la n-ésima unidad solar de generación en la i-ésima área de control
a_{3ni}	Polo de la función de transferencia de la n-ésima unidad solar de generación en la i-ésima área de control
np	Número de unidades fotovoltaicas
Δx_{1nwi}	Variaciones de frecuencia censadas por el transductor de la n-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control
Δx_{2nwi}	Variaciones de frecuencia en el punto de interconexión de la n-ésima unidad DFIG en la i-ésima área de control
Δx_{3nwi}	Variaciones de la parte integral de la regulación de velocidad de la n-ésima unidad DFIG en la i-ésima área de control
$\Delta \omega_{ni}$	Variaciones de velocidad de las turbinas eólicas de la n-ésima unidad DFIG en la i-ésima área de control

ΔP_{NCni}	Variaciones de la potencia de las unidades DFIG de la n-ésima unidad DFIG en la i-ésima área de control
T_{awni}	Constante de tiempo de la turbina de la n-ésima unidad DFIG en la i-ésima área de control
R_{wni}	Constante de regulación de la n-ésima unidad DFIG en la i-ésima área de control
T_{wwni}	Constante de tiempo de medición de frecuencia de la n-ésima unidad DFIG en la i-ésima área de control
H_{eni}	Constante de inercia de la n-ésima unidad DFIG en la i-ésima área de control
T_{rwni}	Constante de tiempo de medición de frecuencia de la n-ésima unidad DFIG en la i-ésima área de control
k_{wini}	Constante integral del controlador de velocidad de la n-ésima unidad DFIG en la i-ésima área de control
k_{wpni}	Constante proporcional del controlador de velocidad de la n-ésima unidad DFIG en la i-ésima área de control
nw	Número de unidades DFIG
Δx_{1nesi}	Variaciones de estado intermedias de los compensadores de fase en la i-ésima área de control
Δx_{2nesi}	Variaciones de estado al final de los compensadores de fase en la i-ésima área de control
ΔP_{esni}	Variaciones de potencia entregadas por el n-ésimo sistema de almacenamiento de energía en la i-ésima área de control.
T_{1esni}	Constante de tiempo 1 del compensador de fase del n-ésimo sistema de almacenamiento de energía en la i-ésima área de control.
T_{2esni}	Constante de tiempo 2 del compensador de fase del n-ésimo sistema de almacenamiento de energía en la i-ésima área de control.
T_{3esni}	Constante de tiempo 3 del compensador de fase del n-ésimo sistema de almacenamiento de energía en la i-ésima área de control.
T_{4esni}	Constante de tiempo 4 del compensador de fase del n-ésimo sistema de almacenamiento de energía en la i-ésima área de control.
k_{esni}	Ganancia del n-ésimo sistema de almacenamiento de energía en la i-ésima área de control.
T_{esni}	Constante de tiempo del n-ésimo sistema de almacenamiento de energía en la i-ésima área de control.
nes	Número de sistemas de almacenamiento de energía
gpf_{ki}	factor de participación de la k-ésima unidad de generación de la i-ésima área de control
v_{1i}	Suma de la potencia local contratada y los disturbios de carga no previstos
ΔP_{di}	Disturbios de carga no previstos
v_{3i}	Diferencia entre la exportación e importación de potencia en la i-ésima área de control
ΔP_{Lj}	Demanda de potencia contratada por el área operativa j-ésima
$\Delta P_{tie-i,error}$	Error de potencia en la línea de transmisión
v_{4i}	Vector de las demandas contratadas por las DISCOs de otra área de control con los GENCOs de la i-ésima área de control

K_{Ai}	Ganancia del amplificador del AVR en la i-ésima área de control
τ_{Ai}	Constante de tiempo del amplificador del AVR en la i-ésima área de control
K_{Ei}	Ganancia del excitador del AVR en la i-ésima área de control
τ_{Ei}	Constante de tiempo del excitador del AVR en la i-ésima área de control
K_{Gi}	Ganancia del generador síncrono del AVR en la i-ésima área de control
τ_{Gi}	Constante de tiempo del generador del AVR en la i-ésima área de control
K_{Ri}	Ganancia del sensor del AVR en la i-ésima área de control
τ_{Ri}	Constante de tiempo del sensor del AVR en la i-ésima área de control
ΔP_e	Variaciones de potencia eléctrica entregadas por el AVR
P_s	Coeficiente de potencia del sistema
$\Delta \delta_i$	Variaciones en el ángulo del rotor de la i-ésima área de control
K_2	Constante de los cambios de potencia en relación con el cambio de la fuerza electromagnética en el estator
E'	Fuerza electromagnética del estator
ΔV_t	Variaciones en el voltaje en las terminales del generador
K_5	Constante del cambio en el voltaje en las terminales con el cambio del ángulo del rotor a fuerza electromagnética constante.
K_6	Constante del cambio en el voltaje en las terminales por un cambio en la fuerza electromagnética a ángulo del rotor constante
$\Delta E'$	Variaciones en la fuerza electromagnética del estator
ΔV_{Ei}	Variaciones de voltaje a la salida del excitador del AVR de la i-ésima área de control
ΔV_{Ai}	Variaciones de voltaje a la salida del amplificador del AVR de la i-ésima área de control
ΔV_S	Variaciones de voltaje a la salida del sensor del AVR de la i-ésima área de control
ΔV_{e02i}	Señal de error de controlador PI del AVR de la i-ésima área de control
V_i	Magnitud de voltaje en el i-ésimo nodo
θ_i	Ángulo de fase del voltaje en el i-ésimo nodo
S_{ij}	Flujo de potencia aparente entre el i-ésimo y el j-ésimo nodo
I_{ij}	Corriente que viaja entre el i-ésimo y el j-ésimo nodo
X_{ij}	Reactancia de la línea de transmisión conectada entre el i-ésimo y el j-ésimo nodo
P_{ij}	Flujo de potencia activa entre el i-ésimo y el j-ésimo nodo
Q_{ij}	Flujo de potencia reactiva entre el i-ésimo y el j-ésimo nodo
Z_{ij}	Impedancia conectada entre el i-ésimo y el j-ésimo nodo
G_i	Generador conectado en el i-ésimo nodo de la red
S_{Gi}	Potencia aparente generada en el i-ésimo nodo de la red
S_{Di}	Potencia aparente demandada en el i-ésimo nodo de la red

y_{ij}	Admitancia conectada entre el i-ésimo y el j-ésimo nodo
Y_{sh}	Admitancia en derivación
Y_{ser}	Admitancia en serie
I_{BUS}	Vector de inyecciones de corriente de la red
V_{Bus}	Vector de los voltajes nodales de la red
Y_{BUS}	Matriz de admitancias nodales de la red
δ_i	Ángulo del voltaje en el i-ésimo nodo
$P_{perdidas}$	Perdidas de potencia activa en la red eléctrica
$Q_{perdidas}$	Perdidas de potencia reactiva en la red eléctrica
$P_{(t)}$	Inyección de potencia al sistema en el tiempo t
$P_{c,i}$	Inyección de potencia al sistema en condiciones iniciales
$V_{i,(t)}$	Voltaje en las terminales en el i-ésimo nodo en el tiempo t
$V_{c,i}$	Voltaje en las terminales de la i-ésima unidad de generación en condiciones iniciales

Acrónimos

SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
LFC	Control de Frecuencia de Carga
AGC	Control Automático de Generación
ACE	Error de Control de Área
I	Controlador Integral
P	Controlador Proporcional
PI	Controlador Proporcional- Integral
PID	Controlador Proporcional-Integral-Derivativo
BFA	Algoritmo de Forraje de Bacterias
PI-GA	Controlador Proporcional Integral basado en Algoritmos Genéticos
PV	Generador Fotovoltaico
DFIG	Generador de Inducción Doblemente Alimentado
ESS	Sistemas de Almacenamiento de Energía
VIU	Empresa de Servicios Públicos Integrados Verticalmente
GENCOs	Compañías de Generación de Energía
DISCOs	Compañías de Distribución de Energía
IPP	Productores de Potencia Independientes
ISO	Operador Independiente del Sistema
ICA	Administrador de Contratos Independientes
TSO	Operador del Sistema de Transmisión
DPM	Matriz de Participación de las Compañías de Distribución
GPM	Matriz de Participación de las Compañías de Generación
LCK	Ley de Corrientes de Kirchhoff
AVR	Regulador Automático de Voltaje
RES	Fuentes de Energía Renovable
MPPT	Máximo Seguimiento de Punto de Potencia
MPP	Máximo Punto de Potencia
CD/DC	Corriente Directa
CA/AC	Corriente Alterna
SCR	Rectificador de Estado Sólido

Capítulo 1

Introducción

1.1. Estado del Arte

Por los efectos de la industrialización, crecimiento de la población, entre otros. La demanda de potencia eléctrica constantemente ha ido en aumento alrededor del mundo (Hirsch et al., 2018). Debido a lo anterior e incluyendo el deseo de la reducción de la huella de carbono para mitigar el cambio climático, se ha optado por el uso de fuentes renovables de energía (RES) para satisfacer la creciente demanda en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) mundiales (Latif et al., 2020). La inercia suministrada al sistema eléctrico por los sistemas de generación convencional se ve disminuida por la entrada masiva de RES, aunque presentan beneficios al reducir la huella de carbono y la disminución en la quema de combustibles fósiles provoca afectaciones en la operación de los SEP. Este problema es analizado en sistemas de gran escala mediante el uso del control de frecuencia de carga (LFC) (Zhang et al., 2020), cuya función es regresar al sistema a sus valores nominales después de un cambio repentino entre la relación demanda-generación; esto se realiza mediante acciones de control primario, como lo son la apertura de válvulas en centrales térmicas (Liu et al., 2023) y el control secundario conocido como señal de control de error de área (ACE) (Bevrani, 2009), que en el caso de las RES es difícil incluirlas en las funciones de control de frecuencia debido a su carencia de masa rodante e intermitencia en los SEP. Al realizar los análisis de LFC en los SEP actuales, los controladores seleccio-

nados son controles clásicos de tipo proporcional, P, integral, I, proporcional-integral, PI, proporcional-integral-derivativo, PID, por sus beneficios en cuestión de robustez, fácil implementación, entre otros (Jha et al., 2019), (Mahto and Mukherjee, 2017). En (Dhundhara and Verma, 2016) se diseña un controlador dual proporcional-integral (DPI) usando algoritmos de búsqueda gravitacional (GSA). Un control PID es presentado como un control secundario para controlar la frecuencia en microrredes en modo isla y es utilizado en (Alayi et al., 2021). En (Kader et al., 2022) un controlador PID con orden fraccional (FOPID) es diseñado para mitigar el error en estado estable, la reducción de variaciones transitorias, las no linealidades del sistema y las incertidumbres. Por su parte, en (Civelek et al., 2018), se presenta un control clásico PI utilizando un algoritmo de forraje de bacterias (BFA) para determinar las constantes óptimas del controlador. Para el desarrollo de esta investigación se ha seleccionado el uso de un controlador PI basado en algoritmos genéticos (PI-GA) similar al utilizado en (Otchere et al., 2020), pero cambiando la selección de las constantes del controlador en base a funciones multiobjetivo presentadas en (Otchere et al., 2020) tratando de encontrar los valores óptimos para así minimizar los costos de las variaciones de frecuencia en el sistema, además de tener un buen desempeño en el LFC. Con la evolución del problema de LFC, diferentes métodos de optimización han sido empleados para determinar los parámetros de los controladores utilizados desde un método de gradiente de Newton en (Donde et al., 2001), partículas de enjambre (Roy et al., 2009), control por modos deslizantes en (Klimontowicz et al., 2015), entre otros, los cuales entregaron buenos resultados en la regulación de frecuencia en ambientes desregulados.

En el desarrollo del problema de LFC de esta investigación se presentan modelos de diferentes sistemas de generación de manera que se pueda lograr el modelado más cercano a los SEP que se encuentran alrededor del mundo. Se presenta el modelo de centrales convencionales como lo son las centrales térmicas sin recalentamiento presentado en (O., 2003), centrales térmicas con recalentamiento simple mostradas en (J, 2016) al igual que el modelo de la central térmica con recalentamiento doble, por parte de las centrales hidráulicas el modelo seleccionado se encuentra en (J, 2016), los modelos de las RES utilizadas en el desarrollo de este documento son por parte de generadores eólicos de inducción con doble alimentación (DFIG) presentado en (Abo-Elyousr, 2016), además de incluir un modelo

de inercia virtual con el fin de poder estudiar si los generadores eólicos pueden ayudar al problema de LFC mostrado en (Abo-Elyousr, 2016) y (Morren et al., 2006). El modelo de las unidades fotovoltaicas (PV) utilizado es el mostrado en (Khamies et al., 2021). Por último, se agregan los modelados de 2 sistemas de almacenamiento de energía (ESS) mediante el uso de súper capacitores y bobinas súper conductoras que pueden ser consultados en (Yuniahastuti et al., 2016) y (B., 2019) respectivamente.

Con el continuo desarrollo de los SEP, las configuraciones tradicionales de estos se han transformado de ser un sistema centralizado donde una sola compañía es dueña de todo el sistema de transmisión, a un sistema descentralizado donde se cuentan con diferentes entidades dueñas de los sistemas de transmisión conocidas como compañías de distribución (DISCO). Cada una de estas compañías divide el SEP en áreas de control interconectadas entre sí solo por un enlace de transmisión. Dentro de cada área de control, las compañías generadoras de energía (GENCO) anteriormente solo atendían los desbalances de potencia del área de control donde se encontraran, pero al transformarse el mercado eléctrico a uno desregulado, cualquier DISCO podría comprar energía de cualquier GENCO independientemente de que se encuentre en su área de control o no. Este concepto es planteado en (Bevrani, 2009). Referente al control de frecuencia de carga en sistemas desregulados, en (R et al., 2016), se presenta dicho estudio mediante el uso de la matriz de participación de distribución, la cual realiza la conexión de los contratos bilaterales en el sistema. En (Dhundhara and Verma, 2018) se presenta el uso de generadores DFIG, al igual que ESS de capacitores para la regulación de frecuencia en un sistema desregulado de 2 áreas. Por su parte, en (Yuniahastuti et al., 2016) se presenta el uso de capacitores como ESS en un sistema desregulado con el uso de centrales gas, hidro y térmicas en un sistema de 2 áreas. En (Bevrani et al., 2004a) y (Bevrani et al., 2004a) se presenta el uso de la matriz de participación de generadores donde se representan los contratos entre las compañías de distribución y de generación, además de mostrar el planteamiento de control de frecuencia en sistemas de 3 áreas de control.

Para el modelo de la red, existen diferentes métodos para resolver el problema de flujos de potencia mediante métodos iterativos para la solución de ecuaciones no lineales, ya sea por Gauss-Seidel, Newton-Raphson, entre otros (Kundur, 1994). La solución

de dichos métodos iterativos proporciona el estado de la red eléctrica bajo condiciones de estado estacionario, lo cual al carecer de ecuaciones diferenciales este análisis no se puede realizar para conocer el comportamiento dinámico de la red eléctrica; sin embargo, lo que esto permite es a determinar las condiciones iniciales de la red antes de comenzar el análisis del comportamiento después del aumento de carga (Saadat, 1998), (B., 2019). Para obtener el comportamiento dinámico de la red se planea utilizar lo presentado en (Sauer and Pai, 1998) donde se realiza la solución del problema de flujos de potencia para conocer las condiciones iniciales de la red eléctrica y posteriormente, con el análisis dinámico que proporciona el análisis de LFC-AVR realizar el cálculo de las corrientes inyectadas a la red eléctrica durante el desbalance entre carga y generación para así conocer el comportamiento de la red eléctrica ante este evento .

Referente a la determinación de los costos de los desbalances ocasionados por el aumento de demanda en el sistema hay muchos planteamientos existentes. En (Montoya-Bueno et al., 2020) se plantea un escenario dependiente a las decisiones de operación donde se trata de minimizar los costos de inversión en plantas fotovoltaicas y eólicas, además de los costos de operación y los costos de sustentación como lo son energía comprada de subestaciones y la energía pérdida. En (Kamboj et al., 2022), un algoritmo slime mould (SMA) es utilizado como herramienta matemática para resolver el despacho económico de funciones no convexas y costo-eficiencia de un sistema eléctrico de potencia. En (Refaat et al., 2023) se presenta el planteamiento de un mercado de potencia reactiva a nivel de distribución para lograr las necesidades de un sistema descentralizado y descarbonizado. Por su parte, en (Jordehi et al., 2022) se propone un modelo estocástico de dos etapas con restricciones de liberación de mercado y seguridad en sistemas eléctricos con sistemas de almacenamiento de energía y el uso de generadores eólicos. Mientras que en (Zhang et al., 2020), se plantea un modelo económico de control predictivo distribuido, para un problema de control de frecuencia de carga para sistemas prácticos multi área incluyendo generadores eólicos en un ambiente de mercado de potencia. En (Tsaousoglou et al., 2021), se realiza la presentación de mercados eléctricos locales basándose en los atributos de este tipo de mercado eléctrico. En (De et al., 2018), provee un modelo de optimización estocástico de dos etapas para les oferta a compañías de generación con unidades térmicas y

de granjas de generadores eólicos. En base al desarrollo de estos planteamientos se planea llegar a cuantificar los costos de operación y de violación de contrato analizados mediante el uso del LFC. Se implementarán los modelos de red para el control de frecuencia en ambientes regulados y desregulados, y desarrollo del modelo de cuantificación de costos asociados al control de frecuencia.

1.2. Planteamiento del Problema

El crecimiento sostenido de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) a nivel mundial, junto con el aumento en la penetración de sistemas de energías renovables (RES) para atender la demanda energética y reducir la huella de carbono asociada a la generación convencional, ha provocado una disminución de la inercia disponible en el sistema. Esta reducción de inercia incrementa la sensibilidad de la frecuencia ante variaciones de carga y perturbaciones, lo que hace necesario profundizar en el análisis del control de frecuencia de carga (LFC).

El objetivo principal de esta investigación es ampliar el alcance de los estudios clásicos de LFC, en los cuales el SEP se divide en áreas de control descentralizadas conectadas entre sí mediante enlaces de transmisión. En dichos enfoques, con frecuencia se simplifican o se omiten los intercambios de potencia que ocurren en cada área. Por ello, se propone incorporar el modelado interno de la red eléctrica con el fin de obtener un entendimiento más detallado del comportamiento del sistema ante variaciones de carga. A partir de este modelado, se busca cuantificar los costos asociados a dichas variaciones para establecer esquemas de cobro que permitan identificar quién provoca las desviaciones de frecuencia y, por tanto, quién debe asumir la responsabilidad correspondiente.

Adicionalmente, se considera la inclusión de mercados desregulados, ya implementados en diversos países, en los que participan múltiples empresas propietarias de los sistemas de transmisión (TRANSCO) y compañías de generación (GENCO). En este contexto, una TRANSCO puede establecer contratos con distintas GENCO, independientemente de si estas se encuentran dentro de su misma área de control, lo cual modifica los patrones de operación e intercambio de potencia y añade complejidad al análisis de la regulación

de frecuencia.

El problema se formula en una representación en el espacio de estados, con el propósito de desarrollar un esquema escalable que pueda implementarse sin depender de software especializado. Asimismo, se integra el modelado de diferentes tipos de unidades RES para representar condiciones de operación más cercanas a las de los sistemas modernos, incluyendo el uso de almacenamiento de energía como soporte para mejorar la regulación de frecuencia.

En general, el análisis del LFC permite comprender los fenómenos y las acciones de control que se activan ante un desbalance entre carga y generación, aportando información clave sobre la dinámica de la frecuencia y de la potencia activa entregada al sistema. Por otra parte, el análisis del regulador automático de voltaje (AVR) permite caracterizar el comportamiento del voltaje en las terminales de los generadores y su efecto sobre la operación del sistema.

1.3. Hipótesis

Es posible desarrollar una formulación matemática que incorpore el modelo de LFC-AVR en espacio de estados para diferentes tipos de generación convencional y fuentes renovables de energía en un sistema escalable en función del número de áreas de control y unidades de generación. Así mismo, es posible utilizar una técnica heurística que optimice la respuesta dinámica del sistema con base en las desviaciones de frecuencia y potencia transmitida en los enlaces de transmisión de cada área. Lo anterior, posibilitará el cálculo de la respuesta dinámica de la red eléctrica y el establecimiento de esquemas de penalización y bonificación fundamentados en mercados eléctricos desregulados.

1.4. Objetivos de la Tesis

1.4.1. Objetivo general

Determinar y analizar el comportamiento de la red eléctrica ante cambios en la demanda de potencia del sistema, utilizando la formulación del control de frecuencia de

carga LFC-AVR para analizar el sistema por áreas de control y, posteriormente, implementar la topología de la red para estudiar cómo se comportan los intercambios de potencia al igual que los voltajes nodales en toda la red con el objetivo que se pueda realizar un análisis de costos y cuantificar el precio de los desbalances de potencia del sistema.

1.4.2. Objetivos Particulares

- Desarrollar un programa mediante la representación de espacio de estados para poder modelar cualquier problema de control de frecuencia de carga utilizando o no, fuentes renovables de energía y sistemas de almacenamiento.
- Implementar los modelos desarrollados para el control de frecuencia en ambientes regulados y desregulados.
- Implementar la formulación generalizada en el entorno de MATLAB.
- Desarrollar un programa para poder determinar el modelado de la red eléctrica para poder determinar el comportamiento de esta al presentarse un desbalance en alguna de las áreas de control del sistema.
- Complementar el estudio de LFC con el modelado de red en el entorno de MATLAB.
- Cuantificar los costos asociados a los desbalances en el sistema, con el fin de determinar los montos al presentarse violaciones en los contratos de demanda de potencia en el sistema.

1.5. Contribuciones

Las contribuciones que se esperan en el desarrollo de esta investigación son:

- Implementación de siete modelos diferentes de unidades de generación convencionales y no convencionales para el control de frecuencia en entornos regulados y desregulados incluyendo el modelo de AVR.

- Implementación conjunta de los modelos de control de frecuencia y regulación de voltaje para obtener el comportamiento dinámico completo de las unidades de generación.
- Un modelo simple para el cálculo de precios de potencia eléctrica suministrada a los sistemas para realizar el balance del mismo, otorgando bonificaciones a las unidades que aportan al control de frecuencia y penalizaciones a los usuarios que aumentan la demanda de potencia en el sistema.

1.6. Descripción de los Capítulos

Esta tesis se organiza de la siguiente forma:

Capítulo 2: En este capítulo se presenta el desarrollo de los modelos de control de frecuencia de las unidades, en mercados tanto regulados como desregulados. Además, se especifica el algoritmo de búsqueda para la sintonización de las ganancias de los controladores del sistema.

Capítulo 3: En este capítulo se presenta el desarrollo de los modelos de control de frecuencia de las unidades, incluyendo el modelo del regulador automático de voltaje y presentando sus diferencias con los modelos clásicos de regulación de frecuencia. Además, se presenta el cálculo de las condiciones iniciales del sistema eléctrico, al igual que el cálculo de las corrientes inyectadas o demandadas en el sistema por las cargas para poder realizar el análisis del comportamiento de la red.

Capítulo 4: En este capítulo se presenta el modelo de costos dentro del mercado de balances, donde se calcula el costo de producción de las unidades de generación y se otorgan bonificaciones a los generadores que atienden el desbalance, así como penalizaciones a los usuarios que ocasionan el desbalance.

Capítulo 5: En este capítulo se presentan los resultados de los casos de estudio y se hace una comparación de los comportamientos dependiendo del mercado en el que se opera.

Capítulo 6: En este capítulo se presentan las conclusiones relacionadas con los objetivos de la tesis y se proponen trabajos futuros para continuar con la investigación.

Capítulo 2

Modelos matemáticos de sistemas de potencia para el control de frecuencia

2.1. Introducción

En la operación de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) busca mantener la frecuencia cercana a su valor nominal y las magnitudes de voltaje dentro de rangos aceptables, de modo que el sistema opere en condiciones cuasiestacionarias. No obstante, variaciones en la demanda, la integración de nuevos elementos de baja inercia y la operación interconectada introducen desbalances de potencia activa y reactiva, lo que se manifiesta principalmente como desviaciones de frecuencia y voltaje.

Ante contingencias o cambios abruptos de carga, el SEP puede transitar a un estado de operación de emergencia. Si no se aplican acciones correctivas oportunas, estas desviaciones pueden reducir los márgenes de estabilidad y, en casos severos, conducir a la pérdida de sincronismo o al colapso parcial o total del sistema.

En este capítulo se presentan los fundamentos del control de frecuencia de carga (Load Frequency Control, LFC) y su relación con el control automático de generación (Automatic Generation Control, AGC). El enfoque se centra en los desbalances de potencia activa, ya que determinan la dinámica de la frecuencia y justifican la acción coordinada de los controles primario y secundario, así como el seguimiento de los intercambios de

potencia en los enlaces de interconexión.

2.1.1. Lazos fundamentales del control de frecuencia

La frecuencia en un sistema provee un índice de suma importancia en los sistemas eléctricos, que indica qué tan satisfactoriamente se cumple el balance entre carga y generación. Por lo tanto, un cambio en la demanda de potencia activa en un punto de la red se ve reflejado en un cambio en la frecuencia. El control de frecuencia y la generación de potencia activa son comúnmente conocidos como LFC, el cual es una función principal del AGC de los sistemas (Bevrani, 2009), (Zamudio, 2023).

Dependiendo del tipo de generación, la potencia activa entregada por el generador es controlada mediante el par mecánico entregado a la salida del motor primario, como podría ser: una turbina de vapor, turbina de gas, turbina hidráulica o un motor diésel. En los casos de las turbinas de vapor o hidráulicas, el par mecánico es controlado mediante la apertura o cierre de las válvulas, regulando la entrada del flujo de vapor o agua a la turbina. El flujo debe ser continuamente regulado para igualar la demanda de potencia activa; por defecto, la velocidad de la máquina variará lo que creará un cambio en la frecuencia. Para una operación satisfactoria de un sistema de potencia, la frecuencia debe mantenerse cerca de valores constantes (Bevrani, 2009), (Kundur, 1994), (Zamudio, 2023).

En adición al control primario de frecuencia, los generadores síncronos de gran tamaño están equipados con un lazo de control suplementario. Un diagrama de bloques de un generador síncrono equipado con lazos de control de frecuencia es mostrado en la Figura 2.1 (Bevrani, 2009).

En la Figura 2.1, el gobernador de velocidad mide los cambios de velocidad (frecuencia) mediante los lazos de control primario y suplementario. El amplificador hidráulico provee la fuerza mecánica necesaria para posicionar la válvula primaria en contra del vapor (o agua) a alta presión, y el cambiador de velocidad provee una salida de potencia para mantener el estado estable en la turbina (Bevrani, 2009).

Cada una de las unidades de generación cuenta con un gobernador de velocidad, el cual provee el control de velocidad primario, y todas atienden los cambios de generación en general, independientemente de la localización de la carga, mediante el cambio de velo-

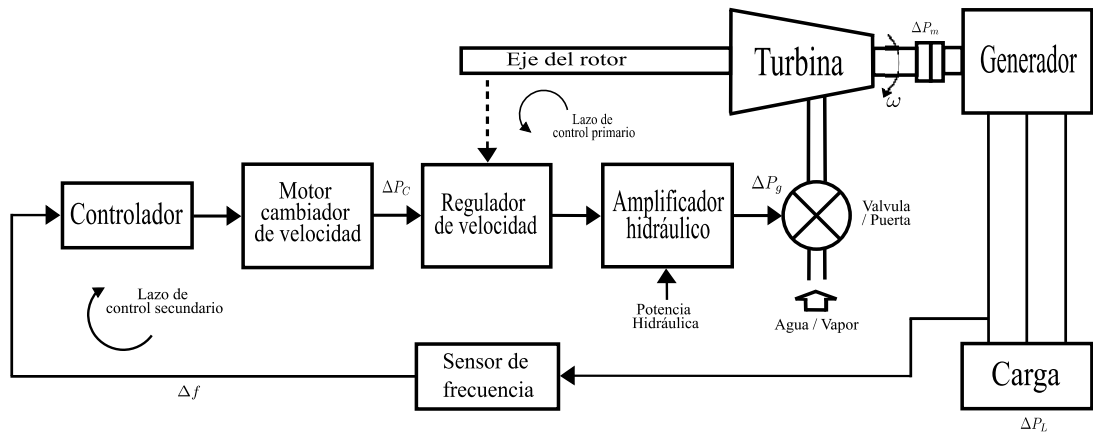


Figura 2.1: Diagrama de bloques esquemático de un generador síncrono con lazos de control básicos (Bevrani, 2009)

cidad en el gobernador. Sin Embargo, las acciones del control primario no son suficientes para regresar la frecuencia del sistema, especialmente cuando se trata de un SEP interconectado. Por lo tanto, se requiere del uso de un control suplementario, como es mostrado en la Figura 2.1, para ajustar el punto de referencia de la carga mediante el cambiador de velocidad del motor. El control suplementario realiza una retroalimentación mediante las variaciones de frecuencia y se agrega al control primario mediante un controlador dinámico. La señal resultante (ΔP_C) es usada para regular la frecuencia del sistema. En los SEP actuales, el controlador dinámico es usualmente un simple controlador proporcional-integral (PI) (Bevrani, 2009).

De acuerdo con la Figura 2.1, la frecuencia sufre un cambio (Δf) después de un cambio en la carga (ΔP_L). Mientras que el mecanismo de retroalimentación genera una señal apropiada para que la turbina ajuste la generación (ΔP_m) para seguir la carga y restaurar la frecuencia del sistema (Bevrani, 2009).

2.1.2. Modelo de respuesta a la frecuencia

Los SEP tienen una naturaleza no lineal y variante en el tiempo. Sin embargo, con el propósito de análisis del control de frecuencia en presencia de disturbios en la carga, se utiliza un modelo linealizado. Cabe mencionar que, a comparación de la dinámica de

voltaje y ángulo de rotor, la dinámica de la frecuencia es significativamente más lenta, estando en los rangos de segundos y minutos; por lo tanto, su análisis puede ser realizado por separado (Bevrani, 2009).

En esta sección, se realiza la representación del modelo de control de frecuencia, con base al diagrama presentado en la Figura 2.1, comenzando el análisis con un sistema de un solo generador hasta llegar a sistemas más complejos que serán mostrados más adelante. En general, la dinámica entre generación y carga mediante el incremento del desbalance de potencia ($\Delta P_m - \Delta P_L$) y las variaciones en la frecuencia (Δf) pueden ser representadas mediante

$$\Delta P_m(t) - \Delta P_L(t) = 2H \frac{d\Delta f(t)}{dt} + D\Delta f(t) \quad (2.1)$$

Donde Δf son las variaciones en la frecuencia, ΔP_m es el cambio de la potencia mecánica, ΔP_L es el cambio de carga, H es la constante de inercia y D es el coeficiente de amortiguamiento de la carga. El coeficiente de amortiguamiento de la carga es usualmente representado como un porcentaje de cambio en la carga por cada 1 % de cambio en la frecuencia. Por ejemplo, un valor de 1.5 para D representa que un cambio en la frecuencia de 1 % causará un cambio de 1.5 % en la carga (Bevrani, 2009). Usando la transformada de Laplace en (2.1), puede ser reescrita como

$$\Delta P_m(s) - \Delta P_L(s) = 2Hs\Delta f(s) + D\Delta f(s) \quad (2.2)$$

La representación en diagrama de bloques de la ecuación (2.2) se puede observar en la Figura 2.2. La representación de este modelo de generador-carga puede reducir el diagrama representado en la Figura 2.1, resultando en el diagrama presentado en la Figura 2.3.

Para realizar el análisis del control de frecuencia, es necesario realizar la representación en bloques del gobernador de velocidad y la turbina para unidades de vapor e hidráulicas (Bevrani, 2009).

En el caso de la representación de la turbina, mostrada en la Figura 2.3, se relaciona el cambio de la salida de potencia mecánica (ΔP_m) con los cambios de posición de las

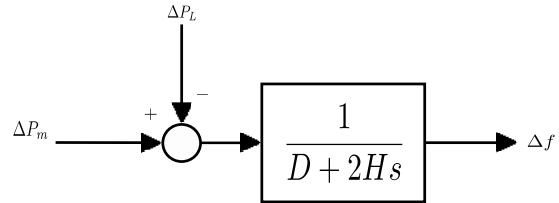


Figura 2.2: Modelo de carga y masa rodante (Bevrani, 2009).

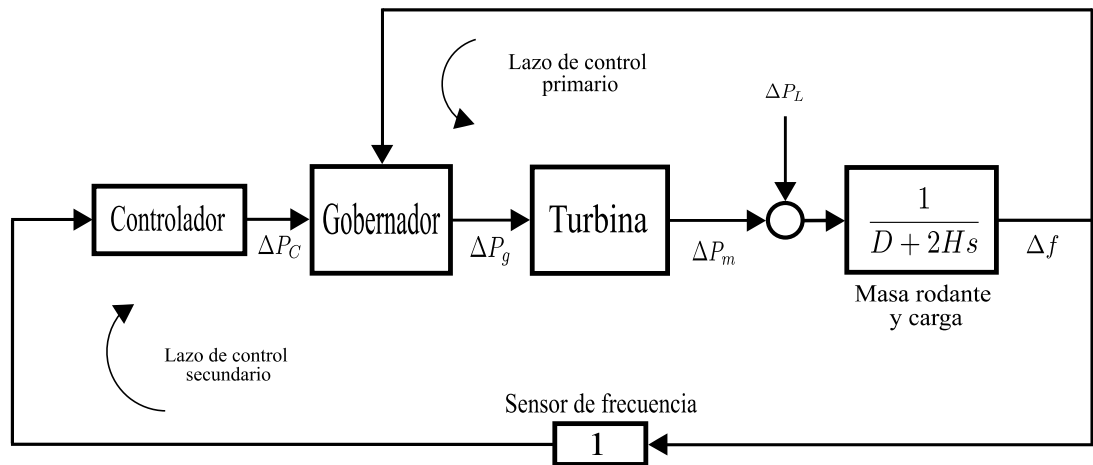


Figura 2.3: Diagrama de bloques reducido de la Figura 2.1 (Bevrani, 2009)

válvulas de vapor (ΔP_g). Existe una variedad amplia de tipos de turbina dependiendo de sus características. La representación más simple es la de una turbina de vapor sin recalentamiento que puede ser aproximada con una sola constante de tiempo T_t , dando como resultado la siguiente función de transferencia (Saadat, 1998).

$$G_T = \frac{\Delta P_m(s)}{\Delta P_g(s)} = \frac{1}{1 + T_t(s)} \quad (2.3)$$

Cuando la carga eléctrica del generador es aumentada repentinamente, la potencia eléctrica excede la entrada de potencia mecánica. Este déficit de potencia es suministrado mediante la energía cinética almacenada en el sistema rodante de la máquina. La reducción de la energía cinética causa que la velocidad de la turbina y, por consiguiente, la frecuencia del generador caigan. Las variaciones de velocidad son sensadas por el gobernador de la turbina, el cual actúa para ajustar la posición de la válvula de entrada de la turbina para modificar la salida de potencia mecánica para llevar a la velocidad a un nuevo estado estable. Para una operación estable, los gobernadores son diseñados para permitir que la velocidad caiga mientras que la carga aumenta. A esto se le conoce como estatismo (R). El estatismo típico de los gobernadores es del 5-6 por ciento desde cero a carga máxima (Saadat, 1998).

El mecanismo del gobernador de velocidad actúa como un compensador del que su salida es ΔP_g , que es la diferencia entre la potencia de referencia del controlador ΔP_C y las variaciones de frecuencia $\frac{1}{R}\Delta f$.

$$\Delta P_g = \Delta P_C - \frac{1}{R}\Delta f \quad (2.4)$$

Representada en el dominio de Laplace

$$\Delta P_g(s) = \Delta P_C(s) - \frac{1}{R}\Delta f(s) \quad (2.5)$$

La representación de ΔP_g es transformada mediante un amplificador hidráulico a una nueva posición en las válvulas de entrada de vapor ΔP_C . Asumiendo que la relación es lineal y considerando una simple constante de tiempo T_g , la representación del bloque en el dominio de Laplace es (Saadat, 1998):

$$G_g(s) = \frac{\Delta P_g(s)}{\Delta P_C(s)} = \frac{1}{1 + T_g(s)} \quad (2.6)$$

Representando el bloque representado en la Figura 2.2, la función de transferencia que modela el SEP es

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

Teniendo en cuenta esto, la frecuencia del sistema se define por

$$\Delta f(s) = G_P(s)[\Delta P_m(s) - \Delta P_L] \quad (2.8)$$

Sin embargo, como ya se mencionó en el sistema, al ser puramente control primario, prevalece un error de estado estable. Para eliminar dicho error, es necesario agregar un lazo de control secundario, como se muestra en la Figura 2.3. La señal debe ser alimentada al controlador mediante las variaciones de frecuencia del sistema; esta señal es conocida como control de error de área (ACE por sus siglas en inglés) y, en el caso de un sistema aislado, se define como

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

Donde β se conoce como factor de sesgo de frecuencia. La señal ΔP_C es el resultado de una acción de control del ACE entrando al controlador y es definida de la siguiente manera

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

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

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

El signo negativo del controlador es seleccionado 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 se tenga

un error, la salida del controlador asignará aumentos o decrementos según sea el caso, alcanzando un valor constante cuando el error es eliminado. Esto se logra mediante la constante del controlador integral, k_I , es utilizada para corregir pequeños errores en el sistema y llegar más rápido a la estabilización (Zamudio, 2023).

2.1.3. Modelo de control de frecuencia en sistemas de potencia interconectados

En orden de analizar la respuesta de frecuencia de un sistema de potencia aislado en la presencia de un cambio repentino en la carga, usualmente se utiliza modelar la dinámica de un sistema multi-máquina como una sola máquina equivalente. En este caso, el modelo propuesto en la sección anterior puede ser utilizado como un modelo equivalente de respuesta de frecuencia por todo el sistema de potencia multi-máquina.

En un sistema de potencia multiárea, comprende áreas interconectadas por líneas de transmisión de alto voltaje o tie-lines. La tendencia de la frecuencia medida en cada área de control es un indicador del desbalance de potencia en el sistema interconectado y no en solo una área de control. El LFC de un sistema en cada área de control de un sistema interconectado debe controlar el intercambio de potencia entre las otras áreas de control al mismo tiempo que lo hace con la frecuencia local. Es por este propósito, considerando la Figura 2.4, la cual muestra un sistema de potencia con N áreas de control (Bevrani, 2009).

El flujo de potencia en las tie-lines del área 1 al área 2 es

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

Donde X_{12} es la reactancia de la línea de transmisión entre el área 1 y el área 2, δ_1 y δ_2 son los ángulos de potencia de las máquinas equivalentes en las áreas 1 y 2 y V_1 , V_2 son los voltajes en las terminales de las máquinas equivalentes de las áreas 1 y 2.

Linealizado (2.12) cerca del punto de equilibrio (δ_1^0, δ_2^0)

$$\Delta P_{tie,12} = T_{12}(\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2) \quad (2.13)$$

Donde $\Delta \delta_1$ y $\Delta \delta_2$ son las variaciones en los ángulos de rotor de cada área de

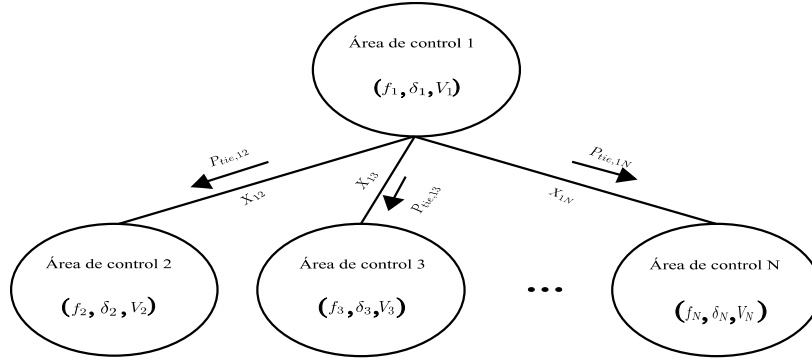


Figura 2.4: Sistema de potencia con N áreas de control (Bevrani, 2009).

control y T_{12} es el coeficiente de sincronización de torque dado por

$$T_{12} = \frac{|V_1||V_2|}{X_{12}} \cos(\delta_1^0 - \delta_2^0) \quad (2.14)$$

Considerando la relación entre el ángulo de potencia del área y la frecuencia, (2.13) se puede reescribir como

$$\Delta P_{tie,12}(s) = 2\pi T_{12} \left(\int \Delta f_1 - \int \Delta f_2 \right) \quad (2.15)$$

Donde Δf_1 y Δf_2 son las variaciones de frecuencia en las áreas 1 y 2, respectivamente. La transformación a Laplace de (2.15) quiere decir que $\Delta P_{tie,12}(s)$ se obtiene

$$\Delta P_{tie,12}(s) = \frac{2\pi}{s} T_{12} (\Delta f_1(s) - \Delta f_2(s)) \quad (2.16)$$

De igual manera, para N áreas de control (Figura 2.16), el intercambio total de potencia entre la área 1 y las otras áreas es

$$\Delta P_{tie,i} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta P_{tie,ij} = \frac{2\pi}{s} \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_j \right] \quad (2.17)$$

La ecuación (2.17) es representada en forma de diagramas de bloques en la Figura 2.5. El efecto de cambiar la potencia de una línea de transmisión para un área es equivalente a cambiar la carga de esa área. Sin embargo, $\Delta P_{tie,i}$ debe ser agregado a los cambios de potencia mecánica (ΔP_m) y los cambios de carga del área (ΔP_L). El siguiente punto a considerar es el lazo secundario en la presencia de una línea de transmisión. En el caso de una área

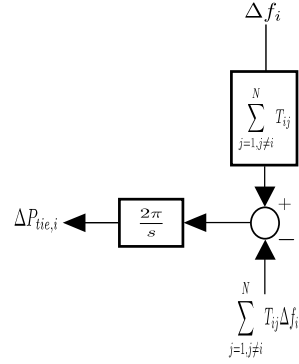


Figura 2.5: Diagrama de bloques para representación de intercambio de potencia entre el área de control i en un sistema de potencia con N áreas de control (Bevrani, 2009)

de control aislada, el lazo es realizado por una retroalimentación desde las desviaciones de frecuencia del área de control mediante un control dinámico mostrado en la Figura 2.3 (Bevrani, 2009).

En el caso de un sistema de potencia multiárea, adicionalmente de regular la frecuencia del área, el control suplementario debe mantener los intercambios de potencia de la red con las áreas vecinas en valores programados. Esto se hace generalmente, agregando las variaciones de flujo de la línea de transmisión a las desviaciones de frecuencia en el lazo de control suplementario. La expresión con la combinación de los cambios de frecuencia y potencia en las líneas de transmisión para el área i , conocido como ACE, es (Bevrani, 2009):

$$ACE_i = \Delta P_{tie,i} + \beta_i \Delta f_i \quad (2.18)$$

Donde β_i es el factor de sesgo de frecuencia y su valor es calculado como se muestra a continuación (Kundur, 1994):

$$\beta_i = \frac{1}{R_i} + D_i \quad (2.19)$$

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

En las áreas de control de los sistemas eléctricos actuales, se cuenta con una gran variedad de unidades de generación, como lo son centrales térmicas, de gas, solares, eóli-

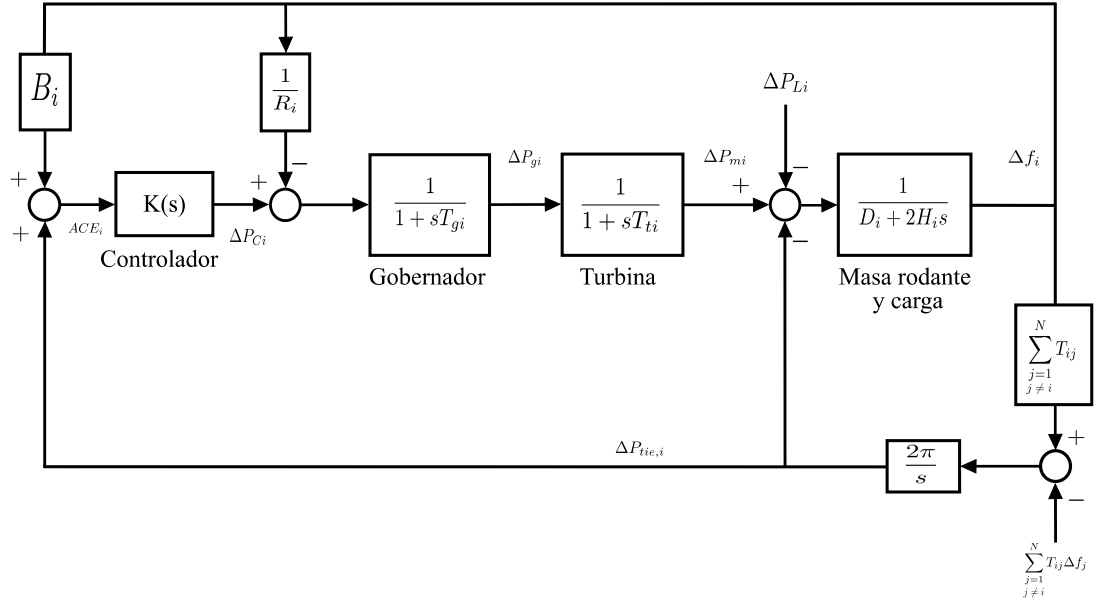


Figura 2.6: Área de control i con control suplementario completo (Bevrani, 2009)

cas, hidroeléctricas. Las cuales, en su ambiente operativo, pueden contribuir o no a la tarea del LFC. Esto se logra mediante el uso del factor de participación que puede ser diferente para cada unidad en el área de control (Bevrani, 2009; Bevrani and Hiyama, 2011; Zamudio, 2023). Estos factores de participación varían dependiendo de diferentes factores, como puede ser: en función de la oferta, disponibilidad, problemas de congestión, costos, entre otros; por eso, deben ser calculados en tiempo real y de manera dinámica. Para cumplir con este fin, el diagrama mostrado en la Figura 2.6 puede modificarse para incluir estos efectos como se muestra en la Figura 2.7.

Como se puede observar en la Figura 2.7, la potencia mecánica total aportada por todas las unidades de generación de la i-ésima área de control se puede definir como

$$\Delta P_{mi}(s) = \sum_{k=1}^n \Delta P_{mki}(s) \quad (2.20)$$

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

Agregando los efectos del control primario y secundario, la expresión para el

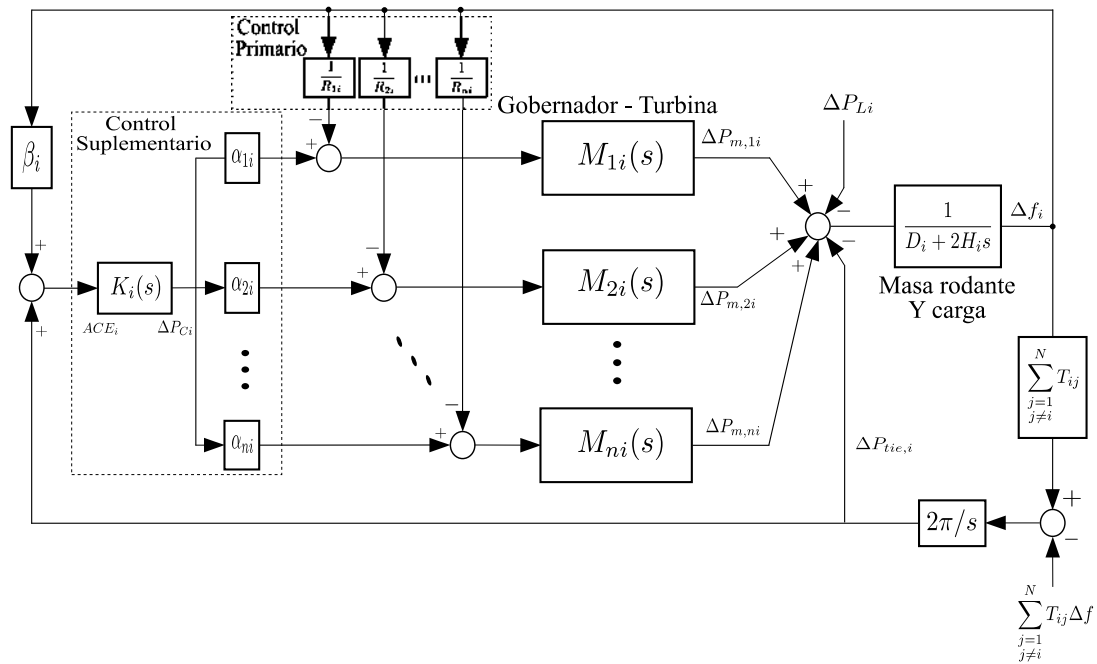


Figura 2.7: Sistema de LFC con diferentes unidades de generación y factores de participación en el área i (Bevrani, 2009)

cálculo de la frecuencia del sistema se expresa como

$$\Delta f_i(s) = \frac{1}{D_i + 2H_i s} \left[\sum_{k=1}^n \Delta P_{mki}(s) - \Delta P_{tie,i}(s) - \Delta P_{Li}(s) \right] \quad (2.21)$$

Ahora bien, la potencia mecánica $\Delta P_{mki}(s)$ con base en la Figura 2.7 se puede expresar como

$$\Delta P_{mki}(s) = M_{ki}(s) \left[\alpha_{ki} \Delta P_{Ci}(s) - \frac{\Delta f_i(s)}{R_{ki}} \right] \quad (2.22)$$

Donde M_{ki} es el conjunto de funciones de transferencia del gobernador y turbina de la k-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control, mientras que α_{ki} representa el factor de participación de la k-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control y R_{ki} representa el estatismo de la k-ésima unidad de generación en la i-ésima área de control (Bevrani, 2009; Bevrani and Hiyama, 2011; Kundur, 1994; Zamudio, 2023).

Después de un disturbio de carga dentro del área de control, la señal producida por el control suplementario es distribuida entre las unidades de generación en proporción al factor de participación asignado, para lograr que la generación siga a la demanda. Dentro del área de control, la sumatoria de los factores de participación es igual a 1.

$$\sum_{k=1}^n \alpha_{ki} = 1, \quad 0 \leq \alpha_{ki} \leq 1. \quad (2.23)$$

Sustituyendo la ecuación (2.22) en la ecuación (2.21) la frecuencia del sistema resulta en (Bevrani, 2009):

$$\Delta f_i(s) = \frac{1}{D_i + 2H_i s} \left[\sum_{k=1}^n M_{ki}(s) \left(\alpha_{ki} \Delta P_{Ci}(s) - \frac{\Delta f_i(s)}{R_{ki}} \right) - \Delta P_{tie,i}(s) - \Delta P_{Li}(s) \right] \quad (2.24)$$

Como resultado, se tiene una expresión para el LFC de sistemas interconectados cuando estos cuentan con múltiples unidades de generación.

2.1.5. Control proporcional-integral (PI) para el LFC

Comúnmente, los controles utilizados en la práctica para realizar el LFC son del tipo integral (I), con una forma $\frac{k_I}{s}$ (Mokhtar et al., 2022), el cual se encarga de eliminar

el error en estado estable, esto para ayudar al sistema a regresar a una operación con frecuencia en valor nominal y regresar los flujos de potencia en las líneas de transmisión a sus valores programados. Además, cabe mencionar que en la literatura ya se ha analizado el uso de diferentes tipos de controladores clásicos, como lo son los controles proporcional-integral (PI), proporcional-integral-derivativo (PID) con diferentes métodos de sintonización para las ganancias de los mismos (Jha et al., 2019)-(Klimontowicz et al., 2015). Todo esto se logra gracias a la sintonización adecuada de las ganancias del controlado (Zamudio, 2023)r.

Por consiguiente, para el desarrollo de este trabajo se selecciona el uso de controladores de tipo proporcional-integral (PI), para realizar el control del LFC, ya que, como es mostrado en la literatura, presenta mejoras en la respuesta a la frecuencia en SEP donde se cuenta con unidades de generación de tipo convencional como no convencional, debido a que los sistemas eléctricos modernos presentan una alta penetración de generación renovable o desregulación del mercado eléctrico. Lo cual presenta una mayor complejidad hablando en cuestión de la operación.

Considerando un sistema como el mostrado en la Figura 2.7, se observa que la señal ΔP_{Ci} es la salida de la acción de control $k_i(s)$ la cual se expresa como:

$$\Delta P_{Ci}(s) = k_i(s)ACE_i(s) \quad (2.25)$$

Considerando un controlador PI de estructura

$$k_i(s) = k_{Pi} + \frac{k_{Ii}}{s} \quad (2.26)$$

Donde k_{Pi} y k_{Ii} son las constantes proporcional e integral del controlador de la i-ésima área de control, respectivamente.

Sustituyendo las ecuaciones (2.18) y (2.26) en (2.25) se tiene lo siguiente

$$\Delta P_{Ci}(s) = (k_{Pi} + \frac{k_{Ii}}{s})(\Delta P_{tie,i}(s) + \beta_i \Delta f_i(s)) \quad (2.27)$$

Realizando el producto en la ecuación (2.27) y multiplicando por el operador de Laplace (s), la ecuación queda como

$$\Delta \dot{P}_{Ci} = k_{Pi}(\beta_i \Delta \dot{f}_i + \Delta \dot{P}_{tie,i}) + k_{Ii}(\beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie,i}) \quad (2.28)$$

La ecuación (2.28) representa la acción del controlador PI sobre la señal ACE_i para de esta manera eliminar el error en estado estable y mantener los valores de potencia programados en las líneas de transmisión.

Dentro de las siguientes secciones, se analizarán los modelos dinámicos de las unidades de generación consideradas para este trabajo y el uso del control PI utilizado para realizar el LFC.

2.2. Modelo matemático de centrales convencionales.

Para tener un análisis de LFC acertado, es necesario desarrollar con detalle los modelos de los diferentes dispositivos que componen las unidades de generación, debido a que cada central tendrá una respuesta dinámica diferente ante un disturbio en la demanda de potencia del sistema. Para las centrales convencionales descritas en esta sección, es de suma importancia el análisis de la respuesta inercial ante cualquier disturbio, así como la velocidad de respuesta de los sistemas de gobernanación, de las turbinas y, en caso de tener, las etapas de recalentamiento de vapor. Para desarrollar esto, se presenta el funcionamiento de estos dispositivos de manera detallada a partir de su representación en diagramas de bloques para cada dispositivo; esto permitirá el desarrollo de los modelos generalizados en espacio de estados.

En este trabajo de tesis, se incluyen los tipos de centrales convencionales térmicas sin recalentamiento, con recalentamiento simple, recalentamiento doble e hidráulicas.

2.2.1. Centrales térmicas

En este tipo de centrales eléctricas, se tiene como objetivo el calentamiento de agua para crear vapor a alta temperatura y presión. Esto se logra mediante la quema de combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas, entre otras) o, en su defecto, mediante un reactor nuclear. Este vapor es dirigido a un conjunto de turbinas que transformarán la energía

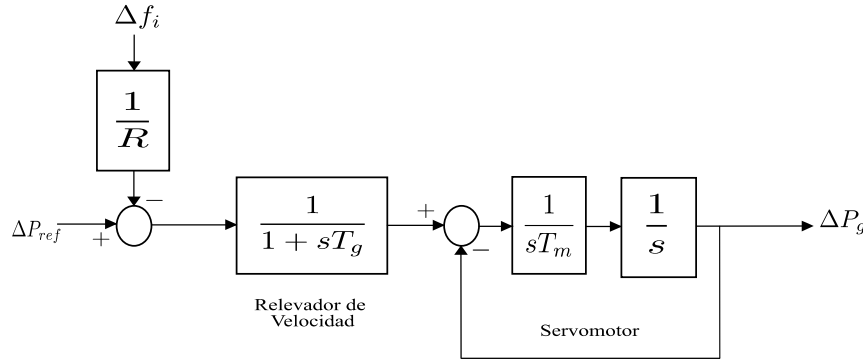


Figura 2.8: Modelo genérico de sistema de gobernanación para central térmica

mecánica del flujo de vapor en energía eléctrica. El vapor es producido en una caldera donde se seca y se sobrecalienta mediante los gases resultantes de la quema de los combustibles y es dirigido hacia la chimenea. El vapor sobrecalentado fluye a través de un conjunto de tuberías y válvulas en dirección a la turbina de alta presión. La válvula de control es la encargada de regular el flujo de vapor en función de las necesidades de la demanda de potencia requerida por la central. Dependiendo del tipo de turbina, sea sin recalentamiento, recalentamiento simple o doble, este vapor sale de la turbina de alta presión y puede o no incorporarse uno o varios procesos de recalentamiento, donde se recalienta antes de fluir hacia la turbina de media presión. Este proceso se utiliza principalmente para aumentar la eficiencia de la central, aunque aumentando los tiempos de respuesta (O., 2003; J, 2016; Kundur, 1994). El vapor 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, donde una bomba impulsa el agua del condensador hacia la caldera para comenzar con 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 (Bevrani, 2009; O., 2003; J, 2016; Kundur, 1994; Bevrani and Hiyama, 2011):

$$T_g(s) = \frac{1}{1 + T_g(s)} \quad (2.29)$$

Los modelos matemáticos de los gobernadores típicamente tienen una regulación de velocidad de un 5 o 6 % (Saadat, 1998). Un modelo genérico para los sistemas de go-

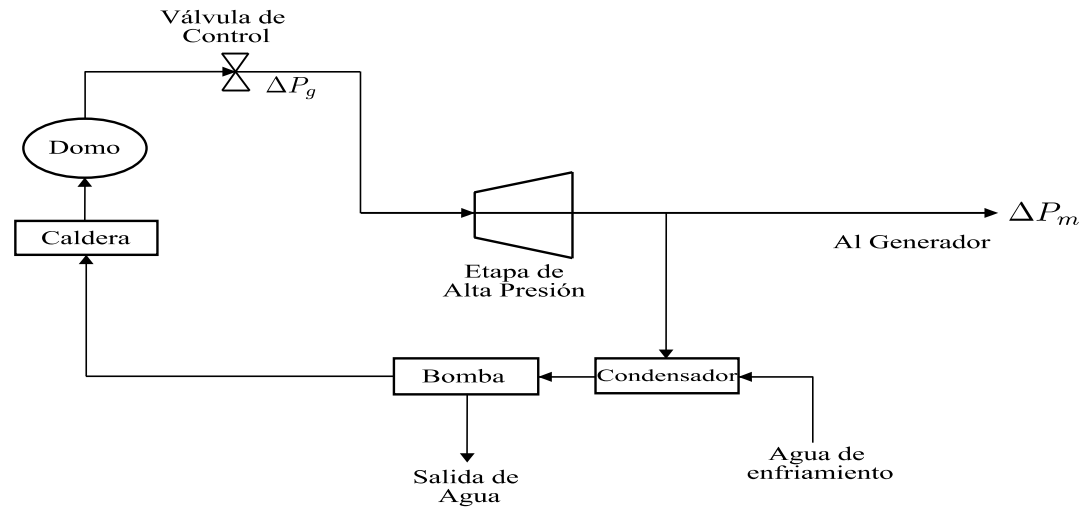


Figura 2.9: Esquema básico del funcionamiento de central térmica sin recalentamiento (Zamudio, 2023)

beración de centrales térmicas es mostrado en la Figura 2.8. Dentro de dicho modelo se cuenta con un regulador de velocidad y un servomotor, en caso de tratarse de una unidad de gran tamaño. En el caso de este modelo, se desprecian las no linealidades correspondientes al funcionamiento de la válvula y la cámara de vapor; los modelos de centrales térmicas utilizados en el presente trabajo utilizan sistemas de gobernación sin servomotor (Kundur, 1994; Saadat, 1998), (Zamudio, 2023).

2.2.2. Modelo de central térmica sin recalentamiento

En este tipo de modelo de central térmica, se carece de etapa de recalentamiento; por lo tanto, se tiene una etapa de alta presión y, posteriormente, el vapor se direcciona al condensador. Un esquema básico para este tipo de turbina se muestra en la Figura 2.9.

Por su parte, el sistema básico para un sistema interconectado multi-máquina con centrales térmicas sin recalentamiento se muestra en la Figura 2.10 (Bevrani, 2009; Bevrani and Hiyama, 2011).

Las ecuaciones diferenciales asociadas al diagrama de bloques presentado en la

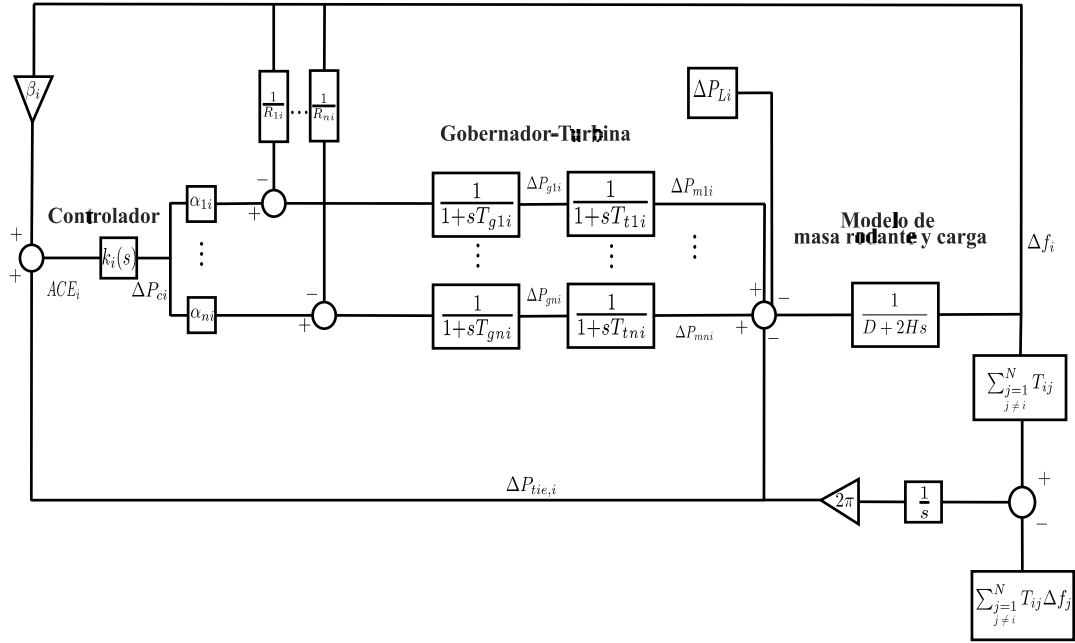


Figura 2.10: Diagrama de bloques de central térmica sin recalentamiento

Figura 2.10 son las siguientes:

$$\begin{aligned}
 \Delta \dot{f}_i &= \frac{1}{2H_i} (\Delta P_{m1i} + \dots + \Delta P_{mni} - \Delta P_{Li} - \Delta P_{tie,i} - D_i \Delta f_i) \\
 \Delta \dot{P}_{tie,i} &= 2\pi \left[\sum_{j=1, j \neq i}^N T_{ij} \Delta f_i - \sum_{j=1, j \neq i}^N T_{ij} \Delta f_j \right] \\
 \Delta \dot{P}_{m1i} &= \frac{1}{T_{t1i}} (\Delta P_{g1i} - \Delta P_{m1i}) \\
 &\vdots \\
 \Delta \dot{P}_{mni} &= \frac{1}{T_{tni}} (\Delta P_{gni} - \Delta P_{mni}) \\
 \Delta \dot{P}_{g1i} &= \frac{1}{T_{g1i}} \left(\alpha_{1i} \Delta P_{Ci} - \Delta P_{g1i} - \frac{\Delta f_i}{R_{1i}} \right) \\
 &\vdots \\
 \Delta \dot{P}_{gni} &= \frac{1}{T_{gni}} \left(\alpha_{ni} \Delta P_{Ci} - \Delta P_{gni} - \frac{\Delta f_i}{R_{ni}} \right) \\
 \Delta \dot{P}_{Ci} &= k_{Pi} (\beta_i \Delta \dot{f}_i + \Delta \dot{P}_{tie,i}) + k_{Ii} (\beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie,i})
 \end{aligned} \tag{2.30}$$

Donde Δf_i son las variaciones 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_{Li} es la carga demandada, $\Delta P_{tie,i}$ son las variaciones en los flujos de potencia en las líneas de transmisión, D_i es el amortiguamiento de la carga, H_i es la constante de inercia del sistema, ΔP_{Ci} es la señal de control secundaria, $T_{t1i} \dots T_{tni}$ son las constantes de tiempo de las turbinas en 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 el factor de bias de frecuencia del área, 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.

Representando en forma matricial el conjunto de ecuaciones (2.30) para representarlos en espacio de estados de la siguiente forma,

$$\dot{x}_i = A_i x_i + B_{1i} u_i + B_{2i} w_i \quad (2.31)$$

$$y_i = C_i x_i \quad (2.32)$$

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 $(3 + 2n) \times 1$, donde n es el número de unidades térmicas sin recalentamiento. Las variables de dicho vector son:

$$x_i^T = [\Delta f_i \quad \Delta P_{tie,i} \quad x_{mi} \quad x_{gi} \quad \Delta P_{Ci}]^T \quad (2.33)$$

Donde x_{mi} y x_{gi} son vectores compuestos por

$$x_{mi} = [\Delta P_{m1i} \quad \dots \quad \Delta P_{mni}] \quad (2.34)$$

$$x_{gi} = [\Delta P_{g1i} \quad \dots \quad \Delta P_{gni}] \quad (2.35)$$

Por su parte, la señal de salida del sistema es la señal de control de error de área (ACE),

$$y_i = ACE_i = \beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie,i} \quad (2.36)$$

Los vectores de entradas del sistema u_i y w_i representan a los disturbios de entrada en la i -ésima área de control y las interacciones con las demás áreas operativas, respectivamente. Su cuantificación matemática es la siguiente,

$$u_i = \Delta P_{Li} \quad (2.37)$$

$$w_i = v_i \quad (2.38)$$

Donde v_i representa las interacciones de la i -ésima área de control con las demás áreas definidas por,

$$v_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_j \quad (2.39)$$

2.2.3. Modelo de central térmica con recalentamiento simple

En la configuración de una central térmica, es posible incluir una etapa de recalentamiento, la cual aumenta la eficiencia de la central, pero influye en el tiempo de respuesta de la misma, puesto que el proceso se vuelve más lento por los nuevos procesos que se incluyen en la unidad (J, 2016). El esquema básico de la central térmica con recalentamiento simple se muestra en la Figura 2.11 (Zamudio, 2023).

Como se muestra en la Figura 2.11 el vapor entra a la etapa de alta presión; después, se direcciona al recalentador para posteriormente entrar a la etapa de media presión. Por último, el vapor fluye hacia la etapa de baja presión y entra al condensador. Con lo presentado anteriormente, este tipo de configuración de centrales térmicas sufre de nuevos retrasos de tiempos, los cuales se deben a la etapa de recalentamiento y el direccionamiento del vapor hacia la etapa de baja presión y se pueden modelar mediante las constantes temporales T_{RH1} y T_{CO} . Los valores típicos para las constantes de tiempo son de 4-11 segundos y 0.3-0.5 segundos, respectivamente (O., 2003; J, 2016; Kundur, 1994), (Zamudio, 2023).

El esquema básico para un sistema interconectado multimáquina con centrales térmicas con recalentamiento simple se muestra en las Figuras 2.12 y 2.13 (O., 2003; J,

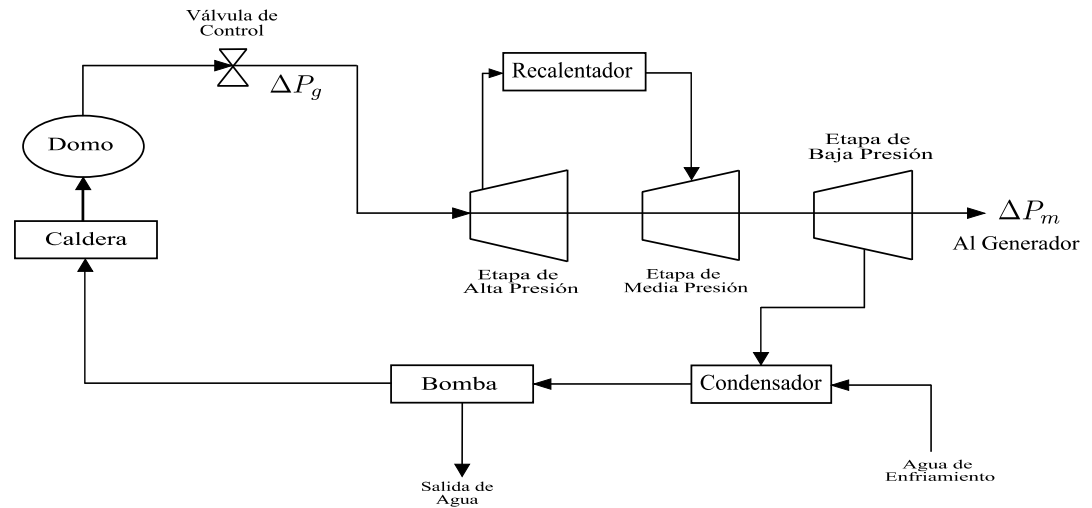


Figura 2.11: Esquema básico de funcionamiento de central térmica con recalentamiento simple

2016) Debido a que la apertura de la válvula puede llegar a un 100%, la suma de las fracciones de la potencia de las diferentes secciones de la turbina, $F_{HP} + F_{IP} + F_{LP}$, debe ser 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 (Kundur, 1994),(Zamudio, 2023).

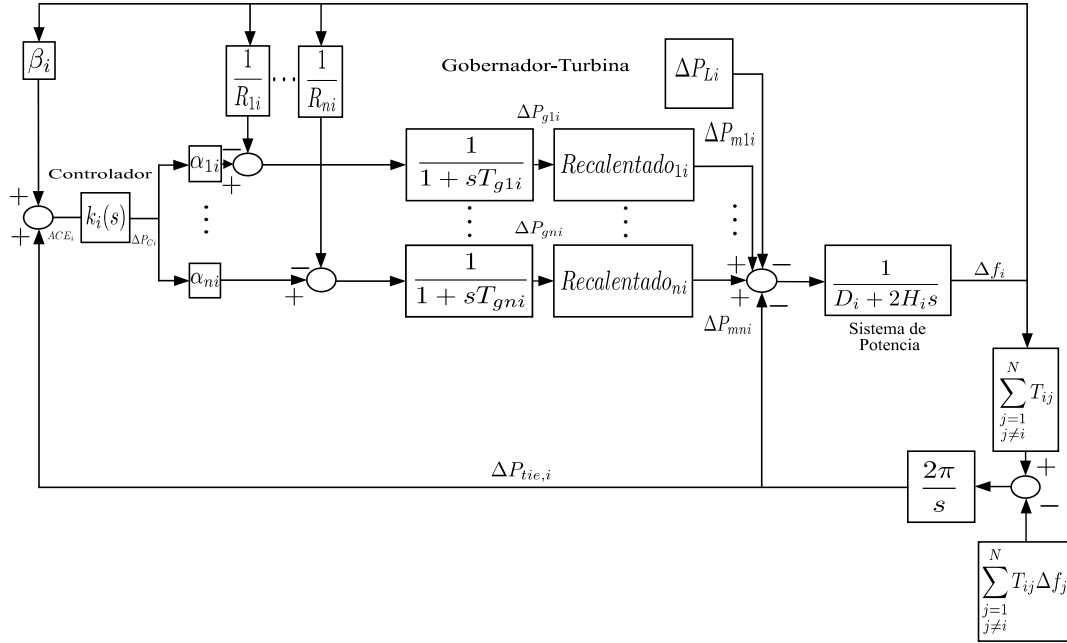


Figura 2.12: Diagrama de bloques de sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas con recalentamiento simple

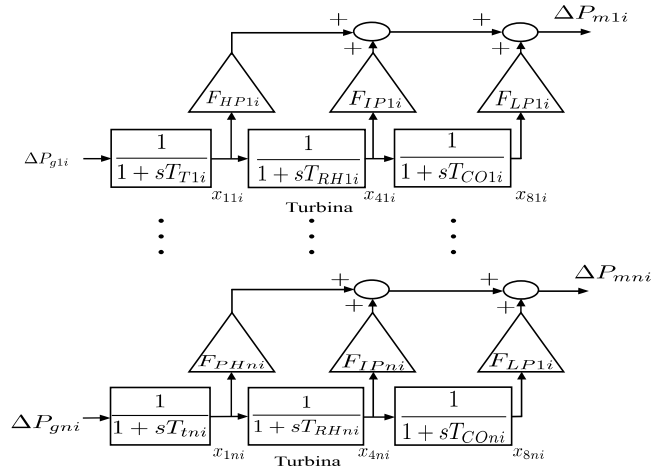


Figura 2.13: Etapa de recalentamiento en unidad térmica con recalentamiento simple

Las ecuaciones diferenciales asociadas a las Figuras 2.12 y 2.13 son las siguientes:

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{f}_i &= \frac{1}{2H_i} (\Delta x_{11i} F_{HP1i} + \dots + \Delta x_{1ni} F_{HPni} + \Delta x_{41i} F_{IP1i} + \Delta x_{4ni} F_{IPni} \\
&\quad + \dots + \Delta x_{81i} F_{LP1i} + \dots + \Delta x_{8ni} F_{LPni} - \Delta P_{Li} - \Delta P_{tie,i} - D_i \Delta f_i) \\
\Delta \dot{P}_{tie,i} &= 2\pi \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_j \right] \\
\Delta \dot{x}_{11i} &= \frac{1}{T_{t1i}} (\Delta P_{g1i} - \Delta x_{11i}) \\
&\vdots \\
\Delta \dot{x}_{1ni} &= \frac{1}{T_{tni}} (\Delta P_{gni} - \Delta x_{1ni}) \\
\Delta \dot{x}_{41i} &= \frac{1}{T_{RH1i}} (\Delta x_{11i} - \Delta x_{41i}) \\
&\vdots \\
\Delta \dot{x}_{4ni} &= \frac{1}{T_{RHni}} (\Delta x_{1ni} - \Delta x_{4ni}) \\
\Delta \dot{x}_{81i} &= \frac{1}{T_{CO1i}} (\Delta x_{41i} - \Delta x_{81i}) \\
&\vdots \\
\Delta \dot{x}_{8ni} &= \frac{1}{T_{g1i}} (\alpha_{1i} \Delta P_{Ci} - \Delta P_{g1i} - \frac{\Delta f_i}{R_{1i}}) \\
&\vdots \\
\Delta \dot{P}_{gni} &= \frac{1}{T_{gni}} (\alpha_{ni} \Delta P_{Ci} - \Delta P_{gni} - \frac{\Delta f_i}{R_{ni}}) \\
\Delta \dot{P}_{Ci} &= k_{Pi} (\beta_i \Delta \dot{f}_i + \Delta \dot{P}_{tie,i}) + k_{Li} (\beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie,i})
\end{aligned} \tag{2.40}$$

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, $T_{RH1i} \dots T_{RHni}$ son las constantes de tiempo del recalentador, $T_{CO1i} \dots T_{COni}$ son las constantes de tiempo de conducción a baja presión, $\Delta x_{11i} \dots \Delta x_{1ni}$ son las variaciones de potencia de alta presión, $\Delta x_{41i} \dots \Delta x_{4ni}$ son las variaciones de potencia de media presión y $\Delta x_{81i} \dots \Delta x_{8ni}$ son las variaciones de potencia en baja presión.

Realizando la representación matricial de las ecuaciones presentadas en (2.40) para obtener el sistema en espacio de estados,

$$\dot{x}_{is} = A_{is}x_{is} + B_{1is}u_i + B_{2is}w_i \quad (2.41)$$

$$y_{is} = C_{is}x_{is} \quad (2.42)$$

Donde considerando ns número de centrales térmicas con recalentamiento simple, A_{is} es de orden $(3 + 4ns) \times (3 + 4ns)$, B_{1is} y B_{2is} ambas de orden $(3 + 4ns) \times 1$, C_{is} $1 \times (3 + 4ns)$, x_{is} representa el vector de estados del orden $(3 + 4ns) \times 1$ cuyas variables son,

$$x_{is}^T = [\Delta f_i \quad \Delta P_{tie,i} \quad x_{1i} \quad x_{4i} \quad x_{8i} \quad x_{gsi} \quad \Delta P_{Ci}] \quad (2.43)$$

Donde x_{1i} representa un vector con todas las variaciones de potencia de alta presión, x_{4i} representa un vector con todas las variaciones de potencia de media presión, x_{8i} representa un vector con todas las variaciones de potencia de baja presión y x_{gsi} representa un vector de todas las variaciones de posición en las válvulas del gobernador.

$$x_{1i} = [\Delta x_{11i} \quad \dots \quad \Delta x_{1ni}] \quad (2.44)$$

$$x_{4i} = [\Delta x_{41i} \quad \dots \quad \Delta x_{4ni}] \quad (2.45)$$

$$x_{8i} = [\Delta x_{81i} \quad \dots \quad \Delta x_{8ni}] \quad (2.46)$$

$$x_{gsi} = [\Delta P_{g1i} \quad \dots \quad \Delta P_{gni}] \quad (2.47)$$

2.2.4. Modelo de central térmica con recalentamiento doble

De igual forma, al modelo de central térmica con recalentamiento simple, la turbina de recalentamiento doble aumenta aún más su eficiencia mediante la inclusión de otra etapa de recalentamiento del vapor; por consiguiente, los tiempos de respuesta aumentan aún más (J, 2016). Un esquema básico para una turbina con recalentamiento doble se presenta en la Figura 2.14.

En el funcionamiento de este modelo se incluye una etapa de extra alta presión al vapor, donde después el vapor entra a la primera etapa de recalentamiento e ingresa a la etapa de alta presión, luego entra a la segunda etapa de recalentamiento y se dirige hacia la etapa de media presión, donde posteriormente entra a la etapa de baja presión

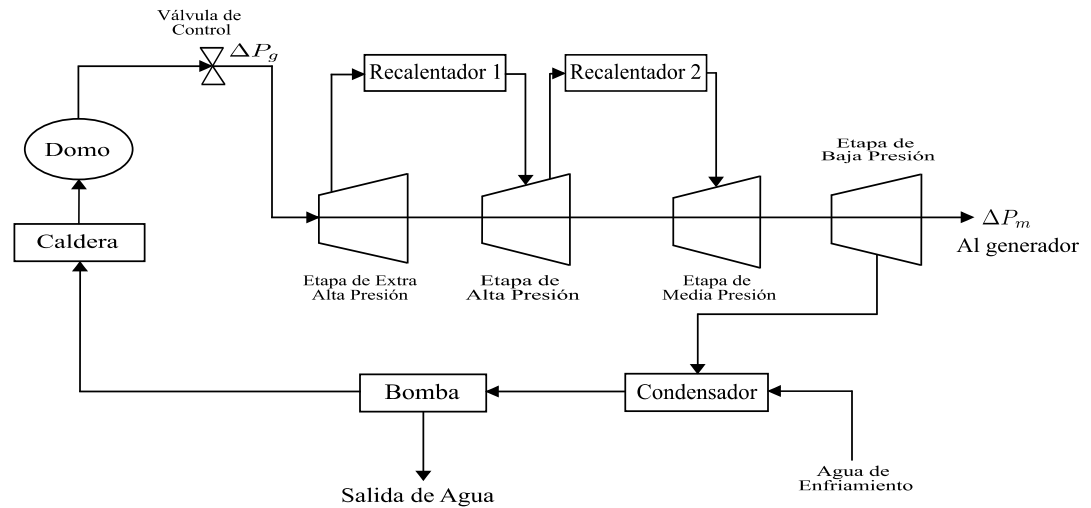


Figura 2.14: Esquema básico de funcionamiento de central térmica con recalentamiento doble

y, por último, regresa al condensador (Saadat, 1998). Para la nueva etapa de recalentado, considerada en el modelo de la central, se realiza mediante la inclusión de una nueva constante de tiempo T_{RH2} , que al igual que la constante temporal de la primera etapa de recalentamiento T_{RH1} , tiene un valor típico entre 4 y 11 segundos (O., 2003; Kundur, 1994),(Zamudio, 2023).

El diagrama de bloques para un sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas con recalentamiento doble se muestra en la Figura 2.15. La Figura 2.16 muestra el proceso de recalentamiento doble de la unidad (O., 2003; J, 2016).

De la misma manera que el esquema de recalentamiento simple, la válvula puede abrirse al 100%, por lo tanto, la suma de los factores 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 los factores de potencia para este tipo de unidades, F_{VHP} , F_{HP} , F_{IP} y F_{LP} son 0.22, 0.22, 0.3 y 0.26 respectivamente (O., 2003),(Zamudio, 2023).

Las ecuaciones diferenciales asociadas con las Figuras 2.15 y 2.16 se muestran a

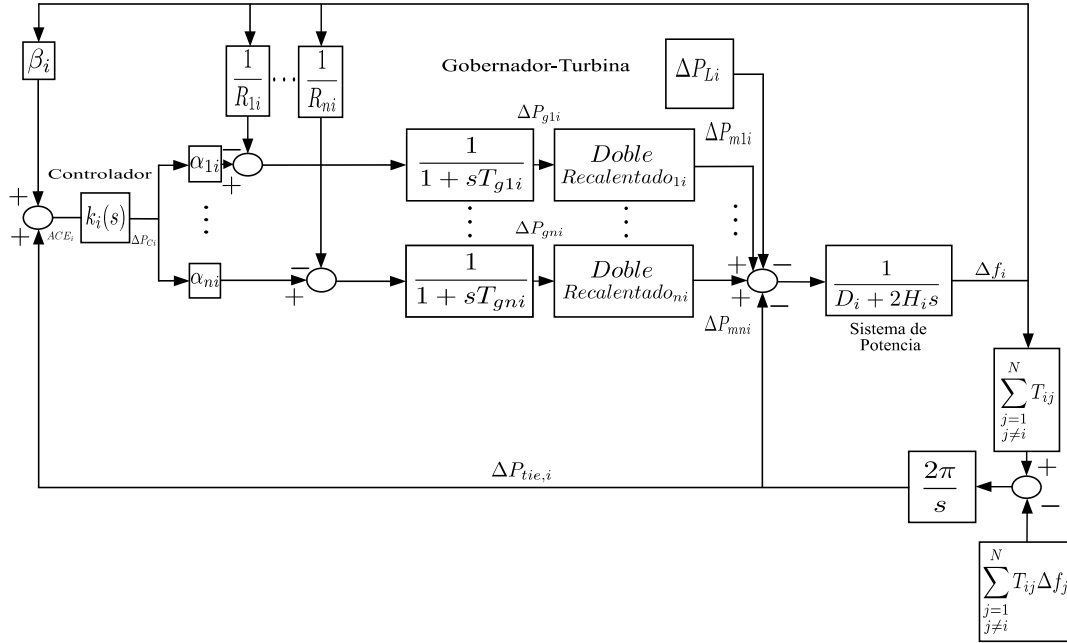


Figura 2.15: Diagrama de bloques para sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas con recalentamiento doble

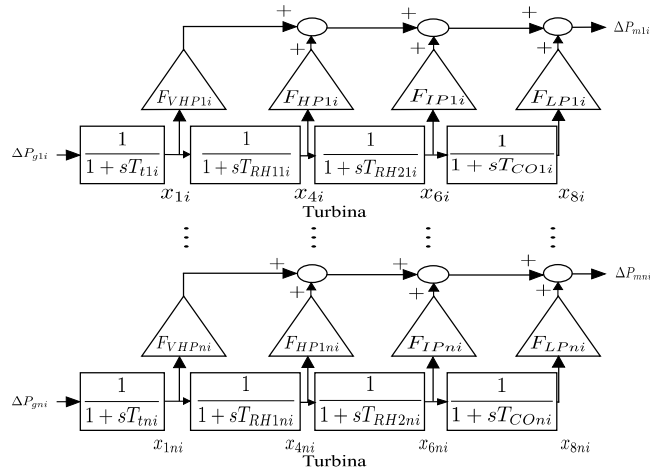


Figura 2.16: Etapa de recalentamiento en unidad térmica con recalentamiento doble

continuación,

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{f}_i &= \frac{1}{2H_i} (\Delta x_{11i} F_{VHP1i} + \dots + \Delta x_{1ni} F_{VHPni} + \Delta x_{41i} F_{HP1i} + \dots + \Delta x_{4ni} F_{HPni} \dots \\
&+ \Delta x_{61i} F_{IP1i} + \dots + \Delta x_{6ni} F_{IPni} + \Delta x_{81i} F_{LP1i} + \dots + \Delta x_{8ni} F_{LPni} \dots \\
&- \Delta P_{Li} - \Delta P_{tie,i} - D_i \Delta f_i) \\
\Delta \dot{P}_{tie,i} &= 2\pi \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_j \right] \\
\Delta \dot{x}_{11i} &= \frac{1}{T_{t1i}} (\Delta P_{g1i} - \Delta x_{11i}) \\
&\vdots \\
\Delta \dot{x}_{1ni} &= \frac{1}{T_{tni}} (\Delta P_{gni} - \Delta x_{1ni}) \\
\Delta \dot{x}_{41i} &= \frac{1}{T_{RH11i}} (\Delta x_{11i} - \Delta x_{41i}) \\
&\vdots \\
\Delta \dot{x}_{4ni} &= \frac{1}{T_{RH1ni}} (\Delta x_{1ni} - \Delta x_{4ni}) \\
\Delta \dot{x}_{61i} &= \frac{1}{T_{RH21i}} (\Delta x_{41i} - \Delta x_{61i}) \\
&\vdots \\
\Delta \dot{x}_{6ni} &= \frac{1}{T_{RH2ni}} (\Delta x_{4ni} - \Delta x_{6ni}) \\
\Delta \dot{x}_{81i} &= \frac{1}{T_{CO1i}} (\Delta x_{61i} - \Delta x_{81i}) \\
&\vdots \\
\Delta \dot{x}_{8ni} &= \frac{1}{T_{COni}} (\Delta x_{6ni} - \Delta x_{8ni}) \\
\Delta \dot{P}_{g1i} &= \frac{1}{T_{g1i}} (\alpha_{1i} \Delta P_{Ci} - \Delta P_{g1i} - \frac{\Delta f_i}{R_{1i}}) \\
&\vdots \\
\Delta \dot{P}_{gni} &= \frac{1}{T_{gni}} (\alpha_{ni} \Delta P_{Ci} - \Delta P_{gni} - \frac{\Delta f_i}{R_{ni}}) \\
\Delta \dot{P}_{Ci} &= k_{Pi} (\beta_i \Delta \dot{f}_i + \Delta \dot{P}_{tie,i}) + k_{Li} (\beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie,i})
\end{aligned} \tag{2.48}$$

Donde $T_{RH11i} \dots T_{RH1ni}$ son las constantes de tiempo del recalentador a alta presión, T_{RH21i}

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

Realizando la representación matricial del conjunto de ecuaciones presentadas en (2.48) para obtener el sistema en espacio de estados,

$$\dot{x}_{id} = A_{id}x_{id} + B_{1id}u_i + B_{2id}w_i \quad (2.49)$$

$$y_{id} = C_{id}x_{id} \quad (2.50)$$

Donde con nd número de turbinas térmicas con recalentamiento doble, A_{id} es de orden $(3 + 5nd) \times (3 + 5nd)$, B_{1id} y B_{2id} son de orden $(3 + 5nd) \times 1$, C_{id} es de orden $1 \times (3 + 5nd)$, x_{id} representa el vector de los estados del sistema con un orden $(3 + 5nd) \times 1$ cuyas variables son,

$$x_{id}^T = [\Delta f_i \quad \Delta P_{tie,i} \quad x_{1di} \quad x_{4di} \quad x_{6di} \quad x_{8di} \quad x_{gdi} \quad \Delta P_{Ci}] \quad (2.51)$$

Donde x_{1di} representa un vector con todas las variaciones de potencia de extra alta presión, x_{4di} representa un vector con todas las variaciones de potencia de alta presión, x_{6di} representa un vector con todas las variaciones de potencia de media presión, x_{8di} representa un vector con todas las variaciones de potencia de baja presión y x_{gdi} representa un vector con todas las variaciones de posición en las válvulas del gobernador.

$$x_{1di} = [\Delta x_{11i} \quad \dots \quad \Delta x_{1ni}] \quad (2.52)$$

$$x_{4di} = [\Delta x_{41i} \quad \dots \quad \Delta x_{4ni}] \quad (2.53)$$

$$x_{6di} = [\Delta x_{61i} \quad \dots \quad \Delta x_{6ni}] \quad (2.54)$$

$$x_{8di} = [\Delta x_{81i} \quad \dots \quad \Delta x_{8ni}] \quad (2.55)$$

$$x_{gdi} = [\Delta P_{g1i} \quad \dots \quad \Delta P_{gni}] \quad (2.56)$$

2.2.5. Modelo de centrales hidroeléctricas

El principio operativo de una central hidroeléctrica es utilizar la energía potencial del agua almacenada en una presa y transformarla en energía cinética, para que así las turbinas conviertan esta energía en energía mecánica que posteriormente, a través de un generador, se transforme en energía eléctrica. Por lo general, las centrales hidroeléctricas cuentan con una presa para almacenar agua, una tubería forzada que dirige el agua hacia la turbina, una turbina hidráulica, generadores eléctricos y un cuarto de control. Cabe mencionar que la turbina hidráulica está en función a 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 un retraso en el flujo en la tubería, lo que provoca que este tipo de unidad tenga una respuesta lenta ante los cambios de frecuencia.

El esquema básico de una central hidroeléctrica se presenta en la Figura 2.17 (J, 2016; Kundur, 1994).

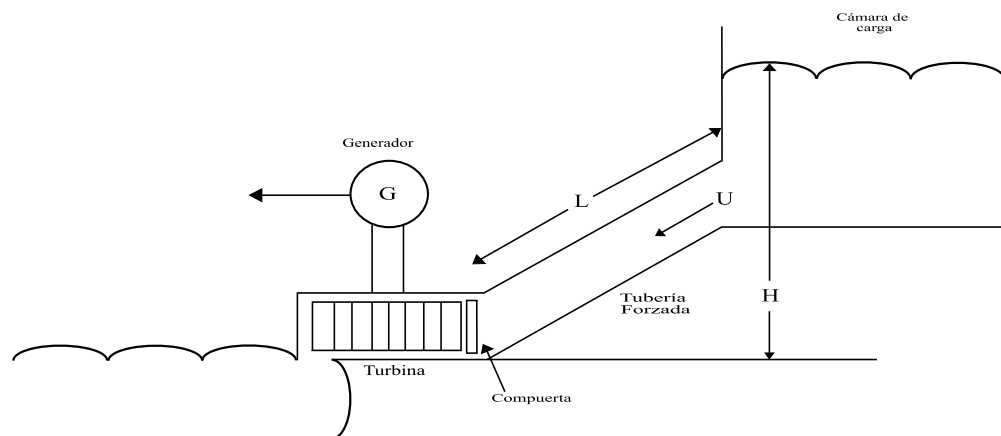


Figura 2.17: Esquema básico de central hidroeléctrica

El modelo matemático para una turbina hidráulica se representa mediante una función de transferencia de primer orden que se presenta a continuación (Bevrani, 2009; J, 2016; Kundur, 1994; Sahoo et al., 2019; Abraham et al., 2007):

$$T_w(s) = \frac{1 - sT_w}{1 + \frac{sT_w}{2}} \quad (2.57)$$

Los sistemas de gobernación en las unidades hidroeléctricas presentan una caída de estado estable de aproximadamente el 5 % (Kundur, 1994). Debido a la respuesta inercial del agua, ante un cambio de posición en la compuerta se produce una respuesta opuesta a la esperada en la turbina hidráulica; por esta razón, no es suficiente un sistema de gobernación que solo cuente con una caída en estado estable. Por lo tanto, para un comportamiento estable es necesario agregar una compensación transitoria que cuente con una caída y tiempo de restablecimiento grandes. El objetivo de esta compensación es proveer una alta regulación ante disturbios rápidos, mientras que esta regulación debe ser baja en estado estable. 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. El diagrama de bloques que representa un sistema de gobernación de una central hidroeléctrica se muestra en la Figura 2.18 (Kundur, 1994),(Zamudio, 2023).

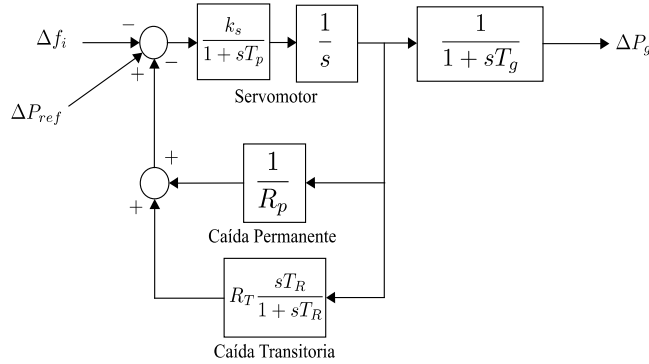


Figura 2.18: Sistema de gobernación de unidad hidroeléctrica

Para el desarrollo de este trabajo se despreciarán los efectos del servomotor y se realizará una simplificación del diagrama de la Figura 2.18, por lo tanto, el sistema interconectado multimáquina con centrales hidroeléctricas se muestra en la Figura 2.19 (Sahoo et al., 2019; Abraham et al., 2007).

Las ecuaciones diferenciales que describen el funcionamiento del diagrama de

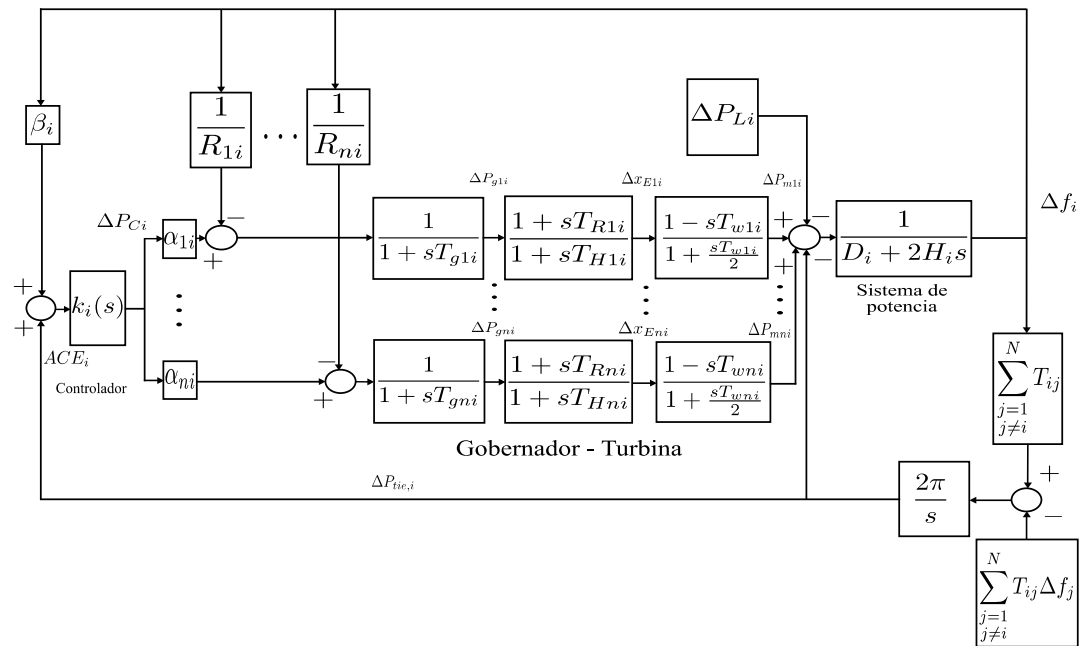


Figura 2.19: Diagrama de bloques de sistema interconectado multimáquina con unidades hidroeléctricas

bloques de la Figura 2.19 se muestran a continuación

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{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) + \dots \\
&\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) + \dots \\
&\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 \\
\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) + \dots \\
&\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) + \dots \\
&\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) \\
&\quad \vdots \\
\Delta \dot{P}_{g1i} &= \frac{1}{T_{g1i}} (\alpha_{1i} \Delta P_{Ci} - \Delta P_{g1i} - \frac{\Delta f_i}{R_{1i}}) \\
&\quad \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 \dot{f}_i + \Delta \dot{P}_{tie,i}) + k_{Li} (\beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie,i})
\end{aligned} \tag{2.58}$$

$$\begin{aligned}
&\quad \vdots \\
&\quad \Delta \dot{x}_{Eni} = \Delta f_i \left(\frac{-T_{Rni}}{T_{Hni} T_{gni} R_{ni}} \right) + \Delta x_{Eni} \left(\frac{-1}{T_{Hni}} \right) + \dots \\
&\quad \Delta P_{gni} \left(\frac{1}{T_{Hni}} - \frac{T_{Rni}}{T_{Hni} T_{gni}} \right) + \Delta P_{Ci} \left(\frac{\alpha_{ni} T_{Rni}}{T_{Hni} T_{gni}} \right) \\
&\quad \vdots \\
&\quad \Delta \dot{P}_{g1i} = \frac{1}{T_{g1i}} (\alpha_{1i} \Delta P_{Ci} - \Delta P_{g1i} - \frac{\Delta f_i}{R_{1i}}) \\
&\quad \vdots \\
&\quad \Delta \dot{P}_{gni} = \frac{1}{T_{gni}} (\alpha_{ni} \Delta P_{Ci} - \Delta P_{gni} - \frac{\Delta f_i}{R_{ni}}) \\
&\quad \Delta \dot{P}_{Ci} = k_{pi} (\beta_i \Delta \dot{f}_i + \Delta \dot{P}_{tie,i}) + k_{Li} (\beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie,i})
\end{aligned} \tag{2.59}$$

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

Realizando la representación matricial del conjunto de ecuaciones presentadas en (2.58) y (2.59) para obtener el sistema en espacio de estados,

$$\dot{x}_{ih} = A_{ih}x_{ih} + B_{1ih}u_i + B_{2ih}w_i \quad (2.60)$$

$$y_{ih} = C_{ih}x_{ih} \quad (2.61)$$

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

$$x_{ih}^T = [\Delta f_i \quad \Delta P_{tie,i} \quad x_{mhi} \quad x_{Ei} \quad x_{ghi} \quad \Delta P_{Ci}] \quad (2.62)$$

Donde x_{Ei} es un vector que contiene todas las posiciones de las compuertas, x_{mhi} es un vector que contiene todas las potencias entregadas por las unidades, x_{ghi} es un vector que contiene las posiciones de las válvulas de los gobernadores.

$$x_{Ei} = [\Delta x_{E1i} \quad \dots \quad \Delta x_{Eni}] \quad (2.63)$$

$$x_{mhi} = [\Delta P_{m1i} \quad \dots \quad \Delta P_{mni}] \quad (2.64)$$

$$x_{ghi} = [\Delta P_{g1i} \quad \dots \quad \Delta P_{gni}] \quad (2.65)$$

2.3. Modelo matemático de centrales renovables de energía

Para el caso de las centrales no convencionales y sistemas de almacenamiento, el desarrollo de los modelos para el estudio de control de frecuencia se debe tener en cuenta el estudio de los componentes electrónicos con los que se acoplan a la red eléctrica. Al igual que en el caso de las centrales convencionales, estos dispositivos están representados desde sus diagramas de bloques, realizando el análisis para desarrollar su representación en el espacio de estados.

Las centrales no convencionales utilizadas en el desarrollo de este documento son, centrales solares fotovoltaicas y eólicas orientadas como reguladoras de frecuencia por medio de un modelo de inercia virtual (Zamudio, 2023).

2.3.1. Modelo de centrales fotovoltaicas

El principio de funcionamiento de una central fotovoltaica se centra en transformar la energía solar en energía eléctrica mediante materiales semiconductores. Debido a que el voltaje y la potencia entregada en una celda son bajos, es necesario realizar arreglos en serie y paralelo de celdas para alcanzar los valores deseados de tensión y así formar un panel solar. La tensión generada por estas celdas solares es en corriente continua, por lo que es necesario utilizar dispositivos de electrónica de potencia para llevarla a corriente alterna y así realizar su interconexión con la red. Por su naturaleza, 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 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 como el mostrado en la Figura 2.20.

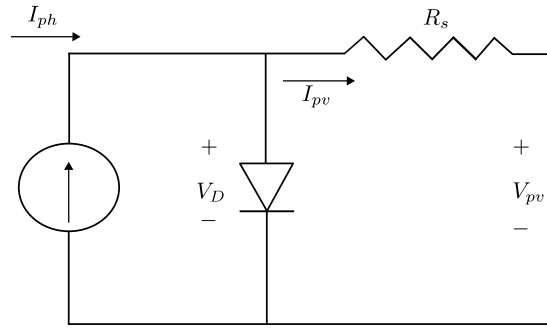


Figura 2.20: Circuito equivalente de celda solar

El funcionamiento del circuito equivalente es modelado mediante las siguientes expresiones,

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{sat} \left(\frac{q(V_{pv} + I_{pv}R_s)}{A_{pv}K_{pv}T - 1} \right) \quad (2.66)$$

$$I_{ph} = \left(\frac{\lambda_p}{1000} \right) [I_{sc} + k_{1p}(T - 25)] \quad (2.67)$$

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 el factor de calidad del diodo, K_{pv} es la constante de Boltzmann, T es la temperatura en grados

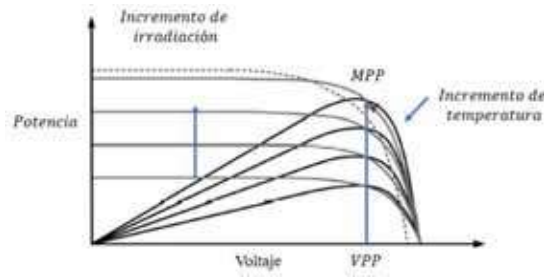


Figura 2.21: Curva característica de operación de panel solar

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 (Zamudio, 2023).

Debido a que la eficiencia y potencia de la celda fotovoltaica depende de la temperatura e irradiación solar, es de suma importancia implementar un algoritmo llamado máximo seguimiento de punto de potencia (MPPT, de su acrónimo en inglés, maximum power point tracking) para aprovechar al máximo la potencia generada por el panel (Khamies et al., 2021; Tomy, 2014; Abd-Elazim and Ali, 2016; Zeng et al., 2017). Dicho algoritmo 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 la 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 utilizado. El algoritmo se basa en las curvas características potencia-voltaje de una celda solar. Dicha curva característica se muestra en la Figura 2.21 donde se puede apreciar que el punto máximo de potencia (MPP, por el acrónimo en 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} , obteniendo así la máxima potencia. Para el desarrollo de este trabajo, se utiliza un convertidor CD-CD de tipo elevador (Boost) para modelar la central solar (Zamudio, 2023).

El convertidor Boost es un convertidor de tensión CD-CD elevador que utiliza las propiedades del almacenamiento de energía del inductor y del capacitor para elevar la corriente que viene de la fuente e inyectarla al capacitor, lo que provoca que aumente la tensión. Para ello se requiere un dispositivo de conmutación rápida. Para el modelo

utilizado es necesario un MOSFET. El convertidor Boost tiene dos modos de operación, el modo encendido (ON) y apagado (OFF). En la Figura 2.22 se muestra el circuito equivalente del convertidor (Khamies et al., 2021; Tomy, 2014; Abd-Elazim and Ali, 2016; Zeng et al., 2017).

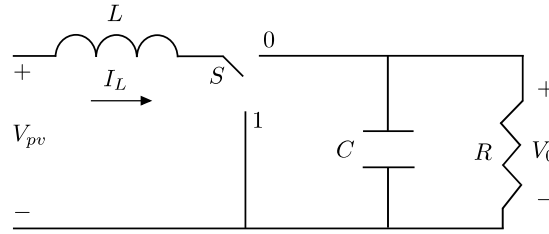


Figura 2.22: Circuito equivalente de convertidor BOOST

En el modo de encendido, el conmutador se encuentra en la posición 1; para el modo encendido, las ecuaciones que modelan el funcionamiento del convertidor son las siguientes

$$L \frac{di_L}{dt} = V_{pv} \quad (2.68)$$

$$C \frac{dV_0}{dt} + \frac{V_0}{R} = 0 \quad (2.69)$$

Mientras que en el modo apagado, el interruptor se encuentra en la posición 0 y se modela mediante las siguientes ecuaciones

$$L \frac{di_L}{dt} + V_0 = V_{pv} \quad (2.70)$$

$$i_L + C \frac{dV_0}{dt} + \frac{V_0}{R} = 0 \quad (2.71)$$

Considerando un funcionamiento promedio del convertidor Boost se puede obtener un modelo matemático con funciones de transferencia a partir de las ecuaciones (2.66), (2.67), (2.68), (2.69), (2.70) y (2.71). Llevando el resultado al dominio de Laplace, el modelo del panel solar es (Khamies et al., 2021; Tomy, 2014; Abd-Elazim and Ali, 2016; Zeng et al., 2017).

$$\frac{k_{p1}}{s + a_1} * \frac{s + a_2}{s + a_3} \quad (2.72)$$

Un esquema básico de diagrama de bloques de un sistema interconectado multímaquina con centrales solares se observa en la Figura 2.23 (Khamies et al., 2021; Tomy,

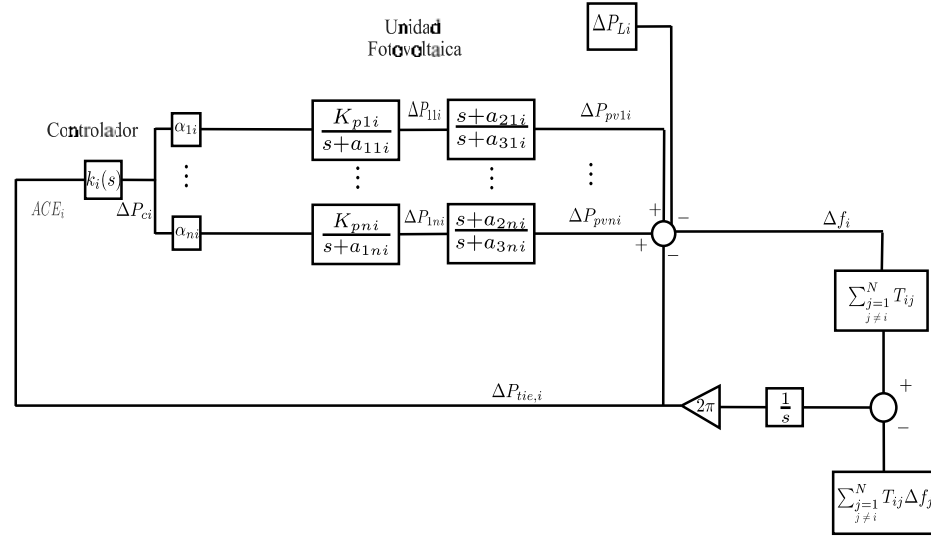


Figura 2.23: Diagrama de bloques de central fotovoltaica

2014; Abd-Elazim and Ali, 2016; Zeng et al., 2017). Dentro del modelado de este sistema, un punto importante a observar es la carencia de masa rodante del modelo, lo que hace que las desviaciones de frecuencia del sistema no puedan ser consideradas un estado. Sin embargo, se pueden calcular de la siguiente manera,

$$\Delta f_i = \Delta P_{pv1i} + \dots + \Delta P_{pvni} - \Delta P_{tie,i} - \Delta P_{Li} \quad (2.73)$$

De igual manera, el error de control de área, ACE, para este modelo con solo centrales fotovoltaicas se define de la siguiente manera,

$$ACE_i = \Delta P_{tie,i} \quad (2.74)$$

Las ecuaciones diferenciales que modelan el comportamiento del diagrama de bloques

mostrado en la Figura 2.23 son,

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{P}_{tie,i} &= 2\pi \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_j \right] \\
\Delta \dot{P}_{pv1i} &= (a_{21i} - a_{11i}) \Delta P_{11i} - a_{31i} \Delta P_{pv1i} + \alpha_{1i} K_{p11i} \Delta P_{Ci} \\
&\vdots \\
\Delta \dot{P}_{pvni} &= (a_{2ni} - a_{1ni}) \Delta P_{1ni} - a_{3ni} \Delta P_{pvni} + \alpha_{ni} K_{p1ni} \Delta P_{Ci} \\
\Delta \dot{P}_{11i} &= -a_{11i} \Delta P_{11i} + \alpha_{1i} K_{p11i} \Delta P_{Ci} \\
&\vdots \\
\Delta \dot{P}_{1ni} &= -a_{1ni} \Delta P_{1ni} + \alpha_{ni} K_{p1ni} \Delta P_{Ci} \\
\Delta \dot{P}_{Ci} &= k_{pi} \Delta \dot{P}_{tie,i} + k_{Li} \Delta P_{tie,i}
\end{aligned} \tag{2.75}$$

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 los polos de las funciones de transferencia de los paneles solares.

Realizando la representación matricial de las ecuaciones presentadas en (2.75) para obtener el modelo en espacio de estados,

$$\dot{x}_{ip} = A_{ip} x_{ip} + B_{1ip} u_i + B_{2ip} w_i \tag{2.76}$$

$$y_{ip} = C_{ip} x_{ip} \tag{2.77}$$

Donde considerando np número de unidades solares, A_{ip} es de orden $(2 + 2np) \times (2 + 2np)$, B_{1ip} y B_{2ip} son de orden $(2 + 2np) \times 1$, C_{ip} es de orden $1 \times (2 + 2np)$, x_{ip} representa el vector de estados el cual es de orden $(2 + 2np) \times 1$ cuyas variables son,

$$x_{ip}^T = [\Delta P_{tie,i} \quad \Delta P_{pvi} \quad \Delta P_{1i} \quad \Delta P_{Ci}] \tag{2.78}$$

Donde ΔP_{pvi} es un vector que contiene las variaciones de potencia en los paneles solares y ΔP_{1i} es un vector que contiene las variaciones de potencia intermedia en los

paneles solares.

$$\Delta P_{pvi} = [\Delta P_{pv1i} \quad \dots \quad \Delta P_{pvni}] \quad (2.79)$$

$$\Delta P_{1i} = [\Delta P_{11i} \quad \dots \quad \Delta P_{1ni}] \quad (2.80)$$

2.3.2. Modelo de centrales eólicas

Actualmente es posible tener turbinas eólicas con funcionamiento con base en velocidad variable y, de esta manera, aprovechar de una manera más eficiente la energía cinética del viento; esto, gracias a la electrónica de potencia, ya que a través de la interfaz de dispositivos de electrónica se puede controlar la frecuencia y el nivel de tensión a la salida del generador. Para el desarrollo de este trabajo se utilizarán el tipo de turbinas conocidas como generador de inducción doblemente alimentado (DFIG, de su acrónimo del inglés double fed induction generator), además de existir el generador síncrono y el generador de inducción jaula de ardilla.

Los componentes que constituyen al generador tipo DFIG son un generador de inducción de rotor devanado el cual está interconectado a la red mediante un transformador elevador y un convertidor de electrónica de potencia; la turbina se acopla al generador mediante una caja de engranajes. El estator del generador es conectado directamente a la red eléctrica mediante un transformador, mientras que el rotor es conectado mediante los anillos colectores con el convertidor de electrónica de potencia. Gracias al convertidor, el flujo de potencia en el circuito del rotor es bidireccional, por esta razón el convertidor controla el par electromagnético y la excitación del rotor. El beneficio de esta configuración es controlar la tensión, la frecuencia de salida y la opción de operar a velocidades asíncronas (Gholamrezaie et al., 2017). El esquema básico de un aerogenerador tipo DFIG se muestra en la Figura 2.24.

Turbina eólica tipo DFIG con regulador de frecuencia

Generalmente, las unidades utilizadas para la regulación de frecuencia ante un disturbio en la misma son las unidades de generación eléctrica convencionales, esto debido a su alta inercia rotacional, agregando que las fuentes no convencionales tienen como

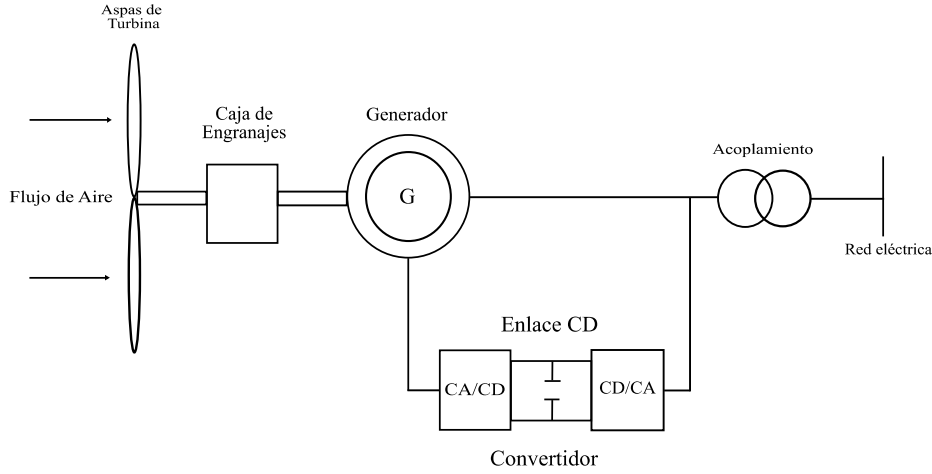


Figura 2.24: Esquema básico de aerogenerador tipo DFIG

característica la intermitencia debido a la dependencia a las condiciones meteorológicas, además de tener una baja aportación de inercia o prácticamente nula, lo que les impide participar en la tarea de la regulación de frecuencia. Por esta razón, y por la tendencia de los sistemas eléctricos actuales a la inclusión de energías limpias, existen investigaciones donde se han desarrollado modelos de turbinas eólicas tipo DFIG (Abo-Elyousr, 2016; Morren et al., 2006; Mauricio et al., 2009; De Almeida and Lopes, 2007; Verma and Kumar, 2012; Dar and Mufti, 2017; Kamel et al., 2019; Dar and Baraniya, 2020; Elkasem et al., 2019), con el fin de aprovechar la inercia mecánica de las aspas para la regulación de frecuencia, debido a que esta configuración tiene la capacidad de trabajar a velocidades asíncronas. Basado en el control de inercia virtual, el esquema del modelo utilizado en este documento es mostrado en la Figura 2.25 (Abo-Elyousr, 2016; Morren et al., 2006; Mauricio et al., 2009)-(Elkasem et al., 2019).

Mediante la constante medición de la potencia de salida del generador y la velocidad del viento, los controles de la turbina con velocidad variable mantendrán la extracción máxima de potencia. Esto es representado mediante la rama superior del esquema presentado en la Figura 2.25 que entrega la señal de control ΔP_{ω}^* . El esquema de control presentado incluye una señal de ajuste de potencia que depende tanto de las variaciones de frecuencia de la red Δf como de la tasa de variación $\frac{df}{dt}$.

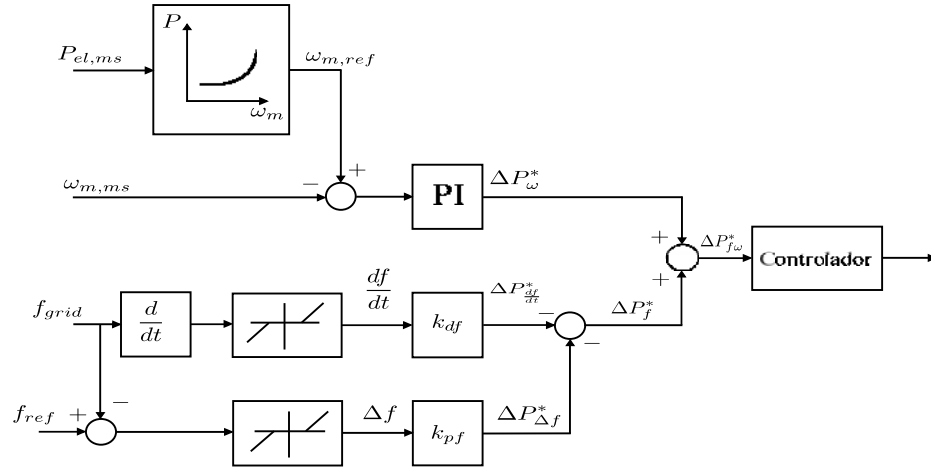


Figura 2.25: Diagrama de principio de inercia virtual para DFIG

La emulación de inercia y el apoyo a la regulación de frecuencia primaria son proporcionales a las características de los parámetros de control k_{df} y k_{pf} . El último lazo de control se activa solo si las desviaciones 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 es mostrado en la siguiente ecuación

$$\Delta P_{fw}^* = \Delta P_w^* + \Delta P_f^* \quad (2.81)$$

Donde ΔP_w^* y ΔP_f^* se definen como

$$\Delta P_w^* = -k_{wp}(\omega^* - \omega) - k_{wi} \int (\omega^* - \omega) dt \quad (2.82)$$

$$\Delta P_f^* = -k_{df} \frac{df}{dt} - k_{pf} \Delta f \quad (2.83)$$

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

Teniendo en cuenta que las variaciones de ΔP_w^* son más lentas con respecto a los de ΔP_f^* , se puede considerar que cuando ocurre una contingencia, sea corto, variación de

carga, desconexiones, entre otras, en $t = 0s$, $\Delta P_w^* = 0$; por esta razón, la ecuación (2.81) resulta en

$$\Delta P_{fw}^* = \Delta P_f^* \quad (2.84)$$

Considerando que $\Delta P_{fw}^* = \Delta P_{NC}$

$$\Delta P_{NC} = -k_{df} \frac{df}{dt} - k_{pf} \Delta f \quad (2.85)$$

Considerando el diagrama de bloques presentado en la Figura 2.26 se puede observar un sistema interconectado con una central térmica convencional sin recalentamiento a la cual se le conecta un aerogenerador DFIG regulador de frecuencia, dicha unidad es representada en el diagrama por la aportación de frecuencia ΔP_{NCi} , se puede obtener una expresión para las desviaciones de potencia debido a la frecuencia ΔP_{fi}

$$\Delta P_{fi} = \Delta P_{NCi} + \Delta P_{mi} - \Delta P_{Li} - \Delta P_{tie,i} \quad (2.86)$$

Sustituyendo la ecuación (2.85) en (2.86) se tiene,

$$\Delta P_{fi} = -k_{df} \frac{d\Delta f}{dt} - k_{pf} \Delta f_i + \Delta P_{mi} - \Delta P_{Li} - \Delta P_{tie,i} \quad (2.87)$$

De la Figura 2.26 se obtiene

$$\Delta P_{fi} = \Delta f_i (D_i + 2H_i s) \quad (2.88)$$

Sustituyendo la ecuación (2.88) en (2.87) y agrupando los términos se obtiene la siguiente expresión

$$2H^* \frac{d\Delta f_i}{dt} = \Delta P_{mi} - \Delta P_{Li} - \Delta P_{tie,i} - D^* \Delta f_i \quad (2.89)$$

Donde H^* y D^* se definen como

$$H^* = 2H_i + k_{df} \quad (2.90)$$

$$D^* = D_i + k_{pf} \quad (2.91)$$

De la ecuación (2.89) se observa que el modelo de control de inercia virtual del aerogenerador DFIG contribuye a la inercia equivalente del sistema en un factor k_{df} y en

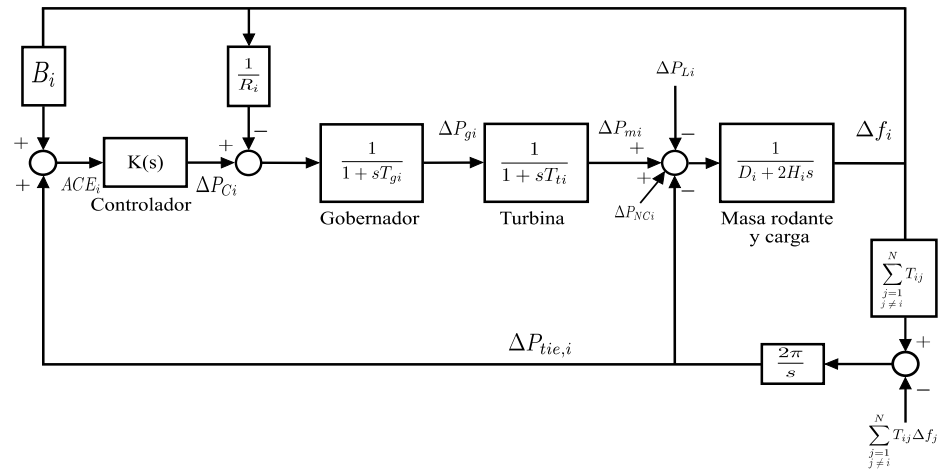


Figura 2.26: Diagrama de bloques de unidad térmica sin recalentamiento y unidad DFIG con regulador de frecuencia

el amortiguamiento del sistema en un factor k_{pf} , lo que resulta en una mejor respuesta del sistema ante los disturbios.

En la Figura 2.27 se presenta el modelo de control utilizado para la emulación de inercia virtual. A comparación del modelo mostrado en la Figura 2.25 es que la señal de ajuste de potencia ΔP_f^* pasa a través de un proceso de filtrado y una caída de regulación transitoria. Las variaciones 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 ser filtradas, a las desviaciones de velocidad en la parte integral del control de frecuencia y a las variaciones de velocidad de la turbina, respectivamente.

El modelo de un regulador de frecuencia de un aerogenerador tipo DFIG utilizado para el estudio de control de frecuencia, se muestra en la Figura 2.28. En el diagrama de bloques presentado se representa la i -ésima área de control de un sistema interconectado, compuesta por una unidad térmica sin recalentamiento y un aerogenerador regulador tipo DFIG (Abo-Elyousr, 2016; Morren et al., 2006; Mauricio et al., 2009)-(Elkasem et al., 2019).

En la Figura 2.29 se representa un diagrama de bloques de un sistema interconectado con múltiples unidades DFIG y múltiples unidades convencionales representadas por

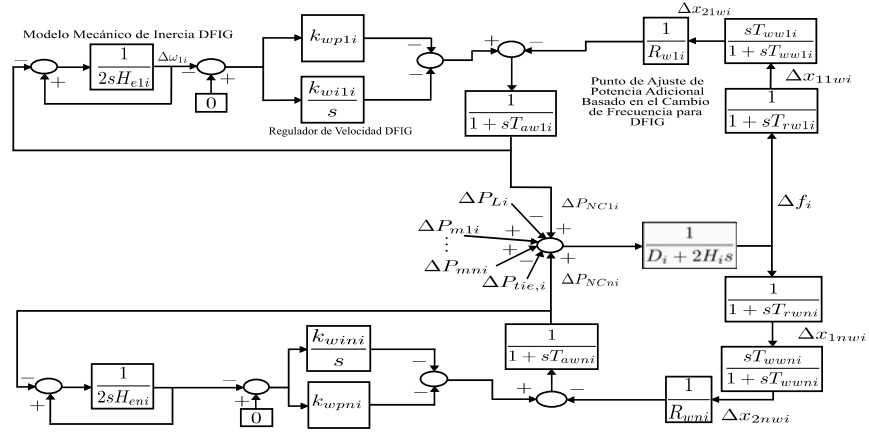


Figura 2.29: Diagrama de sistema interconectado con múltiples aerogeneradores tipo DFIG reguladores de frecuencia

continuación,

$$\begin{aligned}
 \Delta \dot{x}_{11wi} &= \frac{1}{T_{rw1i}} (\Delta f_i - \Delta x_{11wi}) \\
 &\vdots \\
 \Delta \dot{x}_{1nwi} &= \frac{1}{T_{rwni}} (\Delta f_i - \Delta x_{1nwi}) \\
 \Delta \dot{x}_{21wi} &= \frac{1}{T_{ww1i}} \left[\frac{T_{ww1i}}{T_{rw1i}} (\Delta f_i - \Delta x_{11wi}) - \Delta x_{21wi} \right] \\
 &\vdots \\
 \Delta \dot{x}_{2nwi} &= \frac{1}{T_{wwni}} \left[\frac{T_{wwni}}{T_{rwni}} (\Delta f_i - \Delta x_{1nwi}) - \Delta x_{2nwi} \right] \\
 \Delta \dot{x}_{31wi} &= k_{wi1i} (-\Delta \omega_{1i}) \\
 &\vdots \\
 \Delta \dot{x}_{3nwi} &= k_{wini} (-\Delta \omega_{ni})
 \end{aligned} \tag{2.92}$$

$$\begin{aligned}
\Delta\dot{\omega}_{1i} &= \frac{1}{2H_{ei}}(-\Delta\omega_{1i} - \Delta P_{NC1i}) \\
&\vdots \\
\Delta\dot{\omega}_{ni} &= \frac{1}{2H_{ei}}(-\Delta\omega_{ni} - \Delta P_{NCni}) \\
\Delta\dot{P}_{NC1i} &= \frac{1}{T_{aw1i}}[-\Delta P_{NC1i} - \frac{\Delta x_{21wi}}{R_{w1i}} - \Delta x_{31wi} - k_{wp1i}(-\Delta\omega_{1i})] \\
&\vdots \\
\Delta\dot{P}_{NCni} &= \frac{1}{T_{awni}}[-\Delta P_{NCni} - \frac{\Delta x_{2nwi}}{R_{wni}} - \Delta x_{3nwi} - k_{wpni}(-\Delta\omega_{ni})]
\end{aligned} \tag{2.93}$$

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 las variaciones de la parte integral de la 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, $T_{aw1i} \dots T_{awni}$ son las constantes de tiempo de las turbinas de las unidades DFIG, $R_{w1i} \dots R_{wni}$ son las constantes de regulación de las unidades DFIG, $T_{w1i} \dots T_{wni}$ son las constantes de tiempo de medición de frecuencia, $H_{e1i} \dots H_{eni}$ son las constantes de inercia de las unidades DFIG, $T_{rw1i} \dots T_{wrni}$ son las constantes de tiempo de medición de frecuencia, $k_{w1i} \dots k_{wni}$ 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.

Analizando específicamente el sistema presentando en la Figura 2.29, corresponde a un sistema multimáquina interconectado con n número de unidades térmicas sin recalentamiento al cual, son conectadas nw número de unidades reguladoras de frecuencia DFIG, por lo que es importante modificar las ecuaciones dinámicas del sistema original para obtener el nuevo sistema. la única ecuación que se ve modificada con la adición de las unidades DFIG son las desviaciones de frecuencia, Δf_i . Una vez que se incluyan las aportaciones en potencia de las unidades DFIG se debe actualizar esta nueva frecuencia en las ecuaciones que corresponda. Mientras que ningún otra ecuación de la dinámica del modelo de las unidades térmicas sin recalentamiento se ve modificada. Se define entonces Δf_i de la siguiente forma,

$$\Delta \dot{f}_i = \frac{1}{2H_i} (\Delta P_{m1i} + \dots + \Delta P_{mni} + \Delta P_{NC1i} + \dots + \Delta P_{NCni} - \Delta P_{Li} - \Delta P_{tie,i} - D_i \Delta f_i) \quad (2.94)$$

Tomando en cuenta que además de una unidad DFIG se tiene conectada una unidad térmica sin recalentamiento como es mostrado en la Figura 2.29 y considerando un número de unidades térmicas sin recalentamiento y eólicas dadas por n y nw respectivamente, la representación del sistema en espacio de estados es la siguiente

$$\dot{x}_{iw} = A_{iw}x_{iw} + B_{1iw}u_i + B_{2iw}w_i \quad (2.95)$$

$$y_{iw} = C_{iw}x_{iw} \quad (2.96)$$

Donde nw es el número de unidades eólicas tipo DFIG, 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_{wi} representa el vector de estados con un orden $(3 + 2n + 5nw) \times 1$ con variables,

$$x_{iw}^T = [\Delta f_i \quad \Delta P_{tie,i} \quad x_{mi} \quad x_{gi} \quad \Delta x_{1wi} \quad \Delta x_{2wi} \quad \Delta x_{3wi} \quad \Delta \omega_i \quad \Delta P_{NCi} \quad \Delta P_{Ci}] \quad (2.97)$$

Donde Δx_{1wi} representa un vector con las variaciones de frecuencia generadas por el transductor, Δx_{2wi} es un vector con las variaciones de frecuencia en el punto de interconexión entre las unidades DFIG, Δx_{3wi} es un vector que contiene la parte integral del control de regulación de velocidad de las unidades, $\Delta \omega_i$ es un vector con las variaciones de velocidad de las turbinas eólicas y ΔP_{NCi} es un vector con las variaciones de potencia de las unidades

$$\Delta x_{1wi} = [\Delta x_{11wi} \quad \dots \quad \Delta x_{1nwi}] \quad (2.98)$$

$$\Delta x_{2wi} = [\Delta x_{21wi} \quad \dots \quad \Delta x_{2nwi}] \quad (2.99)$$

$$\Delta x_{3wi} = [\Delta x_{31wi} \quad \dots \quad \Delta x_{3nwi}] \quad (2.100)$$

$$\Delta \omega_i = [\Delta \omega_{1i} \quad \dots \quad \Delta \omega_{ni}] \quad (2.101)$$

$$\Delta P_{NCi} = [\Delta P_{NC1i} \quad \dots \quad \Delta P_{NCni}] \quad (2.102)$$

2.4. Modelo dinámico de control de frecuencia en un ambiente desregulado

En esta sección se incorporan al modelo dinámico LFC las señales asociadas a un entorno de mercado desregulado. En particular, se consideran (i) demandas contratadas por las compañías de distribución (DISCOs), (ii) compromisos de suministro por las compañías de generación (GENCOs) y (iii) el efecto de intercambios programados a través de los enlaces de interconexión (tie-lines).

Las unidades DFIG y los sistemas de almacenamiento considerados previamente se mantienen sin modificaciones estructurales en este apartado, dado que su contribución se modela como soporte primario de frecuencia y no altera la formulación contractual del control secundario.

Bajo un esquema desregulado, la operación del sistema es supervisada por un operador independiente (ISO/TSO), responsable de monitorear los intercambios de potencia programados, el balance carga–generación por área y el desempeño del AGC. Para representar matemáticamente los acuerdos contractuales se emplean matrices de participación, tales como la matriz de participación de generación (GPM), que asigna factores de participación a cada GENCO respecto a las áreas operativas (Bevrani, 2009).

Por lo general, en una red eléctrica convencional, la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica están a cargo de un solo organismo conocido como empresa de servicios públicos integrada verticalmente (VIU, acrónimo en inglés, Vertically Integrated Utility) (Pappachen and Fathima, 2017). Dicha entidad suministra energía a los usuarios a una tasa especificada. El sistema eléctrico está dividido por áreas de control, delimitadas solo por límites físicos y a la vez están interconectadas entre sí mediante enlaces de transmisión.

Al realizar la reestructuración del mercado eléctrico, la empresa VIU cambia al concepto de mercado desregulado, altamente competitivo, el cual se divide en tres modelos diferentes, los cuales son diferenciados con base en los acuerdos contractuales de las diferentes entidades de una red eléctrica desregulada (Pappachen and Fathima, 2017).

El desarrollo matemático del tipo de contratos que pueden presentarse en un sis-

tema eléctrico desregulado es presentado en diversas investigaciones (Bevrani, 2009; Bevrani et al., 2004a,a; Bevrani and Hiyama, 2011). El modelo matemático de estos mercados se hace mediante la implementación de matrices donde se incluye la información de los contratos de demanda contratados por las DISCOs a las diferentes GENCOs. Dichas matrices llevan el nombre de matriz de participación de las compañías de distribución, DPM, y matriz de participación de generación, GPM. Los tipos de contratos de transacciones se dividen en tres (Bevrani, 2009; Bevrani and Hiyama, 2011):

- Contrato unilateral: Contrato donde solo pueden participar en los contratos las GENCOs con las DISCOs de la misma área de control.
- Contrato bilateral: Contrato donde las DISCOs tienen libertad de contratar potencia de cualquier GENCO, independientemente de su área de control.
- Violación de contratos: Contrato donde se experimenta un aumento de demanda de potencia por parte de una compañía de distribución, DISCOs, no es subcontratado por ningún GENCOs y el cambio de carga en dicha zona debe ser compartido por todas las GENCOs del área de control. El exceso de carga se refleja como carga local, pero no forma parte de la demanda contratada.

En el desarrollo de este trabajo se tomará en cuenta el mercado eléctrico desde un punto de vista operativo completo, tratando de analizar las transacciones de energía en un entorno regulado y desregulado, haciendo énfasis en el impacto operativo en todo el sistema eléctrico cuando se produce un desbalance en la frecuencia e incluyendo el análisis económico de compra/venta de energía.

Para considerar los efectos de los contratos bilaterales se utilizará la matriz GPM (Bevrani et al., 2004a,a). Dicha matriz contiene toda la información de los acuerdos contractuales que se pueden tener en el sistema, esto se hace mediante los diferentes factores de participación de las compañías de generación. Para la construcción de la matriz GPM, los renglones indican el número de compañías de generación, mientras que en las columnas se indica el número de áreas operativas, lo que hace que la matriz pueda ser de cualquier orden, ya que está en función de las áreas del sistema y el número de compañías de

generación por área (Bevrani, 2009; Bevrani et al., 2004a,a; Bevrani and Hiyama, 2011). Supongamos que se tiene un sistema con n compañías de generación y N áreas de control, la matriz GPM se define como,

$$GPM_i = \begin{bmatrix} gpf_{i1} & gpf_{i2} & \cdots & gpf_{i(N-1)} & gpf_{iN} \\ gpf_{21} & gpf_{22} & \cdots & gpf_{2(N-1)} & gpf_{2N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ gpf_{(n-1)1} & gpf_{(n-1)2} & \cdots & gpf_{(n-1)(N-1)} & gpf_{(n-1)N} \\ gpf_{n1} & gpf_{n2} & \cdots & gpf_{n(N-1)} & gpf_{nN} \end{bmatrix} \quad (2.103)$$

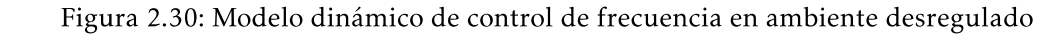
Donde gpf_{ki} es el factor de participación de la unidad de generación k de la i -ésima área de control. Para cada área de control, la suma de los factores de participación debe ser igual a la unidad, como es especificado en (Bevrani, 2009; Bevrani et al., 2004a,a; Bevrani and Hiyama, 2011).

$$\sum_{k=1}^n gpf_{ki} = 1 \quad (2.104)$$

Para incluir este concepto en los esquemas descritos anteriormente, se deben agregar nuevas señales que contengan la información de los factores de participación en la matriz GPM de los contratos de carga entre los DISCOs y los GENCOs. Esta información debe ser el suministro de parte de cada GENCO a la DISCO especificada, incluyendo la tarea de mantener la potencia programada en los enlaces de transmisión de todo el sistema. Esto se realiza encontrando un balance entre la energía exportada e importada, ya que, como se trata de un ambiente desregulado, los GENCOs locales pueden suministrar potencia no solo a los usuarios locales, sino a cualquier área de control del sistema. A este balance entre la potencia exportada e importada se le conoce como error de potencia en la línea de transmisión, $\Delta P_{tie,error}$, la cual se utiliza para reestructurar la señal ACE.

Los efectos del entorno desregulado se muestran en la Figura 2.30, nótese que el diagrama está estructurado como el presentado en la Figura 2.7; las señales agregadas se muestran con una flecha roja.

La suma de la demanda local contratada y los disturbios de carga no previstos, o no contratados, de la i -ésima área de control se define de la siguiente manera (Bevrani,



$$v_{1i}(s) = \Delta P_{Li}(s) + \Delta P_{di}(s) \quad (2.105)$$

Donde $\Delta P_{di}(s)$ representa 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 e importación de potencia en la i -ésima área de control. Matemáticamente se expresa como (Bevrani, 2009; Bevrani et al., 2004a,a; Bevrani and Hiyama, 2011)

$$v_{3i}(s) = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N \left(\sum_{k=1}^n g p f_{kj} \right) \Delta P_{Lj}(s) - \sum_{k=1}^n \left(\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N g p f_{jk} \right) \Delta P_{Li}(s) \quad (2.106)$$

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 eso 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 multiplicada por la demanda de potencia en el área j . Se realiza este proceso para todas las áreas del sistema. De esta manera se obtiene la potencia neta exportada por el área i con todo el sistema; además, se conoce específicamente la aportación de cada unidad de generación de la i -ésima con respecto a toda la exportación. Por su parte, el 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 de los acuerdos contractuales entre ellas. Representada por 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 . De esta manera se tiene la potencia neta importada por el área i con todas las demás áreas de control; 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 2.30 se tiene que el error de potencia en la línea de transmisión,

$$\Delta P_{tie-i,error}(s) = \Delta P_{tie,i}(s) - v_{3i}(s) \quad (2.107)$$

Por lo tanto, la señal de control de área $ACE_i(s)$ es igual a,

$$ACE_i(s) = \beta_i \Delta f_i(s) + \Delta P_{tie-i,error}(s) \quad (2.108)$$

Sustituyendo la ecuación 2.107 en 2.108,

$$ACE_i = \beta_i \Delta f_i(s) + \Delta P_{tie-i,actual}(s) - v_{3i}(s) \quad (2.109)$$

Realizando la sustitución para encontrar la ecuación de control considerando el control PI, se tiene lo siguiente

$$\Delta P_{Ci} = k_i(s) ACE_i(s) = (k_{Pi} + \frac{k_{Ii}}{s})(\beta_i \Delta f_i(s) + \Delta P_{tie,i}(s) - v_{3i}(s)) \quad (2.110)$$

Realizando el producto y multiplicando ambos lados de la expresión por el operador de Laplace, s , se tiene la siguiente expresión,

$$\Delta \dot{P}_{Ci} = k_{Pi}(\beta_i \Delta \dot{f}_i(s) + \Delta \dot{P}_{tie,i}(s)) + k_{Ii}(\beta_i \Delta f_i(s) + \Delta P_{tie,i}(s) - v_{3i}(s)) \quad (2.111)$$

Los valores v_{4i-1} , v_{4i-2} hasta v_{4i-n} conforman un vector v_{4i} , el cual incluye las demandas de potencia contratadas por las DISCOs de otras áreas con los GENCOs de la

i-ésima área y se representa como (Bevrani, 2009; Bevrani et al., 2004a,a; Bevrani and Hiyama, 2011)

$$v_{4i} = [v_{4i-1} \quad v_{4i-2} \quad \dots \quad v_{4i-n}] \quad (2.112)$$

Donde

$$\begin{aligned} v_{4i-1} &= \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N gp f_{1j} \Delta P_{Lj} \\ v_{4i-2} &= \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N gp f_{2j} \Delta P_{Lj} \\ &\vdots \\ v_{4i-n} &= \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N gp f_{nj} \Delta P_{Lj} \end{aligned} \quad (2.113)$$

La generación total de cada unidad se puede encontrar mediante

$$\Delta P_{mi} = \sum_{j=1}^N gp f_{ij} \Delta P_{Lj} \quad (2.114)$$

Por último, si se presenta 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 a su factor de participación de su área local, ya que esta información está dada solo en términos de la señal ACE_i . Matemáticamente, la potencia suministrada por cada unidad de generación en la i-ésima área de control cuando existe una demanda no contratada se define como,

$$\Delta P_{mn} = \sum_{j=1}^N gp f_{ij} \Delta P_{Lj} + \frac{gp f_{ni}}{\sum_{k=1}^n gp f_{ki}} \Delta P_{di} \quad (2.115)$$

2.4.1. Modelo de central térmica sin recalentamiento

En la Figura 2.31 se presenta el diagrama de bloques de un sistema interconectado multimáquina con unidades de generación térmica sin recalentamiento en un entorno desregulado.

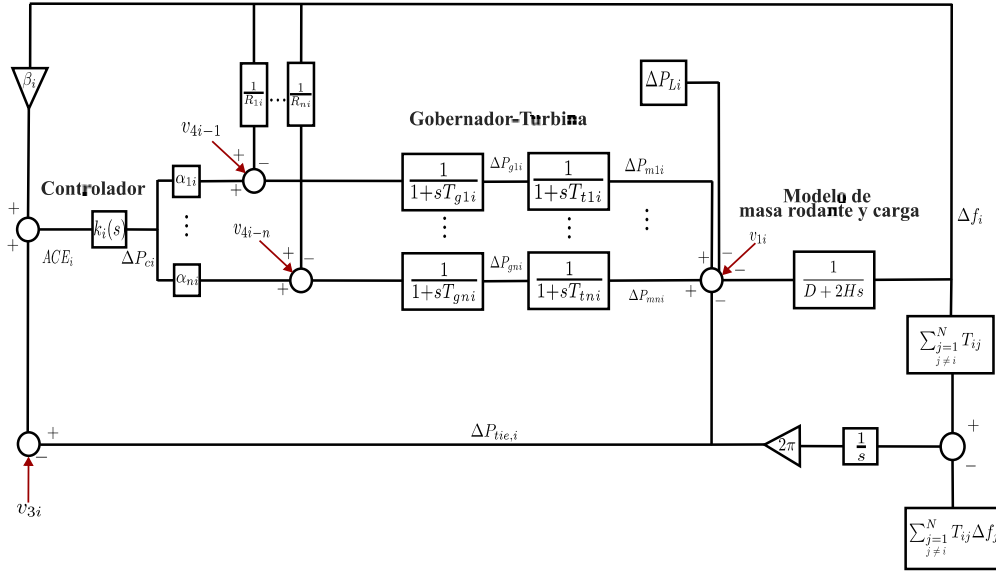


Figura 2.31: Diagrama de bloques de control de frecuencia en un ambiente desregulado para un sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas sin recalentamiento

A continuación se presenta el conjunto de ecuaciones dinámicas representadas en (2.30) para un sistema con unidades térmicas sin recalentamiento, solo se modificarán las ecuaciones cuando se modelen en un ambiente desregulado.

$$\begin{aligned}
 \Delta \dot{f}_i &= \frac{1}{2H_i} (\Delta P_{m1i} + \dots + \Delta P_{mni} - v_{1i} - \Delta P_{tie,i} - D_i \Delta f_i) \\
 \Delta \dot{P}_{g1i} &= \frac{1}{T_{g1i}} (\alpha_{1i} \Delta P_{Ci} + v_{4i-1} - \Delta P_{g1i} - \frac{\Delta f_i}{R_{1i}}) \\
 &\vdots \\
 \Delta \dot{P}_{gni} &= \frac{1}{T_{gni}} (\alpha_{ni} \Delta P_{Ci} + v_{4i-n} - \Delta P_{gni} - \frac{\Delta f_i}{R_{ni}}) \\
 \Delta \dot{P}_{Ci} &= k_{Pi} (\beta_i \Delta \dot{f}_i + \Delta \dot{P}_{tie,i}) + k_{Li} (\beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie,i} - v_{3i})
 \end{aligned} \tag{2.116}$$

El resto de las ecuaciones no sufren ningún cambio. Replantando la ecuación (2.37) para incluir los efectos del ambiente desregulado se tiene,

$$u_i^T = [v_{1i} \quad v_{3i} \quad v_{4i}] \tag{2.117}$$

Ya que la única modificación del sistema fue la entrada u_i , la matriz B_{1i} es la única que se modifica para agregar el efecto del entorno desregulado. Por esta razón, la

matriz B_{1i} del sistema térmico sin recalentamiento se convierte de orden $(2 + n) \times (3 + 2n)$ considerando n unidades térmicas sin recalentamiento. El resto de las matrices del sistema, así como la entrada w_i , no sufren ningún cambio y se consideran exactamente igual a las planteadas anteriormente.

2.4.2. Modelo de central térmica con recalentamiento simple

En la Figura 2.32 se presenta el diagrama de bloques de un sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas con recalentamiento simple en un entorno desregulado. En rojo están marcadas las señales agregadas que representan el entorno desregulado.

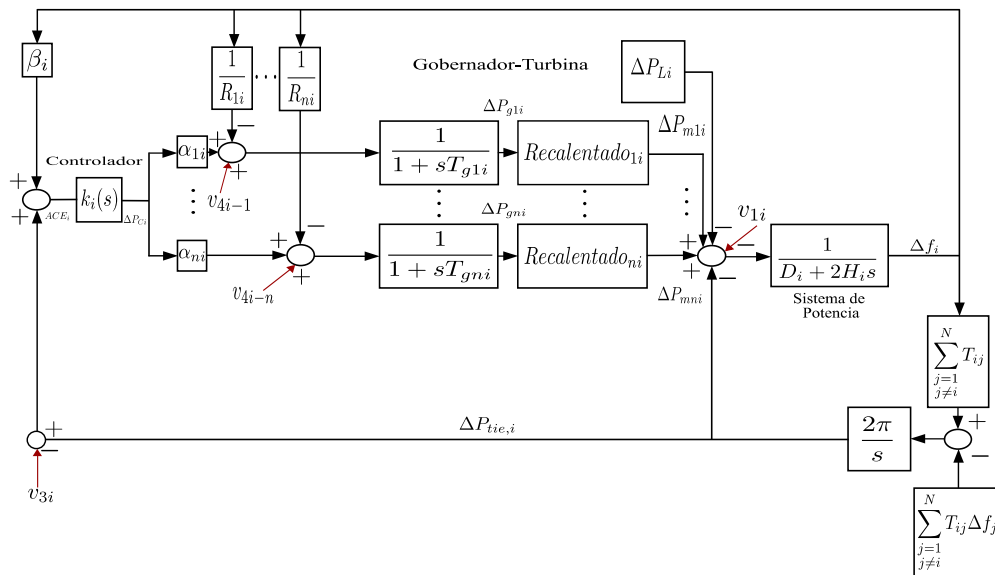


Figura 2.32: Diagrama de bloques de control de frecuencia en un ambiente desregulado para un sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas con recalentamiento simple

A continuación, se presentarán exclusivamente las ecuaciones de (2.40) que muestran una modificación con respecto al ambiente desregulado,

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{f}_i &= \frac{1}{2H_i} (\Delta x_{11i} F_{HP1i} + \dots + \Delta x_{1ni} F_{HPni} + \Delta x_{41i} F_{IP1i} + \dots + \\
&\quad \Delta x_{4ni} F_{IPni} + \Delta x_{81i} F_{LP1i} + \dots + \Delta x_{8ni} F_{LPni} - v_{1i} - \\
&\quad \Delta P_{tie,i} - D_i \Delta f_i) \\
\Delta \dot{P}_{g1i} &= \frac{1}{T_{g1i}} (\alpha_{1i} \Delta P_{Ci} + v_{4i-1} - \Delta P_{g1i} - \frac{\Delta f_i}{R_{1i}}) \\
&\vdots \\
\Delta \dot{P}_{gni} &= \frac{1}{T_{gni}} (\alpha_{ni} \Delta P_{Ci} + v_{4i-n} - \Delta P_{gni} - \frac{\Delta f_i}{R_{ni}}) \\
\Delta \dot{P}_{Ci} &= k_{pi} (\beta_i \Delta \dot{f}_i + \Delta \dot{P}_{tie,i}) + k_{Ii} (\beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie,i} - v_{3i})
\end{aligned} \tag{2.118}$$

De igual manera al caso anterior, la unidad parte del sistema que sufre algún cambio es la entrada u_{is} , por lo tanto, la matriz B_{1is} pasa a ser de un orden $(2 + ns) \times (3 + 4ns)$ considerando ns número de unidades térmicas con recalentamiento simple. El resto de ecuaciones y matrices del sistema no sufren ningún cambio, al igual que la entrada w_{is} .

2.4.3. Modelo de central térmica con recalentamiento doble

En la Figura 2.33 se presenta el diagrama de bloques para el control de frecuencia de un sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas con recalentamiento doble en un ambiente desregulado. En rojo se señalan las señales agregadas por la desregulación del sistema.

A continuación, se presentan las ecuaciones dinámicas que describen el sistema presentado anteriormente en (2.48). Se presentarán exclusivamente las ecuaciones que sufren cambio por el cambio a un ambiente desregulado.

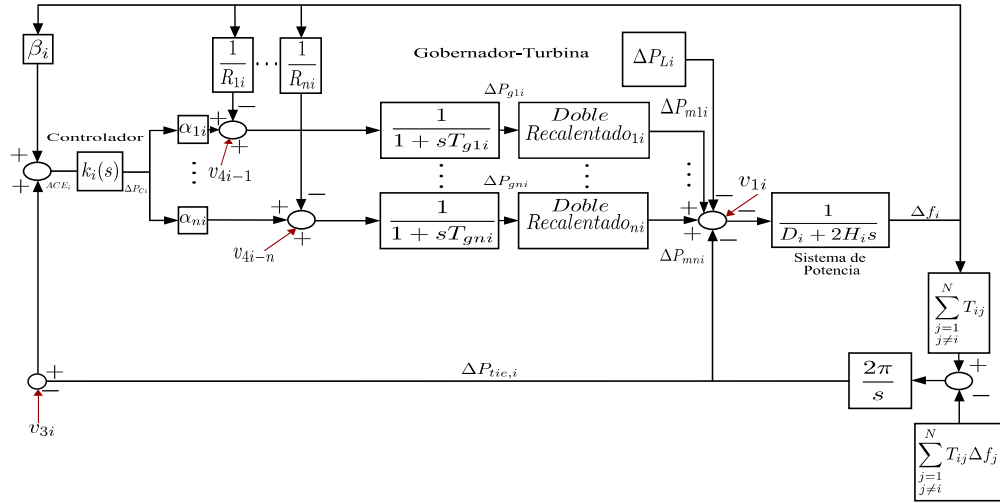


Figura 2.33: Diagrama de bloques de control de frecuencia en un ambiente desregulado para un sistema interconectado multimáquina con unidades térmicas con recalentamiento doble

$$\begin{aligned}
 \Delta \dot{f}_i &= \frac{1}{2H_i} (\Delta x_{11i} F_{VHP1i} + \dots + \Delta x_{1ni} F_{VHPni} + \Delta x_{41i} F_{HP1i} + \dots + \\
 &\quad \Delta x_{4ni} F_{HPni} + \dots + \Delta x_{61i} F_{IP1i} + \dots + \Delta x_{6ni} F_{IPni} + \Delta x_{81i} F_{LP1i} + \dots \\
 &\quad + \Delta x_{8ni} F_{LPni} - v_{1i} - \Delta P_{tie,i} - D_i \Delta f_i) \\
 \Delta \dot{P}_{g1i} &= \frac{1}{T_{g1i}} (\alpha_{1i} \Delta P_{Ci} + v_{4i-1} - \Delta P_{g1i} - \frac{\Delta f_i}{R_{1i}}) \\
 &\vdots \\
 \Delta \dot{P}_{gni} &= \frac{1}{T_{gni}} (\alpha_{ni} \Delta P_{Ci} + v_{4n-1} - \Delta P_{gni} - \frac{\Delta f_i}{R_{ni}}) \\
 \Delta \dot{P}_{Ci} &= k_{Pi} (\beta_i \Delta \dot{f}_i + \Delta \dot{P}_{tie,i}) + k_{Ii} (\beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie,i} - v_{3i})
 \end{aligned} \tag{2.119}$$

Considerando los cambios presentados en las ecuaciones (2.119), la única modificación en el sistema es el cambio en la entrada u_{id} , por lo tanto, la única modificación del sistema se hace en la matriz B_{1id} que pasa a ser de dimensiones $(2 + nd) \times (3 + 5nd)$, considerando nd como número de unidades térmicas con recalentamiento doble. Al igual que en los casos anteriores, el resto de matrices y entradas del sistema queda exactamente

igual a lo definido anteriormente.

2.4.4. Modelo de centrales hidroeléctricas

En la Figura 2.34 se presenta el diagrama de bloques para el control de frecuencia de un sistema interconectado multimáquina con unidades hidroeléctricas en un ambiente desregulado.

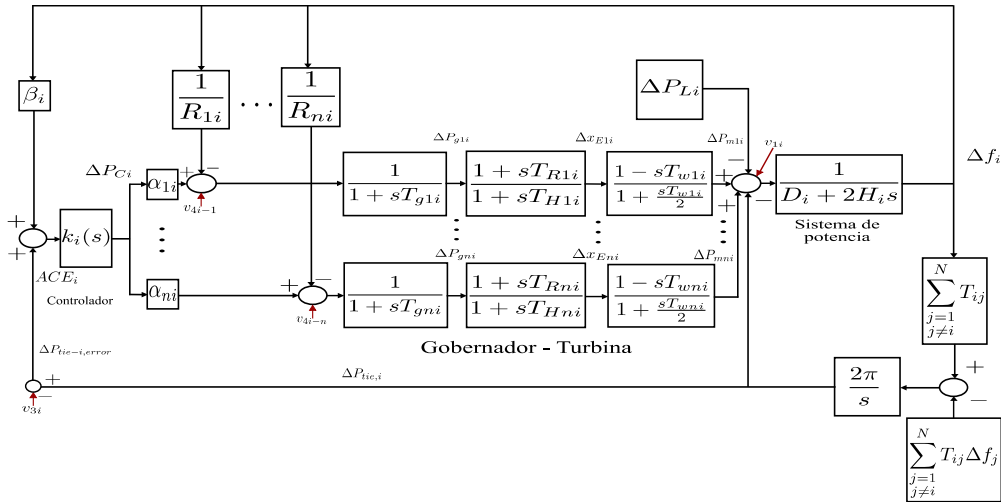


Figura 2.34: Diagrama de bloques de control de frecuencia en un ambiente desregulado para un sistema interconectado multimáquina con unidades hidroeléctricas

A continuación, se presentarán las ecuaciones dinámicas presentadas en (2.58) y (2.59), solo se analizarán las ecuaciones que sufren modificaciones por el cambio a un

ambiente desregulado.

$$\begin{aligned}\Delta \dot{f}_i &= \frac{1}{2H_i} (\Delta P_{m1i} + \dots + \Delta P_{mni} - v_{1i} - \Delta P_{tie,i} - D_i \Delta f_i) \\ \Delta \dot{P}_{m1i} &= \Delta f_i \left(\frac{2T_{R1i}}{T_{H1i} T_{g1i} R_{1i}} \right) + \Delta P_{m1i} \left(\frac{-2}{T_{w1i}} \right) + \Delta x_{E1i} \left(\frac{2}{T_{w1i}} + \frac{2}{T_{H1i}} \right) \\ &\quad + \Delta P_{g1i} \left(\frac{2T_{R1i}}{T_{H1i} T_{g1i}} - \frac{2}{T_{H1i}} \right) + \Delta P_{Ci} \left(\frac{-2\alpha_{1i} T_{R1i}}{T_{H1i} T_{g1i}} \right) + v_{4i-1} \left(\frac{-2T_{R1i}}{T_{H1i} T_{g1i}} \right) \\ &\quad \vdots\end{aligned}\tag{2.120}$$

$$\begin{aligned}\Delta \dot{P}_{mni} &= \Delta f_i \left(\frac{2T_{Rni}}{T_{Hni} T_{gni} R_{ni}} \right) + \Delta P_{mni} \left(\frac{-2}{T_{wni}} \right) + \Delta x_{Eni} \left(\frac{2}{T_{wni}} + \frac{2}{T_{Hni}} \right) \\ &\quad + \Delta P_{gni} \left(\frac{2T_{Rni}}{T_{Hni} T_{gni}} - \frac{2}{T_{Hni}} \right) + \Delta P_{Ci} \left(\frac{-2\alpha_{ni} T_{Rni}}{T_{Hni} T_{gni}} \right) + v_{4i-n} \left(\frac{-2T_{Rni}}{T_{Hni} T_{gni}} \right) \\ &\quad \vdots \\ \Delta \dot{x}_{E1i} &= \Delta f_i \left(\frac{-T_{R1i}}{T_{H1i} T_{g1i} R_{1i}} \right) + \Delta x_{E1i} \left(\frac{-1}{T_{H1i}} \right) + \Delta P_{g1i} \left(\frac{1}{T_{H1i}} - \frac{T_{R1i}}{T_{H1i} T_{g1i}} \right) \\ &\quad + \Delta P_{Ci} \left(\frac{\alpha_{1i} T_{R1i}}{T_{H1i} T_{g1i}} \right) + v_{4i-1} \left(\frac{T_{R1i}}{T_{H1i} T_{g1i}} \right) \\ &\quad \vdots \\ \Delta \dot{x}_{Eni} &= \Delta f_i \left(\frac{-T_{Rni}}{T_{Hni} T_{gni} R_{ni}} \right) + \Delta x_{Eni} \left(\frac{-1}{T_{Hni}} \right) + \Delta P_{gni} \left(\frac{1}{T_{Hni}} - \frac{T_{Rni}}{T_{Hni} T_{gni}} \right) \\ &\quad + \Delta P_{Ci} \left(\frac{\alpha_{ni} T_{Rni}}{T_{Hni} T_{gni}} \right) + v_{4i-n} \left(\frac{T_{Rni}}{T_{Hni} T_{gni}} \right)\end{aligned}\tag{2.121}$$

$$\Delta \dot{P}_{g1i} = \frac{1}{T_{g1i}} (\alpha_{1i} \Delta P_{Ci} + v_{4i-1} - \Delta P_{g1i} - \frac{\Delta f_i}{R_{1i}})$$

$\vdots$

$$\Delta \dot{P}_{gni} = \frac{1}{T_{gni}} (\alpha_{ni} \Delta P_{Ci} + v_{4i-n} - \Delta P_{gni} - \frac{\Delta f_i}{R_{ni}})$$

$$\Delta \dot{P}_{Ci} = k_{Pi} (\beta_i \Delta \dot{f}_i + \Delta \dot{P}_{tie,i}) + k_{Li} (\beta_i \Delta f_i + \Delta P_{tie,i} - v_{3i})$$

Considerando los cambios presentados en las ecuaciones (2.120) y (2.121), la única modificación en el sistema es el cambio en la entrada u_{ih} , por lo tanto, la única modificación del sistema se hace en la matriz B_{1ih} que pasa a ser de dimensiones $(2 + nh) \times (3 + 2nh)$, considerando nh como número de unidades hidroeléctricas. Al igual que en los casos anteriores, el resto de matrices y entradas del sistema queda exactamente igual a lo definido anteriormente.

2.4.5. Modelo de centrales fotovoltaicas

Considerando el diagrama de bloques presentado en la Figura 2.35 se tiene un sistema interconectado multimáquina con unidades fotovoltaicas en un ambiente desregulado.

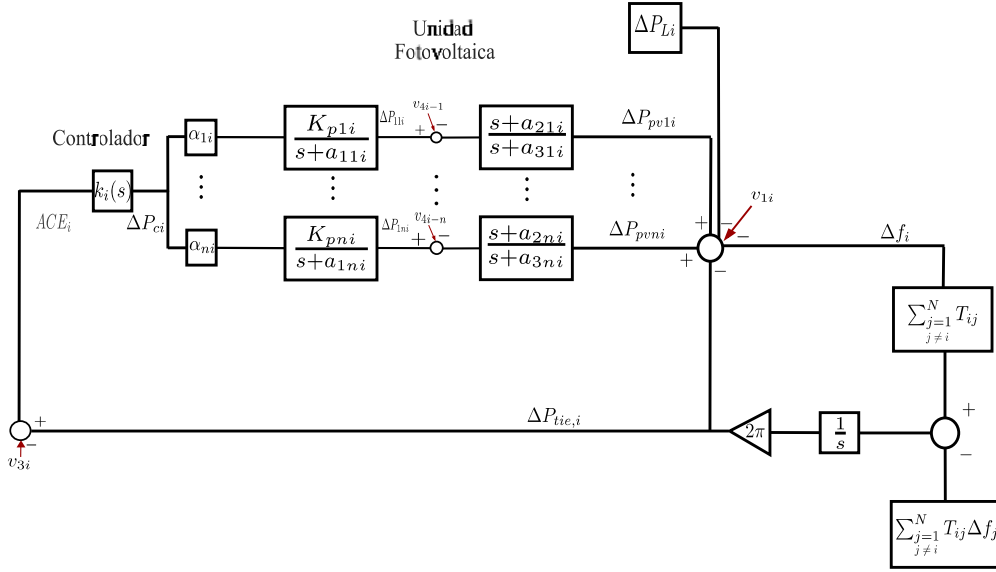


Figura 2.35: Diagrama de bloques de control de frecuencia en un ambiente desregulado para un sistema interconectado multimáquina con unidades fotovoltaicas

A continuación se presentarán las ecuaciones definidas anteriormente en (2.75), se mostrarán exclusivamente las ecuaciones que presentan un cambio al entrar al caso de un ambiente desregulado.

$$\begin{aligned} \Delta \dot{P}_{pv1i} &= (a_{21i} - a_{11i})\Delta P_{11i} - a_{31i}\Delta P_{pv1i} + \alpha_{1i}K_{p11i}\Delta P_{Ci} - a_{21i}v_{4i-1} \\ &\vdots \end{aligned} \quad (2.122)$$

$$\Delta \dot{P}_{pvni} = (a_{2ni} - a_{1ni})\Delta P_{1ni} - a_{3ni}\Delta P_{pvni} + \alpha_{ni}K_{p1ni}\Delta P_{Ci} - a_{2ni}v_{4i-n}$$

$$\Delta \dot{P}_{Ci} = k_{pi}\Delta \dot{P}_{tie,i} + k_{Ii}(\Delta P_{tie,i} - v_{3i})$$

Donde

$$\Delta f_i = \Delta P_{pv1i} + \dots + \Delta P_{pvni} - \Delta P_{tie,i} - v_{1i} \quad (2.123)$$

Considerando los cambios presentados en las ecuaciones (2.122), la única modificación en el sistema es el cambio en la entrada u_{ip} , por lo tanto, la única modificación del sistema se hace en la matriz B_{1ip} que pasa a ser de dimensiones $(2 + np) \times (3 + 2np)$, considerando np como número de unidades fotovoltaicas. Al igual que en los casos anteriores, el resto de matrices y entradas del sistema queda exactamente igual a lo definido anteriormente.

2.5. Algoritmo genético aplicado al control de frecuencia

En cuestión de problemas de optimización, existen diversos métodos matemáticos para resolverlos debido a que normalmente la estructura de los mismos es que son convexos, lo que permite una solución fácil. Sin embargo, existen problemas de optimización donde estos métodos no son adecuados para la solución debido a su complejidad, lo que deforma el espacio de búsqueda. Por esta razón, para solucionar este tipo de problemas se emplean técnicas heurísticas, ya que, mediante una búsqueda exhaustiva, estas emplean soluciones con el objetivo de encontrar la solución o soluciones más óptimas (Gaitán, 2018).

Por la naturaleza del problema se requiere implementar una optimización multiobjetivo. Así, la solución del problema general es una combinación de las soluciones óptimas de cada objetivo, por lo que dicha solución no es única (Bevrani and Hiyama, 2011; Calderón-Arce and Alvarado-Moya, 2016). Anteriormente, la estrategia de solución de este tipo de problemas consistía en considerar la optimización de un único objetivo e imponer unos niveles de satisfacción para los restantes objetivos considerados. Pero la creciente complejidad de los problemas que se tratan de resolver ha incentivado el desarrollo de nuevos procedimientos matemáticos de optimización multiobjetivo para la resolución de estos problemas. Entre los más conocidos se encuentran los métodos de generación del conjunto eficiente u óptimo de Pareto (Bevrani and Hiyama, 2011; Steuer, 1986; Zamudio, 2023).

Existen problemas en los cuales el espacio de búsqueda puede ser muy grande y la zona factible muy pequeña y difícil de localizar. Es particularmente en este tipo de pro-

blemas en los cuales más útil el uso de heurísticos tales como el algoritmo genético. 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.

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 de un sistema interconectado multiárea. Para ello, es necesario establecer qué función será minimizada. Debido a que el objetivo del LFC es mantener las desviaciones de frecuencia a cero y los flujos de potencia en los enlaces de transmisión en sus valores programados, por esta razón, se selecciona la señal ACE_i , pues es la señal que es la combinación lineal tanto de las desviaciones de frecuencia Δf_i y los cambios de potencia en los enlaces de transmisión $\Delta P_{tie,i}$. Para lograrlo, se utiliza la integral del error al cuadrado, ISE, de la señal ACE y se define como (Sheikh et al., 2009; Nour et al., 2022; Zamudio, 2023)

$$ObjFnc_i = \min \sum_{t=0}^k ACE_{i,t}^2 = \min \sum_{t=0}^k (\beta_i \Delta f_{i,t} + \Delta P_{tie-i,t})^2 \quad (2.124)$$

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 objetivo correspondiente a todas las áreas del sistema analizado. Este planteamiento se muestra en la siguiente a continuación,

$$FitFunc = \min \left[\sum_{t=0}^k ACE_{1,t}^2 \quad \sum_{t=0}^k ACE_{2,t}^2 \quad \dots \quad \sum_{t=0}^k ACE_{N,t}^2 \right] \quad (2.125)$$

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 conjunto de herramientas internas de MATLAB, la cual encuentra el frente de Pareto de múltiples funciones de aptitud usando un algoritmo genético. (Zamudio, 2023)

2.6. Conclusiones

En este capítulo se realizó el desarrollo de los modelos matemáticos para el análisis del control de frecuencia en sistemas eléctricos multiárea y multimáquina, donde se utilizó la formulación en espacio de estados para facilitar la escalabilidad del sistema. Se modelaron centrales térmicas sin recalentamiento, con recalentamiento simple y con recalentamiento doble, centrales hidroeléctricas y fuentes renovables como celdas fotovoltaicas y aerogeneradores tipo DFIG.

Asimismo, se amplió el desarrollo de los modelos para el control de frecuencia dentro de mercados eléctricos desregulados, integrando los contratos y los factores de participación entre los generadores. La sintonización de los controladores PI utilizados se realiza mediante el uso de un algoritmo genético multiobjetivo, utilizando como criterio el ISE del ACE, lo que permitió mejorar la respuesta dinámica ante una perturbación de carga.

En este capítulo se establecen las bases de las ecuaciones dinámicas para el análisis integral del sistema desarrollado en los capítulos posteriores.

Capítulo 3

Modelo matemático de sistemas de potencia para la regulación de voltaje

3.1. Introducción

Para garantizar la operación adecuada de un sistema eléctrico, además de atender los desbalances entre carga y generación, es de suma importancia controlar los voltajes en la red de transmisión y distribución. Esto se logra mediante diferentes métodos o elementos, ya sean capacitores o reactores en derivación, condensadores síncronos, compensadores estáticos de vars, condensadores en serie o transformadores reguladores con cambiadores de tap y amplificadores. En el desarrollo de este trabajo se realizará el análisis de regulación de voltaje mediante el uso del sistema de excitación de los generadores del sistema. El objetivo del sistema de excitación de los generadores es mantener el voltaje y controlar el flujo de potencia reactiva. Actualmente, los sistemas de excitación modernos utilizan, usualmente, generadores AC con rectificadores rotatorios conocidos como sistemas de excitación sin escobillas (Kundur, 1994; Saadat, 1998).

Como es sabido, un cambio en la potencia activa en el sistema afecta esencialmente la frecuencia, mientras que un cambio en la potencia reactiva afecta mayormente solo la magnitud de voltaje. En los sistemas eléctricos convencionales, la interacción entre el control de frecuencia y el control de voltaje suele considerarse débil, por lo que tra-

dicionalmente ambos fenómenos se analizan de manera desacoplada. En este trabajo se realizará el análisis conjunto del control de frecuencia y de voltaje en las centrales convencionales del sistema con el objetivo de obtener una representación más completa del comportamiento dinámico del sistema y evaluar simultáneamente el impacto en variables como desviaciones de frecuencia, potencia entregada y voltajes en las terminales de las unidades. (Kundur, 1994; Saadat, 1998).

Para contar con una operación confiable y eficiente del sistema eléctrico, el control de voltaje y potencia reactiva debe cumplir diferentes objetivos como lo son,

- Mantener el voltaje en terminales de todos los equipos en el sistema dentro de límites aceptables, ya que una exposición prolongada de los equipos a valores fuera de los rangos permitidos puede afectar el funcionamiento de los mismos y posiblemente causar daños severos (Kundur, 1994; Saadat, 1998).
- Mantener el sistema estable para maximizar la operación del sistema de transmisión, en el que el control de voltaje y potencia reactiva tiene un papel importante (Kundur, 1994; Saadat, 1998).
- Reducir las pérdidas en los flujos de potencia dadas por RI^2 y XI^2 a un mínimo práctico para así asegurar un funcionamiento eficiente del sistema de transmisión y facilitar la transferencia de potencia activa (Kundur, 1994; Saadat, 1998).

3.2. Regulador automático de voltaje

El principal sistema de control de potencia reactiva en un generador es el control de excitación del mismo, conocido como regulador automático de voltaje (AVR). El objetivo de un AVR es mantener la magnitud del voltaje del generador síncrono a un valor especificado. La potencia reactiva esta relacionada con el voltaje mediante $Q = \frac{V_1 * V_2}{X}$, por lo que una variación en la magnitud de los voltajes impactan directamente el consumo de potencia reactiva del sistema. La magnitud del voltaje es sensada mediante un transformador de potencia de una fase. Este voltaje es rectificado y comparado con una señal de referencia en DC; al amplificar la señal, se controla el campo de excitación y se aumenta

el voltaje en las terminales del excitador. De esta forma, la corriente en el campo del generador aumenta, resultando en un aumento en el campo electromagnético del generador (emf); la potencia reactiva del generador aumentará a un nuevo punto de equilibrio, elevando el voltaje en las terminales del generador al valor deseado (Kundur, 1994; Saadat, 1998).

En la Figura 3.1 se presenta el diagrama de un arreglo típico de un AVR, constituido por un amplificador, excitador, un rectificador, un generador, una carga y el estabilizador del sistema. A continuación, se realizará una descripción de los componentes que comprenden el sistema de AVR.

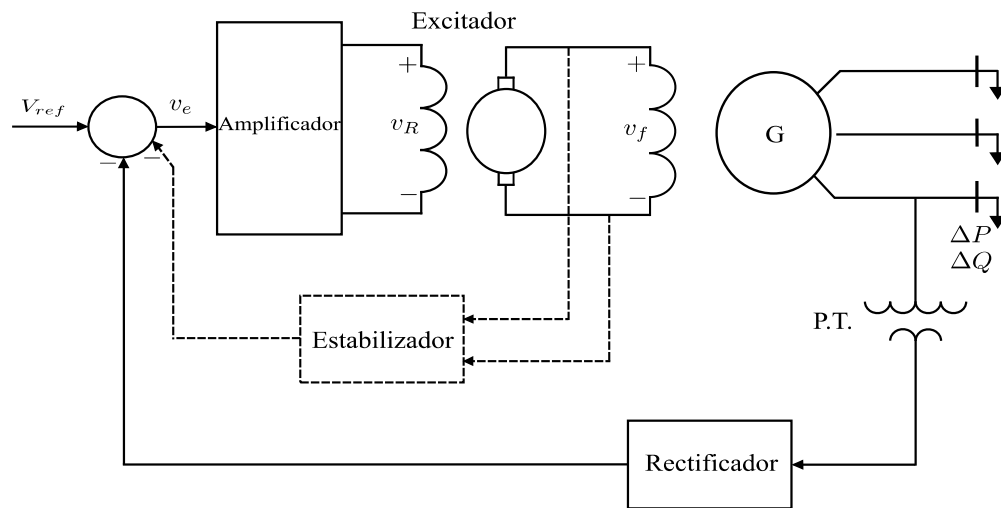


Figura 3.1: Diagrama conceptual de un arreglo típico de un AVR (Saadat, 1998)

3.2.1. Modelo del amplificador

El amplificador en el sistema de excitación puede ser de diferentes tipos, ya sea un amplificador magnético, rotatorio o de electrónica moderna. El amplificador es representado por una ganancia K_A y una constante de tiempo τ_A . Los valores típicos de la constante K_A están en un rango desde 10 a 400, mientras que la constante de tiempo se encuentra en un rango pequeño de 0.02 a 0.1 segundos y a menudo es ignorada (Saadat, 1998). La función de transferencia que representa al amplificador es la siguiente (Nath and Sambariya,

2015; Faiz et al., 2007; Ghosh et al., 2020):

$$\frac{V_R(s)}{V_e(s)} = \frac{K_A}{1 + \tau_A(s)} \quad (3.1)$$

3.2.2. Modelo de excitador

Existen diferentes modelos de sistemas de excitación. Los modelos actuales de los sistemas de excitación utilizan una fuente de potencia en corriente alterna (AC) combinada con rectificadores de estado sólido como SCR. Debido a los efectos de saturación que hay en los circuitos magnéticos, el voltaje de salida del excitador se convierte en una función no lineal del voltaje de campo. De esta manera, no existe una relación simple entre el voltaje en terminales y el voltaje en el campo del excitador. En este trabajo se utiliza un modelo de excitador linealizado, el cual toma en cuenta la constante de tiempo más grande y donde se ignora la saturación y las otras no linealidades del sistema. De manera simplificada, la función de transferencia de un excitador moderno puede ser representada mediante una constante de tiempo τ_E y una ganancia K_E ; cabe mencionar que la constante de tiempo de los excitadores modernos tiene un valor muy pequeño. La función de transferencia del sistema de excitación es la siguiente (Saadat, 1998; Nath and Sambariya, 2015; Shukla et al., 2022):

$$\frac{V_F(s)}{V_R(s)} = \frac{K_E}{1 + \tau_E(s)} \quad (3.2)$$

3.2.3. Modelo del generador sincrónico

El campo electromagnético generado por la máquina síncrona es una función de la curva de magnetización y el voltaje en terminales depende de la carga del generador. En el modelo linealizado, la función de transferencia que relaciona el voltaje en terminales con el voltaje de campo puede ser representada mediante una ganancia K_G y una constante de tiempo τ_G . Estas constantes dependen de la carga, K_G varía entre 0.7 y 1 y τ_G entre 1 y 2 segundos desde un estado de carga completa a un estado de vacío. La función de transferencia que representa esta relación entre el voltaje en terminales y el voltaje generado por la máquina es (Saadat, 1998; Ghosh et al., 2020; Ali and Biru, 2021):

$$\frac{V_t(s)}{V_F(s)} = \frac{K_G}{1 + \tau_G s} \quad (3.3)$$

3.2.4. Modelo del sensor

El voltaje es sentido mediante un transformador de potencial y es rectificado mediante un puente rectificador. El sensor es modelado por una función de transferencia de primer orden constituida por una constante K_R y una constante de tiempo τ_R , el rango de valores de la constante de tiempo es pequeño, entre 0.01 y 0.06 segundos. La función de transferencia del sensor de voltaje es la siguiente (Saadat, 1998; Ghosh et al., 2020; Ali and Biru, 2021):

$$\frac{V_S(s)}{V_t(s)} = \frac{K_R}{1 + \tau_R s} \quad (3.4)$$

En la Figura 3.2 se presenta el diagrama de bloques de un regulador automático de voltaje con los bloques descritos anteriormente en esta sección.

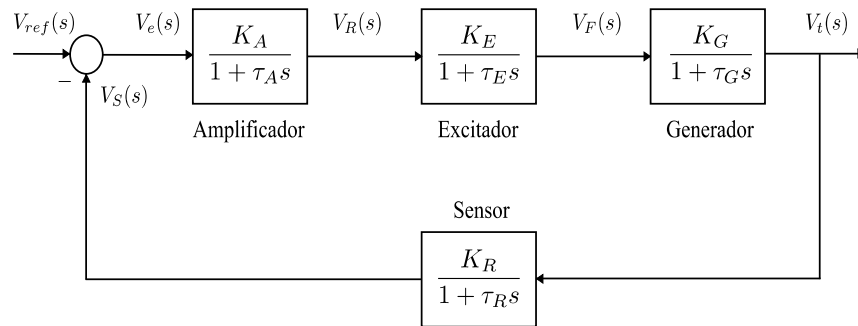


Figura 3.2: Diagrama de bloques simplificado de un regulador automático de voltaje

3.2.5. Control PI utilizado en el AVR

En los sistemas de regulación de voltaje es necesario agregar un controlador para alcanzar la estabilización del voltaje en terminales lo más rápido posible, comúnmente el controlador utilizado es de tipo PID, pero en el desarrollo de este trabajo, para que tanto el sistema de control de frecuencia como el sistema de control de voltaje tengan el mismo nivel de complejidad, se selecciona un controlador PI, en el cual la parte proporcional

ayudará en la cuestión del sobreimpulso de la respuesta del sistema y la parte integral del controlador agregará un polo en el origen del sistema y esto aumentará el tipo del sistema y reducirá el error en estado estable (Saadat, 1998; Faiz et al., 2007; Mohamed et al., 2024; Ali et al., 2023; Abu-Seada et al., 2012; Oshnoei et al., 2021).

La función de transferencia que representa al controlador PI es

$$k(s) = K_p + \frac{K_I}{s} \quad (3.5)$$

La señal de error en la entrada del controlador en el sistema es la diferencia entre el voltaje sensado en terminales de la máquina y el voltaje de referencia deseado, este voltaje se determina mediante un estudio de flujos de potencia y solo se utiliza la magnitud de la representación polar del voltaje; se representa de la siguiente forma

$$V_e(s) = V_{ref}(s) - V_S(s) \quad (3.6)$$

Considerando el controlador representado en la Figura 3.3 existe una señal de control a la salida del controlador, se considerará con el nombre ΔV_C , la cual es el resultado de la multiplicación del controlador por la señal de error en la entrada del mismo y es expresada como

$$\Delta V_C(s) = k(s)V_e(s) \quad (3.7)$$

Sustituyendo las ecuaciones (3.5) y (3.6) en la ecuación (3.7) se tiene lo siguiente

$$\Delta V_C(s) = (k_p + \frac{k_I}{s})(V_{ref}(s) - V_S(s)) \quad (3.8)$$

Pasando al dominio de Laplace y realizando la multiplicación de las variables, la ecuación de estado del controlador resulta en

$$\Delta \dot{V}_C = k_p(V_{ref} - \dot{V}_S) + k_I(V_{ref} - V_S) \quad (3.9)$$

3.2.6. AGC incluyendo el sistema de excitación

Debido a que la relación entre el estudio de LFC y AVR es débil, el voltaje y la frecuencia se controlan por separado. Pero se pueden estudiar los efectos combinados mediante la extensión del sistema linealizado de AGC para incluir el sistema de excitación.

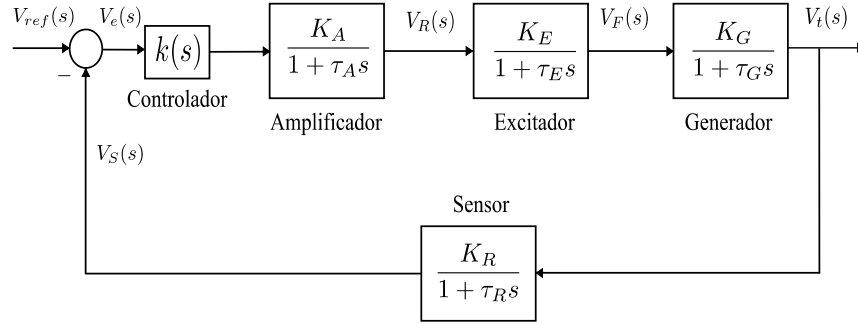


Figura 3.3: Diagrama de bloques simplificado de un regulador automático de voltaje incluyendo controlador PI

La ecuación (3.10) es el resultado de la linealización del torque eléctrico cercano a la velocidad síncrona de la unidad como se presenta en (Rakhshani et al., 2009). Una variación en la potencia eléctrica del sistema se define como el producto del coeficiente de potencia P_s y el cambio en el ángulo de potencia $\Delta\delta$. Si además se incluye el efecto del voltaje en la potencia activa, se obtiene la siguiente ecuación (Saadat, 1998),(Ali and Biru, 2021)-(Rajbongshi and Saikia, 2017).

$$\Delta P_e = P_s \Delta\delta + K_2 \Delta E' \quad (3.10)$$

Donde K_2 representa la sensibilidad de la potencia eléctrica ante una variación de la fuerza electromagnética en el estátor.

Al igual que la ecuación (3.10), las variaciones en el voltaje en las terminales se obtiene de realizar la linealización del voltaje en sus componentes d y q, en un punto cercano a la velocidad síncrona de la unidad (Rakhshani et al., 2009):

$$\Delta V_t = K_5 \Delta\delta + K_6 \Delta E' \quad (3.11)$$

Donde K_5 representa la sensibilidad del voltaje en las terminales ante una variación del ángulo del rotor manteniendo constante la fuerza electromagnética en el estátor, y K_6 representa la sensibilidad del voltaje en las terminales ante una variación en la fuerza electromagnética considerando constante el ángulo del rotor. Por último, se modifica la función de transferencia del campo del generador para incluir los efectos del ángulo del

rotor; se puede expresar la fuerza electromagnética del estátor como (Saadat, 1998):

$$E' = \frac{K_G}{1 + \tau_G} (V_f - K_4 \Delta \delta) \quad (3.12)$$

Las constantes presentadas anteriormente dependen de los parámetros de la red y de las condiciones de operación de esta. Para obtener información más detallada sobre el cálculo de dichas constantes, se puede consultar en las referencias (Kundur, 1994), (Rakhshani et al., 2009) y (Anderson et al., 1979). Normalmente, en un sistema estable T_s es positivo; por su parte, K_2, K_4 y K_6 son positivas y K_5 es negativa.

El diagrama que se presenta en la Figura 3.4 se compone del modelo de una unidad térmica sin recalentamiento, al cual es acoplado el sistema del regulador automático de voltaje, esto se observa en la sumatoria de la potencia mecánica entregada por la turbina, la variación de carga en el sistema, la potencia transmitida en el enlace de transmisión y la potencia eléctrica entregada por el regulador de voltaje presentado por en la ecuación (3.10). Esta sumatoria repercute en el cálculo de las variaciones de frecuencia del sistema.

3.3. Modelo matemático de centrales convencionales incluyendo los efectos del regulador de voltaje

3.3.1. Modelo de central térmica sin recalentamiento incluyendo el efecto del AVR

En la Figura 3.4 se presenta el diagrama de bloques de un sistema interconectado con una unidad de generación térmica sin recalentamiento. Se realiza un análisis del modelo implementando los modelos ya desarrollados en el capítulo 2.4.1 sobre mercados desregulados. Las ecuaciones dinámicas que describen el sistema se describen en (2.30) y (2.116). A continuación, se presentarán las ecuaciones que sufren cambios al agregar el modelo del AVR y las nuevas ecuaciones dinámicas que describen el funcionamiento del AVR.

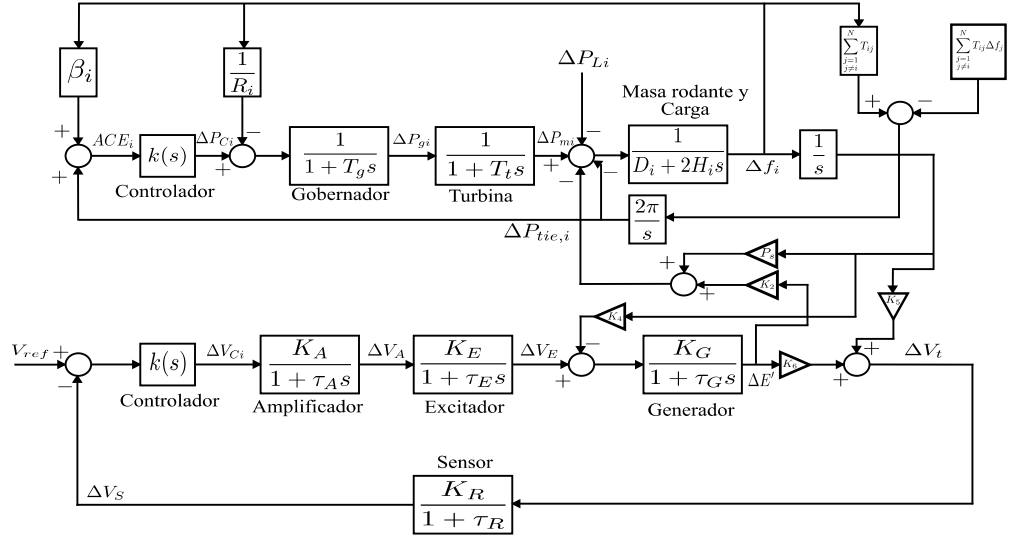


Figura 3.4: Diagrama de Bloques de sistema interconectado con unidad térmica sin recalentamiento incluyendo los efectos del regulador automático de voltaje

$$\begin{aligned}
 \Delta \dot{f}_i &= \frac{1}{2H_i} [\Delta P_{m1i} - v_{1i} - \Delta P_{tie,i} - D_i \Delta f_i - P_s \Delta \delta_i - K_2 \Delta E'_i] \\
 \Delta \dot{\delta}_i &= \Delta f_i \\
 \Delta \dot{E}'_i &= \frac{1}{K_{Gi}} [K_{Gi} (\Delta V_{Ei} - K_{4i} \Delta \delta_i) - \Delta E'_i] \\
 \Delta \dot{V}_{Ei} &= \frac{1}{T_{Ei}} [K_{Ei} \Delta V_{Ai} - \Delta V_{Ei}] \\
 \Delta \dot{V}_{Ai} &= \frac{1}{T_{Ai}} [K_{Ai} (k_{Pvi} (V_{refi} - \Delta V_{Si}) + \Delta V_{e02i}) - \Delta V_{Ai}] \\
 \Delta \dot{V}_{Si} &= \frac{1}{T_{Ri}} [K_{Ri} (K_{5i} \Delta \delta_i + K_{6i} \Delta E'_i) - \Delta V_{Si}] \\
 \Delta \dot{V}_{e02i} &= k_{Ivi} (V_{refi} - \Delta V_{Si})
 \end{aligned} \tag{3.13}$$

Del conjunto de ecuaciones descritas anteriormente, se puede apreciar que el controlador PI utilizado en el AVR se separa en dos secciones para simplificar las ecuaciones; la parte proporcional se incluye en la ecuación $\Delta \dot{V}_{Ai}$, mientras que la parte integral del controlador se modela mediante la ecuación $\Delta \dot{V}_{e02i}$.

Nótese que, de los modelos presentados en la ecuación (2.116), las matrices que se ven afectadas por incluir los efectos del AVR son la matriz A_i , que pasa a ser de di-

mensiones $(9 + 2n) \times (9 + 2n)$, y se agrega la matriz B_{3i} de dimensiones $(9 + 2n) \times 1$; por su parte, la matriz B_{1i} es de dimensiones $(9 + 2n) \times (2 + n)$. Mientras se agrega una entrada más, representa el voltaje de referencia en las terminales del generador V_{ref} . Replantando el vector de entradas del sistema para incluir los efectos del ambiente desregulado y el modelo del AVR, se tiene,

$$u_i^T = [v_{1i} \quad v_{3i} \quad v_{4i} \quad V_{refi}] \quad (3.14)$$

3.3.2. Modelo de central térmica con recalentamiento simple incluyendo el efecto del AVR

En la Figura 3.5 se presenta el diagrama de bloques de un sistema interconectado con una unidad de generación térmica con recalentamiento simple. Al analizar el modelo presentado, además de los modelos ya desarrollados en el capítulo 2.4.2 sobre mercados desregulados. A continuación, se presentarán las ecuaciones dinámicas que sufren cambios al agregar el modelo del AVR, así como las nuevas ecuaciones dinámicas que describen el funcionamiento del mismo.

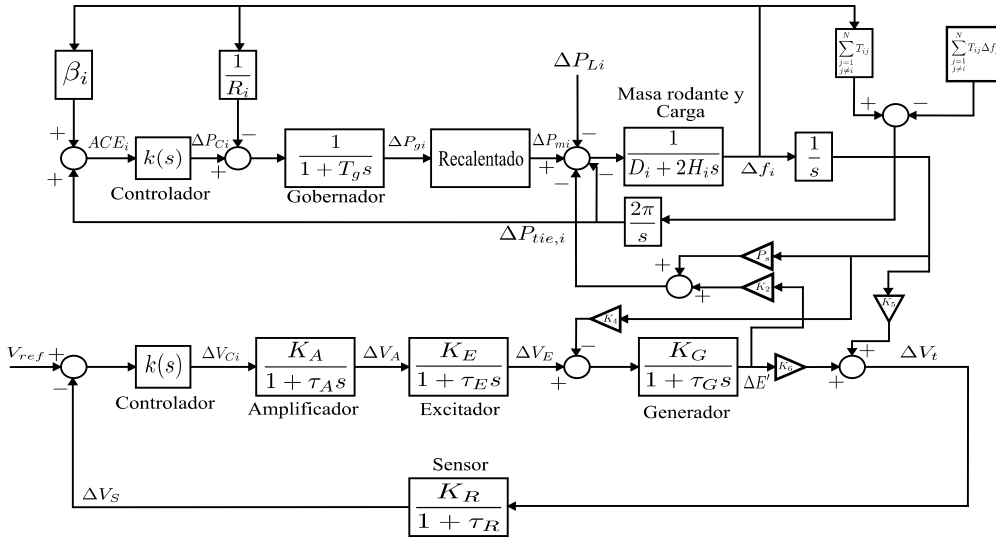


Figura 3.5: Diagrama de bloques de sistema interconectado con una unidad térmica con recalentamiento simple incluyendo los efectos del regulador automático de voltaje

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{f}_i &= \frac{1}{2H_i} [\Delta x_{11i} F_{HP1i} + \Delta x_{41i} F_{IP1i} + \Delta x_{81i} F_{LP1i} - v_{1i} - \Delta P_{tie,i} - D_i \Delta f_i \quad \dots \\
&\quad - P_{si} \Delta \delta_i - K_{2i} \Delta E'_i] \\
\Delta \dot{\delta}_i &= \Delta f_i \\
\Delta \dot{E}'_i &= \frac{1}{K_{Gi}} [K_{Gi} (\Delta V_{Ei} - K_{4i} \Delta \delta_i) - \Delta E'_i] \\
\Delta \dot{V}_{Ei} &= \frac{1}{T_{Ei}} [K_{Ei} \Delta V_{Ai} - \Delta V_{Ei}] \\
\Delta \dot{V}_{Ai} &= \frac{1}{T_{Ai}} [K_{Ai} (k_{Pvi} (V_{refi} - \Delta V_{Si}) + \Delta V_{e02i}) - \Delta V_{Ai}] \\
\Delta \dot{V}_{Si} &= \frac{1}{T_{Ri}} [K_{Ri} (K_{5i} \Delta \delta_i + K_{6i} \Delta E'_i) - \Delta V_{Si}] \\
\Delta \dot{V}_{e02i} &= k_{Ivi} (V_{refi} - \Delta V_{Si})
\end{aligned} \tag{3.15}$$

Al igual que en el caso del modelo de las unidades térmicas sin recalentamiento, en las ecuaciones descritas en (3.15), las ecuaciones correspondientes al controlador PI utilizado en el AVR se separan en dos secciones; la parte proporcional se incluye en la ecuación $\Delta \dot{V}_{Ai}$, mientras que la parte integral del controlador se modela mediante la ecuación $\Delta \dot{V}_{e02i}$.

De los modelos presentados en las ecuaciones (2.40), las matrices que se ven afectadas por incluir los efectos del AVR son la matriz A_i , que pasa a ser de dimensiones $(9 + 4ns) \times (9 + 4ns)$, donde ns representa el número de unidades térmicas con recalentamiento simple en el área de control. La matriz B_{1i} se amplía a dimensiones de $(9 + 4ns) \times (2 + ns)$. Además, se agrega la matriz B_{3i} de dimensiones $(9 + 4ns) \times 1$ y se incluye una entrada más, que representa el voltaje de referencia en las terminales del generador V_{ref} . Reformulando el vector de entradas del sistema para incluir los efectos de los mercados desregulados y del AVR, el vector de entradas es igual al presentado en (3.14).

3.3.3. Modelo de central térmica con recalentamiento doble incluyendo el efecto del AVR

La Figura 3.6 presenta el diagrama de bloques de un sistema interconectado con una unidad de generación térmica con recalentamiento doble. Analizando el modelo presentado, además de los modelos ya desarrollados en el capítulo 2.4.3 en mercados desre-

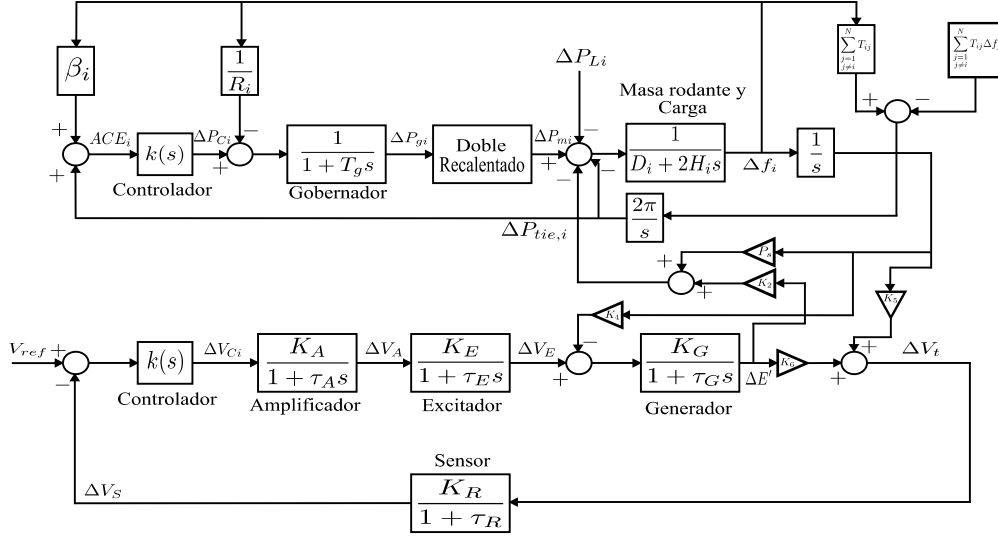


Figura 3.6: Diagrama de bloques de sistema interconectado con una unidad térmica con recalentamiento doble incluyendo los efectos del regulador automático de voltaje

gulados. A continuación, se presentarán las ecuaciones dinámicas que sufren cambios al agregar el modelo del AVR, así como las nuevas ecuaciones dinámicas que describen el funcionamiento del mismo.

$$\begin{aligned}
 \Delta \dot{f}_i &= \frac{1}{2H_i} [\Delta x_{11i} F_{VHP1i} + \Delta x_{41i} F_{HP1i} + \Delta x_{61i} F_{IP1i} + \Delta x_{81i} F_{LP1i} - v_{1i} - \Delta P_{tie,i} \dots \\
 &\quad - D_i \Delta f_i - P_{si} \Delta \delta_i - K_{2i} \Delta E'_i] \\
 \Delta \dot{\delta}_i &= \Delta f_i \\
 \Delta \dot{E}'_i &= \frac{1}{K_{Gi}} [K_{Gi} (\Delta V_{Ei} - K_{4i} \Delta \delta_i) - \Delta E'_i] \\
 \Delta \dot{V}_{Ei} &= \frac{1}{T_{Ei}} [K_{Ei} \Delta V_{Ai} - \Delta V_{Ei}] \\
 \Delta \dot{V}_{Ai} &= \frac{1}{T_{Ai}} [K_{Ai} (k_{Pvi} (V_{refi} - \Delta V_{Si}) + \Delta V_{e02i}) - \Delta V_{Ai}] \\
 \Delta \dot{V}_{Si} &= \frac{1}{T_{Ri}} [K_{Ri} (K_{5i} \Delta \delta_i + K_{6i} \Delta E'_i) - \Delta V_{Si}] \\
 \Delta \dot{V}_{e02i} &= k_{Ivi} (V_{refi} - \Delta V_{Si})
 \end{aligned} \tag{3.16}$$

Al igual que en los casos anteriores, en las ecuaciones (3.16) las ecuaciones corres-

pendientes al controlador PI en el modelo del AVR se separan en dos secciones; la parte proporcional se incluye en la ecuación $\Delta \dot{V}_{Ai}$, mientras que la parte integral del controlador se modela mediante la ecuación $\Delta \dot{V}_{e02i}$.

De los modelos presentados en las ecuaciones (2.48), las matrices afectadas por incluir los efectos del AVR son la matriz A_i , que pasa a ser de dimensiones $(9 + 5nd) \times (9 + 5nd)$, donde nd representa el número de unidades térmicas con recalentamiento doble en el área de control. La matriz B_{1i} se amplía a dimensiones de $(9 + 5nd) \times (2 + nd)$. Además, se agrega la matriz B_{3i} de dimensiones $(9 + 5nd) \times 1$ y se añade una entrada más que representa el voltaje de referencia en las terminales del generador V_{ref} . El vector de entradas del sistema, incluyendo los mercados desregulados y el modelo del AVR, es presentado en la ecuación (3.14).

3.3.4. Modelo de central hidroeléctrica incluyendo el efecto del AVR

La Figura 3.7 presenta el diagrama de bloques de un sistema interconectado con una unidad de generación hidroeléctrica. Analizando el modelo presentado, además de los desarrollados en el capítulo 2.4.4 sobre mercados desregulados. A continuación, se presentarán las ecuaciones dinámicas que sufren cambios al agregar el modelo del AVR, así como las nuevas ecuaciones dinámicas que describen el funcionamiento del mismo.

$$\begin{aligned}
 \Delta \dot{f}_i &= \frac{1}{2H_i} [\Delta P_{m1i} - v_{1i} - \Delta P_{tie,i} - D_i \Delta f_i - P_s \Delta \delta_i - K_2 \Delta E'_i] \\
 \Delta \dot{\delta}_i &= \Delta f_i \\
 \Delta \dot{E}'_i &= \frac{1}{K_{Gi}} [K_{Gi} (\Delta V_{Ei} - K_{4i} \Delta \delta_i) - \Delta E'_i] \\
 \Delta \dot{V}_{Ei} &= \frac{1}{T_{Ei}} [K_{Ei} \Delta V_{Ai} - \Delta V_{Ei}] \\
 \Delta \dot{V}_{Ai} &= \frac{1}{T_{Ai}} [K_{Ai} (k_{pvi} (V_{refi} - \Delta V_{Si}) + \Delta V_{e02i}) - \Delta V_{Ai}] \\
 \Delta \dot{V}_{Si} &= \frac{1}{T_{Ri}} [K_{Ri} (K_{5i} \Delta \delta_i + K_{6i} \Delta E'_i) - \Delta V_{Si}] \\
 \Delta \dot{V}_{e02i} &= k_{Ivi} (V_{refi} - \Delta V_{Si})
 \end{aligned} \tag{3.17}$$

Como en los casos anteriores, en las ecuaciones (3.17) las ecuaciones correspon-

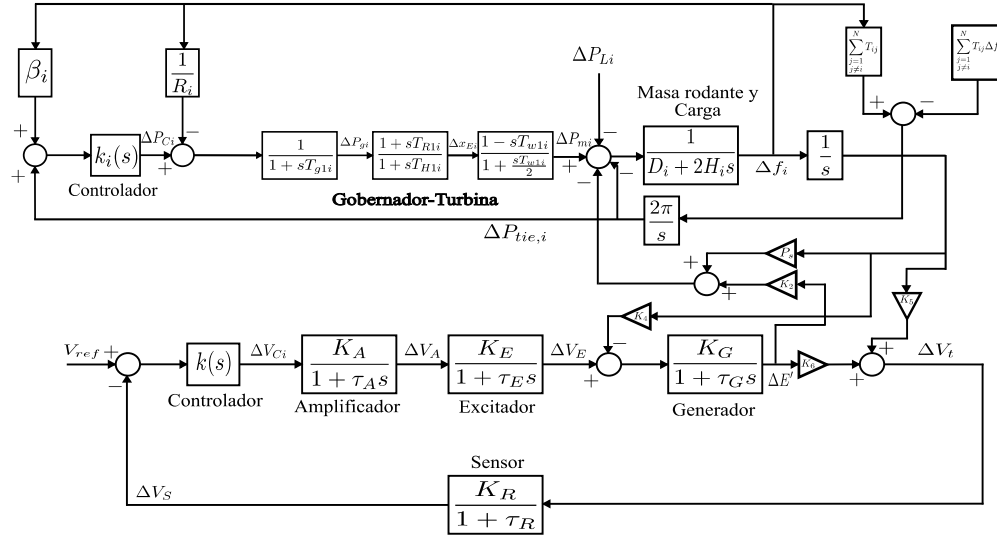


Figura 3.7: Diagrama de bloques de sistema interconectado con una unidad de generación hidroeléctrica incluyendo los efectos del regulador automático de voltaje

dientes al controlador PI en el modelo del AVR se separan en dos secciones; la parte proporcional se incluye en la ecuación $\Delta \dot{V}_{Ai}$, mientras que la parte integral del controlador se modela mediante la ecuación $\Delta \dot{V}_{e02i}$.

De los modelos presentados en las ecuaciones (2.58) y (2.59), las matrices que se ven afectadas por incluir los efectos del AVR son la matriz A_i , que pasa a ser de dimensiones $(9 + 3nh) \times (9 + 3nh)$, donde nh representa el número de unidades hidroeléctricas en el área de control. La matriz B_{1i} se amplía a dimensiones de $(9 + 3nh) \times (2 + nh)$. Además, se agrega la matriz B_{3i} de dimensiones $(9 + 3nh) \times 1$ y se agregara una entrada más que representa el voltaje de referencia en las terminales del generador V_{ref} . El vector de entradas del sistema, incluyendo los mercados desregulados y el modelo del AVR, se presenta en la ecuación (3.14).

3.3.5. Diferencias entre los modelos de LFC y LFC-AVR

Existen diferencias puntuales al realizar un análisis de LFC-AVR en lugar de realizar un análisis de LFC. Dado que los modelos de LFC y AVR pueden analizarse por separado, el análisis conjunto puede proporcionar una pauta de como reaccionarán los

generadores de energía ante un aumento o decremento de la demanda de potencia eléctrica (Saadat, 1998). La diferencia más notable de los modelos es el beneficio de poder obtener el comportamiento del voltaje en las terminales del generador ante una variación en la demanda de potencia eléctrica como se muestra en la Figura 3.8 donde se observa que el control del sistema elimina las variaciones en el voltaje en terminales. Además, existe el beneficio de obtener la potencia eléctrica suministrada por los generadores; esto lo proporciona la implementación del modelo del AVR. El efecto de la potencia eléctrica proporcionada por este modelo se reflejará en la potencia entregada por las unidades de generación, como se presenta en (Rakhshani et al., 2009), donde se muestra que la potencia de salida de la turbina decrece en un porcentaje que depende de la potencia eléctrica interna proporcionada por el lazo del AVR.

Para justificar lo que se menciona anteriormente, se realizará una comparación entre un modelo clásico de control de frecuencia y el modelo de control de frecuencia y regulación de voltaje que se presenta en (Saadat, 1998). Los valores de las simulaciones se presentan en las Tablas B.1 y B.2. El sistema simulado consta de una área de control, con una unidad térmica sin recalentamiento, junto con el modelo del AVR. En ambos casos, se analizará la misma configuración de unidad de generación con y sin el AVR; así como también se presentará un aumento de potencia de $\Delta P_{Li} = 0.2 p.u.$ (Rakhshani et al., 2009)

Como se puede apreciar en la Figura 3.9, no existe una diferencia significativa en el uso de los dos modelos, ya que las variaciones de frecuencia se estabilizan en tiempos similares, con una pequeña diferencia en cuanto al comportamiento del sistema. Estas diferencias no presentan un impacto importante en la respuesta de la red al presentarse un desbalance de carga y generación.

En cuestión de la potencia de salida en la unidad de generación, cuando se cuenta con un modelo de control de frecuencia clásico las variaciones de potencia están compuestas solo por la potencia mecánica de la turbina como el que se presenta en la Figura 3.10 con la línea roja. En cambio, al utilizar el modelo de LFC-AVR, existe una diferencia en la potencia de salida del generador de alrededor de $0.041 p.u.$ Este valor representa una caída del 24.5% la cual se debe a la inclusión de la potencia eléctrica que entrega el modelo del AVR, esta interacción se aprecia de mejor forma en la ecuación de las variaciones

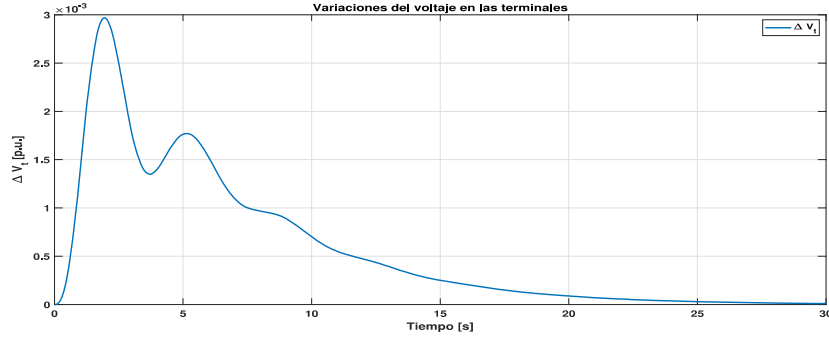


Figura 3.8: Variaciones en el voltaje en las terminales de la unidad del modelo de LFC-AVR

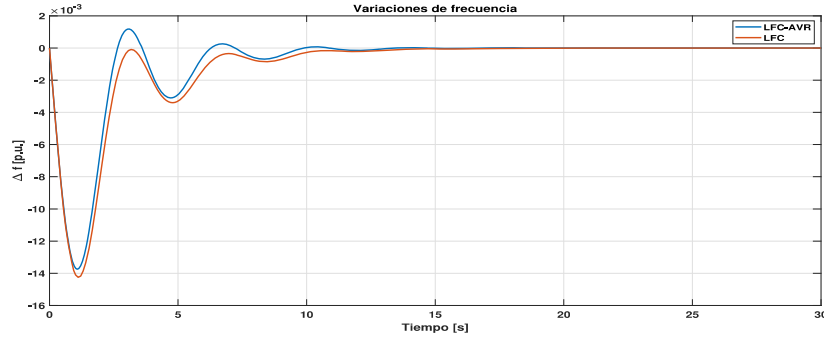


Figura 3.9: Comparación de las variaciones de frecuencia Δf utilizando el modelo de LFC y el modelo de LFC-AVR

de frecuencia que pasa de ser la presentada en las ecuaciones (2.30) a la ecuación que se presenta a continuación (Rakhshani et al., 2009):

$$\Delta \dot{f}_i = \frac{1}{2H_i} [\Delta P_{mi} - (\Delta P_L + \Delta P_{tie,i} + \Delta P_{ei} + D_i \Delta f_i)] \quad (3.18)$$

Donde sustituyendo ΔP_{ei} por lo presentado en la ecuación (3.10) resulta en la siguiente ecuación:

$$\Delta \dot{f}_i = \frac{1}{2H_i} [\Delta P_{mi} - (\Delta P_L + \Delta P_{tie,i} + P_s \Delta \delta_i + K_2 \Delta E'_i + D_i \Delta f_i)] \quad (3.19)$$

Por el signo negativo que se presenta en la ecuación (3.19) la potencia eléctrica que se entrega por el modelo del AVR debería tratarse de una demanda de potencia pero

resulta lo contrario, esto se debe a que en el cálculo la potencia eléctrica del modelo resulta en una potencia negativa como se muestra en la Figura 3.11 y por la multiplicación de los signos se comporta como una aportación positiva de potencia al sistema lo cual repercute en la cantidad de potencia mecánica que debe proporcionar la turbina.

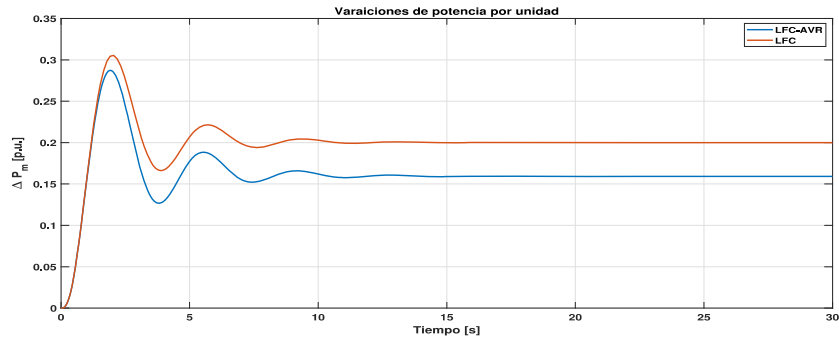


Figura 3.10: Comparación de la potencia de salida de la turbina ΔP_m utilizando el modelo de LFC y el modelo de LFC-AVR

De esta forma, la sumatoria entre las variaciones potencia eléctrica del generador y las variaciones de potencia en la salida de la turbina debe ser igual o un valor muy cercano al desbalance entre carga y generación determinado por la ecuación (2.114) que se presentó en el sistema (Rakhshani et al., 2009).

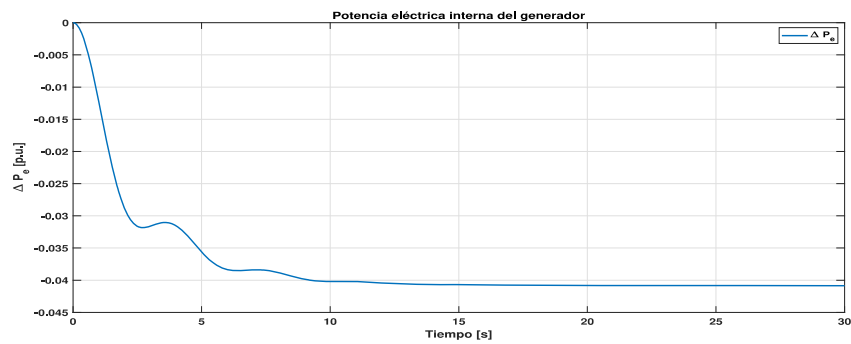


Figura 3.11: Potencia eléctrica generada por el generador modelado por el AVR

3.3.6. Cálculo de potencia entregada por cada unidad en mercados eléctricos con modelos de LFC-AVR

Con base en lo presentado en la sección anterior, donde se aprecia que la inclusión del modelo del AVR con el modelo de LFC presenta discrepancias debido a la aportación de potencia eléctrica del modelo del generador del AVR, lo que se percibe como un obstáculo para el cálculo de la potencia total entregada por las unidades.

Comenzando con el caso más simple, cuando se tiene un sistema multimáquina en un mercado unilateral y basado en la ecuación del total de generación por unidad que se presenta en (2.114) y representando las variaciones de potencia eléctrica ΔP_{ei} como en la ecuación (3.10), la fracción de potencia eléctrica entregada por el AVR es proporcional al factor de participación de la unidad especificado en la matriz GPM, la potencia total entregada por cada unidad de generación en el modelo de LFC-AVR se calcula como:

$$\Delta P_{mi} - \sum_{j=1}^N gpf_{ij} \Delta P_{ei} = \sum_{j=1}^N gpf_{ij} \Delta P_{Lj} \quad (3.20)$$

Donde ΔP_{mi} es la potencia total aportada por la unidad, $\sum_{j=1}^N gpf_{ij}$ es la sumatoria de los factores de participación de la unidad presentados en la matriz GPM, ΔP_{Lj} es la variación de la demanda total en el área de control y ΔP_{ei} son las variaciones de potencia eléctrica que entrega el modelo del AVR.

Siguiendo con los escenarios en los que se presenta un mercado bilateral, la ecuación (3.20) se modifica en base al porcentaje de potencia eléctrica entregada por la unidad de generación con respecto a la sumatoria de todos los factores de potencia de las unidades especificados en la matriz GPM del sistema y se expresa de la siguiente forma:

$$\Delta P_{mi} - \frac{gpf_{ni}}{\sum_{k=1}^n gpf_{ki}} \Delta P_{ei} = \sum_{j=1}^N gpf_{ij} \Delta P_{Lj} \quad (3.21)$$

Donde gpf_{ni} es el factor de participación de la unidad dentro del área de control en la que se encuentra, y $\sum_{k=1}^n gpf_{ki}$ representa la sumatoria de los factores de participación de todas las unidades dentro del área de control en la que se encuentran, sin contar los contratos con otras áreas de control.

Por último, en caso de que haya una violación contractual en un mercado bilateral, la ecuación (3.21) se modifica para agregar las contribuciones de cada unidad de generación cuando se presenta una violación contractual como se presenta en la ecuación (2.115) dando como resultado la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{mi} - \frac{gpf_{ni}}{\sum_{k=1}^n gpf_{ki}} \Delta P_{ei} = \sum_{j=1}^N gpf_{ij} \Delta P_{Lj} + \frac{gpf_{ni}}{\sum_{k=1}^n gpf_{ki}} \Delta P_{di} \quad (3.22)$$

Donde ΔP_{mi} es la potencia total aportada por la unidad, $\sum_{j=1}^N gpf_{ij}$ es la sumatoria de los factores de participación de la unidad presentados en la matriz GPM, ΔP_{Lj} es la variación de la demanda total en el área de control, ΔP_{ei} son las variaciones de potencia eléctrica que entrega el modelo del AVR, ΔP_{di} es la variación de potencia por la que se presentó la violación contractual, gpf_{ni} es el factor de participación de la unidad dentro del área de control en la que se encuentra y $\sum_{k=1}^n gpf_{ki}$ representa la sumatoria de los factores de participación de todas las unidades dentro del área de control en la que se encuentran, sin contar los contratos con otras áreas de control.

3.4. Condiciones iniciales del sistema

3.4.1. Planteamiento del problema de flujos de potencia

El análisis de flujo de potencia determina el estado estacionario de una red eléctrica balanceada en secuencia positiva, a partir de condiciones de operación especificadas. El objetivo es obtener las tensiones nodales complejas y, con ellas, calcular flujos de potencia en líneas/transformadores, pérdidas y potencias en barras especiales (p. ej. slack); esto proporciona las condiciones iniciales del modelado LFC (Saadat, 1998).

$$V_i = |V_i|e^{j\theta_i}, \quad i = 1, \dots, n. \quad (3.23)$$

Para el desarrollo del problema de flujos de potencia, es necesario conocer diferentes parámetros y características de la red eléctrica, como lo son:

- **Topología de la red eléctrica:** Puntos de interconexión entre los nodos, admitancias

en serie y susceptancias en derivación, taps y ángulos de desfase de los transformadores.

- **Especificaciones de los nodos:** Identificar los nodos dependiendo de su tipo (nodo de referencia, nodos PV o nodos PQ), demanda de potencia activa y reactiva en los nodos, magnitud de voltaje, límites de generación de potencia activa y reactiva $P_{i,min}$, $P_{i,max}$, $Q_{i,min}$ y $Q_{i,max}$.
- **Base de potencia:** MVA base del sistema, referencia angular del sistema (nodo de referencia, $\theta_{slack} = 0$).

Una vez resuelto el sistema de ecuaciones no lineales, se obtienen los siguientes resultados:

- Magnitud y ángulo de los voltajes nodales de la red eléctrica ($|V_i|, \theta_i$).
- Las potencias activa y reactiva calculadas con respecto al voltaje en los nodos del sistema (P_i^{calc} y Q_i^{calc}).
- La potencia generada en el nodo de referencia.
- Los flujos de potencia en cada una de las líneas del sistema.
- Pérdidas de potencia y los niveles de cargabilidad en las líneas.

3.4.2. Construcción de la matriz de red

La red eléctrica se representa mediante la ecuación nodal compleja

$$I = Y_{bus} V, \quad (3.24)$$

donde $V \in \mathbb{C}^{n \times 1}$ es el vector de tensiones nodales, $I \in \mathbb{C}^{n \times 1}$ el vector de corrientes inyectadas, y $Y_{bus} \in \mathbb{C}^{n \times n}$ la matriz de admitancia nodal.

En forma compacta, Y_{bus} se obtiene agregando contribuciones de ramas (líneas ó transformadores) y los elementos en derivación:

$$Y_{bus} = \sum_{\ell \in \mathcal{L}} Y_{bus}^{\ell} + Y_{sh} \quad (3.25)$$

donde Y_{sh} incluye cargas shunt, compensación reactiva y susceptancias de línea distribuidas a nodos. Para una rama serie entre nodos i y k con admitancia dada por $y_{ik} = g_{ik} + jb_{ik}$ (y shunt $jb_{ik}^{sh}/2$ a cada extremo), la contribución típica es:

$$\begin{aligned} Y_{ii} &= Y_{kk} = y_{ik} + j\frac{b_{ik}^{sh}}{2} \\ Y_{ik} &= Y_{ki} = -y_{ik} \end{aligned} \quad (3.26)$$

Para transformadores con tap complejo $t = ae^{j\phi}$, la contribución se ajusta (p. ej. escalando términos propios y mutuos) para reflejar magnitud y desfase (Saadat, 1998) y (Sauer and Pai, 1998).

3.4.3. Ecuaciones de flujo de potencia

La potencia compleja inyectada en la barra i se expresa como:

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i I_i^*, \quad (3.27)$$

donde I_i se obtiene de (3.24). Esta identidad es el puente entre el modelo de red (Y_{bus}) y las ecuaciones no lineales de flujo de potencia.

Sustituyendo (3.24) en (3.27), la inyección en i queda:

$$S_i = V_i \left(\sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \right)^* \quad (3.28)$$

Es conveniente usar $Y_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$ y $V_i = |V_i|e^{j\theta_i}$. Por lo tanto, al realizar la sustitución, las potencias activa y reactiva calculadas en la barra i son:

$$P_i^{\text{calc}}(V, \theta) = \sum_{k=1}^n |V_i||V_k| [G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)], \quad (3.29)$$

$$Q_i^{\text{calc}}(V, \theta) = \sum_{k=1}^n |V_i||V_k| [G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)]. \quad (3.30)$$

Posteriormente, se debe definir el desbalance entre la potencia calculada y la potencia especificada en los datos del sistema, este desbalance se define como:

$$\begin{aligned}\Delta P_i &= P_i^{esp} - P_i^{calc} \\ \Delta Q_i &= Q_i^{esp} - Q_i^{calc}\end{aligned}\tag{3.31}$$

En la Tabla 3.1 se presentan las variables conocidas, marcadas por un punto para cada tipo de nodo del sistema; de igual manera, las incógnitas calculadas en el problema de flujos de potencia son las marcadas por un punto para cada tipo de nodo.

Tabla 3.1: Clasificación de los buses

Tipo de Nodo	Variables conocidas						Incógnitas calculadas			
	P_D	Q_D	P_G	Q_G	$ V $	δ	P_G	Q_G	$ V $	δ
Referencia	•	•			•	•	•	•		
Bus PQ	•	•	•	•					•	•
Bus PV	•	•	•		•			•		•

3.4.4. Solución Newton–Raphson

El flujo de potencia se resuelve como un sistema no lineal donde el vector de incógnitas típicamente se organiza de la siguiente manera:

$$\Delta z = \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}\tag{3.32}$$

Además, se cuenta con un vector $F(z)$ que contiene los desbalances ΔP (para los nodos PV y PQ) y ΔQ (para los nodos PQ), y se organiza de la siguiente manera:

$$F(z) = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}\tag{3.33}$$

Por su parte, el Jacobiano se estructura realizando la derivación de las ecuaciones (3.29) y (3.30) con respecto a θ y $|V|$, como se muestra a continuación:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial |V|} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial |V|} \end{bmatrix}\tag{3.34}$$

En la formulación del sistema se asume que todos los nodos son de tipo PQ. En el caso de los nodos PV, solo se especifica la potencia activa (P) y la magnitud de V se mantiene fija. De esta manera, los términos que corresponden a ΔQ y ΔQ no estarán para cada nodo PV. El Jacobiano solo contara con una columna y un renglón por cada nodo PV (Kundur, 1994).

Una vez calculado el Jacobiano, es necesario realizar la solución del sistema matricial que se presenta a continuación:

$$F(z) = J\Delta z \quad (3.35)$$

Al solucionar el sistema matricial, se obtienen los ajustes en las magnitudes y ángulos de voltaje (Δz), para posteriormente realizar la actualización de estas variables, como se presenta a continuación:

$$\begin{aligned} \delta^{k+1} &= \delta^k + \Delta\delta \\ |V|^{k+1} &= |V|^k + \Delta V \end{aligned} \quad (3.36)$$

Este proceso se realizará hasta alcanzar el criterio de convergencia o llegar al número máximo de iteraciones, lo que ocurra primero. El criterio de convergencia tiene una tolerancia típica entre 10^{-6} y 10^{-8} en p.u.

$$|F(z^{(k)})|_{\infty} \leq \epsilon_F \quad o \quad |\Delta z^{(k)}| \leq \epsilon_z \quad (3.37)$$

En el caso de que un nodo PV con límites de reactivo, si Q_i^{calc} viola $[Q_{\min}, Q_{\max}]$, el nodo se convierte temporalmente a PQ fijando Q en el límite correspondiente (Saadat, 1998).

La descripción del proceso de solución del problema de flujos de potencia mediante el método Newton-Raphson se resume en el diagrama de flujo que se presenta en la Figura 3.12.

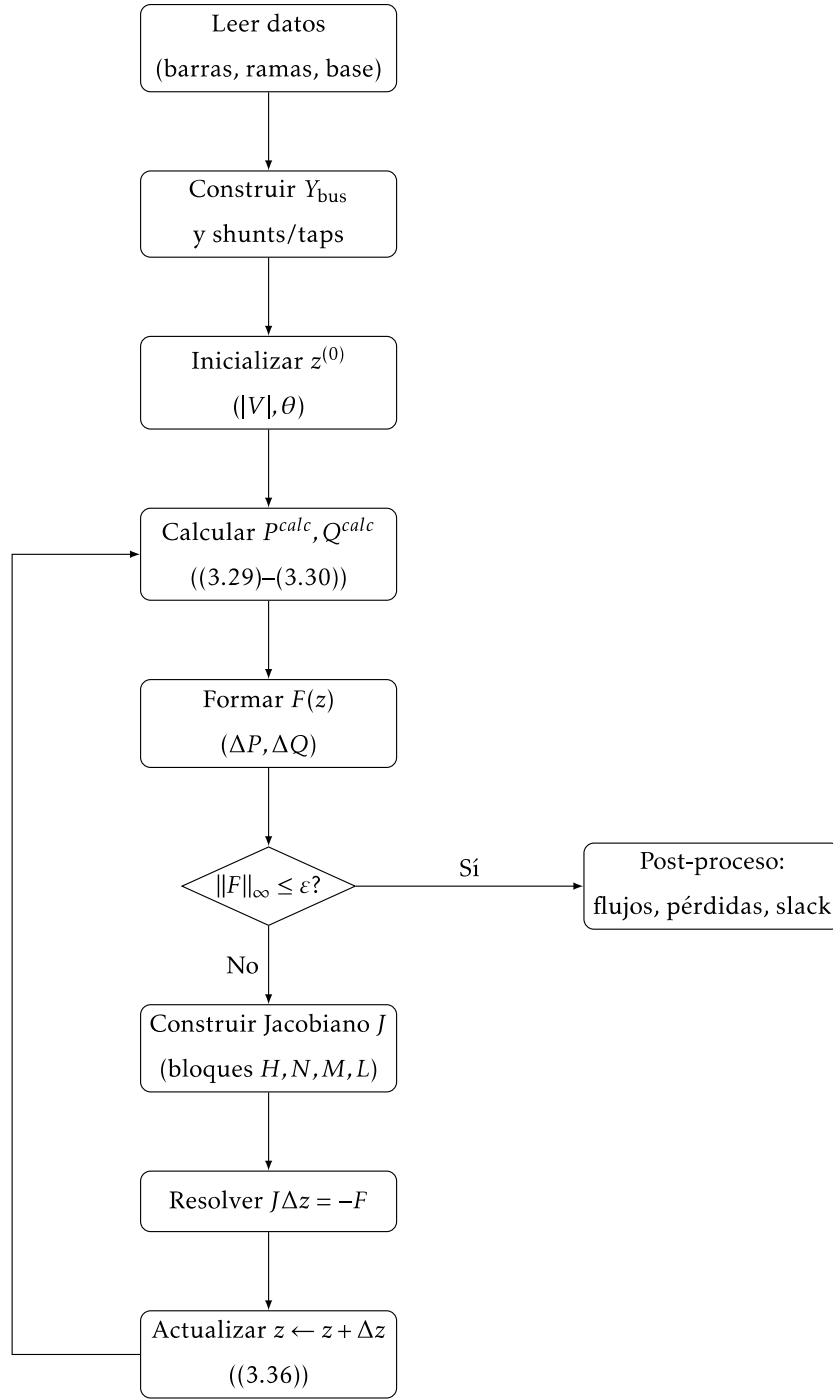


Figura 3.12: Diagrama de flujo para la solución del flujo de potencia AC por Newton–Raphson.

3.4.5. Cálculo de flujos de rama y pérdidas (salidas)

Una vez obtenido V , el flujo de potencia en la línea $i \rightarrow k$ se calcula a partir de la corriente de rama I_{ik} (según el modelo π y taps) y:

$$S_{ik} = V_i I_{ik}^* \quad (3.38)$$

Por otro lado, las pérdidas de la línea se obtienen de la siguiente manera:

$$S_{loss,ik} = S_{ik} + S_{ki} \quad P_{loss,ik} = \Re[S_{loss,ik}] \quad (3.39)$$

La potencia del nodo de referencia resulta del balance global de inyecciones y pérdidas (Saadat, 1998).

3.4.6. Cálculo de corrientes inyectadas por los generadores

Ahora bien, para realizar el cálculo de las corrientes inyectadas por los generadores, partiendo de la solución de flujos de potencia y teniendo en cuenta las magnitudes de voltajes y ángulos de fase de los mismos, se puede realizar el cálculo de las corrientes antes del aumento de la demanda de potencia activa, y se calcula de la siguiente manera:

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (3.40)$$

Donde m es el número de generadores, V_i es el voltaje en las terminales del i -ésimo generador, P_i y Q_i son las potencias activa y reactiva, respectivamente, de ese generador (Saadat, 1998).

Realizando cualquiera de las simplificaciones mostradas en (Sauer and Pai, 1998) ó (Saadat, 1998), se puede calcular la matriz de red, incluyendo las demandas de potencia. Posteriormente, mediante el uso de los resultados obtenidos de la solución de las ecuaciones diferenciales de los modelos LFC-AVR, se realizará el cálculo de la corriente inyectada en cada instante de tiempo para así obtener el comportamiento de la red durante el evento de aumento de demanda de potencia en el sistema. Lo anterior se representa mediante las siguientes ecuaciones, partiendo de las condiciones iniciales del sistema: P_i , Q_i , V_i , P_{Li} , Q_{Li} y Y_{bus} .

Posteriormente, se calcularán los incrementos de demanda en las cargas seleccionadas, dependiendo del área de control en la que se encuentren. A continuación, se realiza el cálculo de la potencia inyectada por cada unidad de generación en base a la potencia inyectada en condiciones iniciales más la potencia en ese instante de tiempo:

$$P_{(t)} = P_{c,i} + \Delta P_{mi} \quad (3.41)$$

Donde $P_{(t)}$ representa la inyección de potencia en ese instante de tiempo durante la simulación, $P_{c,i}$ representa la inyección de potencia en condiciones iniciales y ΔP_{mi} es la variación de potencia inyectada por la unidad en ese instante de tiempo durante la simulación del sistema de LFC-AVR. Algo similar a lo presentado en la ecuación (3.41) se realiza en el caso del voltaje en las terminales de las unidades:

$$V_{t,(t)} = V_{c,i} + \Delta V_{t,mi} \quad (3.42)$$

Donde $V_{t,(t)}$ representa el voltaje en las terminales en ese instante de tiempo durante la simulación, $V_{c,i}$ representa el voltaje en las terminales de la unidad en condiciones iniciales, y $\Delta V_{t,mi}$ es la variación en el voltaje en las terminales de la unidad en ese instante de tiempo.

3.5. Conclusiones

En este capítulo se integró el regulador automático de voltaje al modelo de control de frecuencia, ampliando los esquemas desarrollados de LFC a esquemas de LFC-AVR, para así analizar simultáneamente las variaciones de frecuencia y voltaje ante un desbalance entre carga y generación. Los componentes modelados del AVR se incorporaron a las centrales convencionales, permitiendo evaluar su influencia en la potencia eléctrica generada.

Además, se estableció el procedimiento para el cálculo de las condiciones iniciales de la red eléctrica mediante la solución de flujos de potencia AC resueltos por el método iterativo Newton-Raphson, para así poder vincular el análisis dinámico del sistema con el comportamiento de los voltajes nodales de la red.

La integración de LFC-AVR, junto con el análisis de la red eléctrica, proporciona una herramienta para evaluar el comportamiento dinámico del sistema ante los desbalances de generación y demanda.

Capítulo 4

Mercado de Balance

4.1. Introducción

Cuando en un SEP se analiza la generación eléctrica, se debe considerar la capacidad de generación y la producción de energía. Esto se debe principalmente a que la energía eléctrica no se puede almacenar debido a los altos costos que representa. Por esta razón, se deben cubrir los requerimientos de la demanda en todo momento en que se tenga la capacidad de satisfacerla. Dicha capacidad de generación se mide normalmente en megawatts (MW) O kilowatts (kW) y se emplea para determinar las dimensiones de los generadores eléctricos, así como también para establecer la magnitud de los costos fijos (costos de inversión o costo de potencia y costos de mantenimiento), los cuales se suelen expresar en US \$ por MW instalado o en US \$ por MW-año (Lira et al., 2024).

Normalmente, los costos de generar electricidad se dividen en dos partes: el costo fijo, que es el costo asociado con la inversión, más los costos de operación y mantenimiento fijos necesarios para mantener la central de generación disponible; y el costo variable, que se refiere al costo de operación y mantenimiento que cambia con la cantidad potencia producida (Lira et al., 2024).

En esta sección se analizarán los costos fijos y variables de la generación de electricidad, así como los mercados eléctricos, donde se hará énfasis en el mercado de balance, ya que los mercados eléctricos se dividen en dos: el mercado de un día anterior, donde

se realiza la compra de potencia en base a lo que se necesitara el siguiente día, según datos históricos y predicciones de demanda, y el mercado de balance, donde se efectúa la compra y venta de energía en función de la demanda en tiempo real del sistema, con una anticipación mínima de quince minutos antes del aumento o decremento de demanda en el sistema (Morales et al., 2013) y (Lira et al., 2024).

4.2. Costos Fijos y Variables

Como se mencionó anteriormente, los costos fijos son los costos que asume la unidad generadora, produzca o no. El costo de inversión representa el monto de inversión que implica la construcción y puesta en marcha de la central de generación, y se representa por I_i . Dado que cada central de generación tiene una capacidad de generación o potencia determinada (C_i), el costo de inversión se suele expresar en monto de inversión por MW instalado ($\frac{I_i}{C_i}$). A esta medida del costo de inversión por MW se le denomina overnight cost o costo de capacidad o potencia (Lira et al., 2024).

Para convertir el costo de capacidad o potencia por MW (CP) a un costo por hora, primero se debe amortizar dicho costo mediante pagos anuales. Para ello se utiliza la siguiente formula (Lira et al., 2024):

$$\frac{CP}{A} = \frac{r * CP}{1 - (\frac{1}{(1+r)^T})} \quad (4.1)$$

Donde CP es el costo de potencia, A representa un año, r es la tasa de descuento por el periodo, T es el periodo de financiamiento en años. Posteriormente, este valor debe ser dividido entre 8760 horas del año para obtener el costo por hora.

Después, el resultado de la ecuación (4.1) debe dividirse por el porcentaje del tiempo anual en el que la unidad estará en funcionamiento, dando como resultado el costo de potencia de la unidad (Lira et al., 2024).

Por otra parte, se debe considerar que el costo fijo de operación y mantenimiento ($COyM$) es un porcentaje de la inversión de la central de generación. Esto se representa de la siguiente forma:

$$COyM/MWh = (P_{Inv} * C_i)/8760 \quad (4.2)$$

Donde $COyM/MWh$ es el costo de operación y mantenimiento por MWh, P_{Inv} es el porcentaje de la inversión y C_i es el costo de inversión de la unidad.

Por último, los costos variables de la planta representan el costo unitario del combustible, la cantidad de combustible que se utiliza por MWh, el costo del combustible utilizado por MWh. Los costos variables de los aditivos o lubricantes que no son combustibles por MWh. La sumatoria de los costos anteriores representa los costos variables de la unidad y se expresa como CV/MWh (Lira et al., 2024).

El costo total unitario de cada unidad es:

$$CT/MWh = CP/MWh + COyM/MWh + CV/MWh \quad (4.3)$$

Para este trabajo, se tomarán los costos de producción de energía que se presentan en la Tabla 4.1 y se obtienen en (Dimas, 2016).

Como se observa, los costos de producción están expresados en USD/KW y en los sistemas de generación se necesitan en representación de MW por esta razón, se escalaran los valores que se presentan en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Costo de producción de potencia según unidad de generación

Tipo de central	Costo de producción
Ciclo combinado	887 USD/KW
Carboeléctrica	2167 USD/KW
Ciclo abierto	594 USD/KW
Fotovoltaica	2352 USD/KW
Eólica	1509 USD/KW
Hidroeléctrica	1335 USD/KW

Para el desarrollo de este trabajo, en la Tabla 4.2 se presenta la duración de vida útil de las centrales, los costos de operación y manufactura, y las horas de trabajo que se

consideraran. Además, se considerará un factor de anualidad del 12% en cada una de las unidades convencionales y un factor de anualidad del 24% para las unidades eólicas y fotovoltaicas.

Tabla 4.2: Datos para el cálculo del costo fijo anual de las unidades de generación (Lira et al., 2024)

Tipo de central	Duración	Costo de OP y M	Horas de trabajo
Ciclo combinado	25 años	3 %	80 %
Carboeléctrica	25 años	3 %	90 %
Ciclo abierto	25 años	3 %	85 %
Hidroeléctrica	40 años	2 %	80 %
Eólica	25 años	2 %	No especificado
Fotovoltaica	25 años	2 %	No especificado

En la Tabla 4.3 se presentan los costos variables de cada una de las unidades de generación que se utilizarán en el desarrollo de este trabajo. El costo unitario de los combustibles esta expresado en USD por tonelada. En el caso de las unidades hidroeléctricas, el costo unitario del combustible representa el costo de oportunidad del recurso hídrico. El consumo específico se expresa en toneladas por MWh, los costos variables se expresan en USD/MWh y el costo variable total esta expresado en USD/MWh.

Tabla 4.3: Datos de costos variables de las unidades de generación (Lira et al., 2024),(Galletovic and Muñoz, 2011)

Tipo de central	Costo unitario del combustible	Consumo específico por MWh	Consumo variable no combustible	Costo variable total
Ciclo combinado	1.81	6	1	11.9
Carboeléctrica	76	0.34	3	28.84
Ciclo abierto	1.81	9.5	1	18.2
Hidroeléctrica	0.2	0.3	0.8	0.9
Eólica	–	–	8	8
Fotovoltaica	–	–	8	8

4.3. Formulación de Mercado de Balance

Una vez que se determina el mercado del día anterior, la generación de energía se asigna cada hora a los productores y el consumo de potencia por parte de las demandas es medido. En este punto, los precios pactados en el mercado son entregados (Morales et al., 2013).

En el caso del mercado de balance, los generadores se dividen en dos grupos:

- Generadores convencionales despachables.
- Generadores estocásticos sin control de los niveles de producción.

Es necesario definir las diferencias entre los dos tipos de generadores, por esta razón, se utilizará la siguiente nomenclatura:

- P_{Bi}^S representa el nivel de generación del i-esimo generador convencional en el mercado del día anterior, donde S representa la energía programada en el mercado del día anterior y B representa que el generador tiene tareas de balance del sistema.
- P_B^S representa el total de la generación programada por los generadores convencionales en el mercado del día anterior.

- P_{Uj}^S representa el nivel de potencia estocástica generada por el j-esimo en el mercado del día anterior, donde U representa que no es despachable.
- P_U^S representa el total de la generación programada por los generadores estocásticos en el mercado del día anterior.
- P_{Dk}^S representa el nivel de demanda de potencia activa en la k-ésima carga, programada en el mercado del día anterior.
- P_D^S representa el total de la demanda de potencia activa programada en el mercado del día anterior.
- λ^S representa el precio de la energía determinado por el mercado del día anterior.

Teniendo en cuenta las representaciones anteriores, las siguientes expresiones son ciertas cuando se cumple el balance de potencia (Morales et al., 2013).

$$\begin{aligned}
 \sum_{i=1}^n P_{Bi}^S &= P_B^S \\
 \sum_{j=1}^n P_{Uj}^S &= P_U^S \\
 \sum_{k=1}^n P_{Dk}^S &= P_D^S
 \end{aligned} \tag{4.4}$$

Donde B representa a los generadores convencionales de balance, U representa a los generadores estocásticos no despachables y D representa a las demandas del sistema. Gracias a que el mercado del día anterior esta balanceado, la potencia suministrada por los generadores convencionales para realizar el balance de energía en la red es (Morales et al., 2013):

$$P_B^S = P_S^S - P_U^S \tag{4.5}$$

Una característica con la que se debe contar en los generadores de balance que producen energía es el tener el control de modificar los niveles de producción. En otras palabras que puedan vender energía en el mercado de balance o que puedan comprar energía en caso de una sobre producción en el mercado del día anterior. En cualquiera de los casos deben obtener una ganancia. Las reglas del mercado de balance unen a los

generadores para proveer sobre regulación (vender energía adicional) o bajar la regulación en el sistema (comprar energía que ya se había vendido) (Morales et al., 2013).

Se asume que la propuesta para el i -ésimo generador en el mercado de balance se caracteriza por los siguientes parámetros:

- λ_{Bi}^U es el precio ofertado al i -ésimo generador de balance por aportar potencia activa adicional en el escenario del balance. U representa sobre regulación. (Del ingles Up-regulation).
- $P_{Bi}^{U,max}$ es la capacidad de producción de potencia del i -ésimo generador en el balance.
- λ_{Bi}^D es el precio ofertado al i -ésimo generador de balance por volver a comprar energía en el escenario de balance con respecto a lo contratado por el mercado del día anterior. D representa De-regulación. (Del ingles Down regulation).
- $P_{Bi}^{D,max}$ es la cantidad máxima de la producción programada que el i -ésimo generador puede volver a comprar.

Cuando se presenta una oferta de sobre regulación para un generador de balance, esto implica que hay producción que se omitió en el mercado del día anterior, lo que representa que debe aumentarse la producción en un periodo corto de tiempo lo que implica que su producción será más costosa que la despachada por el mercado del día anterior, por esta razón se debe cumplir lo siguiente (Morales et al., 2013):

$$\lambda_{Bi}^U \geq \lambda^S \quad (4.6)$$

Por otro lado, cuando el sistema se somete a una baja de regulación, la propuesta de volver a comprar energía implica primeramente que el productor este dispuesto a bajar su producción (volver a comprar) parte de la producción despachada en el mercado de un día anterior. Sin embargo, el volver a comprar energía resulta lucrativo solo si el precio no es mayor al costo de producción de la energía. Por esta razón, se debe cumplir la siguiente expresión (Morales et al., 2013):

$$\lambda_{Bi}^D \leq \lambda^S \quad (4.7)$$

Para el desarrollo de este trabajo, se analizaran escenarios donde solo se tiene un aumento de demanda o sobrerregulación, se omiten los escenarios donde en el sistema se presenta una baja de regulación aunque también se puede analizar, se propone como un trabajo futuro.

Por parte de los generadores estocásticos utilizados en este trabajo (solares y eólicos), no se tiene control de la producción de potencia, de esta manera, este tipo de generadores no siempre se encuentran en los niveles de producción determinados por el mercado del día anterior. Por eso, en el mercado de balance la potencia de los generadores estocásticos se expresa de la siguiente manera (Morales et al., 2013):

$$P_{Uj}^B \neq P_{Uj}^S \quad (4.8)$$

También en los mercados de balance se considera que las demandas no siempre cuentan con el control de sus niveles de consumo. De esta manera, la k -ésima demanda del sistema en el tiempo del mercado de balance que se expresa por P_{Dk}^B tiene un nivel de demanda que se expresa como:

$$P_{Dk}^B \neq P_{Dk}^S \quad (4.9)$$

De esta manera, lo único que se puede controlar es la generación de potencia en caso de sobre o baja de regulación, que se representan por P_B^U y P_B^D respectivamente.

$$\begin{aligned} P_B^U &= \sum_{i=1}^n P_{Bi}^U \\ P_B^D &= \sum_{i=1}^n P_{Bi}^D \end{aligned} \quad (4.10)$$

El total de generación de los generadores de balance, P_B^B , los generadores estocásticos, P_U^B , el total de la demanda, P_D^B , y la demanda de la red, P_N^B , en el balance del sistema se representan de la siguiente manera (Morales et al., 2013):

$$\begin{aligned}
a) \quad P_B^B &= \sum_{i=1}^n (P_{Bi}^S + P_{Bi}^U - P_{Bi}^D) = P_B^S + P_B^U - P_B^D \\
b) \quad P_U^B &= \sum_{j=1}^n P_{Uj}^B \\
c) \quad P_D^B &= \sum_{k=1}^n P_{Dk}^B \\
d) \quad P_N^B &= P_D^B - P_U^B
\end{aligned} \tag{4.11}$$

En las ecuaciones presentadas en (4.11) la primera se basa en que la potencia de los generadores estocásticos P_B^U y la potencia de las demandas P_B^D dependen de que se cumplan los contratos del mercado del día anterior. Sin embargo, anteriormente se mencionó que la producción y el consumo del sistema dependen de factores que no se pueden controlar, dicho factor es considerado en las expresiones b y c y es representado por P_{Uj}^B y P_{Dk}^B respectivamente (Morales et al., 2013).

4.3.1. Caso de exceso de consumo

Si en un mercado eléctrico, al momento del balance, el total de la demanda excede el total de la generación programada para ese momento, se tiene un exceso de demanda o de consumo. Cuando se presenta un exceso de demanda, $P_N^B > P_N^S$ y $\lambda_B > \lambda_S$. El total de la producción extra se calcula como $(P_N^B - P_N^S)$ y como ya se mencionó, es producida por los generadores que entran en el mercado de balance; para ellos, el total de ganancia por realizar el balance es (Morales et al., 2013):

$$(P_N^B - P_N^S)\lambda^B > 0 \tag{4.12}$$

Donde λ^B representa el precio al que se compra la energía en el momento del balance.

Teniendo en cuenta lo anterior e independientemente de la cantidad de producción de los generadores estocásticos y los niveles de demanda, se pueden presentar cuatro casos posibles:

- Si la producción del j -ésimo generador estocástico presenta una producción por debajo de la producción programada por el mercado del día anterior, tiene que comprar energía.

$$(P_{Uj}^B - P_{Uj}^S)\lambda^B < 0 \quad (4.13)$$

La cantidad de energía comprada por el j -ésimo generador estocástico en el mercado de balance es negativa (pago de potencia) a un mayor precio a diferencia del precio del mercado del día anterior, lo que se expresa como una pérdida en las ganancias del generador.

- Por otro lado, si la producción del j -ésimo generador estocástico es mayor a la producción programada por el mercado del día anterior, se debe vender el exceso de energía.

$$(P_{Uj}^B - P_{Uj}^S)\lambda^B > 0 \quad (4.14)$$

La ganancia presentada por el j -ésimo generador estocástico gracias a la venta del exceso de potencia en el mercado de balance, esto se debe a que la energía es vendida a un precio más alto que el determinado por el mercado del día anterior y el generador estocástico esta ayudando a restaurar el balance del sistema.

- Si la k -ésima demanda aumenta su consumo, esto representa un pago adicional para la demanda por comprar la energía adicional requerida para balancear el sistema.

$$(P_{Dk}^B - P_{Dk}^S)\lambda^B > 0 \quad (4.15)$$

Al igual que el en primer caso, el pago de la energía adicional es a un mayor precio que el precio del mercado del día anterior.

- Por último, si la k -ésima demanda presenta un decremento en el consumo de potencia, esto representa un pago más bajo (ganancia) para la k -ésima demanda por vender el exceso de potencia.

$$(P_{Dk}^B - P_{Dk}^S)\lambda^B < 0 \quad (4.16)$$

Esto se debe a que, involuntariamente, la demanda ayuda a restaurar el balance en el sistema (Morales et al., 2013).

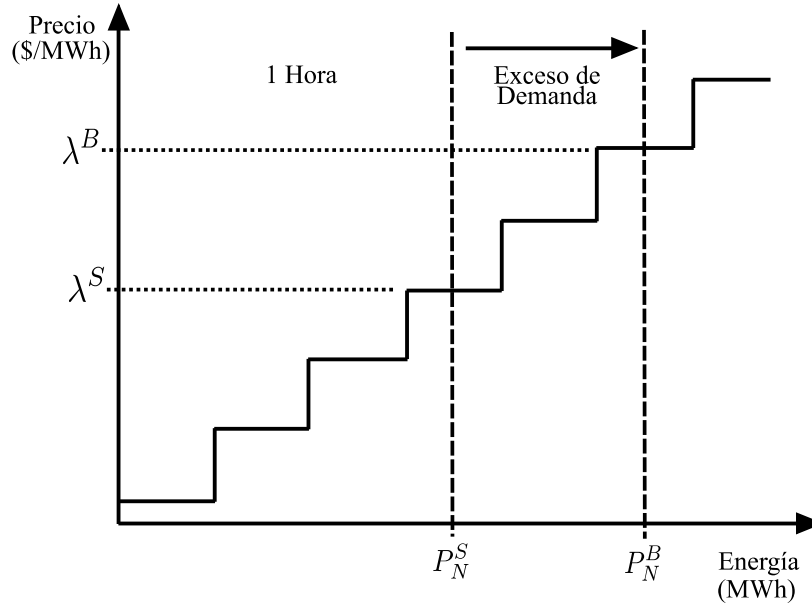


Figura 4.1: Exceso de demanda a la hora del balance.(Morales et al., 2013)

Simplificando lo descrito anteriormente, el aumento en la producción de energía es:

$$\begin{aligned}
 & \sum_{k=1}^n (P_{Dk}^B - P_{Dk}^S) - \sum_{j=1}^n (P_{Uj}^B - P_{Uj}^S) \\
 &= (P_D^B - P_D^S) - (P_U^B - P_U^S) \\
 &= (P_D^B - P_U^B) - (P_D^S - P_U^S) \\
 &= P_N^B - P_N^S
 \end{aligned} \tag{4.17}$$

Por lo tanto, el pago total por las demandas y los generadores estocásticos debido a las variaciones en el balance es:

$$(P_N^B - P_N^S)\lambda^B \tag{4.18}$$

La cual coincide con el pago a los generadores de balance presentado en la ecuación (4.12). (Morales et al., 2013). En el desarrollo de este trabajo se hará énfasis en sistemas donde se presentan las condiciones representadas en las ecuaciones (4.14) y (4.15).

Lo descrito en esta sección se representa gráficamente como se presenta en la Figura 4.1, donde, dependiendo de la hora, el sistema tiene un nivel de potencia demandada que fue determinado por el mercado del día anterior y se paga a un precio λ^S especificado por el mismo mercado. Al presentarse un exceso de demanda, el nuevo nivel de potencia demandada debe ser atendido por los generadores de balance y se paga a un precio λ^B que debe ser mayor al precio especificado por el mercado del día anterior.

4.4. Pagos y Ganancias

La asignación de los pagos por las demandas y las ganancias para los generadores que entran en el mercado de balance, ya sean convencionales o estocásticos, dependiendo del caso se calcula de la siguiente manera (Morales et al., 2013):

- Las ganancias para el i -ésimo generador de balance son dadas por:

$$P_{Bi}^S \lambda^S + (P_{Bi}^U - P_{Bi}^D) \lambda^B \quad (4.19)$$

- Las ganancias del j -ésimo generador estocástico son dadas por:

$$P_{Uj}^S \lambda^S + (P_{Uj}^B - P_{Uj}^S) \lambda^B \quad (4.20)$$

- El pago que debe realizar la k -ésima demanda es dado por:

$$P_{Dk}^S \lambda^S + (P_{Dk}^B - P_{Dk}^S) \lambda^B \quad (4.21)$$

El cálculo total del pago por las demandas del sistema es:

$$\begin{aligned} & \lambda^S \sum_{k=1}^n P_{Dk}^S + \lambda^B \sum_{k=1}^n (P_{Dk}^B - P_{Dk}^S) \\ & = \lambda^S P_D^S + \lambda^B (P_D^B - P_D^S) \end{aligned} \quad (4.22)$$

El cálculo total de las ganancias de los generadores es:

$$\begin{aligned}
 & \lambda^S \sum_{i=1}^n P_{Bi}^S + \lambda^B \sum_{i=1}^n (P_{Bi}^U - P_{Bi}^D) + \lambda^S \sum_{j=1}^n P_{Uj}^S \\
 & \quad + \lambda^B \sum_{j=1}^n (P_{Uj}^B - P_{Uj}^S) \\
 & = \lambda^S (P_B^S + P_U^S) + \lambda^B [(P_B^U - P_B^D) + (P_U^B - P_U^S)] \\
 & = \lambda^S P_D^S + \lambda^B (P_D^B - P_D^S)
 \end{aligned} \tag{4.23}$$

Como se puede observar, los resultados de las ecuaciones (4.22) y (4.23) coinciden ya que el pago y las ganancias en el sistema deben ser las mismas. Sin embargo, en el mercado de balance, las ganancias no representan pérdidas para el operador del mercado (Morales et al., 2013).

La asignación de pagos y ganancias individuales de los generadores y las demandas en el sistema se representan por:

- La ganancia del i -ésimo generador en el mercado de balance es dado por:

$$P_{Bi}^B \lambda^B \tag{4.24}$$

- La ganancia del j -ésimo generador estocástico en el mercado de balance es dado por:

$$P_{Uj}^B \lambda^B \tag{4.25}$$

- El pago de la k -ésima demanda del sistema en el mercado de balance es dado por:

$$P_{Dk}^B \lambda^B \tag{4.26}$$

Donde P_{Bi}^B es el nivel de potencia del i -ésimo generador de balance, P_{Uj}^B es el nivel de potencia del j -ésimo generador estocástico y P_{Dk}^B es el consumo de potencia de la k -ésima demanda del sistema (Morales et al., 2013).

4.5. Proceso de solución de casos de estudio

En la Figura 4.2, se presenta la descripción del método de solución que se aplicará en los casos de estudio. Dicho método de solución inicia mediante la determinación de

las unidades del sistema, la topología de la red eléctrica, las cargas donde se presenta el aumento de demanda y el tipo de mercado eléctrico en el que se trabaja. Después, es necesario calcular las condiciones iniciales del sistema mediante la solución del problema de flujos de potencia de la red eléctrica, el cual proporciona los valores de las potencias generadas y demandadas P_G , Q_G , P_D y Q_D , además de proporcionar las magnitudes y el ángulo de los voltajes nodales del sistema, previo al aumento en las demandas.

Posteriormente, se realiza la solución del sistema de ecuaciones diferenciales planteado por el problema de LFC-AVR, el cual proporcionará la dinámica del sistema ante el aumento de demanda. Los resultados esperados son las señales de error de control de área ACE_i , las variaciones de frecuencia del sistema Δf_i , las variaciones de potencia enviadas por los enlaces de transmisión $\Delta P_{tie,i}$, las variaciones de potencia entregadas por cada una de las unidades ΔP_{mi} , las variaciones en el ángulo del rotor de las unidades en función de las variaciones de frecuencia $\Delta \delta$ y las variaciones de voltaje en las terminales de las unidades ΔV_{ti} .

Mediante el comportamiento dinámico del sistema que se obtiene en la etapa anterior, se calculará la potencia activa inyectada al sistema, así como el voltaje en los nodos de generación en cada instante de tiempo, mediante las ecuaciones (3.41) y (3.42). Después, con el cálculo de la potencia activa y el voltaje en las terminales del sistema, se calcularán las inyecciones de corriente en el sistema y, mediante el uso de la matriz de admitancias Y_{bus} del sistema, se calculará el comportamiento de los voltajes nodales en cada instante de tiempo.

Cuando se llegue al final de la simulación, en base a los costos fijos y variables que se presentan en las centrales, determinados por las ecuaciones (4.1) - (4.3), se podrá asignar el costo de producción de energía dependiendo del tipo de central instalada. Posteriormente, en base a la condición presentada en la ecuación (4.6), se asignará el precio en el cual se compra la potencia en el mercado de balance, para después asignar las ganancias a los generadores en base a las ecuaciones (4.24) y (4.25), y por último, asignar la penalización adecuada a las cargas que generaron el desbalance (4.26).

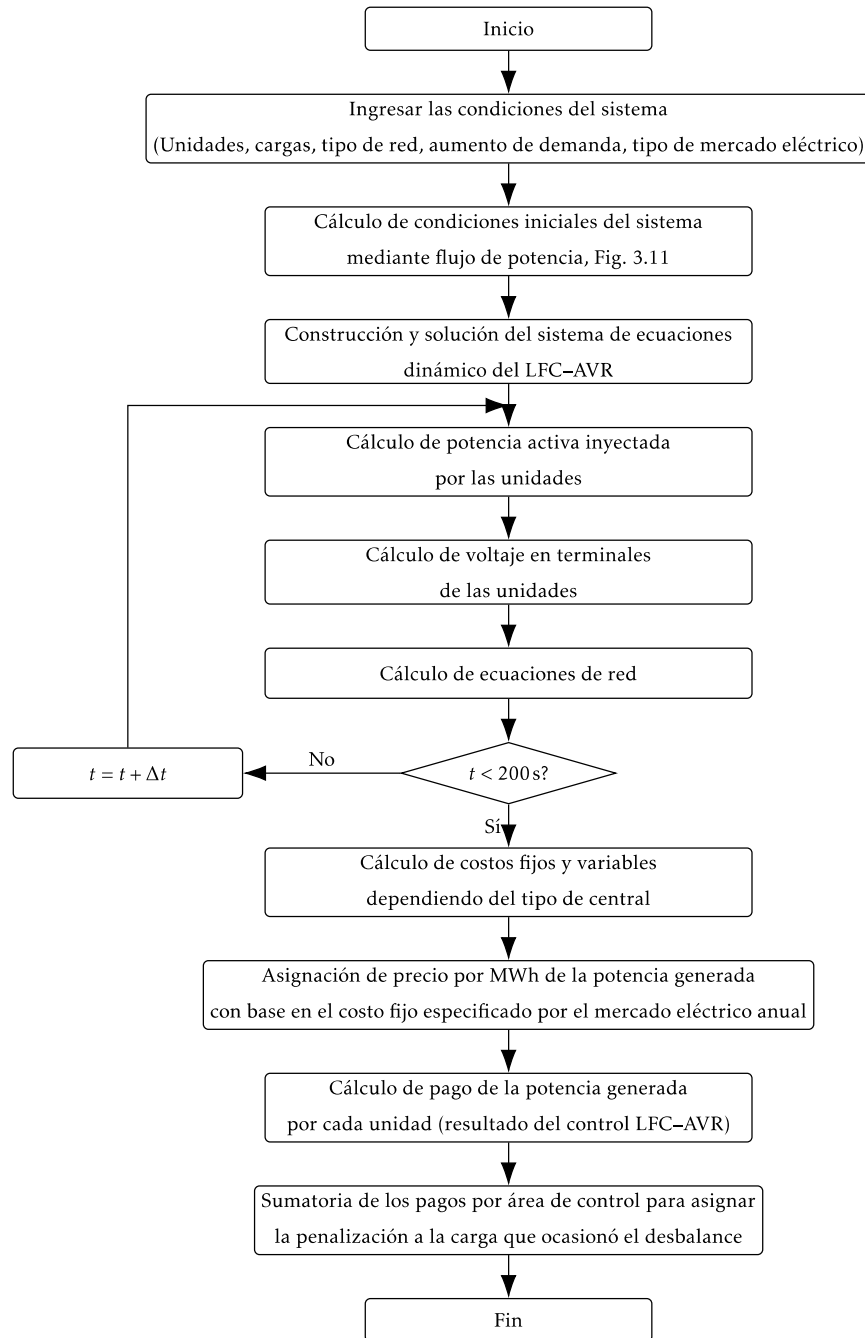


Figura 4.2: Diagrama de flujo del procedimiento (simulación LFC-AVR, red y cálculo de costos/pagos) con horizonte $t_{\text{máx}} = 200$ s.

4.6. Conclusiones

En este capítulo se formuló la base de un mercado de balance, relacionando el desempeño dinámico del sistema con sus implicaciones económicas. Se definieron los costos fijos y variables de la generación de energía y se estableció un método de pagos, penalizaciones y bonificaciones ante un desbalance entre carga y generación.

La metodología integra la simulación LFC-AVR, el análisis de la red eléctrica y el cálculo económico, permitiendo evaluar los escenarios de mercados eléctricos unilaterales, bilaterales y de violaciones contractuales de una manera coherente.

Capítulo 5

Resultados

Mediante el desarrollo de los modelos dinámicos para solucionar el problema de control de frecuencia de carga en los ambientes regulados y desregulados, y los modelos de control de voltaje en terminales de las centrales convencionales, el análisis topológico de la red eléctrica, junto con el uso de los métodos heurísticos de búsqueda utilizados, se puede tener una simulación más cercana al comportamiento de la red eléctrica al presentarse un aumento o decremento en la demanda de potencia activa.

En cuestión de los casos de estudio presentados en este trabajo, son parte de la aportación del análisis presentado, ya que no se encuentra una variedad de estudios parecidos en la literatura actual, la que incluye el uso conjunto de centrales convencionales, no convencionales y sistemas de almacenamiento de energía, bajo condiciones desreguladas y con múltiples unidades de generación, además del análisis presentado después de presentar la dinámica del sistema.

Los sistemas presentados en este trabajo incluyen los modelos de prueba de la IEEE de 24 y 39 nodos.

Dentro de cada caso de estudio se presentarán las respuestas del sistema bajo acuerdos contractuales unilaterales, bilaterales y violaciones de contratos. Para el desarrollo de este trabajo, previamente se realizará la sintonización de las ganancias de los controladores PI de cada área de control mediante el uso de la herramienta preprogramada de MATLAB "*gamultiobj*", seleccionando los valores en función de la magnitud de

sobreimpulso, tiempo de estabilización y respuesta oscilante.

Finalmente se realizará la cuantificación económica de las variaciones de frecuencia en todos los casos de estudio en función a los contratos analizados, imponiendo multas económicas a los usuarios que realicen una violación en la energía previamente contratada y dando beneficios económicos a los que provean la energía para regresar las variaciones del sistema a cero y mantener los valores programados en los enlaces de transmisión.

Los parámetros utilizados en los casos de estudio serán presentados en los apéndices B y C.

5.1. Caso de Estudio 1

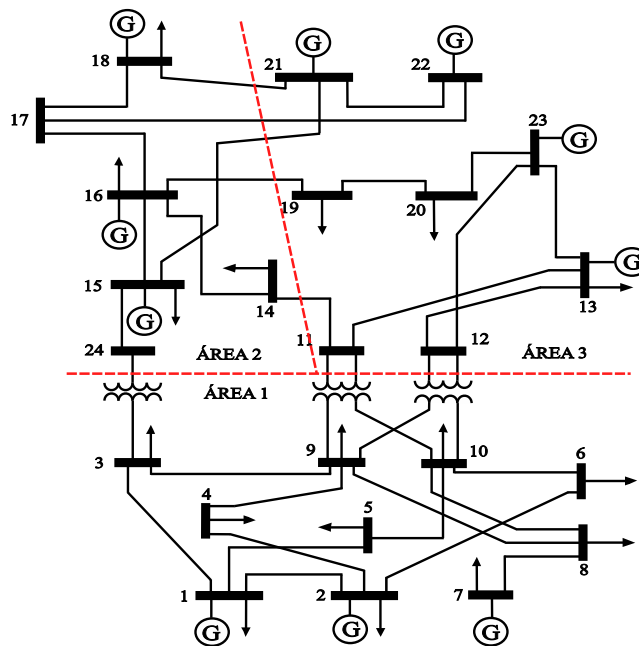


Figura 5.1: Sistema de prueba IEEE de 24 nodos

Para el desarrollo del caso de estudio 1, se hará uso del sistema de prueba de la IEEE de 24 nodos, presentado en la Figura 5.1. El sistema está dividido en tres áreas de control interconectadas entre sí por sus respectivos enlaces de transmisión. El área de control 1 cuenta con 3 unidades convencionales de generación, 2 unidades térmicas sin re-

calentamiento y 1 unidad térmica con recalentamiento doble; el área de control 2 también está constituida por 2 unidades convencionales, 1 unidad térmica con recalentamiento simple, 1 unidad térmica con recalentamiento doble y 1 unidad de generación de energía renovable (RES) representada en una central hidroeléctrica. Por último, el área 3 está conformada por 1 unidad térmica sin recalentamiento y 3 unidades hidroeléctricas. Cabe mencionar que para el desarrollo de los casos de estudio de este trabajo la selección de las áreas de control fue de manera aleatoria sin considerar estudios de reducción y coherencia. En cada área de control se someterá a un aumento de demanda de potencia activa ΔP_{Li} de 0.1 pu. Los escenarios planteados que se analizarán son el caso unilateral, bilateral y bilateral con violaciones contractuales de potencia activa.

5.1.1. Caso de estudio 1 - Escenario: Unilateral

Para el desarrollo de este escenario se plantea un mercado eléctrico unilateral, con una matriz de participación de compañías de generación descrita en la ecuación (5.1). Se cuenta con tres áreas de control representadas por cada renglón de la matriz, donde se asignan los factores de participación por unidad de generación. El sistema parte de un punto de equilibrio donde no hay perturbaciones. Posteriormente, en $t = 0$ se produce un exceso de demanda no programada de $\Delta P_{Li} = 0.1 p.u.$ en cada área de control.

$$GPM^T = \begin{bmatrix} 0.5 & 0.3 & 0.2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.3 & 0.6 & 0.1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.5 & 0.2 & 0.15 & 0.15 \end{bmatrix}^T \quad (5.1)$$

En las Figuras 5.2, 5.3, 5.6, 5.4 y 5.5 se presentan los resultados obtenidos al realizar el análisis de LFC-AVR del sistema. Mientras que en las Figuras 5.7 y 5.8 se presentan las respuestas de la red en cuanto a los voltajes nodales, después de que se presenta el aumento de la demanda.

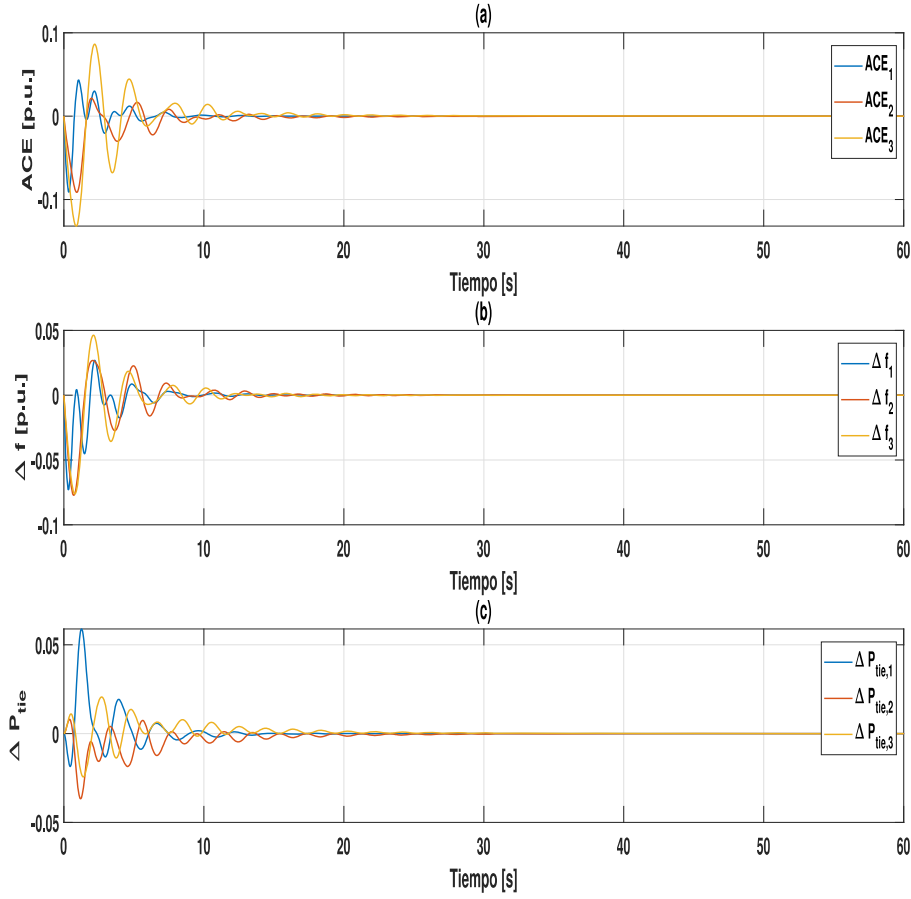


Figura 5.2: Caso de estudio 1 - Escenario: Unilateral. a) Error de control de área, b) Variaciones de frecuencia de área Δf_i y c) Variaciones de potencia en los enlaces de transmisión entre las áreas de control $\Delta P_{tie,i}$

Los resultados de ACE_i , Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ se muestran en la Figura 5.2. Como el escenario presentado es un caso unilateral, donde los contratos de las GENCO's solo se realizan con las cargas que se encuentran dentro de la misma área de control, el comportamiento de las señales de Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$ tiende a cero; por consiguiente, la señal del error de control de área ACE_i también tenderá a 0 en todas las áreas de control, ya que esta señal es una combinación lineal de las otras dos, como se presenta en (Zamudio, 2023).

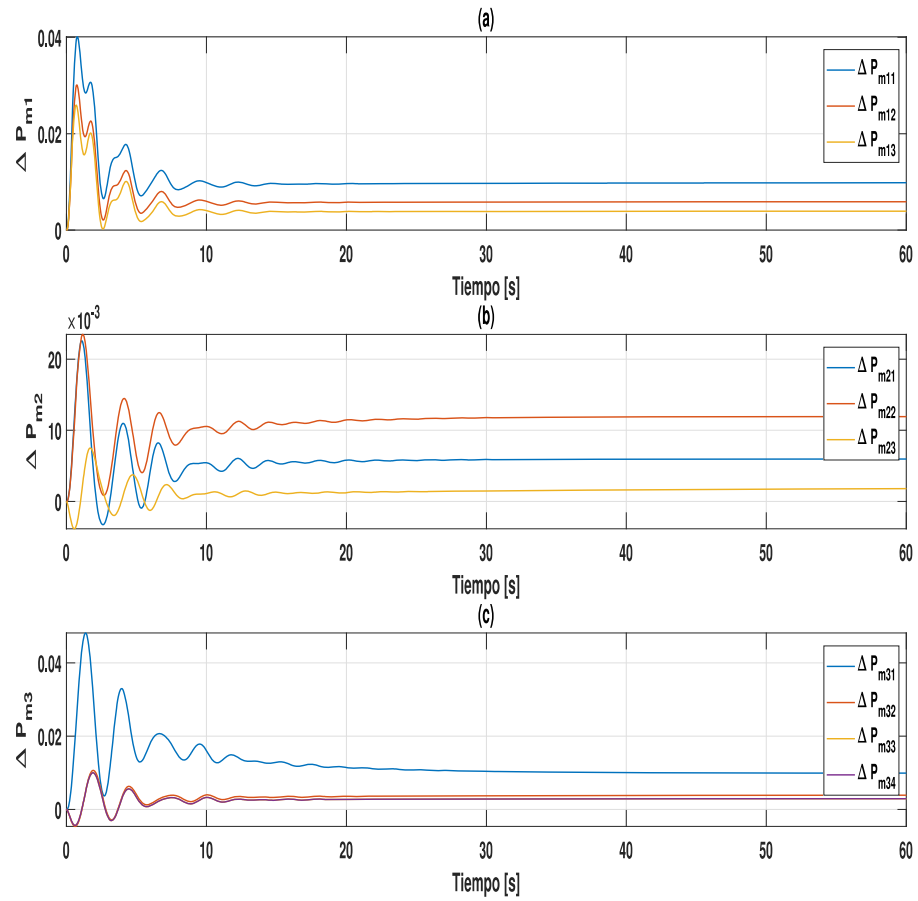


Figura 5.3: Caso de estudio 1 - Escenario: Unilateral. Variaciones de potencia entregadas por las unidades de generación ΔP_m . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3.

Analizando el comportamiento de la frecuencia en las áreas de control, se presenta en la Figura 5.2-b. Se puede observar que las tres áreas de control tienen un comportamiento similar entre sí, con pequeñas diferencias en los valores de los sobreimpulsos al presentarse el evento del aumento de la demanda de potencia activa. Esto se debe a los tiempos de reacción de las unidades utilizadas; mientras que en el área 1 se cuentan con unidades térmicas sin recalentamiento, las cuales presentan una respuesta más rápida, debido a que no tienen etapas de recalentamiento que retrasen su tiempo de respuesta. En

las áreas 2 y 3, que se componen de centrales térmicas con recalentamiento simple o doble, se tiene el beneficio de incrementar la eficiencia de la central; sin embargo, se retrasan los tiempos de respuesta, al igual que las centrales hidroeléctricas, que presentan tiempos de respuesta mayores debido a las aperturas de compuertas para el ingreso de más agua.

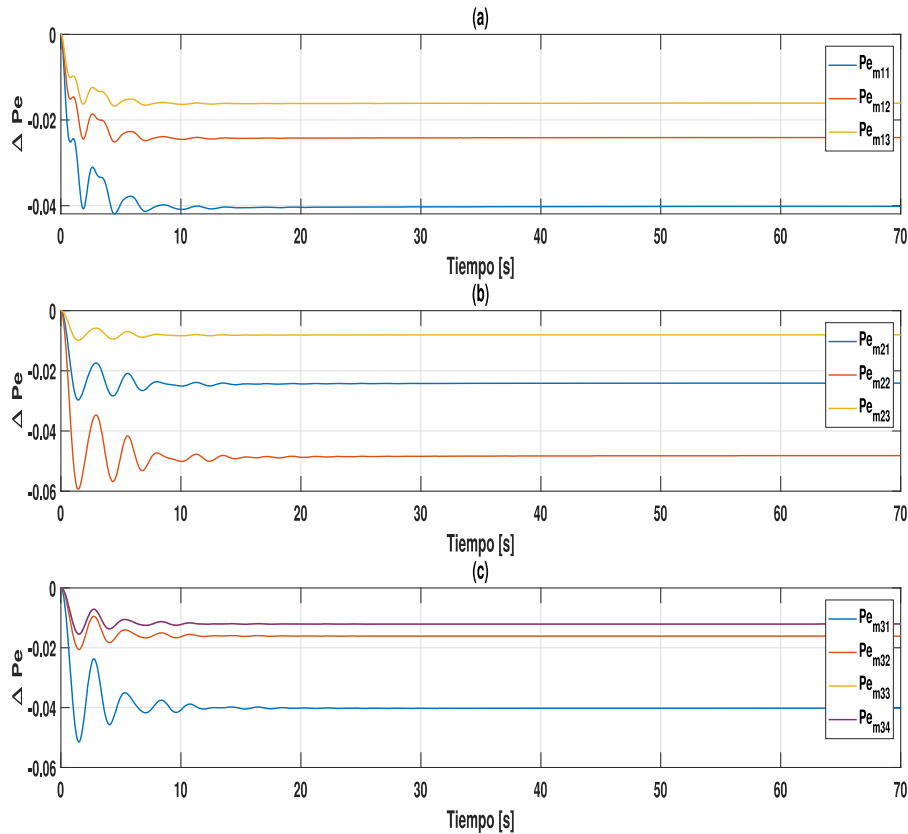


Figura 5.4: Caso de estudio 1 - Escenario: Unilateral. Potencia eléctrica generada por el modelo de AVR con conexión en las unidades de potencia

Las variaciones de potencia en los enlaces de transmisión $\Delta P_{tie,i}$ se presentan en la Figura 5.2-c, donde se puede observar que en el sistema el área 1 pasa de una absorción de potencia en los primeros segundos después del evento para después pasar a enviar potencia por los enlaces de transmisión para apoyar a las debido a los tipos de unidades que

se encuentran en ella, lo que hace que dicha área apoye a las otras dos enviando potencia por los enlaces de transmisión hasta devolver las variaciones de frecuencia en todas las áreas a 0 y los valores programados en los enlaces de transmisión a 0.

Los resultados presentados en la Figura 5.3 muestran las potencias generadas por todas las GENCO's separadas por área de control. Se puede observar que los valores en los que se estabilizan las unidades son diferentes de los valores determinados por su factor de participación seleccionado para cada unidad y el valor del aumento de demanda por área de control; esto se debe a que la potencia entregada por las unidades se ve afectada por el modelo del generador incluido en el AVR.

Tabla 5.1: Potencia generada por cada GENCO

Número de Área	GENCO	Factor de participación	Potencia Generada
Área 1	P_{m11}	0.5	0.05
	P_{m12}	0.3	0.03
	P_{m13}	0.2	0.02
Área 2	P_{m21}	0.3	0.03
	P_{m22}	0.6	0.06
	P_{m23}	0.1	0.01
Área 3	P_{m31}	0.5	0.05
	P_{m32}	0.2	0.02
	P_{m33}	0.15	0.015
	P_{m34}	0.15	0.015

Al agregar las variaciones de potencia eléctrica descritas en la ecuación (3.10), el modelo del generador ayuda a crear una fuerza que se opone a los cambios en la frecuencia y, por consiguiente, los generadores necesitan proporcionar menos energía para retornar el sistema a sus condiciones nominales. Cabe mencionar que los valores tan pequeños que proporcionan las unidades de generación también se ven afectados por el hecho de que, en los modelos del AVR, las variaciones en el voltaje en las terminales se igualan a 0, ya que el estado inicial del voltaje en las terminales de la unidad lo proporciona el cálculo de las

condiciones iniciales del sistema.

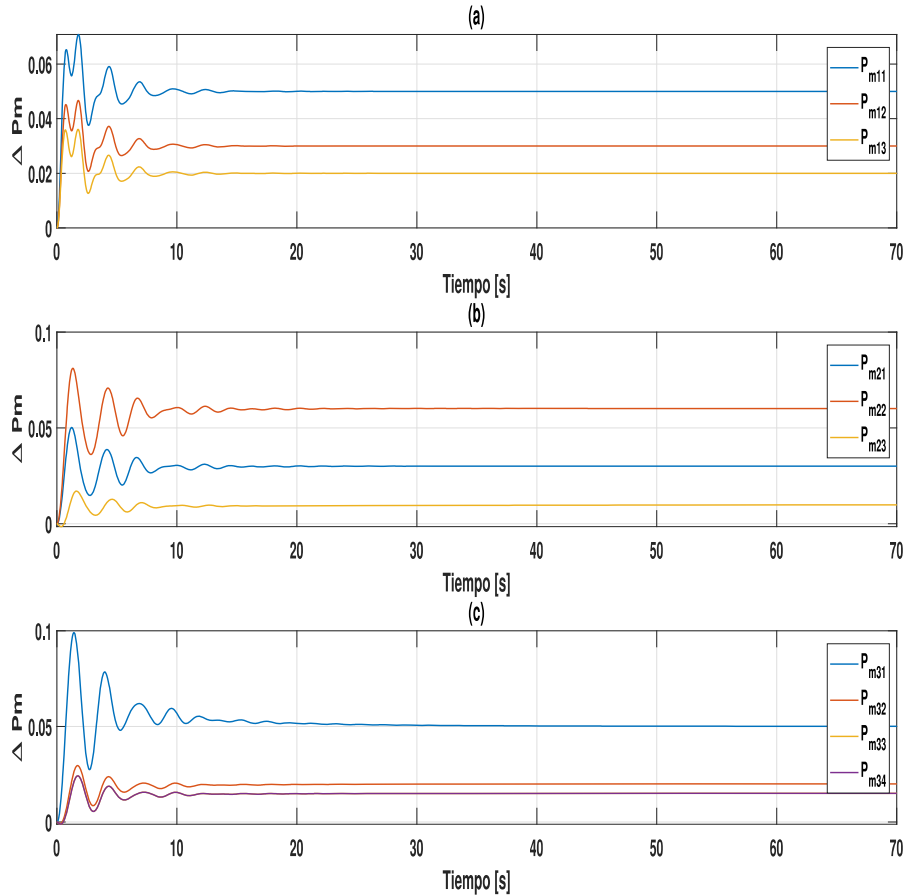


Figura 5.5: Caso de estudio 1 - Escenario: Unilateral. Variaciones de potencia inyectada por las unidades de generación incluyendo la potencia eléctrica generada por el modelo del generador, a)Área 1, b) Área 2 y c) Área 3

En la Figura 5.4 se muestran las variaciones de potencia eléctrica generadas por el modelo del AVR un punto importante a señalar es que los modelos utilizados en este trabajo solo contemplan la conexión de un AVR, lo cual, después de calcular la señal, se divide entre los factores de participación que tiene cada una de las unidades. El valor negativo que se presenta en las señales hace que, al usar la ecuación (3.10), el valor sea

positivo y se considere como una aportación de potencia. Por su parte, en la Figura 5.5 se presenta el cálculo final de la potencia entregada por cada unidad, corroborando así lo presentado en (Bevrani, 2009) y (Zamudio, 2023).

Utilizando la matriz GPM mostrada en (5.1) y con el aumento de potencia en cada área de control $\Delta P_{Li} = 0.1 \text{ p.u.}$, los valores en los que se estabiliza la generación de cada unidad de este caso se presentan en la Tabla 5.1.

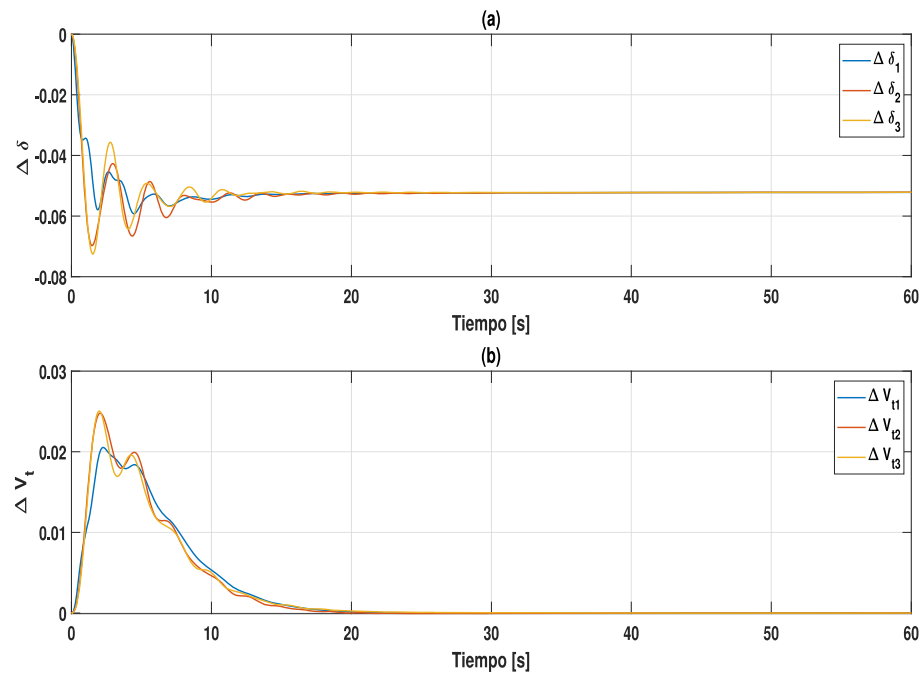


Figura 5.6: Caso de estudio 1 - Escenario: Unilateral. a) Variaciones de ángulo de rotor en los generadores por área $\Delta \delta_i$ y b) Variaciones de voltaje en terminales en los generadores por área ΔV_t

En la Figura 5.6-a se presentan las variaciones en el ángulo de rotor de los generadores por área, debido a que esta variable depende de la frecuencia del área de control y a que los AVR simulados tienen las mismas características para todas las unidades. Las variaciones del ángulo de rotor serán las mismas para todas las unidades que se encuentren dentro del área de control.

Analizando los resultados, se observa que el área de control 1 tiene una respuesta más rápida a las variaciones de frecuencia, esto se debe a las unidades de generación que la constituyen, mientras que las otras dos áreas de control tienen una respuesta más grande debido a los retrasos de tiempo presentados por los modelos de unidades que se encuentran en estas áreas de control. Algo similar ocurre en la Figura 5.6-b, ya que las variaciones del voltaje en las terminales se relacionan con las variaciones del ángulo de rotor; se presentan las mismas variaciones de voltajes en las terminales en todas las unidades del área.

A continuación, lo primero que se debe realizar es seleccionar las cargas en las que se presentarán los aumentos de potencia. Arbitrariamente, se seleccionan las cargas conectadas en los nodos cinco, catorce y veinte. En la Tabla 5.2 se presentan los cambios en las demandas en dichos nodos.

Tabla 5.2: Caso de estudio 1 - Escenario: Unilateral. Cambios en la demandas de potencia activa por área de control

Número de Nodo	Demanda Original	Nueva demanda
5	0.71	0.81
14	1.94	2.04
20	1.28	1.38

Los resultados del comportamiento de la red eléctrica se muestran en las Figuras 5.7 y 5.8, donde se puede apreciar que, al presentarse un aumento en la demanda de potencia activa en el sistema, el voltaje tiende a caer en comparación con el valor en estado estacionario.

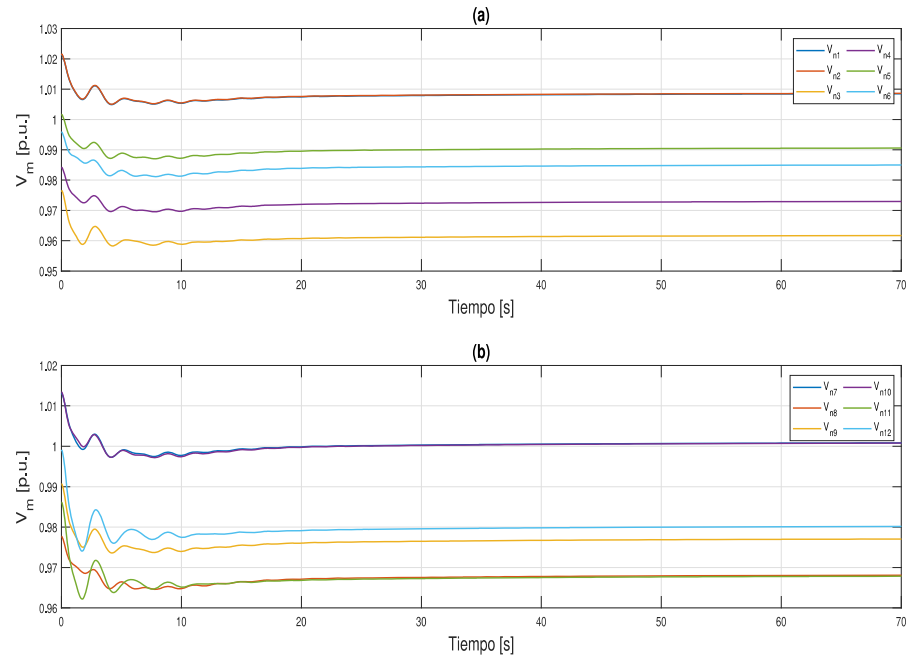


Figura 5.7: Caso de estudio 1 - Escenario: Unilateral. Comportamiento de la red eléctrica ante el aumento de demanda de potencia activa. a) voltaje en los nodos del 1 al 6, b) Voltaje en los nodos del 7 al 12

Esto se debe a que el aumento repentino de la demanda hace que en el sistema se inyecte más corriente, lo que resultara en el aumento de las pérdidas en la red y, por consiguiente, el voltaje tendera a disminuir. Por otro lado, se observa que la mayoría de los voltajes se encuentran dentro de los límites permitidos, estos siendo de $\pm 5\%$. Los valores que se encuentran fuera de este rango son ocasionados por el programa que se utiliza para el cálculo de los flujos de potencia desarrollado por (Saadat, 1998). Al utilizarlos, no se cuenta con restricciones en los voltajes, y esto debe ser agregado.

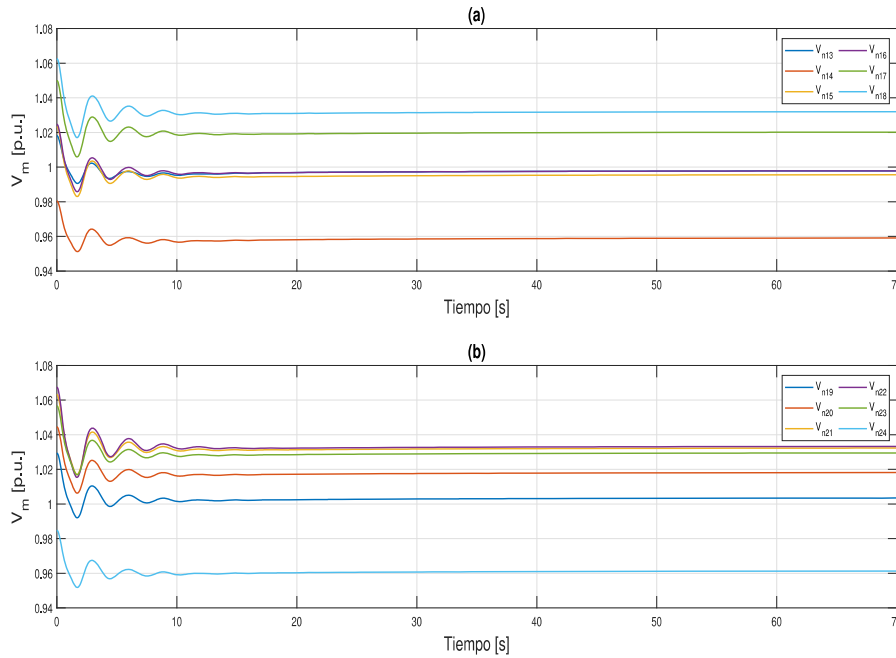


Figura 5.8: Caso de estudio 1 - Escenario: Unilateral. Comportamiento de la red eléctrica ante el aumento de demanda de potencia activa. a) voltaje en los nodos del 13 al 18, b) Voltaje en los nodos del 19 al 24

Con los resultados que se presentan en la Figura 5.5 se aplicará el modelo del mercado de balance que se presenta en este trabajo. La cuantificación de los resultados se presentan en la Tabla 5.3 donde se presentan los costos fijos de cada una de las unidades, para efectos prácticos en el sistema se considerará que las centrales del mismo tipo tienen los mismos costos de producción, costos variables, costos de operación y mantenimiento. Por esta razón, dichas centrales venderán la energía al mismo precio en el mercado de un día anterior.

Al realizar el cálculo del mercado de balance, se considera que los factores de participación de la matriz GPM mostrada en (5.1) son seleccionados por el VIU para tener reserva de potencia en caso que se produzca un desbalance entre la generación y la demanda pronosticada y contratada en el mercado del día anterior.

Tabla 5.3: Caso de estudio 1- Escenario: Unilateral. Resultado de ganancias y pagos por unidades de generación en el sistema eléctrico. Cantidades expresadas en USD/MWh

Nodo	Tipo de central	Costo Fijo	Costo Variable	Costo Total	Precio en Mercado del día anterior	Precio en Mercado de balance	Ganancias
1	Ciclo Abierto	12.2	18.2	30.4	35	82	410
2	Ciclo Abierto	12.2	18.2	30.4	35	82	246
7	Carboeléctrica	42.46	28.84	71.30	82	82	164
13	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	164
15	Ciclo Combinado	13.35	11.9	25.25	30	82	492
16	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	82
18	Carboeléctrica	42.46	28.84	71.30	82	82	246
21	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	123
22	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	123
23	Carboeléctrica	42.46	28.84	71.30	82	82	410
5	Carga en área 1	-	-	-	-	-	-820
14	Carga en área 2	-	-	-	-	-	-820
20	Carga en área 3	-	-	-	-	-	-820

Por último, una consideración al realizar el cálculo de las ofertas de los precios en el mercado del día anterior se planta un margen de ganancia del 15% para los generadores convencionales como lo son las unidades térmicas sin recalentamiento, recalentamiento simple y doble y un margen de ganancia del 20% para las unidades consideradas como renovables, en este caso solo las unidades hidroeléctricas. Posteriormente, debido a las condiciones planteadas por el mercado de balance el precio de la potencia en el mercado de balance debe ser igual o superior al costo pactado por el mercado del día anterior, por esta razón, se toma como base el costo más alto dentro de las ofertas del mercado y a todo generador que entre en labores del balance del sistema la potencia aportada se calculará en base de ese precio, el cual las cargas tendrán que pagar por el exceso de consumo.

5.1.2. Caso de estudio 1 - Escenario: Bilateral

Al cambiar el escenario a un mercado eléctrico bilateral, con una matriz de participación de compañías de generación descrita en la ecuación (5.2), se cuenta con tres áreas de control representadas por cada renglón de la matriz, donde se asignan los factores de participación por unidad de generación. El sistema parte de un punto de equilibrio donde no hay perturbaciones. Posteriormente, en $t = 0$ se produce un exceso de demanda no programada de $\Delta P_{Li} = 0.1 p.u.$ en cada área de control.

$$GPM = \begin{bmatrix} 0.3 & 0.1 & 0.2 & 0 & 0 & 0.15 & 0.1 & 0 & 0.15 & 0 \\ 0 & 0.2 & 0 & 0.3 & 0.1 & 0.1 & 0 & 0.2 & 0 & 0.1 \\ 0.15 & 0 & 0.1 & 0.05 & 0.1 & 0 & 0.3 & 0.1 & 0.1 & 0.1 \end{bmatrix}^T \quad (5.2)$$

En las Figuras 5.9, 5.10, 5.11, 5.12 y 5.13 se presentan los resultados obtenidos al realizar el análisis de LFC-AVR del sistema.

Los resultados mostrados en la Figura 5.9 son ACE_i , Δf_i y $\Delta P_{tie,i}$, respectivamente. Se puede observar que las variaciones de frecuencia Δf_i se estabilizan en 0 después del aumento de demanda; en cambio, las señales de error de control de área y los valores a los que se estabilizan los enlaces de transmisión son diferentes de 0. Esto se debe a los mercados desregulados. Analizando la matriz GPM de este caso de estudio, se puede determinar la cantidad de potencia exportada e importada de cada una de las áreas de control.

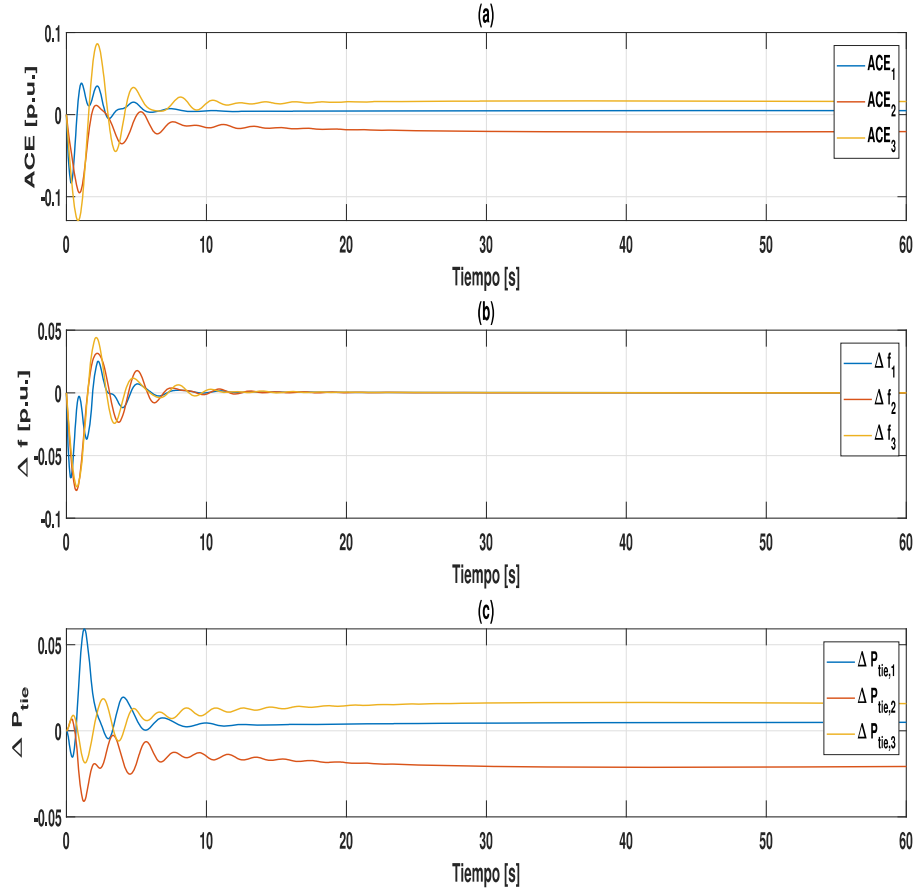


Figura 5.9: Caso de estudio 1 - Escenario: Bilateral. a) Error de control de área, b) Variaciones de frecuencia de área Δf_i , c) Variaciones de potencia en los enlaces de transmisión entre las áreas de control $\Delta P_{tie,i}$

$$\begin{aligned}
 v_{31} &= 0.005 \quad p.u \\
 v_{32} &= -0.02 \quad p.u \\
 v_{33} &= 0.015 \quad p.u
 \end{aligned} \tag{5.3}$$

Lo anterior se obtiene mediante la diferencia entre la suma de la energía que se

exporta y la suma de la energía que se importa al área de control, como se muestra en (Zamudio, 2023). Estos valores corresponden a los que se estabilizará la potencia enviada por los enlaces de transmisión, como se muestra en la Figura 5.9-c.

Analizando la potencia entregada por las unidades de cada área presentada en la Figura 5.10. Los valores en los que se estabilizan deben ser la suma del factor de participación de cada máquina correspondiente al área de control y la potencia contratada en otra área de control, y se pueden calcular mediante la matriz GPM de la ecuación (5.2).

Tabla 5.4: Potencia suministrada por cada compañía de generación en función de los factores de participación

Área de control	GENCO	Potencia generada
Área 1	m_{11}	0.45
	m_{12}	0.3
	m_{13}	0.3
Área 2	m_{21}	0.35
	m_{22}	0.2
	m_{23}	0.25
Área 3	m_{31}	0.4
	m_{32}	0.3
	m_{33}	0.25
	m_{34}	0.2

Haciendo la comparación entre los resultados presentados en la Tabla 5.4 y la Figura 5.10, es evidente que existe una discrepancia en los valores determinados por los factores de participación. Esta diferencia se debe a dos razones. La primera se debe a la ampliación de los modelos de LFC a modelos de LFC-AVR, en los cuales se cuenta con una potencia eléctrica entregada por el generador. La segunda se debe, al igual que la anterior, a que en las simulaciones utilizadas, el valor del voltaje en las terminales de las unidades se iguala a 0, como se muestra más adelante.

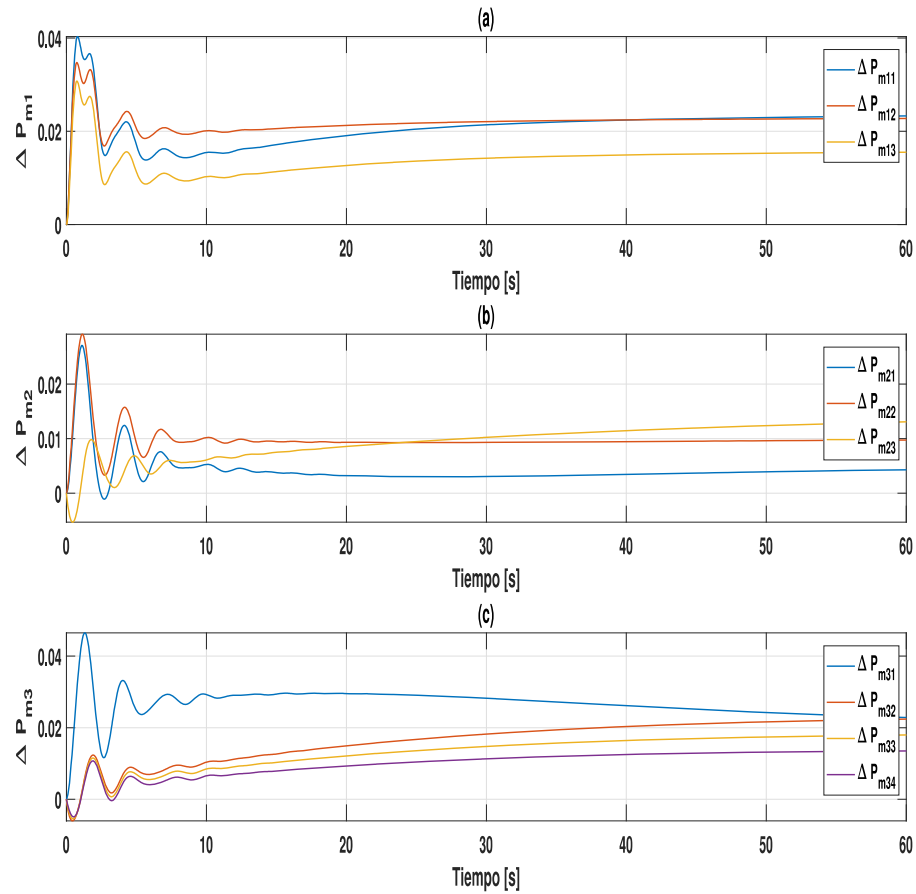


Figura 5.10: Caso de estudio 1 - Escenario: Bilateral. Variaciones de potencia entregadas por las unidades ΔP_m a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3

Esto es solo para tener en cuenta las variaciones en el voltaje en las terminales del generador, partiendo de las condiciones iniciales. Como se muestra en la Figura 5.11, la potencia eléctrica generada por todas las unidades tienen valores negativos, según la ecuación (3.10). El valor negativo se convierte en una aportación de potencia para ayudar a estabilizar el sistema eléctrico. Por esta razón, las acciones del gobernador y la turbina de cada máquina deben aportar menos potencia para regresar el sistema a condiciones nominales.

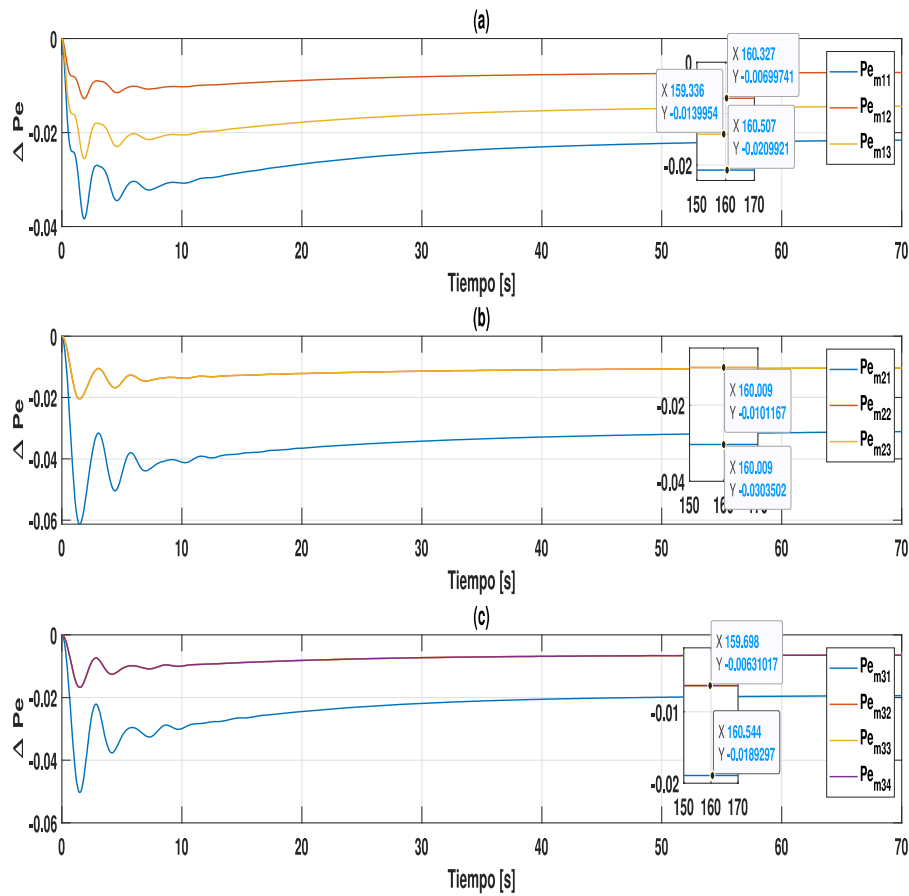


Figura 5.11: Caso de estudio 1 - Escenario: Bilateral. Variaciones de potencia eléctrica entregada por los generadores. a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3

Los valores que se presentan en la Figura 5.11 se calculan mediante el uso de los valores de participación de cada unidad de generación. Estos valores se presentan en la matriz GPM de la ecuación (5.2) y en la Tabla 5.4. El total de potencia generada por las unidades se presenta en la Figura 5.12, donde se verifica mediante la ecuación (3.21).

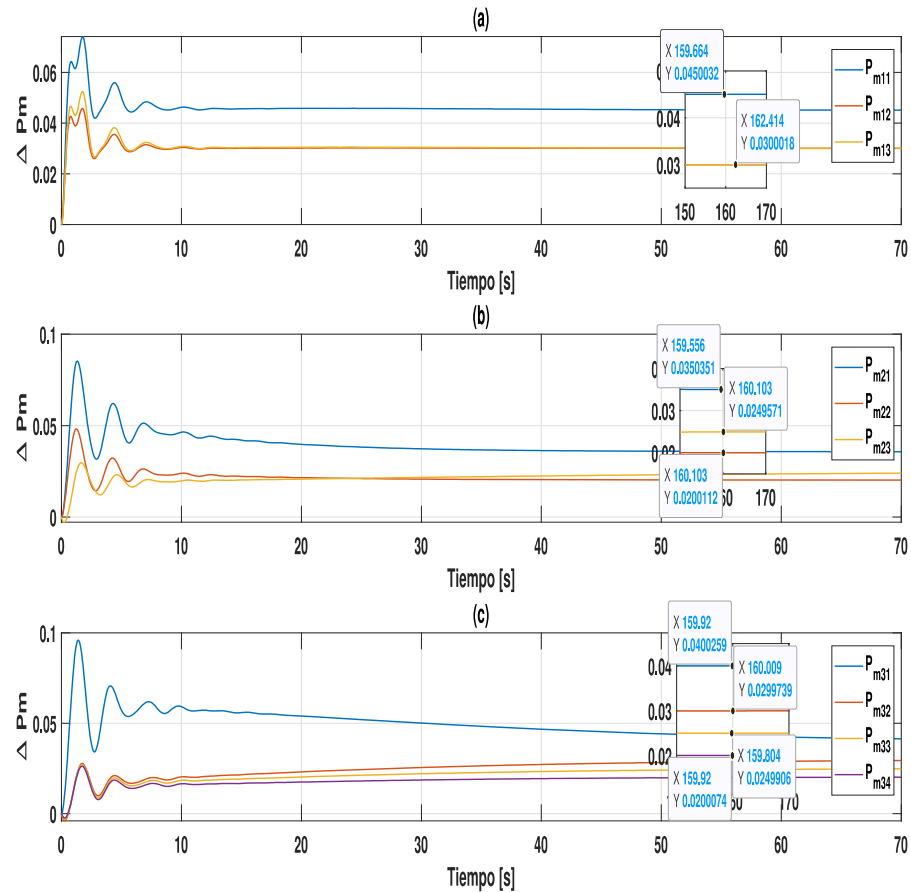


Figura 5.12: Caso de estudio 1 - Escenario: Bilateral. Sumatoria de las variaciones de potencia entregada por las unidades y la potencia eléctrica entregada por los generadores. a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3

En la Figura 5.13 se presentan los resultados de las variaciones del ángulo del rotor $\Delta\delta$ y las variaciones en el voltaje en las terminales de las unidades de generación. En las variaciones del ángulo del rotor presentadas en la Figura 5.13-a, se observa un comportamiento similar en las tres áreas de control. Se observa que el área que cuenta con la mayor variación del ángulo del rotor es el área dos; esto se debe a que estas variaciones están ligadas principalmente a las variaciones de frecuencia en el sistema, como se pre-

senta en la Figura 5.9-b, donde claramente se puede determinar que el área dos es la que presenta mayores variaciones de frecuencia con respecto a los aumentos de demanda.

Por su parte, en la Figura 5.13-b se presentan las variaciones en los voltajes en las terminales de los generadores; se presentan solo tres señales debido a que en los modelos utilizados se modela un solo AVR por área de control. Después, se realiza la separación de las señales mediante los factores de participación de cada unidad.

Posteriormente, con base en los resultados obtenidos de los modelos dinámicos del sistema, se realiza el modelo de la red eléctrica. Como en el caso unilateral, se seleccionan las mismas cargas que aumentarán su demanda de potencia activa; los aumentos son los que se muestran en la Tabla 5.2.

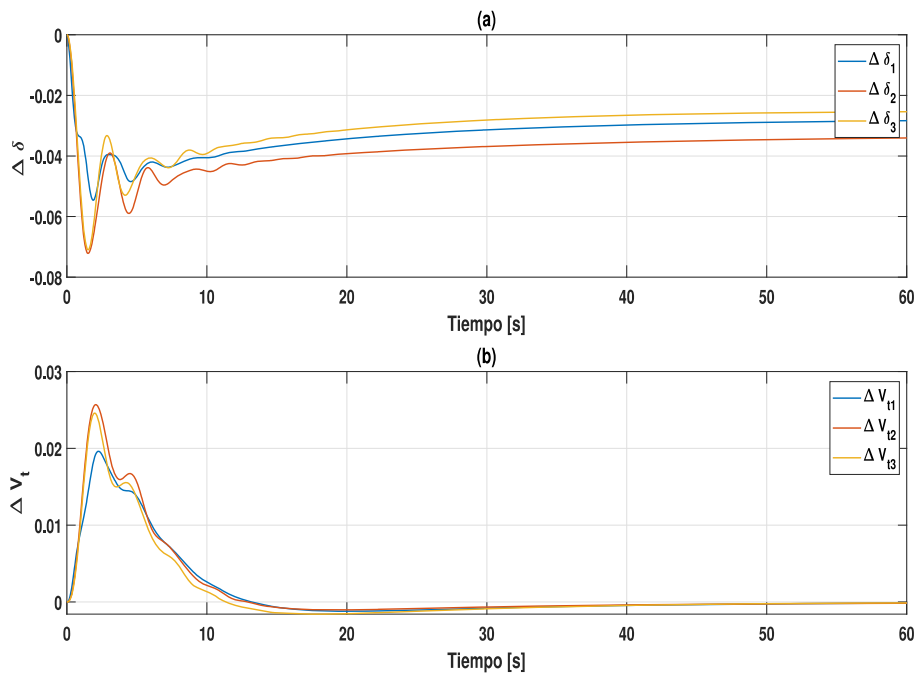


Figura 5.13: Caso de estudio 1 - Escenario: Bilateral. a) Variaciones en ángulo de rotor por área $\Delta\delta$ y b) Variaciones de voltajes en terminales por área ΔV_t

Se puede observar que, en comparación con el caso unilateral, al realizar el modelado de la red eléctrica en un mercado unilateral donde solo se permiten transacciones

entre los generadores de la misma área de control, aunque se presente una caída en el voltaje nodal, todos los nodos se encuentran dentro de valores permisibles.

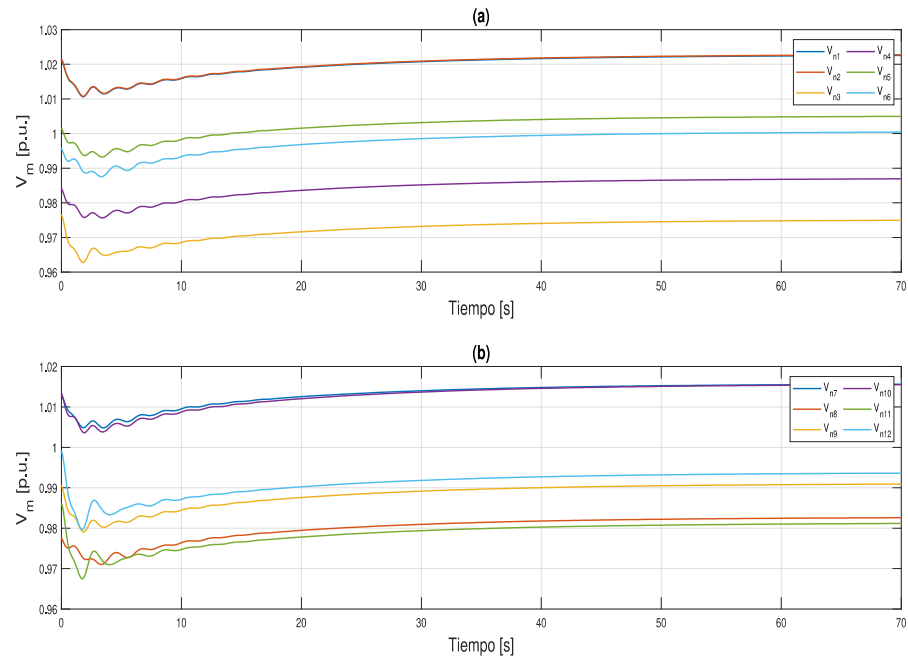


Figura 5.14: Caso de estudio 1 - Escenario: Bilateral. Comportamiento de los voltajes nodales de la red ante el aumento de demanda. a) Nodos 1 a 6 y b) Nodos 7 a 12

Esto presenta pros y contras en cuestión de los mercados eléctricos, ya que, mientras que en un mercado unilateral tener el control sobre como se atienden los desbalances de potencia es de gran beneficio para la operación de la red eléctrica, en los mercados bilaterales se obtienen los beneficios en los costos de compra y venta de energía, con el contra de presentar más inestabilidad en los sistemas eléctricos, ya que dichas transacciones afectan la operación de la red.

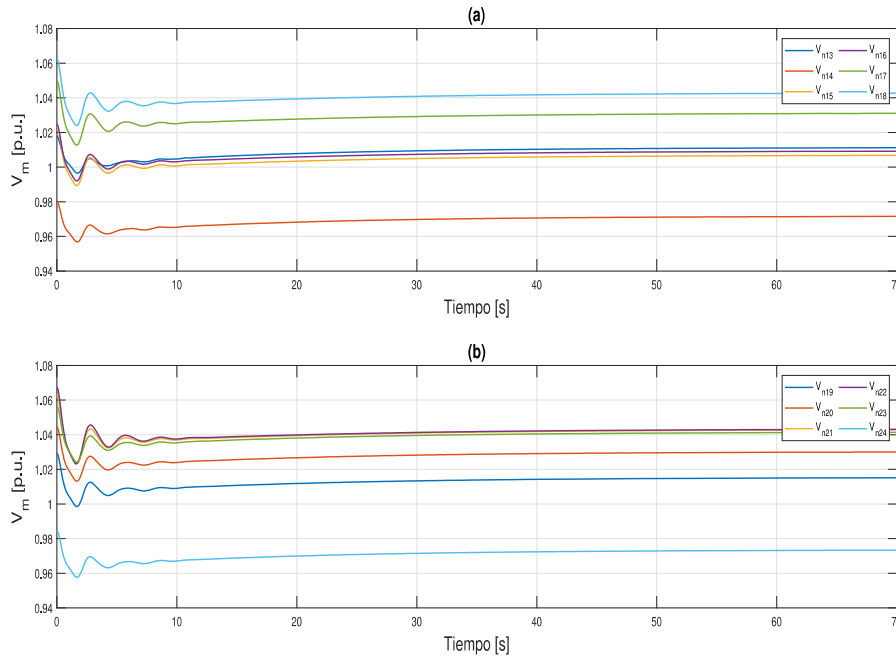


Figura 5.15: Caso de estudio 1 - Escenario: Bilateral. Comportamiento de los voltajes nodales de la red ante el aumento de demanda. a) Nodos 13 a 18 y b) Nodos 19 a 24

Todos los nodos de la red se encuentra en valores admisibles, ya que están dentro del rango de $\pm 5\%$, presentando una operación razonable de la red eléctrica como se estipula en el código de red mexicano. Los resultados de la solución del problema de flujos de potencia se presentan en el Apéndice C.

La cuantificación monetaria de los resultados del escenario Bilateral que se presentan en la Figura 5.12 se resumen en la Tabla 5.5, donde se puede observar que al igual que en el escenario unilateral, las unidades del sistema presentan la misma cuantificación de precios dependiendo del tipo de unidad en la que se presente. De igual manera se pretende que los productores de energía tengan un margen de ganancia y los precios sean iguales a los del caso unilateral, la diferencia entre los dos escenarios es la cantidad de ganancia que se presenta por las unidades en donde todos los generadores tienen ganancias parecidas.

Tabla 5.5: Caso de estudio 1- Escenario: Bilateral. Resultado de ganancias y pagos por unidades de generación en el sistema eléctrico. Cantidades expresadas en USD/MWh

Nodo	Tipo de central	Costo Fijo	Costo Variable	Costo Total	Precio en Mercado del día anterior	Precio en Mercado de balance	Ganancias
1	Ciclo Abierto	12.2	18.2	30.4	35	82	369
2	Ciclo Abierto	12.2	18.2	30.4	35	82	246
7	Carboeléctrica	42.46	28.84	71.30	82	82	246
13	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	246
15	Ciclo Combinado	13.35	11.9	25.25	30	82	287
16	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	164
18	Carboeléctrica	42.46	28.84	71.30	82	82	205
21	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	205
22	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	164
23	Carboeléctrica	42.46	28.84	71.30	82	82	328
5	Carga en área 1	-	-	-	-	-	-820
14	Carga en área 2	-	-	-	-	-	-820
20	Carga en área 3	-	-	-	-	-	-820

El planteamiento de los mercados bilaterales ofrecen una mejor competición entre los productores ya que al poder tener contratos con productores de otras áreas de control hace que los usuarios tengan oportunidad de hacer contratos más económicos en el mercado del día anterior, pero como el análisis que se presenta en este trabajo se enfoca en los mercados de balance los usuarios terminan pagando lo mismo que en el caso unilateral.

5.1.3. Caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual

Ahora bien, al realizar un análisis de mercados bilaterales cuando existe una violación contractual, donde se tiene la misma matriz de participación de compañías de generación (GPM) que en la sección anterior, la cual esta presentada en la ecuación (5.2), y al simular un aumento de demanda en $t = 0$ igual a los casos anteriores de $\Delta P_{Li} = 0.1 p.u.$ por área de control. Adicionalmente se simula un aumento de demanda de $\Delta P_{di} = 0.05 p.u.$ por área de control.

En las Figuras 5.16, 5.17, 5.18, 5.19 y 5.20 se presentan los resultados obtenidos mediante la simulación de los modelos de LFC-AVR; posteriormente, en las Figuras 5.21 y 5.22 se presenta el comportamiento de la red eléctrica ante el aumento de la demanda de potencia eléctrica.

Realizando el cálculo de la variación total de potencia activa en cada área de control como se muestra en (Zamudio, 2023), se calculan a continuación:

$$\begin{aligned}
 v_{11} &= \Delta P_{L1} + \Delta P_{d1} = 0.1 pu + 0.05 pu = 0.15 pu \\
 v_{12} &= \Delta P_{L2} + \Delta P_{d2} = 0.1 pu + 0.05 pu = 0.15 pu \\
 v_{13} &= \Delta P_{L3} + \Delta P_{d3} = 0.1 pu + 0.05 pu = 0.15 pu
 \end{aligned} \tag{5.4}$$

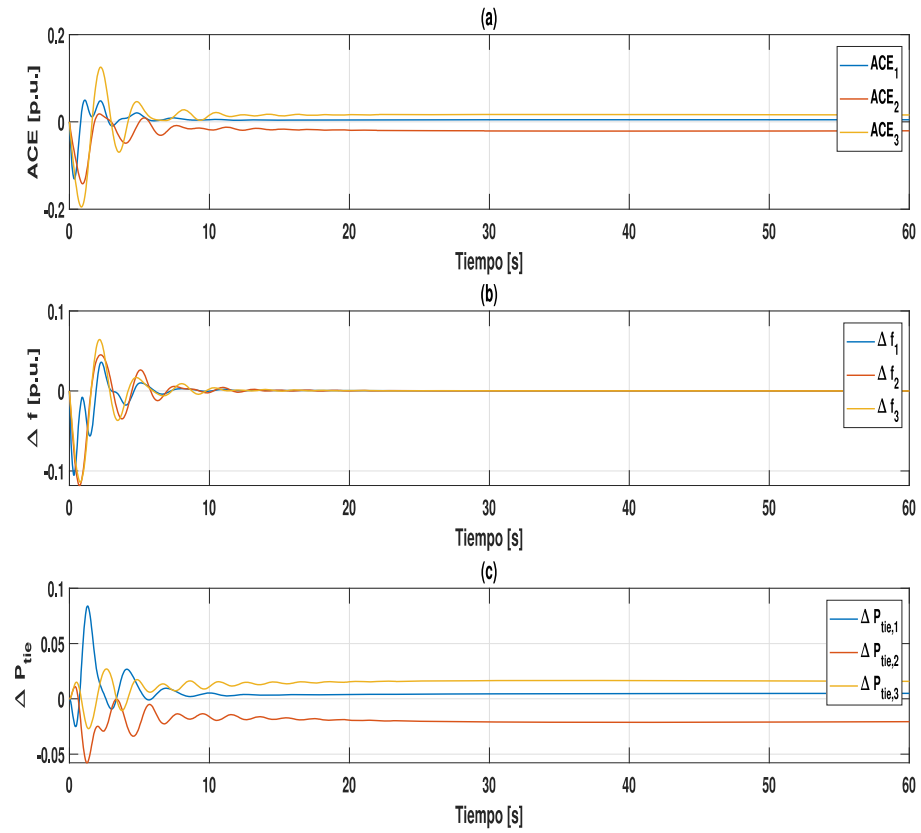


Figura 5.16: Caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual. a) Error de control de área (ACE), b) Variaciones de frecuencia (Δf), c) Variaciones de potencia en los enlaces de transmisión ($\Delta P_{tie,i}$)

Al analizar la Figura 5.16, como es de esperar, los valores de las señales de control de área (ACE) y de la potencia eléctrica enviada por los enlaces de transmisión ($\Delta P_{tie,i}$) son diferentes de 0. Las señales ACE que se presentan en la Figura 5.16-a, al ser una combinación de las variaciones de frecuencia y las variaciones de potencia programadas en los enlaces de transmisión, tienden a no estabilizarse en valores diferentes de 0, ya que se trata de un mercado bilateral.

Como se trata de un caso de estudio en un mercado bilateral y se utiliza la matriz

GPM presentada en la ecuación (5.2), los valores programados en los que se estabilizaran las variaciones de potencia eléctrica son los mismos que los presentados en (5.3). Esto se demuestra en la Figura 5.16-c, donde claramente se puede apreciar que las señales se estabilizan en aproximadamente esos valores.

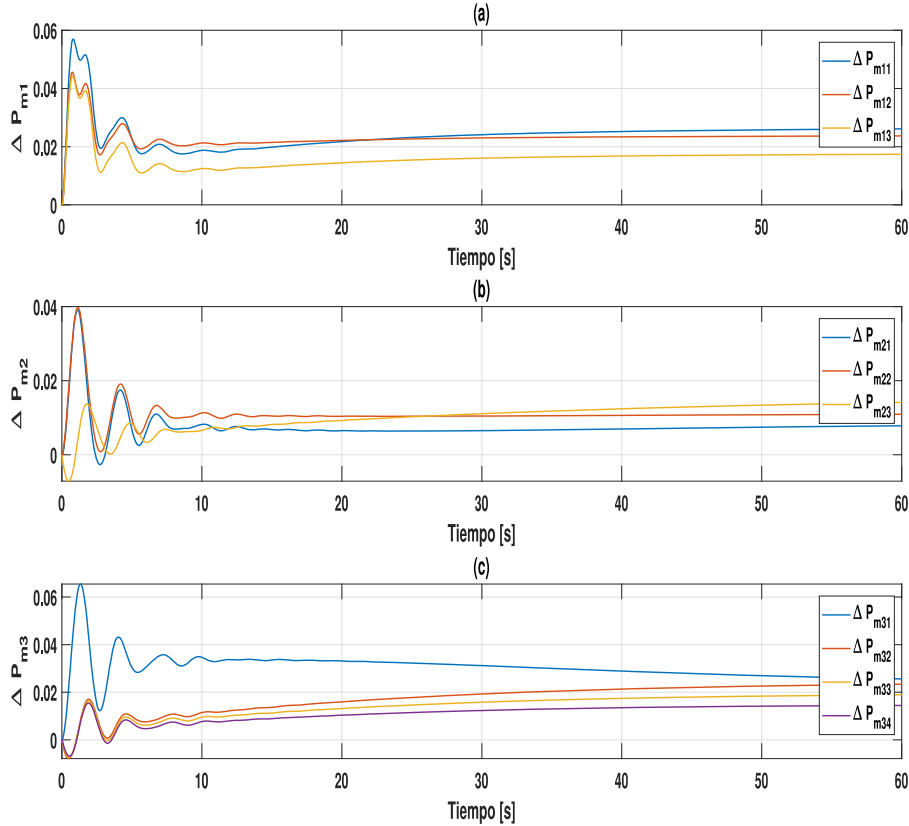


Figura 5.17: Caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual. Variaciones de potencia entregadas por las unidades (ΔP_{mi}). a) área 1, b) área 2, c) área 3

Por su parte, se puede observar que las variaciones de frecuencia (Δf_i), presentadas en la Figura 5.16-b, tienen el mismo comportamiento que se observa en los casos unilaterales y bilaterales, con la diferencia de que crecen en magnitud, ya que esta llega a tener un sobreimpulso de alrededor de $-0.12 p.u.$ Sin embargo, las acciones de los controla-

dores en cada área de control son adecuadas, lo que hace que las variaciones de frecuencia se eliminen en alrededor de 20 segundos.

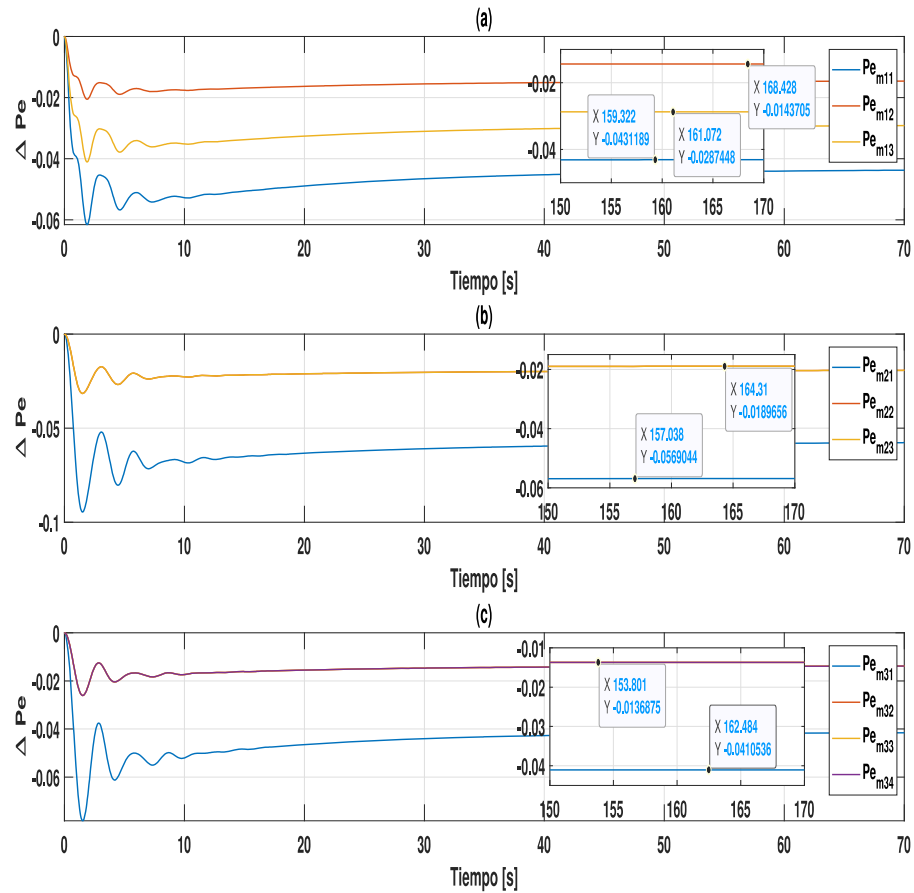


Figura 5.18: Caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual. Variaciones de potencia eléctrica entregadas por cada unidad (ΔP_{ei}). a) área 1, b) área 2, c) área 3

Continuando con el análisis de la respuesta de las unidades al aumento de demanda, en caso de una violación contractual, se presenta la Figura 5.17, donde se muestran las variaciones de potencia que entregan las maquinas según el área de control en la que se encuentren. El cálculo de los valores donde se estabilizan las generaciones de potencia se realiza mediante la ecuación (3.22), ya que se trata de una violación contractual la que se

esta simulando en este caso. El cálculo de dichos valores dependen de como se conforma la matriz GPM del sistema, ya que cuando se presenta una violación contractual, el exceso de potencia demandado por la violación se asigna a las unidades dentro del área de control en base a su factor de participación en esa área de control.

Otro factor que se debe tener en cuenta es el hecho de que el modelo del generador, agregado a los modelos de LFC, proporciona una cantidad de potencia eléctrica, ya que también presenta una oposición al cambio de estado en la demanda eléctrica del sistema. Los resultados de la potencia eléctrica que aporta el modelo del generador al sistema se presentan en la Figura 5.18.

Tabla 5.6: caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual. Potencia suministrada por cada compañía de generación en función de los factores de participación

Área de control	GENCO	Potencia generada calculada
Área 1	m_{11}	0.07
	m_{12}	0.0383
	m_{13}	0.0467
Área 2	m_{21}	0.065
	m_{22}	0.03
	m_{23}	0.035
Área 3	m_{31}	0.065
	m_{32}	0.0383
	m_{33}	0.0333
	m_{34}	0.0283

Cabe mencionar que, al hacer la asignación de la potencia eléctrica total generada por cada unidad, y al ser esta dependiente de los factores de participación de las unidades, estas presentan un comportamiento igual si tienen el mismo factor de participación que alguna otra unidad dentro del área de control. Por esta razón, en los resultados presentados en la Figura 5.18 hay ocasiones en las que se presentan menos señales que el número de unidades en esa área de control.

Mediante la suma de los resultados que se presentan en las Figuras 5.17 y 5.18, se obtienen las cantidades de potencia que entregan las unidades para regresar al sistema a un nuevo estado estacionario. Los resultados esperados, según la ecuación (3.22), se presentan en la Tabla 5.6

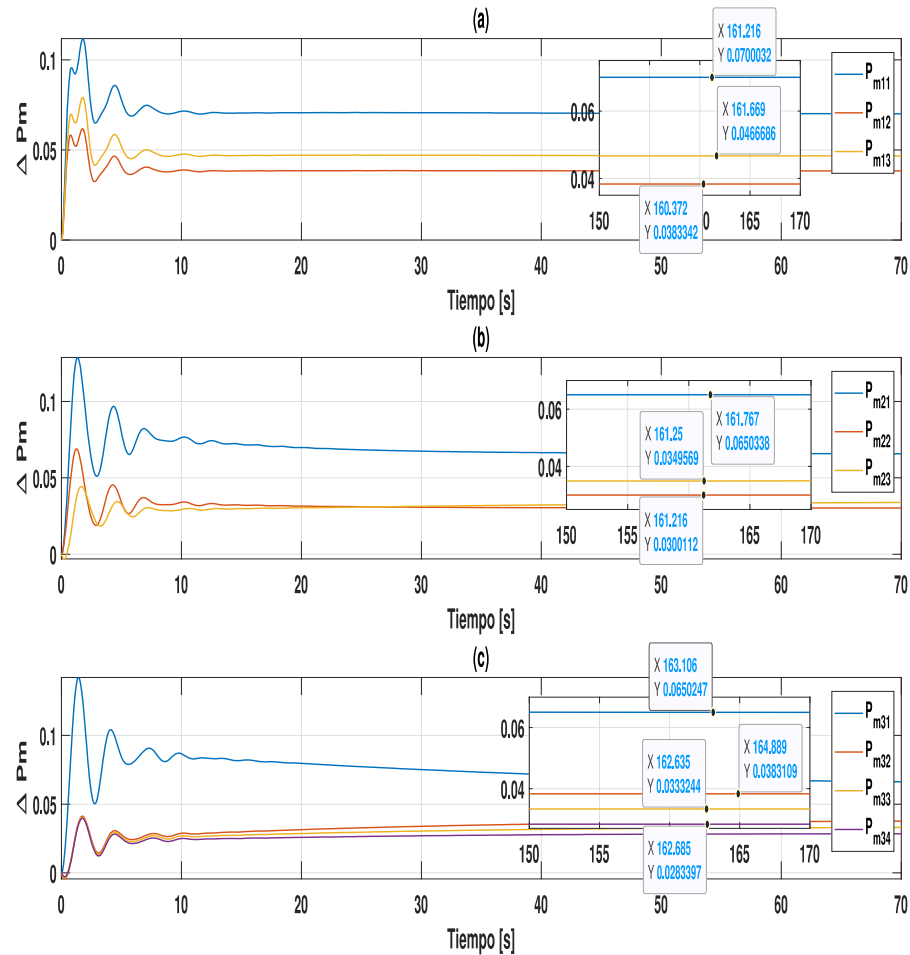


Figura 5.19: Caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual. Variaciones de potencia total entregada por las unidades (ΔP_{mi}). a) área 1, b) área 2, c) área 3

Los resultados presentados en la Tabla 5.6 se verifican mediante lo presentado en

la Figura 5.19, mostrando que los modelos actúan de manera optima y que los resultados de la simulación del sistema dinámico son correctos.

Posteriormente, en la Figura 5.20 se presentan los resultados correspondientes a las variaciones en el ángulo del rotor de las unidades (Figura 5.20-a) y las variaciones de los voltajes en las terminales de cada unidad (Figura 5.20-b).

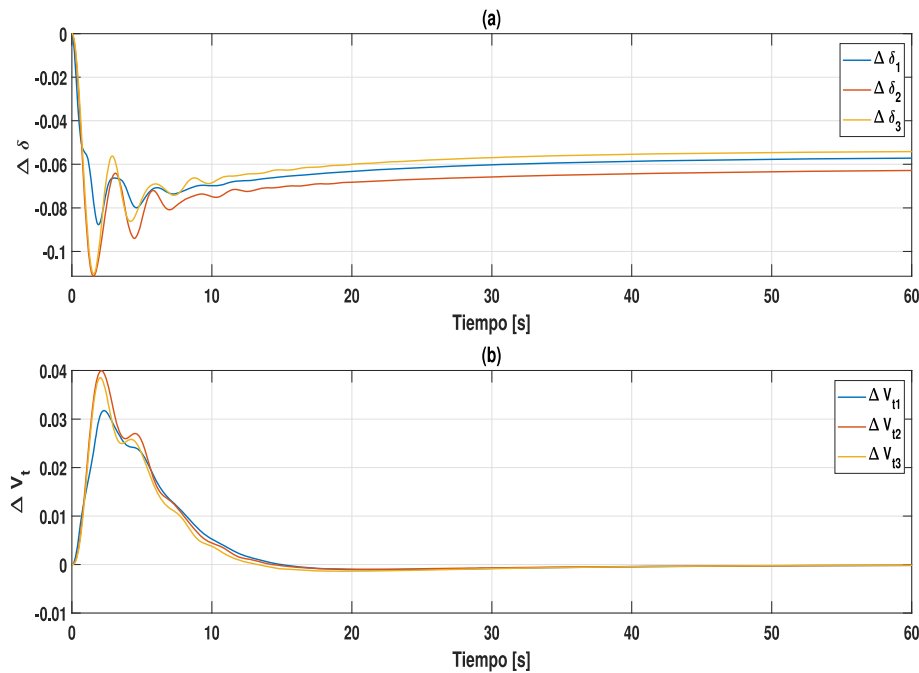


Figura 5.20: Caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual. a) Variaciones del ángulo del rotor por área de control ($\Delta \delta$), b) Variaciones del voltaje en las terminales de las unidades por área de control (ΔV_t)

Las señales presentadas en la Figura 5.20 muestran el comportamiento del ángulo del rotor y las variaciones en el voltaje en las terminales de cada área de control, ya que en los modelos utilizados solo se emplea un modelo de AVR, lo que implica suponer que dentro del área de control existe el mismo tipo de generador para cada unidad de generación.

Posteriormente, en base a los resultados obtenidos y mediante los factores de par-

ticipación de cada unidad en el área de control, se asignaran las variaciones del ángulo del rotor y del voltaje en las terminales de cada uno de los generadores. A partir de esta asignación, se realizará el modelo del comportamiento de la red ante un aumento inesperado de la demanda en el sistema.

En base a los aumentos totales de demanda que se presentan en la ecuación (5.4), se realiza la selección y el aumento de potencia activa en las cargas que se muestran en la Tabla 5.7:

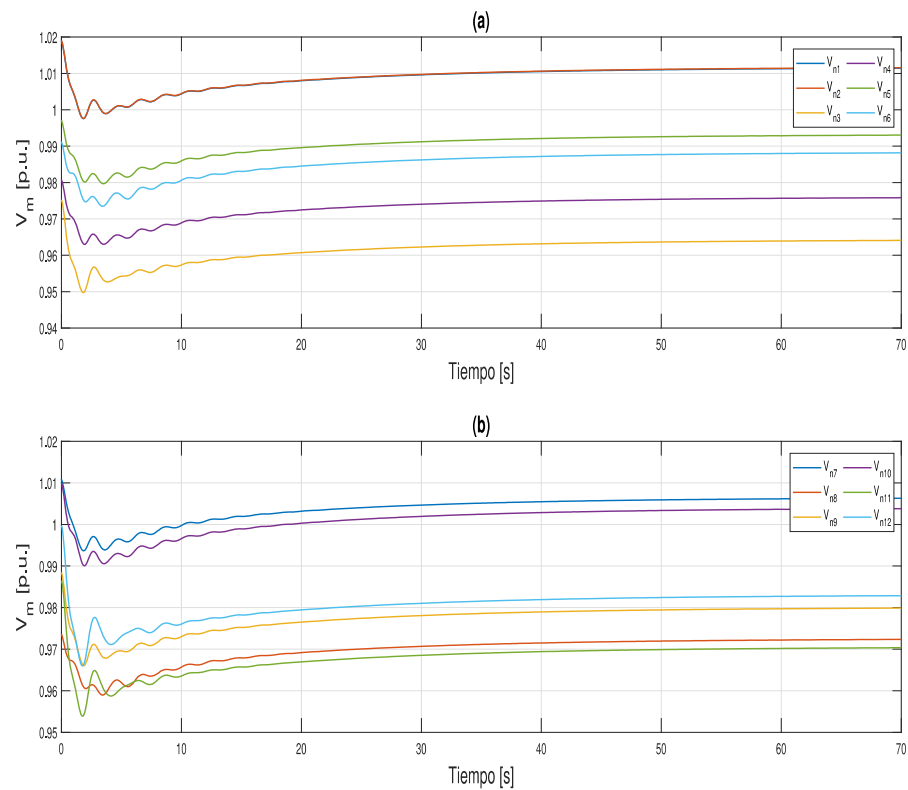


Figura 5.21: Caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual. Variaciones de voltaje en los nodos de la red eléctrica. a) Nodo 1 al Nodo 6, b) Nodo 7 al Nodo 12

En las Figuras 5.21 y 5.22 se presentan los resultados del comportamiento de la red eléctrica después de que se produce una violación contractual en la demanda de

potencia eléctrica.

Analizando lo que se presenta en las Figuras 5.21 y 5.22, se puede observar claramente la repercusión que causa una violación contractual en un sistema eléctrico.

Tabla 5.7: Caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual. Cambios en la demandas de potencia activa por área de control

Número de Nodo	Demanda Original	Nueva demanda
5	0.71	0.86
14	1.94	2.09
20	1.28	1.43

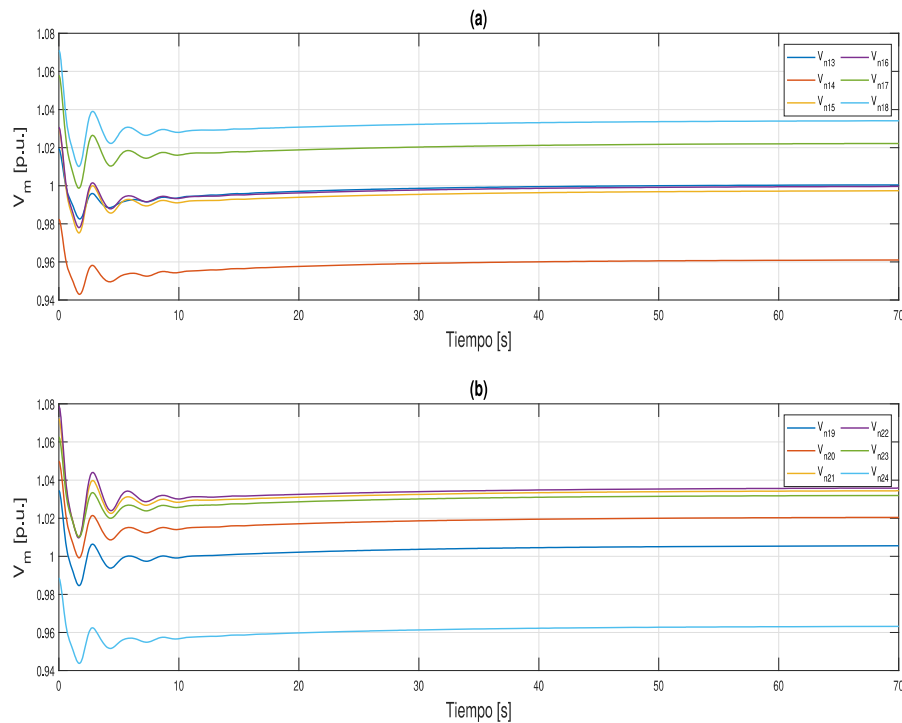


Figura 5.22: Caso de estudio 1 - Escenario: Violación contractual. Variaciones de voltaje en los nodos de la red eléctrica. a) Nodo 13 al Nodo 18, b) Nodo 19 al Nodo 24

Aunque se prueba que el voltaje, hasta cierto punto, es una característica robusta en las redes eléctricas, tener desbalances de gran magnitud entre carga y generación puede ser perjudicial, mostrando que todas las magnitudes de los voltajes en el sistema están dentro de los límites permisibles para el funcionamiento óptimo de la red eléctrica.

Esto puede ser estipulado en diferentes fuentes, como es el caso del código de red, donde se establece que los límites permisibles para el funcionamiento óptimo de una red eléctrica en cuanto a los voltajes deben estar dentro de un rango de $\pm 5\%$. Los resultados de las condiciones iniciales de la red eléctrica se encuentran en el Apéndice C.

La cuantificación de los costos de los resultados del escenario de Violación contractual que se presentan en la Figura 5.17 se muestran en la Tabla 5.8, los valores presentados, son expresados en USD/MWh. En este escenario se muestra claramente las repercusiones monetarias de presentar un exceso de demanda en el sistema. Al presentarse una violación contractual los generadores proporcionan potencia en base a los factores de participación determinado en el mercado del día anterior y la potencia adicional que entreguen es proporcional a la severidad de la violación contractual.

Entrando en el mercado de balance, las bonificaciones que reciben las unidades de generación al atender el desbalance de potencia en la red eléctrica es al igual que en los escenarios anteriores, igual a la mayor oferta presentada en el mercado del día anterior. Al presentarse una violación contractual las bonificaciones se mantienen de igual forma dependiendo de la cantidad de potencia aportada para regresar al sistema a un estado de balance, esto presentará una penalidad más severa para las cargas donde se presente la violación contractual.

Tabla 5.8: Caso de estudio 1- Escenario: Violación contractual. Resultado de ganancias y pagos por unidades de generación en el sistema eléctrico. Cantidades expresadas en USD/MWh

Nodo	Tipo de central	Costo Fijo	Costo Variable	Costo Total	Precio en Mercado del día anterior	Precio en Mercado de balance	Ganancias
1	Ciclo Abierto	12.2	18.2	30.4	35	82	574
2	Ciclo Abierto	12.2	18.2	30.4	35	82	314.06
7	Carboeléctrica	42.46	28.84	71.30	82	82	382.94
13	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	314.06
15	Ciclo Combinado	13.35	11.9	25.25	30	82	533
16	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	287
18	Carboeléctrica	42.46	28.84	71.30	82	82	246
21	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	533
22	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	273.06
23	Carboeléctrica	42.46	28.84	71.30	82	82	232.06
5	Carga en área 1	-	-	-	-	-	-1230
14	Carga en área 2	-	-	-	-	-	-1230
20	Carga en área 3	-	-	-	-	-	-1230

5.2. Caso de estudio 2

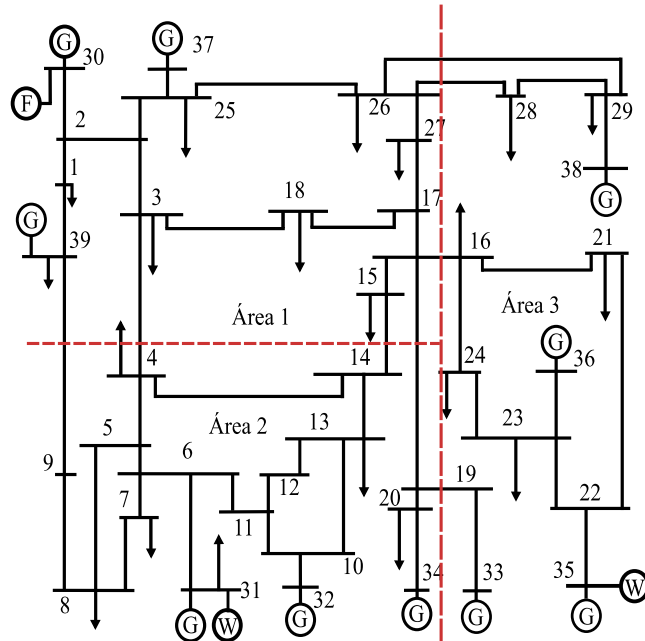


Figura 5.23: Sistema de prueba IEEE 39 nodos

En el desarrollo del caso de estudio 2, se hará uso del sistema de prueba de la IEEE de 39 nodos, presentado en la Figura 5.23. El sistema está dividido en tres áreas de control interconectadas entre sí por sus respectivos enlaces de transmisión. El área de control 1 cuenta con 1 unidad de generación térmica sin recalentamiento, 1 unidad térmica con recalentamiento simple, 1 unidad hidroeléctrica y se agrega una unidad fotovoltaica para ayudar al control de frecuencia; el área de control 2 cuenta con 1 unidad de generación térmica sin recalentamiento, 1 unidad térmica con recalentamiento simple, 1 unidad térmica con recalentamiento doble y 1 unidad de aerogenerador tipo DFIG para ayudar al control primario del sistema. Por último, el área de control 3 está conformada por 1 unidad de generación térmica sin recalentamiento, 1 unidad térmica con recalentamiento doble, 2 unidades hidroeléctricas y 1 unidad de aerogenerador tipo DFIG. Cabe mencionar que para el desarrollo de los casos de estudio de este trabajo la selección de las áreas de control fue de manera aleatoria sin considerar estudios de reducción y coherencia.

En cada área de control se someterá a un aumento de demanda de potencia activa ΔP_{Li} de 0.1 p.u. Los escenarios planteados que se analizarán se dividen en mercados eléctricos unilateral, bilateral y bilateral con violaciones contractuales de potencia activa.

5.2.1. Caso de estudio 2 - Escenario : Unilateral

Para el desarrollo de este escenario se plantea un mercado eléctrico unilateral, con una matriz de participación de compañías de generación descrita en la ecuación (5.5), se cuenta con tres áreas de control representada por cada renglón de la matriz, donde se asignan los factores de participación por unidad de generación. El sistema parte de un punto de equilibrio donde no hay perturbaciones. Posteriormente, en $t = 0$ se produce un exceso de demanda no programada de $\Delta P_{Li} = 0.1 p.u.$ en cada área de control.

$$GPM^T = \begin{bmatrix} 0.4 & 0.3 & 0.2 & 0.1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0.4 & 0.3 & 0.3 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.5 & 0.3 & 0.1 & 0.1 \end{bmatrix}^T \quad (5.5)$$

Al realizar el análisis de la matriz de participación, la cuarta columna representa los factores de participación de la unidad fotovoltaica conectada en el área de control 1. Se le asigna dicho factor de participación debido a que el modelo de unidades fotovoltaicas utilizado incluye la opción de contar con contratos con otras áreas de control; sin embargo, esta característica no se utilizará y la unidad solo se usará para controlar la frecuencia en el área de control 1.

En las Figuras 5.24, 5.25, 5.26, 5.27 y 5.28 se presentan los resultados del análisis de LFC-AVR del sistema. Mientras que en las Figuras 5.29 y 5.30 se presenta el comportamiento de los voltajes nodales de la red eléctrica después de producirse el aumento de demanda.

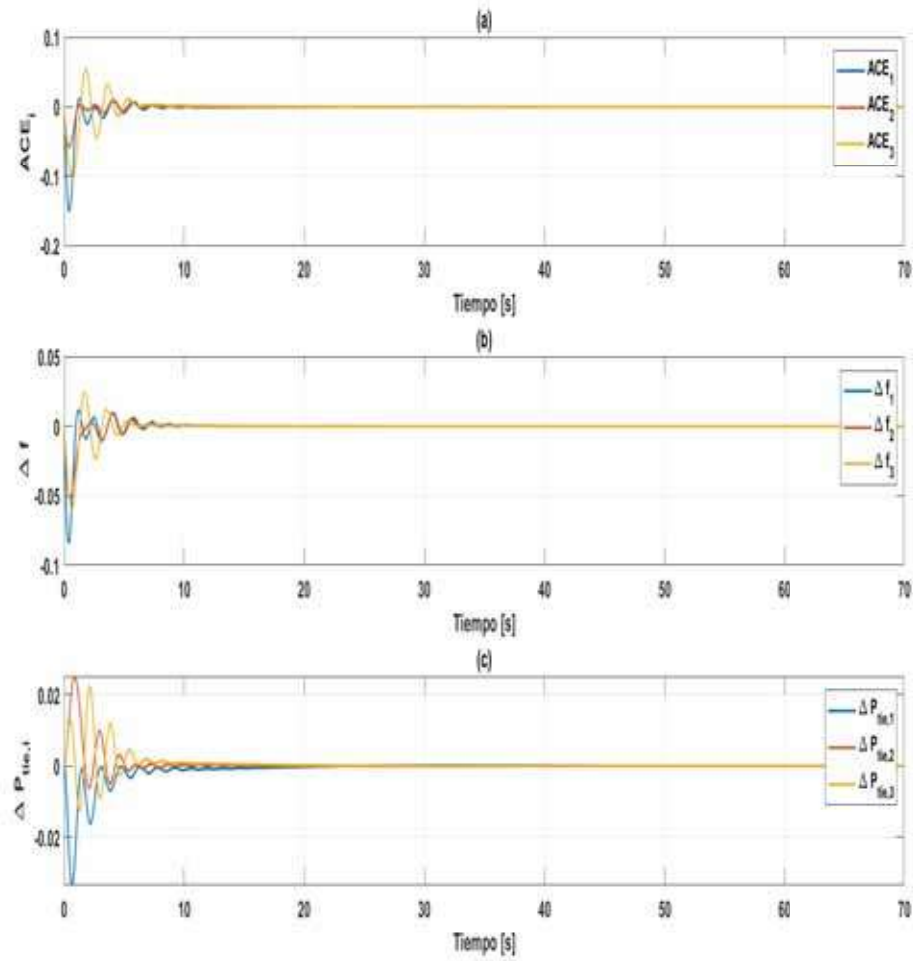


Figura 5.24: Caso de estudio 2 - Escenario: Unilateral, a) Error de control de área, b) Variaciones de frecuencia de área Δf_i , c) Variaciones de potencia en los enlaces de transmisión entre las áreas de control $\Delta P_{tie,i}$

En la Figura 5.24 se presentan los resultados de la señal de error de control de área ACE_i , las variaciones de frecuencia Δf_i y las variaciones de potencia en los enlaces de transmisión entre las áreas de control $\Delta P_{tie,i}$. Debido a que el mercado analizado en este escenario es de transacciones unilaterales, en otras palabras, donde los contratos de

las GENCO's solo se realizan con las cargas que se encuentran dentro de la misma área de control, por esta razón, el comportamiento de las señales ACE_i y la transferencia de potencia entre las áreas de control $\Delta P_{tie,i}$ tienden a 0 en todas las áreas.

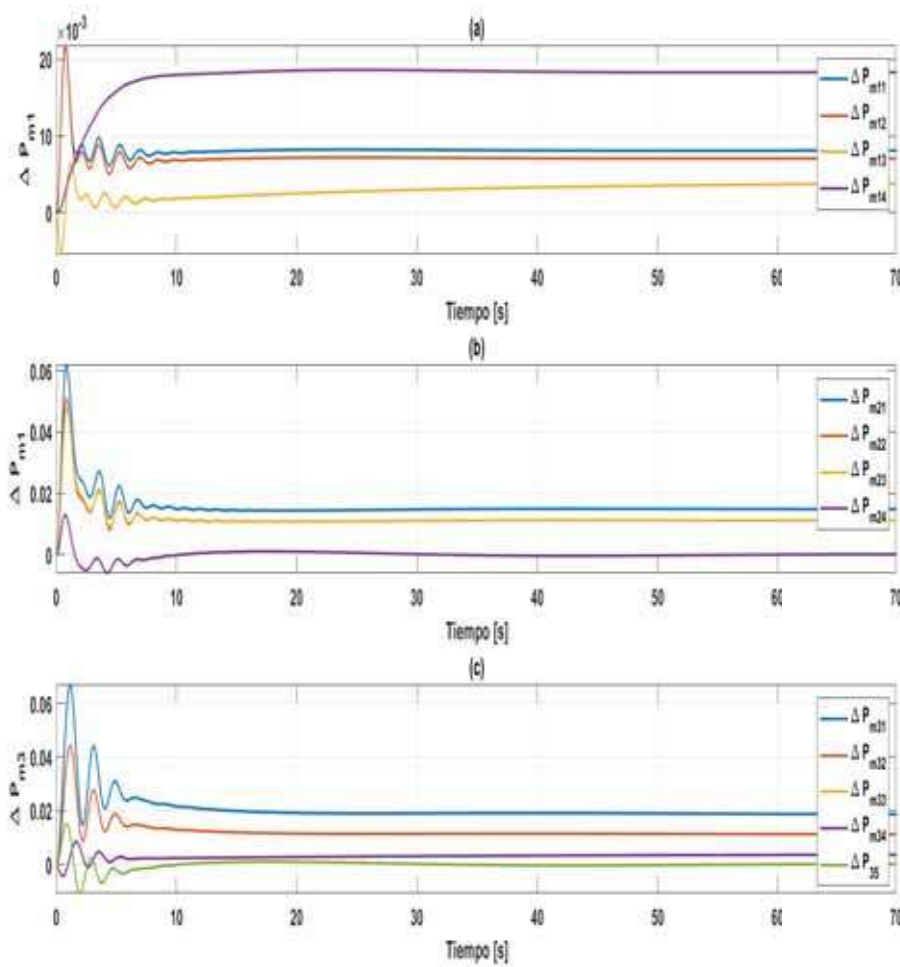


Figura 5.25: Caso de estudio 2 - Escenario: Unilateral. Variaciones de potencia entregadas por las unidades ΔP_m . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3

Analizando el comportamiento de la frecuencia Δf_i , se presenta en la Figura 5.24-b, donde se observan comportamientos similares en las tres áreas de control; esto se debe a

que, prácticamente, las áreas presentan unidades convencionales que ayudan a los eventos de frecuencia; sin embargo, en el área uno, que contiene una unidad fotovoltaica que carece de inercia, hace que la respuesta al aumento de potencia tenga un sobreimpulso mayor.

En las Figuras 5.25 se presentan las potencias entregadas por todas las unidades, separadas por área de control ΔP_{mi} , teniendo en cuenta que estos resultados no representan la potencia total entregada ante el aumento de potencia, ya que debe agregarse la potencia eléctrica que se genera por el generador síncrono del modelo del AVR. Estos resultados se presentan en la Figura 5.26, donde se asigna la potencia eléctrica de cada unidad en función de su factor de participación, especificado en la matriz GPM de la ecuación (5.5).

Tabla 5.9: Caso de estudio 2 - Escenario: Unilateral. Potencia suministrada por cada compañía de generación en función de los factores de participación

Área de control	GENCO	Potencia generada calculada
Área 1	m_{11}	0.0331
	m_{12}	0.029
	m_{13}	0.0166
	m_{14}	0.0214
Área 2	m_{21}	0.04
	m_{22}	0.03
	m_{23}	0.03
Área 3	m_{31}	0.05
	m_{32}	0.03
	m_{33}	0.01
	m_{34}	0.01

Los resultados presentados en la Tabla 5.9 son la cuantificación de los resultados que se presentan en la Figura 5.25; dichas potencias se verifican numéricamente con la ecuación (3.20).

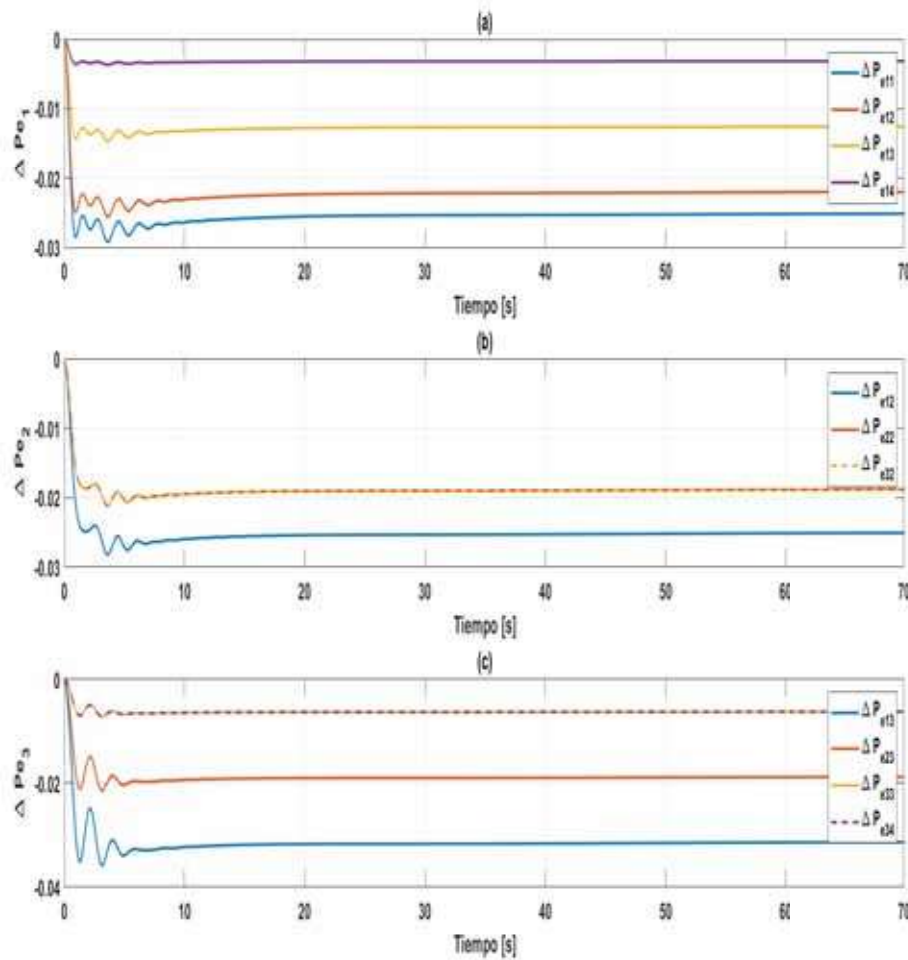


Figura 5.26: Caso de estudio 2 - Escenario: Unilateral. Variaciones de potencia eléctrica entregadas por las unidades ΔP_{ei} . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3

Al realizar el análisis de los resultados que se presentan en cuestión de las variaciones totales de las unidades de generación se observa que las áreas 2 y 3 presentan un comportamiento adecuado a los factores de participación seleccionados en la matriz GPM que se muestra en la ecuación 5.1. Por otro lado, en el área 1 se encuentran discrepancias a eso, esto se debe a que en dicha área de control se encuentra conectada una unidad foto-

voltaica y el modelo al carecer de masa rodante y generador síncrono no es compatible con el modelo del AVR, por esta razón, termina haciendo una inyección diferente a la determinada en la matriz GPM; sin embargo, al realizar la sumatoria de las potencias generadas en el área da como resultado la unidad multiplicada por el aumento de potencia activa, lo que señala que se esta cumpliendo el total de potencia demandada en el sistema.

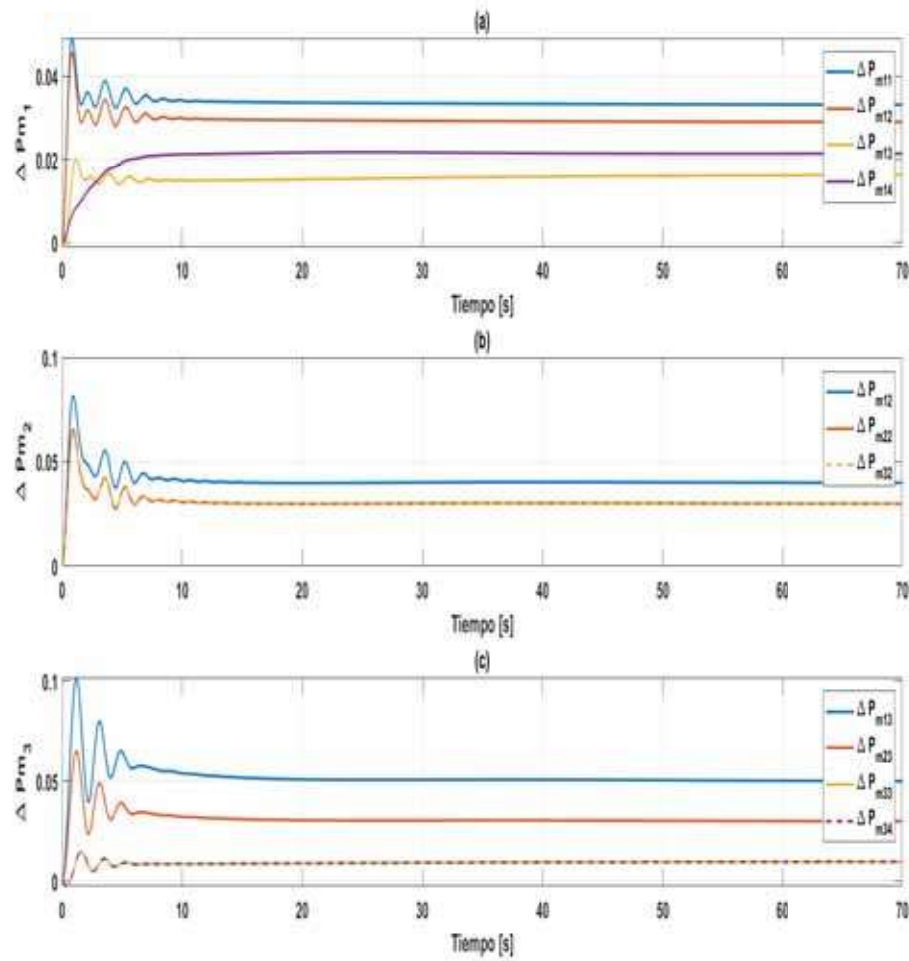


Figura 5.27: Caso de estudio 2 - Escenario: Unilateral. Variaciones totales de potencia entregadas por las unidades ΔP_{mT} . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3

Los resultados que se presentan en la Figura 5.28 corresponden a las variaciones del ángulo del rotor de las unidades de generación dentro de cada área de control y las variaciones en el voltaje en las terminales de las unidades dentro de las áreas de control. Cabe aclarar que, dado que se pretende analizar las variaciones del voltaje durante el aumento en la demanda de potencia eléctrica, estas se toman como referencia en cero.

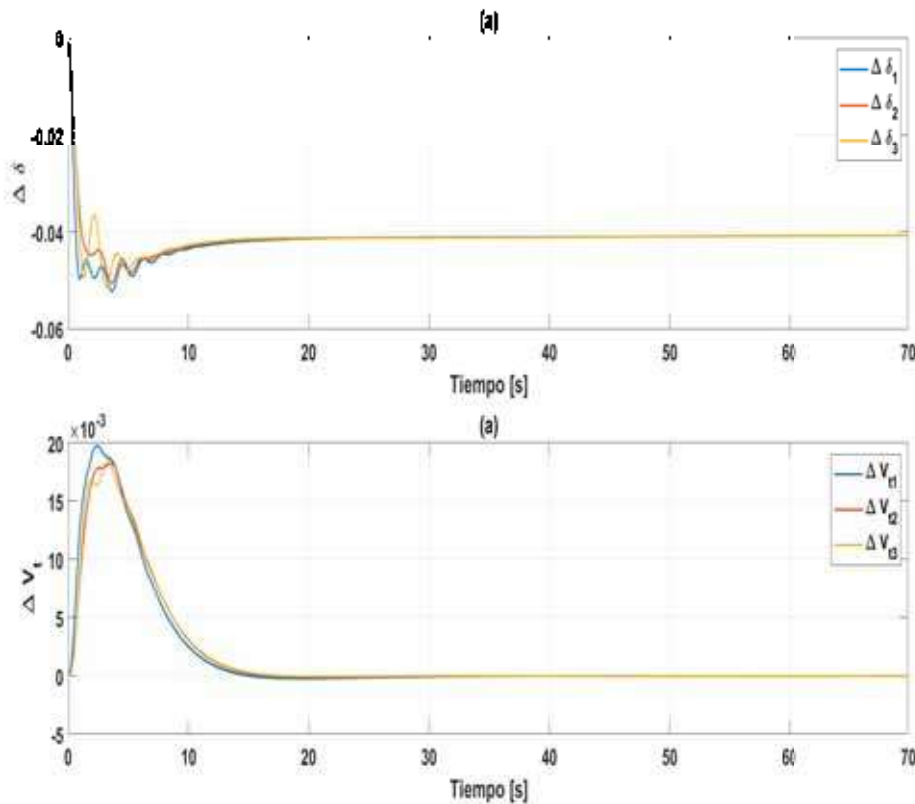


Figura 5.28: Caso de estudio 2 - Escenario: Unilateral. a) Variaciones en el ángulo del rotor por área $\Delta \delta$ y b) Variaciones de voltajes en las terminales por área ΔV_{ti}

Para analizar el comportamiento de la red ante el aumento de demanda, se seleccionan tres cargas del sistema en donde se realizara el aumento de carga de 0.1 p.u. los aumentos de carga se presentan en la Tabla 5.10

Tabla 5.10: Caso de estudio 2 - Escenario: Unilateral. Cambios en la demandas de potencia activa por área de control

Número de Nodo	Demanda Original	Nueva demanda
3	3.22	3.32
7	2.338	2.438
28	2.06	2.16

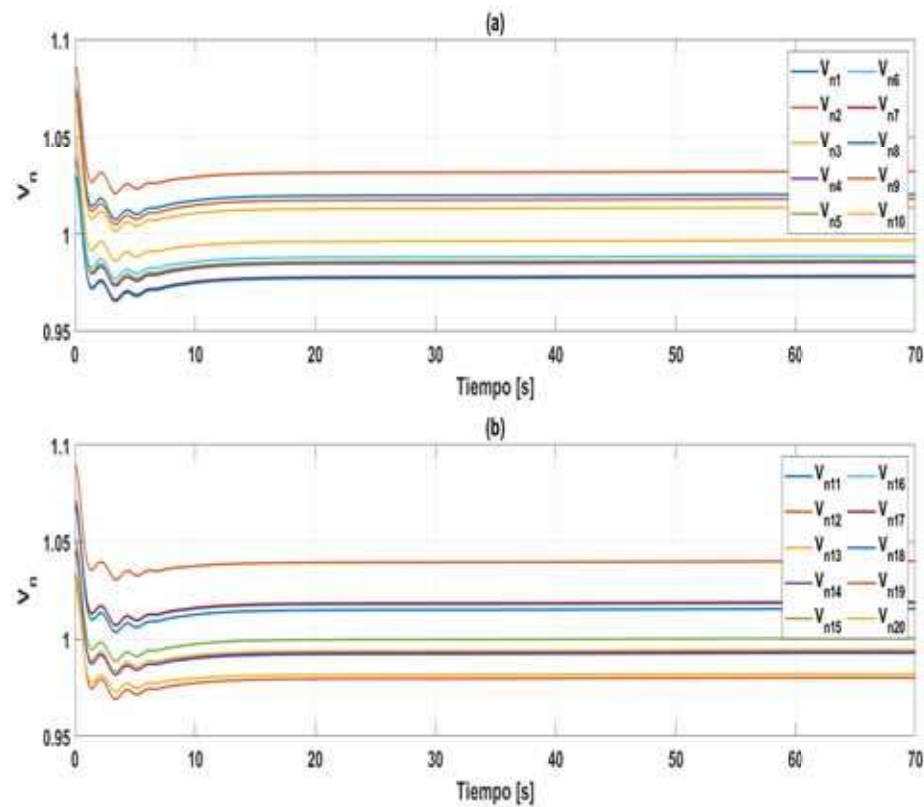


Figura 5.29: Caso de estudio 2 - Escenario: Unilateral. Comportamiento de los voltajes nodales de la red ante el aumento de demanda. a) Nodos 1 a 10 y b) Nodos 11 a 20

En las Figuras 5.29 y 5.30 se presentan los resultados del comportamiento de la red eléctrica ante el aumento de demanda. Se puede observar que, al inicio de la simula-

ción, el voltaje comienza en valores diferentes a la solución de flujos de potencia. Esto se debe a que, al inicio, se calculan las corrientes con el aumento de la demanda de potencia activa; con el tiempo, se regresa el voltaje dentro de los límites de operación. Cabe mencionar que en este caso de estudio se agregó una compensación de potencia reactiva de 10 MVar's debido a que el voltaje en algunos nodos se estabilizaba fuera de los límites de voltaje especificados en el código de la red mexicana.

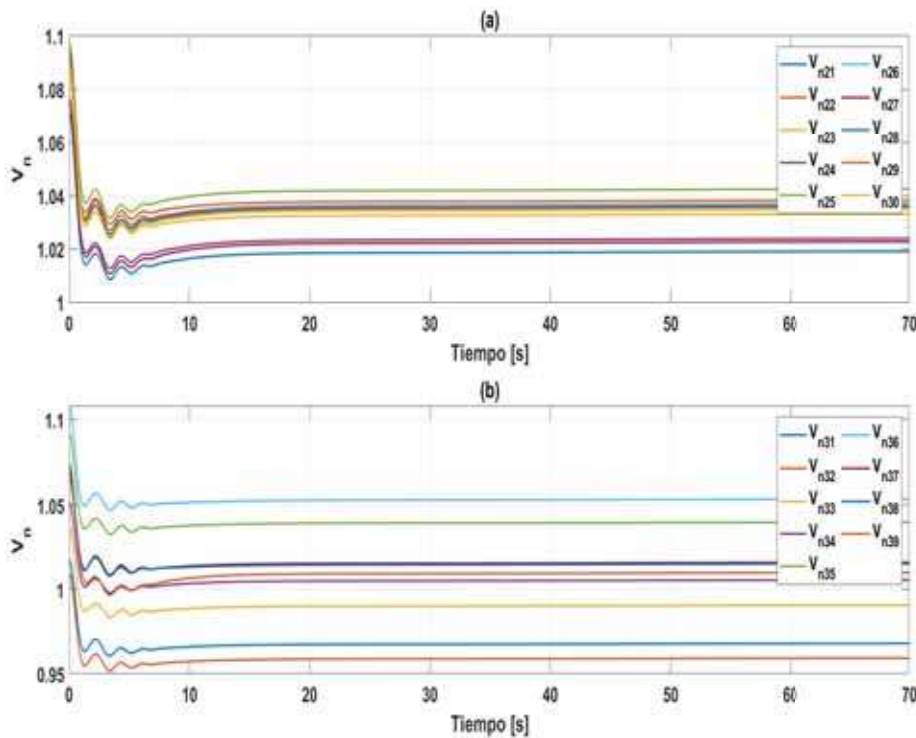


Figura 5.30: Caso de estudio 2 - Escenario: Unilateral. Comportamiento de los voltajes nodales de la red ante el aumento de demanda. a) Nodos 21 a 30 y b) Nodos 31 a 39

En la Tabla 5.11 se presenta la cuantificación de los resultados de la potencia entregada por las unidades de generación bajo el escenario Unilateral y mostradas en la Figura 5.27. El cálculo de las potencias entregadas, bonificaciones y penalizaciones en el sistema son en base a los resultados del análisis de LFC-AVR y la cantidad total de potencia demandada en el sistema.

Tabla 5.11: Caso de estudio 2- Escenario: Unilateral. Resultado de ganancias y pagos por unidades de generación en el sistema eléctrico. Cantidades expresadas en USD/MWh

Nodo	Tipo de central	Costo Fijo	Costo Variable	Costo Total	Precio en Mercado del día anterior	Precio en Mercado de balance	Ganancias
30	Ciclo Abierto	12.2	18.2	30.4	35	82	271.42
30	Fotovoltaica	42.3	8	50.3	60.5	82	175.48
31	Ciclo abierto	12.2	18.2	30.4	35	82	328
31	Eólica	25.5	8	33.5	40	82	123
32	Ciclo Combinado	13.35	11.9	25.25	30	82	246
33	Ciclo abierto	12.2	18.2	30.4	35	82	410
34	Carboeléctrica	42.46	28.84	71.30	82	82	246
35	Ciclo combinado	13.35	11.9	25.25	30	82	246
35	Eólica	25.5	8	33.5	40	82	123
36	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	82
37	Ciclo Combinado	13.35	11.9	25.25	30	82	237.8
38	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	82
39	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	136.12
3	Carga en área 1	-	-	-	-	-	-820
7	Carga en área 2	-	-	-	-	-	-943
28	Carga en área 3	-	-	-	-	-	-943

En el caso de los nodos que se repiten dentro de la Tabla 5.11 son nodos en donde se conectan fuentes renovables de energía, en el caso del área uno es donde se conecta una unidad fotovoltaica que ayuda a la regulación de frecuencia, dicha unidad no es considerada dentro del mercado del día anterior por lo cual afecta las cantidades designadas en los factores de participación asignadas a las unidades en caso que se requiera hacer balance en el sistema pero aun así estas unidades tienen sus bonificaciones en proporción a la potencia entregada.

En el caso de las unidades eólicas conectadas en el sistema, están consideradas como unidades estocásticas que no aportan al balance de energía pero si ayudan en el control primario del sistema aportando inercia virtual, por eso se realiza el cálculo de su costo de producción de potencia y en base al mercado de balance se le asigna una ganancia equivalente a la producción de 1.5 MW para el sistema.

Todo esto repercute en el precio de la penalización de las cargas que tuvieron el aumento de la demanda y es más evidente en las cargas del área 2 y 3 donde se encuentran los generadores eólicos.

5.2.2. Caso de estudio 2 - Escenario : Bilateral

Al cambiar el escenario a un mercado eléctrico bilateral, con una matriz de participación de compañías de generación descrita en la ecuación (5.6), se cuentan con tres áreas de control representadas por cada renglón de la matriz, donde se asignan los factores de participación por unidad de generación. Cabe mencionar que al pasar a un mercado desregulado se pueden tener contratos de potencia con cualquier GENCO, independientemente del área de control en la que se encuentre. El sistema parte de un punto de equilibrio donde no hay perturbaciones. Posteriormente, en $t = 0$ se produce un exceso de demanda no programada de $\Delta P_{Li} = 0.1 p.u.$ en cada área de control.

$$GPM^T = \begin{bmatrix} 0.2 & 0.15 & 0.1 & 0.1 & 0 & 0.05 & 0 & 0.1 & 0.15 & 0.1 & 0.05 \\ 0 & 0.05 & 0.1 & 0 & 0.25 & 0.2 & 0.1 & 0 & 0.1 & 0.2 & 0 \\ 0.1 & 0 & 0.1 & 0 & 0.1 & 0 & 0.05 & 0.25 & 0.15 & 0.15 & 0.1 \end{bmatrix}^T \quad (5.6)$$

Como en el análisis anterior se realizó la conexión de una unidad fotovoltaica extra en el área de control uno, dado que el modelo de las unidades fotovoltaicas que se utiliza es para ayudar al control de frecuencia, se le asigna a la unidad un factor de participación dentro de su área de control. Sin embargo, no se plantean intercambios de potencia por esta unidad con ninguna área de control diferente. Esto se muestra en la columna cuatro de la matriz GPM.

En las Figuras 5.31, 5.32, 5.33, 5.34 y 5.35 se presentan los resultados del análisis de LFC-AVR del sistema, mientras que en las Figuras 5.36 y 5.37 se presentan los resultados del comportamiento de la red eléctrica después del aumento de potencia.

En la Figura 5.31 se presentan el error de control de área, las variaciones de frecuencia y las variaciones de potencia activa enviadas por los enlaces de transmisión. Las variaciones de frecuencia se presentan en la Figura 5.31-b, donde se puede apreciar que las tres áreas de control tienen un comportamiento similar; la diferencia esta en el sobreimpulso como respuesta al aumento de la demanda de potencia eléctrica, donde el área de control uno presenta un sobreimpulso mayor, ya que cuenta con una unidad fotovoltaica que reduce la inercia del sistema.

En la Figura 5.31-c, se presentan los intercambios de potencia activa que se realizan entre las áreas de control debido a los contratos bilaterales; se observa que las áreas uno y dos están absorbiendo potencia eléctrica del área de control tres. Esto puede ser calculado numéricamente mediante lo que se presenta en (Zamudio, 2023).

Los resultados numéricos que representan los valores programados en los enlaces de transmisión se presentan en el (5.7), estos resultados concuerdan con los obtenidos por la simulación que se presenta en la Figura 5.31-c.

$$\begin{aligned} v_{31} &= -0.01 \quad p.u \\ v_{32} &= -0.025 \quad p.u \\ v_{33} &= 0.035 \quad p.u \end{aligned} \tag{5.7}$$

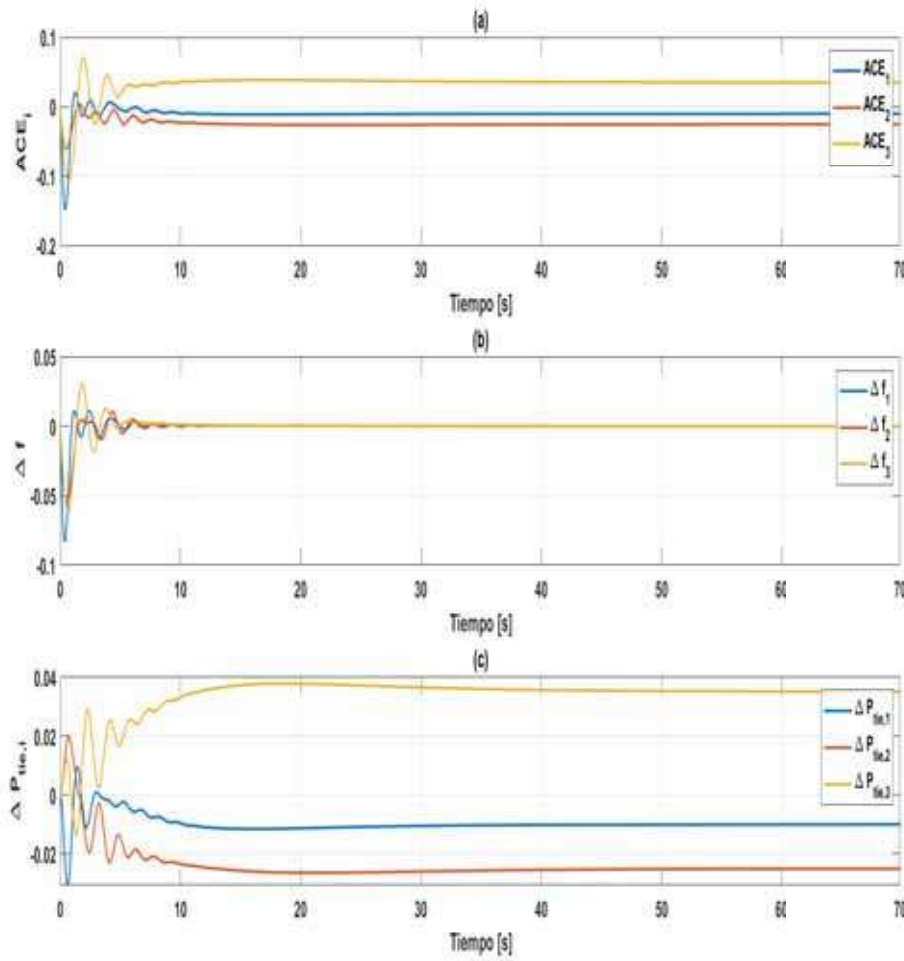


Figura 5.31: Caso de estudio 2 - Escenario: Bilateral. a) Error de control de área, b) Variaciones de frecuencia de área Δf_i , c) Variaciones de potencia en los enlaces de transmisión entre las áreas de control $\Delta P_{tie,i}$

El error de control de área se presenta en la Figura 5.31-a, donde se observa que, al igual que las variaciones de potencia en los enlaces de transmisión, se estabiliza en un valor diferente de cero. Esto se debe a que el error de control de área es la combinación lineal de las variaciones de frecuencia y las variaciones de potencia en los enlaces de transmisión.

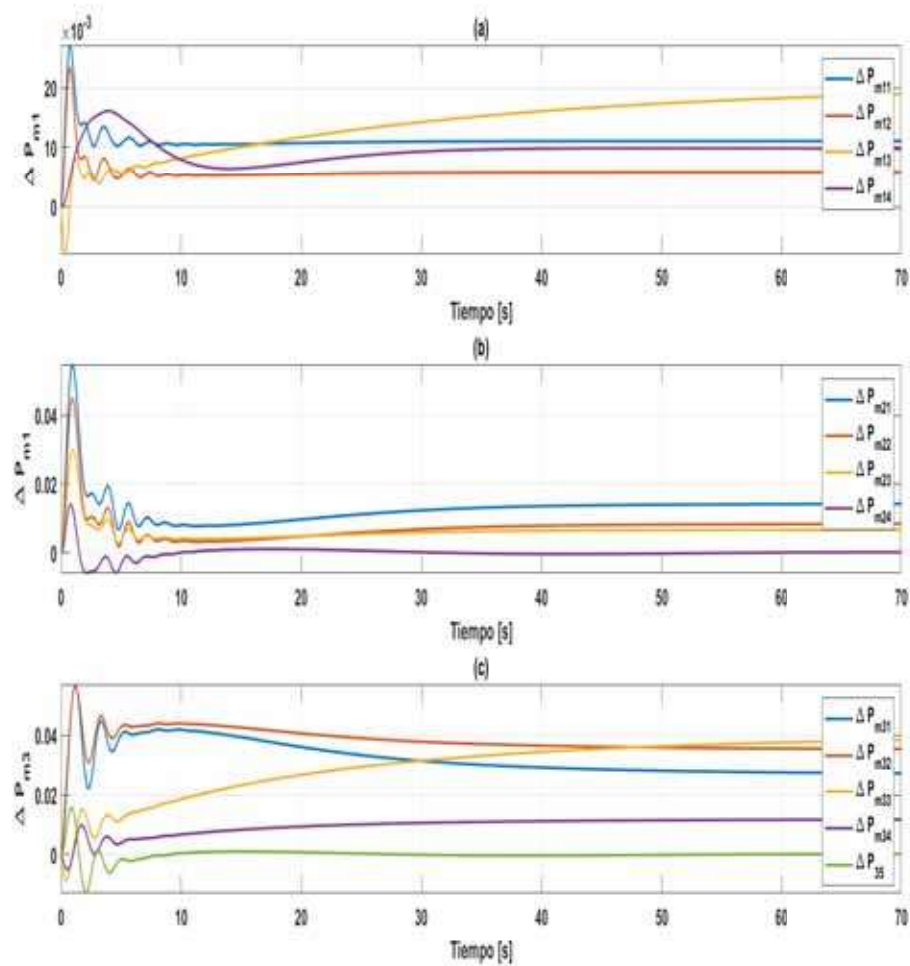


Figura 5.32: Caso de estudio 2 - Escenario: Bilateral. Variaciones de potencia entregadas por las unidades ΔP_{mi} . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3

La potencia ΔP_{mi} entregada por las unidades divididas por área de control se presenta en la Figura 5.32. Al igual que en el caso de los mercados unilaterales, a los resultados que se muestran en esta Figura se les debe agregar la potencia eléctrica generada por el modelo del generador síncrono del AVR, la cual se presenta en la Figura 5.33, donde se asigna una cantidad de potencia eléctrica a cada unidad de generación en función del

factor de participación de su área de control que se muestra en la matriz GPM 5.6 y se calcula mediante la ecuación (3.21).

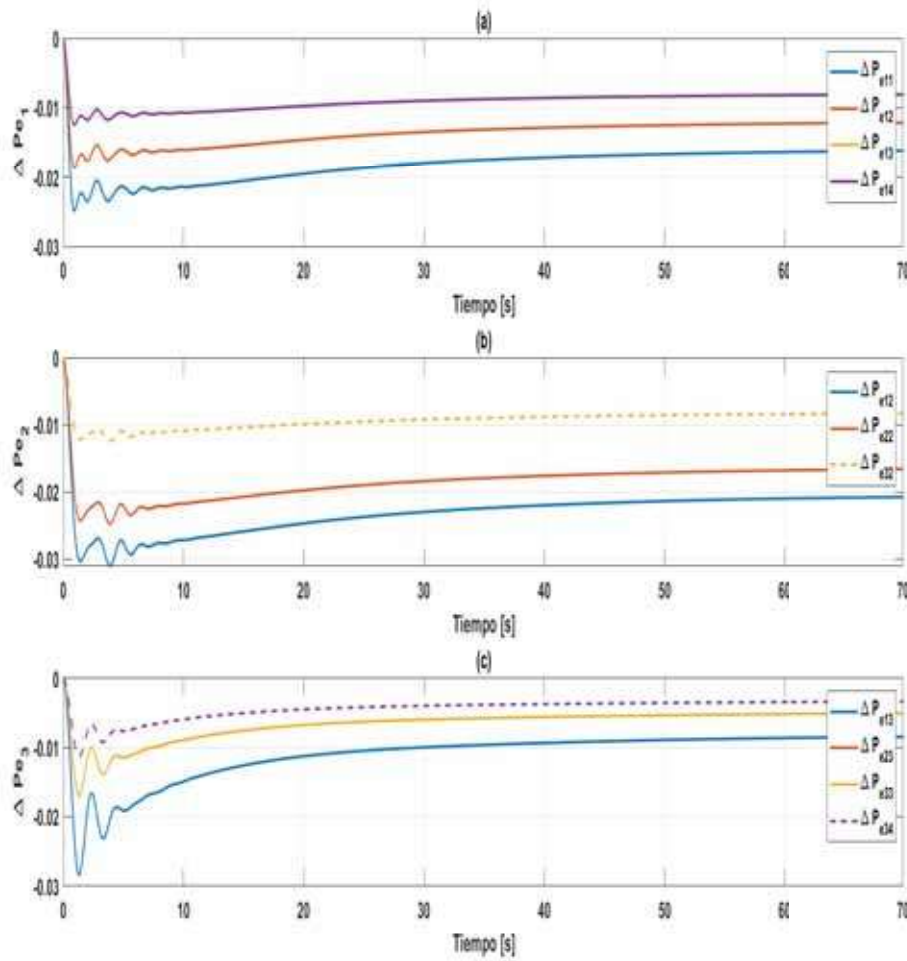


Figura 5.33: Caso de estudio 2 - Escenario: Bilateral. Variaciones de potencia eléctrica entregadas por las unidades ΔP_{ei} . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3

Tabla 5.12: Caso de estudio 2 - Escenario: Bilateral. Potencia suministrada por cada compañía de generación en función de los factores de participación

Área de control	GENCO	Potencia generada calculada
Área 1	m_{11}	0.0269
	m_{12}	0.0176
	m_{13}	0.0284
	m_{14}	0.0171
Área 2	m_{21}	0.035
	m_{22}	0.025
	m_{23}	0.015
Área 3	m_{31}	0.035
	m_{32}	0.04
	m_{33}	0.045
	m_{34}	0.015

En la Tabla 5.12 se presenta la verificación numérica de los resultados que se muestran en la Figura 5.34 y, al igual que en el escenario anterior, se observa que las unidades que se encuentran en las áreas dos y tres presentan un funcionamiento adecuado, cumpliendo con los factores de participación que se especifican en la matriz (5.6). El caso del área uno es similar, ya que se agrega una unidad fotovoltaica que ayuda a la regulación de frecuencia, lo que hace que las otras unidades aporten un porcentaje menor al que deberían; aun así, al realizar la sumatoria de los resultados, se satisface la demanda de potencia eléctrica del sistema.

Además, las señales que se presentan en la Figura 5.32 y luego se excluyen en la Figura 5.34 son las potencias que aportan los generadores DFIG en las áreas dos y tres. Estas se excluyen porque su función solo es aportar inercia virtual al sistema y ayudar al control de frecuencia primario del sistema, pero no participan en la estabilización del mismo, que es tarea del control secundario.

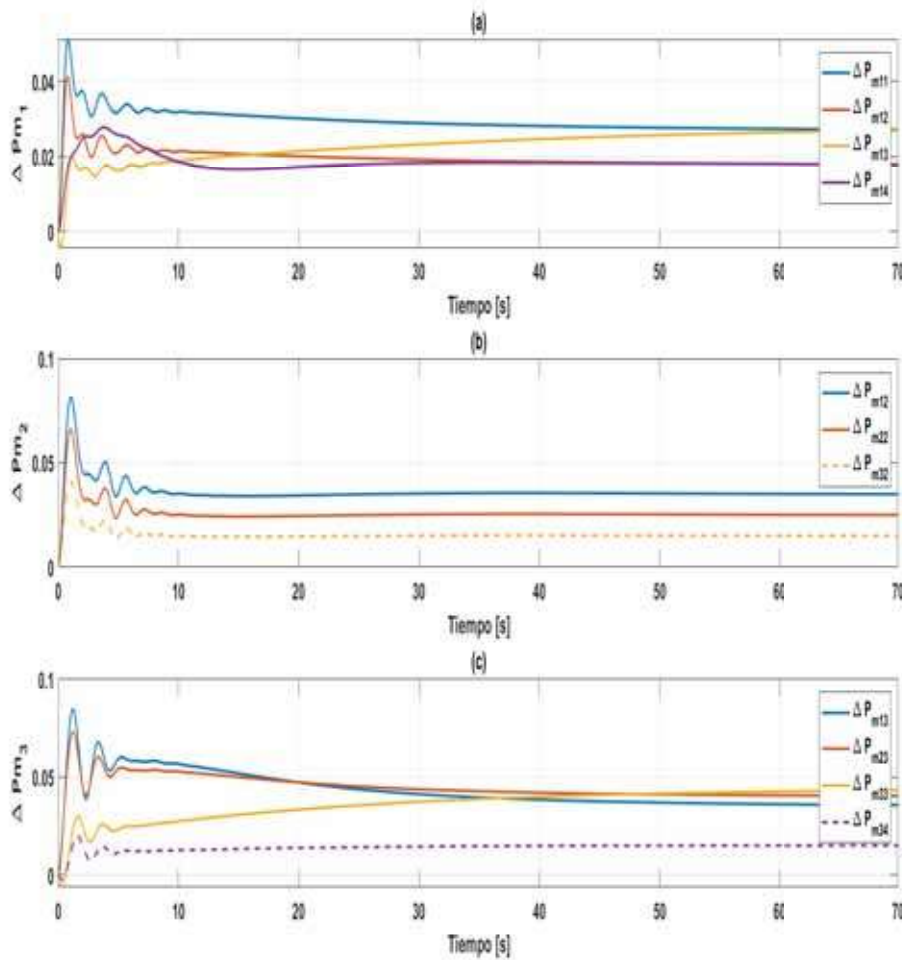


Figura 5.34: Caso de estudio 2 - Escenario: Bilateral. Variaciones totales de potencia entregadas por las unidades ΔP_{mT} . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3

Las variaciones en el ángulo del rotor del sistema y las variaciones en el voltaje en las terminales de las unidades se presentan en la Figura 5.35. De igual forma que en el caso de mercados unilaterales, se planea solo analizar las variaciones del voltaje en las terminales del sistema; por esta razón, la referencia del voltaje se iguala a cero. En la Figura 5.35-a se aprecia que el área de control que cuenta con menor variación en el ángulo del

rotor en el sistema es el área de control tres, ya que esta conformada por unidades que cuentan con mayor inercia y esto ayuda a soportar mejor los cambios en la demanda de potencia activa.

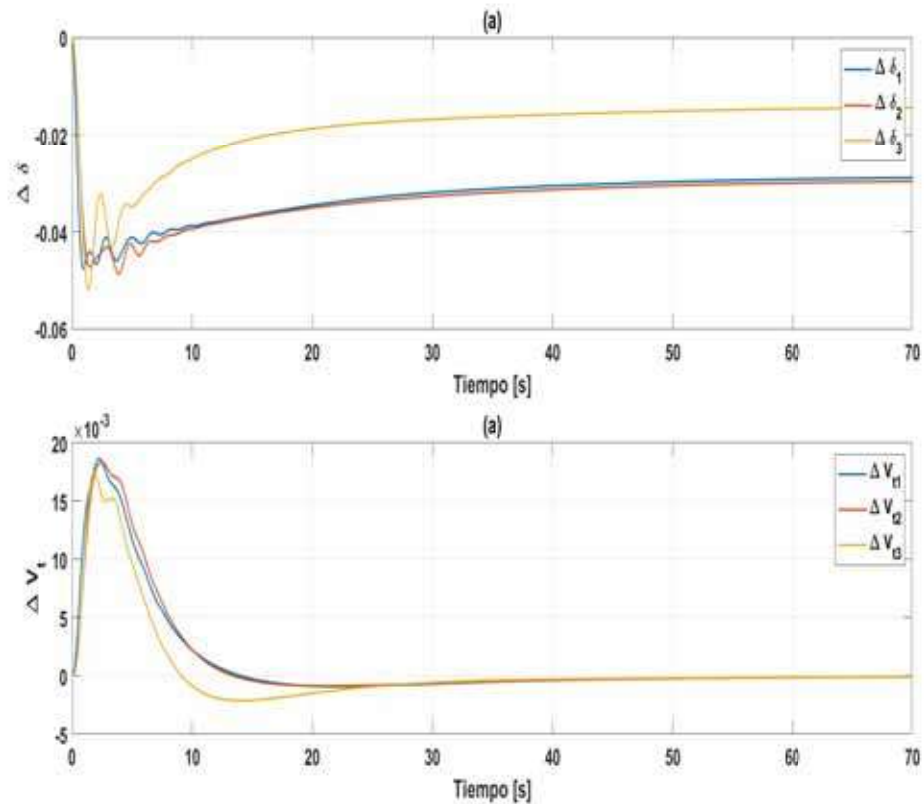


Figura 5.35: Caso de estudio 2 - Escenario: Bilateral. a) Variaciones en el ángulo del rotor por área $\Delta\delta$ y b) Variaciones de voltajes en las terminales por área ΔV_{ti}

Las variaciones en el ángulo del rotor y del voltaje en las terminales en cada área de control del sistema son asignadas mediante el factor de participación de cada máquina en el sistema.

Para analizar el comportamiento de la red cuando ocurre un aumento en la potencia demandada en el sistema, se seleccionan las cargas presentadas en la Tabla 5.10, para así realizar una comparación entre el mercado unilateral y el mercado bilateral.

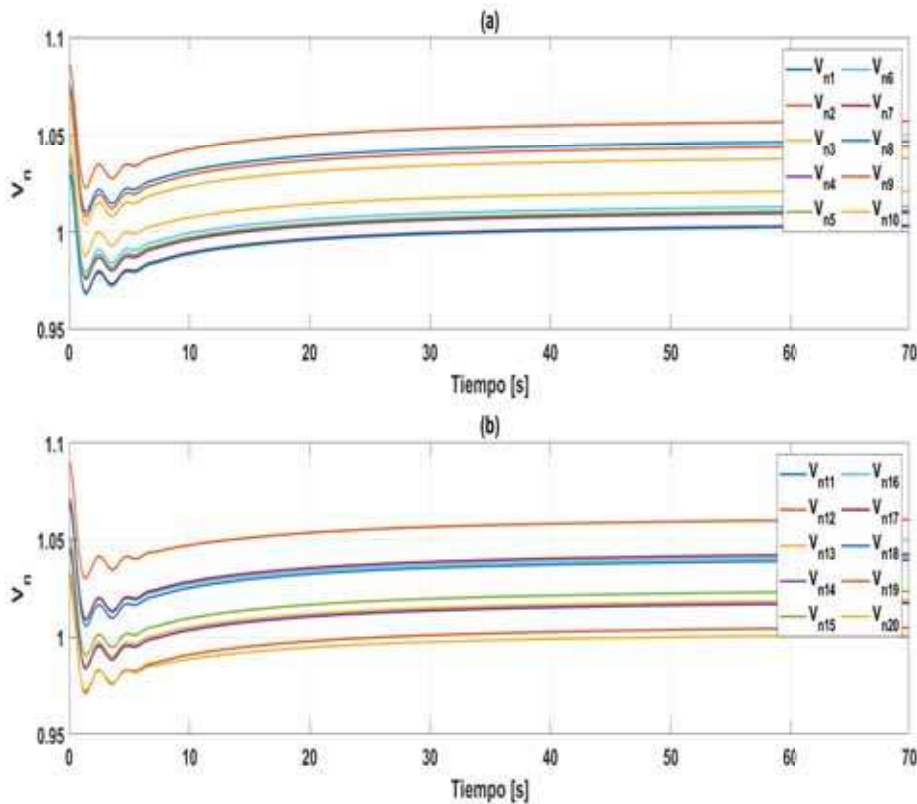


Figura 5.36: Caso de estudio 2 - Escenario: Bilateral. Comportamiento de los voltajes nodales de la red ante el aumento de demanda. a) Nodos 1 a 10 y b) Nodos 11 a 20

En las Figuras 5.36 y 5.37 se presentan los resultados del comportamiento de la red eléctrica al presentarse un aumento en la demanda de potencia activa y tener un mercado eléctrico de transacciones bilaterales. Se aprecia que el sistema se estabiliza en valores dentro de límites en la mayoría de los nodos de la red, pero hay que prestar atención a los nodos donde se presentan violaciones en los límites permisibles especificados en el código de la red mexicana.

Cabe mencionar que, al igual que en el caso anterior, se agregó una compensación de potencia reactiva y sería pertinente realizar acciones correctivas en el sistema para regresar el voltaje a estar dentro de los límites de la red. También es importante mencionar que, dependiendo de las cargas seleccionadas para el aumento de potencia, habrá una

respuesta diferente a la presentada; esto se debe a la robustez de la red eléctrica.

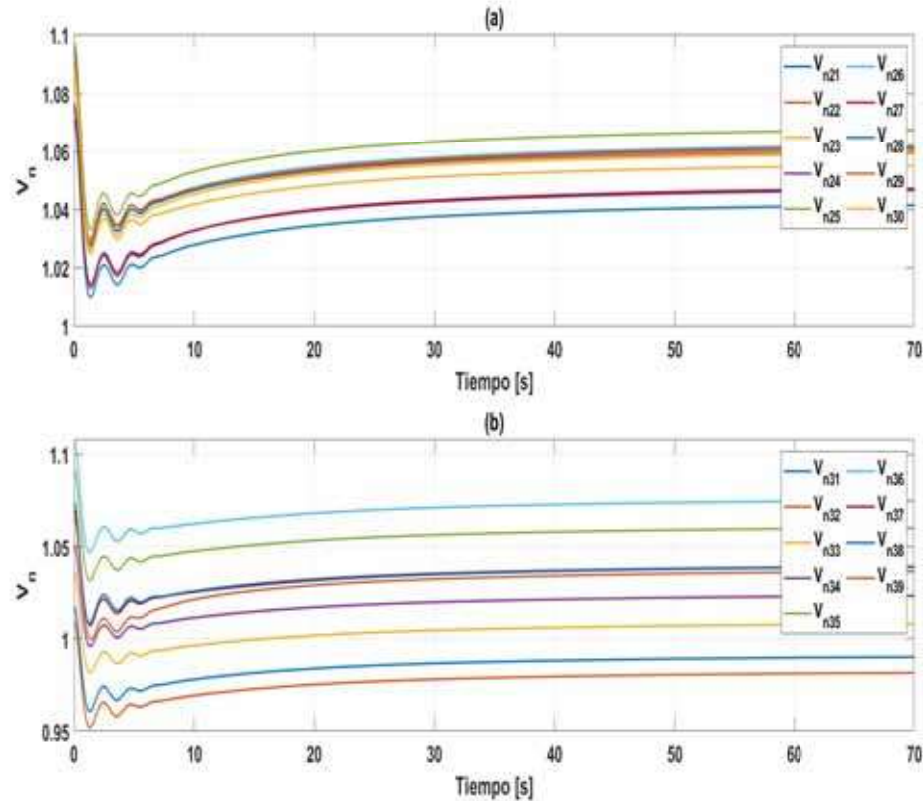


Figura 5.37: Caso de estudio 2 - Escenario: Bilateral. Comportamiento de los voltajes nodales de la red ante el aumento de demanda. a) Nodos 21 a 30 y b) Nodos 31 a 39

Los cuantificación monetaria de los resultados del escenario Bilateral presentado en la Figura 5.34 son concentrados en la Tabla 5.13. El cálculo de las bonificaciones y penalizaciones en el sistema es en base a los factores de participación asignados por el mercado del día anterior, en la representación de un mercado bilateral se tiene la ventaja de que los usuarios pueden contratar la potencia en el área de control de su preferencia, esto se puede analizar de mejor forma en el cálculo del mercado del día anterior. Sin embargo, en el desarrollo de este trabajo se hace énfasis en los mercados de balance donde el precio de la bonificación es dado en base a la mayor oferta presentada en el mercado del día anterior.

Tabla 5.13: Caso de estudio 2- Escenario: Bilateral. Resultado de ganancias y pagos por unidades de generación en el sistema eléctrico. Cantidades expresadas en USD/MWh

Nodo	Tipo de central	Costo Fijo	Costo Variable	Costo Total	Precio en Mercado del día anterior	Precio en Mercado de balance	Ganancias
30	Ciclo Abierto	12.2	18.2	30.4	35	82	220.58
30	Fotovoltaica	42.3	8	50.3	60.5	82	140.22
31	Ciclo abierto	12.2	18.2	30.4	35	82	287
31	Eólica	25.5	8	33.5	40	82	123
32	Ciclo Combinado	13.35	11.9	25.25	30	82	205
33	Ciclo abierto	12.2	18.2	30.4	35	82	287
34	Carboeléctrica	42.46	28.84	71.30	82	82	123
35	Ciclo combinado	13.35	11.9	25.25	30	82	328
35	Eólica	25.5	8	33.5	40	82	123
36	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	369
37	Ciclo Combinado	13.35	11.9	25.25	30	82	144.32
38	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	123
39	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	232.88
3	Carga en área 1	-	-	-	-	-	-820
7	Carga en área 2	-	-	-	-	-	-943
28	Carga en área 3	-	-	-	-	-	-943

Al igual que en el caso unilateral el sistema cuenta con unidades de generación estocástica, la que presenta una mayor repercusión en el sistema es la unidad fotovoltaica, ya que ayuda al control de la frecuencia, pero para evitar más complicaciones con las unidades de generación de otras áreas dicha unidad solo afectara dentro de su área de control. Por parte de las unidades eólicas, de igual forma a lo que se presenta en el caso unilateral solo aportan a la regulación primaria del sistema y no intervienen en la estabilización del mismo, por este motivo se les hace entrega de una ganancia equivalente a la producción de 1.5 MW al precio estipulado en el mercado de balance.

Por esta razón, en los resultados que se presentan en la Tabla 5.13, las cargas que se encuentran dentro de las áreas de control dos y tres tienen un costo extra que se debe a la inercia virtual que aportan las unidades eólicas. Otro punto a mencionar es que los resultados que se presentan en la Tabla 5.13 se cuantifican en USD/MWh.

5.2.3. Caso de estudio 2 - Escenario : Violación contractual

Por último, se presenta un escenario en el que se producen violaciones contractuales en un mercado bilateral. Se utilizará la misma matriz de participación de compañías de generación GPM que en el escenario de un mercado bilateral que se presenta en (5.6). En este caso, se presenta una violación contractual de demanda de potencia activa de 0.5 p.u. por área de control, como se indica en (5.8).

$$\begin{aligned}
 v_{11} &= \Delta P_{L1} + \Delta P_{d1} = 0.1pu + 0.05pu = 0.15pu \\
 v_{12} &= \Delta P_{L2} + \Delta P_{d2} = 0.1pu + 0.05pu = 0.15pu \\
 v_{13} &= \Delta P_{L3} + \Delta P_{d3} = 0.1pu + 0.05pu = 0.15pu
 \end{aligned} \tag{5.8}$$

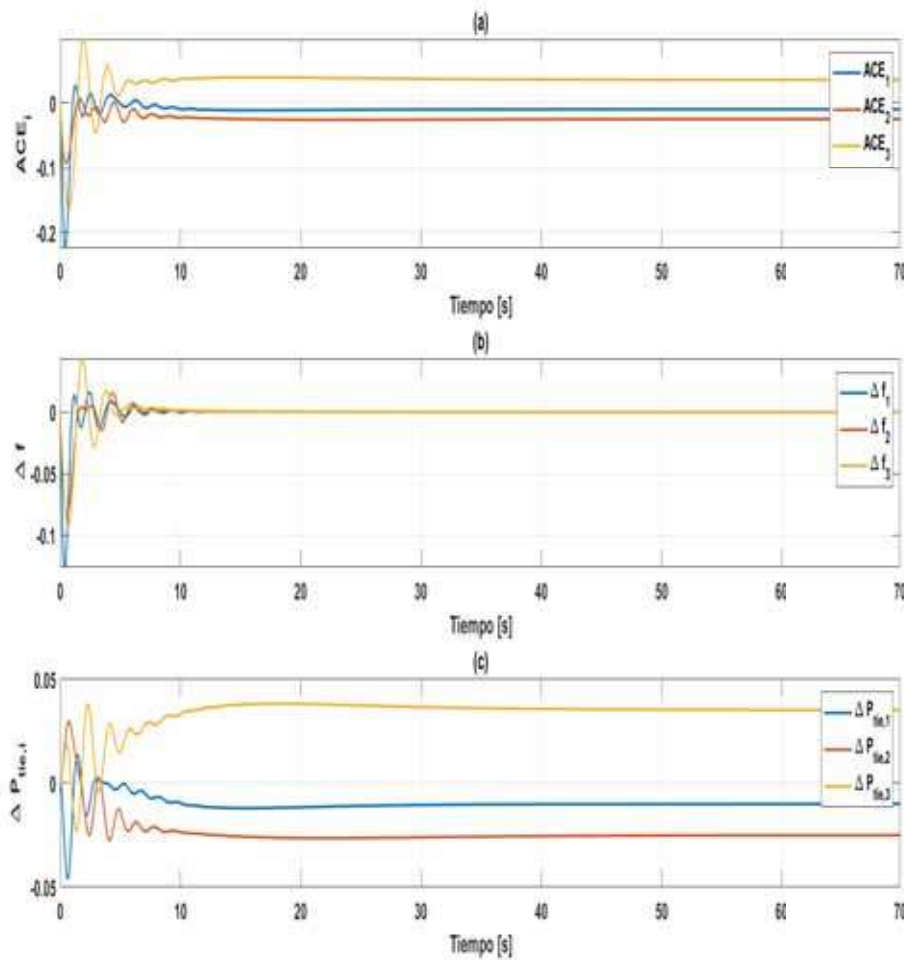


Figura 5.38: Caso de estudio 2 - Escenario: Violación contractual, a) Error de control de área, b) Variaciones de frecuencia de área Δf_i , c) Variaciones de potencia en los enlaces de transmisión entre las áreas de control $\Delta P_{tie,i}$

En las Figuras 5.38, 5.39, 5.40, 5.41 y 5.42 se presentan los resultados del análisis de LFC-AVR, mientras que en las Figuras 5.43 y 5.44 se presenta el comportamiento de la red eléctrica después del aumento en la demanda de potencia activa.

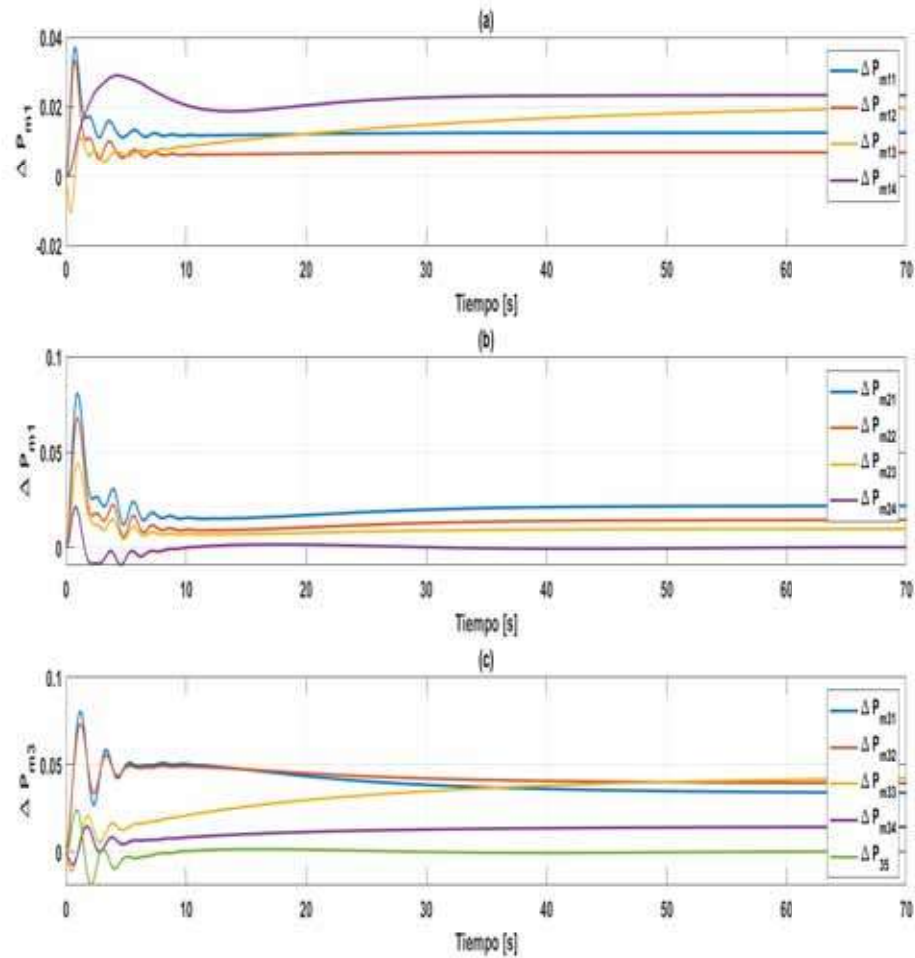


Figura 5.39: Caso de estudio 2 - Escenario: Violación contractual. Variaciones de potencia entregadas por las unidades ΔP_m . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3

Analizando los resultados que se presentan en la Figura 5.38, se puede observar que, en cuestión de las variaciones de frecuencia que se presentan en la Figura 5.38-b, todas las áreas de control se comportan de igual forma a cuando se tienen mercados unilaterales y bilaterales sin violaciones contractuales. La diferencia está en que los picos de frecuencia aumentan su magnitud, llegando a valores de alrededor de 0.1 p.u. Continuan-

do con la potencia transmitida por los enlaces de transmisión que se presentan en la Figura 5.38-c se observa el mismo comportamiento que en el escenario bilateral, pero se presentan cambios más bruscos; los valores donde se estabiliza la transmisión de potencia son los valores programados y calculados por la matriz GPM y se presentan en 5.7.

El error de control de área que se presenta en la Figura 5.38-a tiene el mismo comportamiento que los casos anteriores, pero con un comportamiento más brusco, ya que es la combinación lineal de las variaciones de frecuencia y la potencia enviada por los enlaces de transmisión.

Tabla 5.14: Caso de estudio 2 - Escenario: Violación contractual. Potencia suministrada por cada compañía de generación en función de los factores de participación

Área de control	GENCO	Potencia generada calculada
Área 1	m_{11}	0.0404
	m_{12}	0.0278
	m_{13}	0.0352
	m_{14}	0.0367
Área 2	m_{21}	0.0577
	m_{22}	0.0432
	m_{23}	0.0241
Área 3	m_{31}	0.0542
	m_{32}	0.0515
	m_{33}	0.0565
	m_{34}	0.0227

En la Figura 5.39 se presentan las potencias entregadas por cada unidad después de la violación contractual. De igual forma que en los escenarios anteriores, deben agregarse las aportaciones del modelo del generador síncrono que se incluyen en el modelo del AVR. Los resultados al agregar dichas aportaciones se presentan en la Tabla 5.14 y son verificados numéricamente mediante la ecuación (3.22).

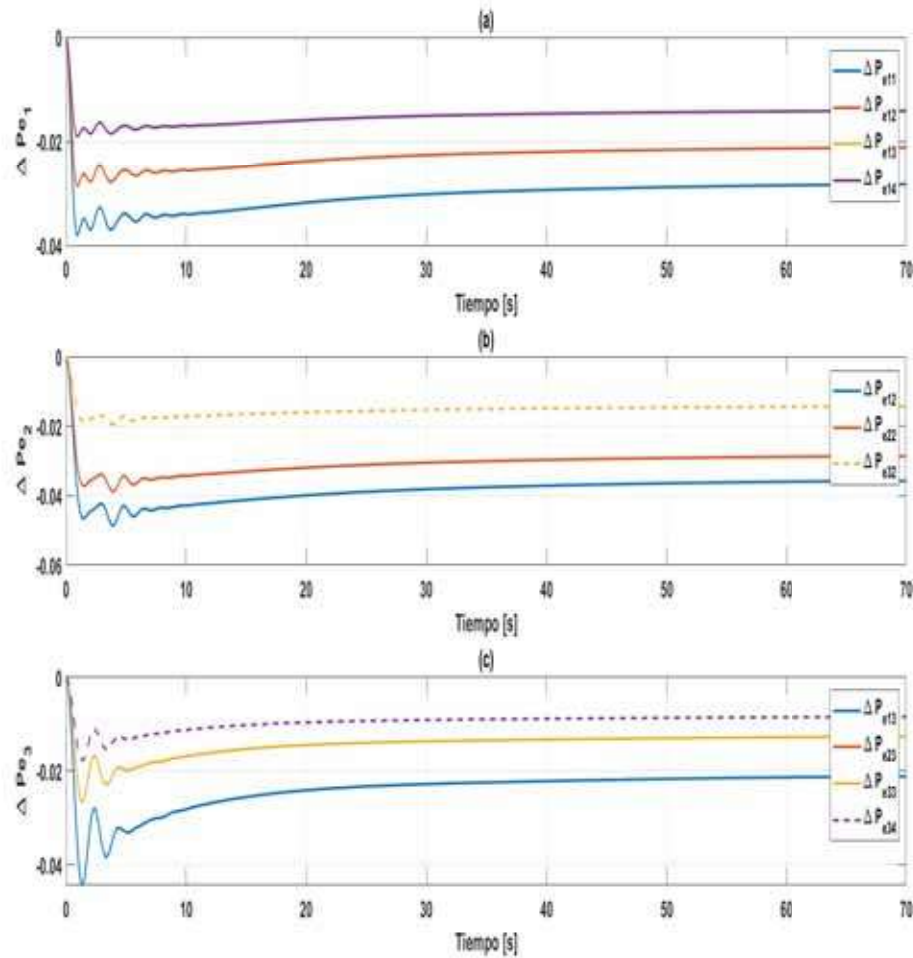


Figura 5.40: Caso de estudio 2 - Escenario: Violación contractual. Variaciones de potencia eléctrica entregadas por las unidades ΔP_{ei} . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3

Los resultados que se presentan en la Tabla 5.14 son iguales a los verificados mediante la ecuación (3.22) para las áreas de control dos y tres. De igual manera que en los escenarios anteriores, existen cambios en los resultados del área de control uno. Esto se debe a que se incluye una unidad fotovoltaica para ayudar a la regulación de frecuencia. Sin embargo, al realizar la suma de los resultados, estos concuerdan con el aumento de la

demanda que se debe a la violación contractual, respetando los intercambios de potencia transmitida por los enlaces de transmisión.

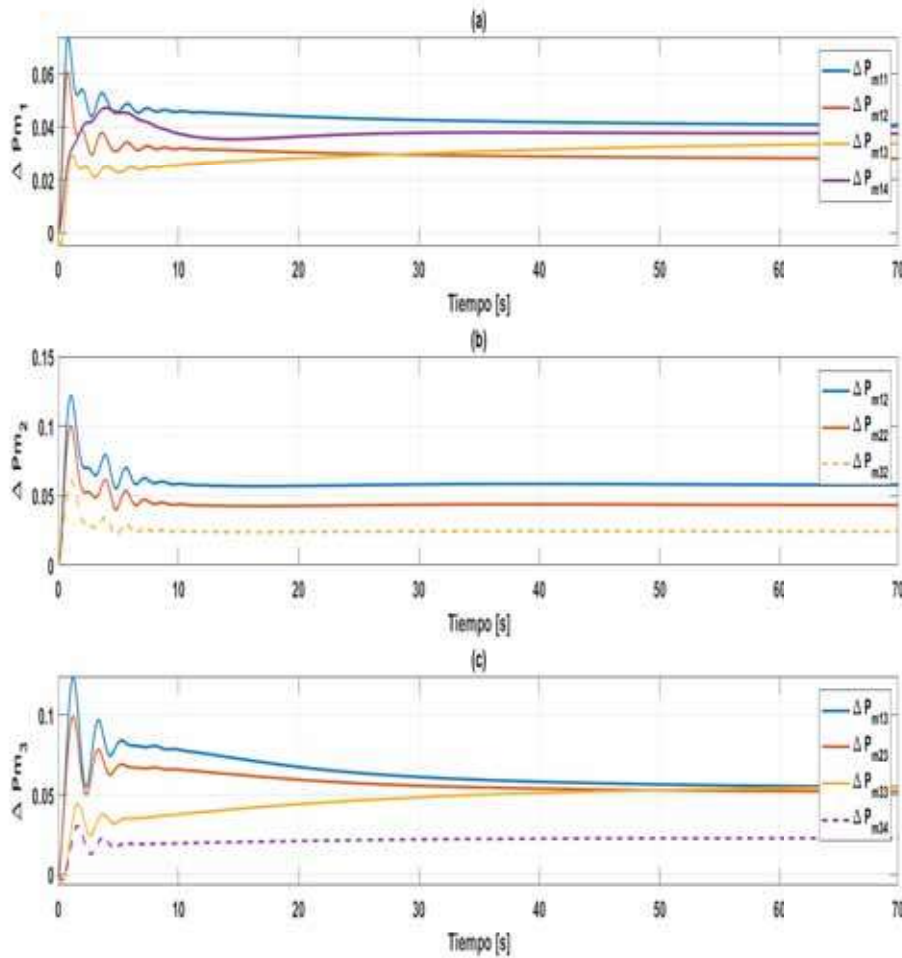


Figura 5.41: Caso de estudio 2 - Escenario: Violación contractual. Variaciones totales de potencia entregadas por las unidades ΔP_{mT} . a) Área 1, b) Área 2 y c) Área 3

En la Figura 5.42 se presentan las variaciones en el ángulo del rotor y las variaciones en los voltajes en las terminales de las áreas de control. Como en los casos anteriores, la referencia de las variaciones en el voltaje en las terminales es cero. Estos resultados se

asignan a las unidades de generación en función de la potencia que entregan al sistema.

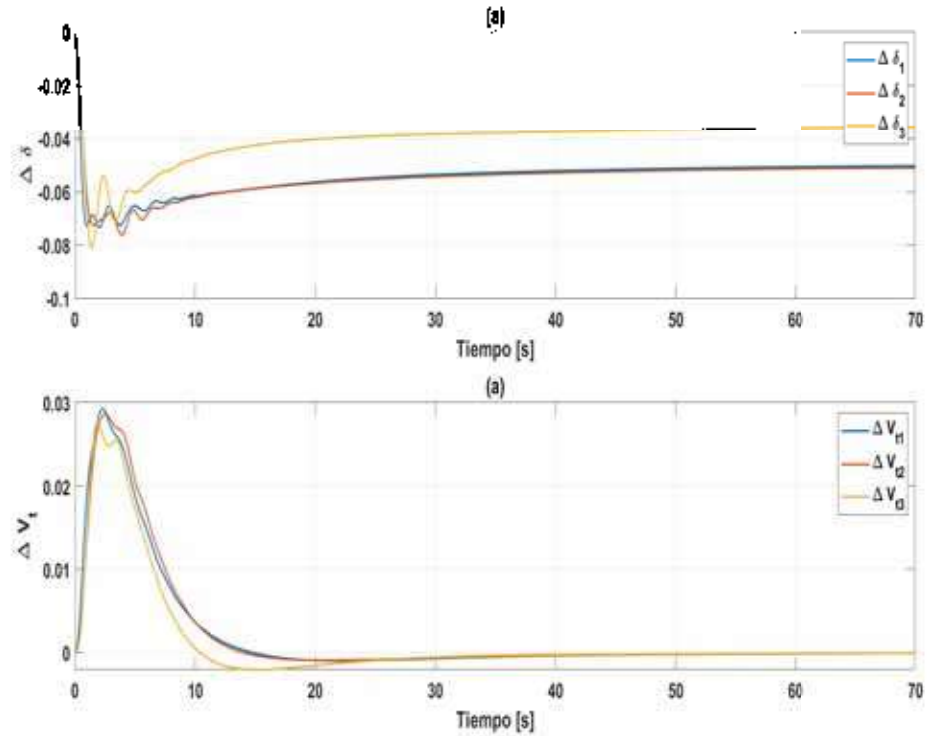


Figura 5.42: Caso de estudio 2 - Escenario: Violación contractual. a) Variaciones en el ángulo del rotor por área $\Delta \delta$ y b) Variaciones de voltajes en las terminales por área ΔV_{ti}

Tabla 5.15: Caso de estudio 2 - Escenario: Violación contractual. Cambios en la demandas de potencia activa por área de control

Número de Nodo	Demanda Original	Nueva demanda
3	3.22	3.37
7	2.338	2.488
28	2.06	2.21

Para poder analizar el comportamiento de la red ante el aumento de potencia, se selecciona una carga en cada una de las áreas de control donde se producirá el aumento

de demanda con la violación contractual. Estos aumentos de demanda se presentan en la Tabla 5.15.

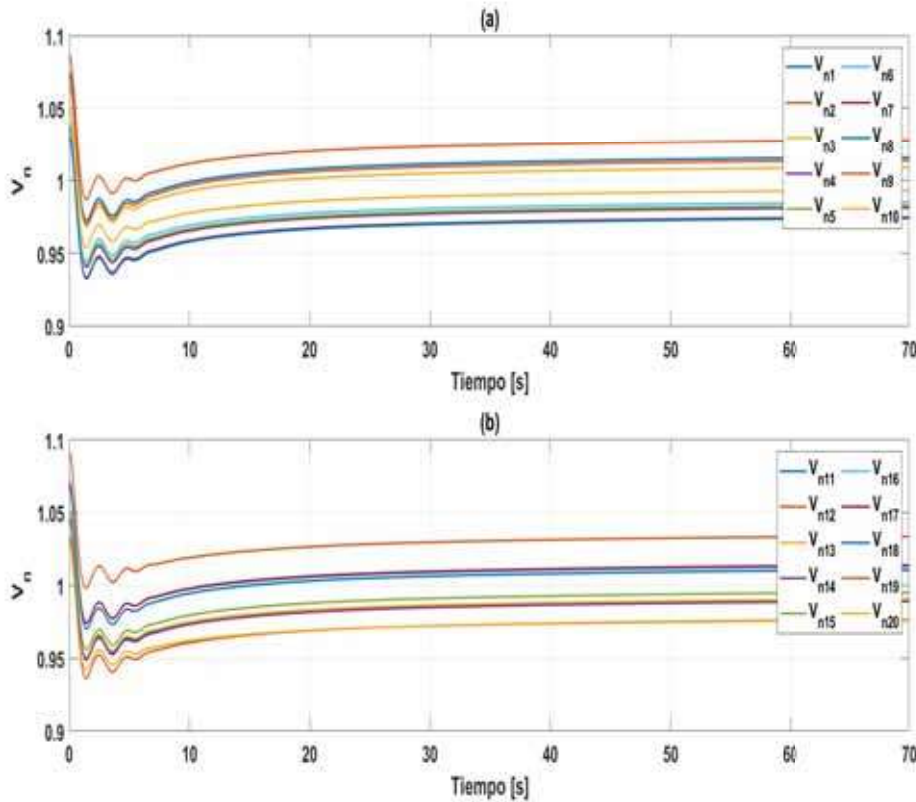


Figura 5.43: Caso de estudio 2 - Escenario: Violación contractual. Comportamiento de los voltajes nodales de la red ante el aumento de demanda. a) Nodos 1 a 10 y b) Nodos 11 a 20

En las Figuras 5.43 y 5.44 se presenta el comportamiento de los voltajes nodales ante el aumento de demanda. Se observa que, al inicio, los resultados son diferentes a los obtenidos por el problema de flujos de potencia; esto se debe a como se calcula la inyección de potencia activa en el inicio de la simulación.

En este caso, se observa que todos los voltajes se encuentran dentro de los límites de operación, aunque algunos voltajes están cerca de violar los límites de $\pm 5\%$ esto es causado por la compensación de potencia reactiva que se incluyó en este caso para ayudar

a que los voltajes se mantuvieran dentro de límites. Sin embargo, a diferencia del caso bilateral sin violaciones contractuales, el aumento de demanda en el sistema fue beneficioso para mantener el sistema estable en un mercado bilateral.

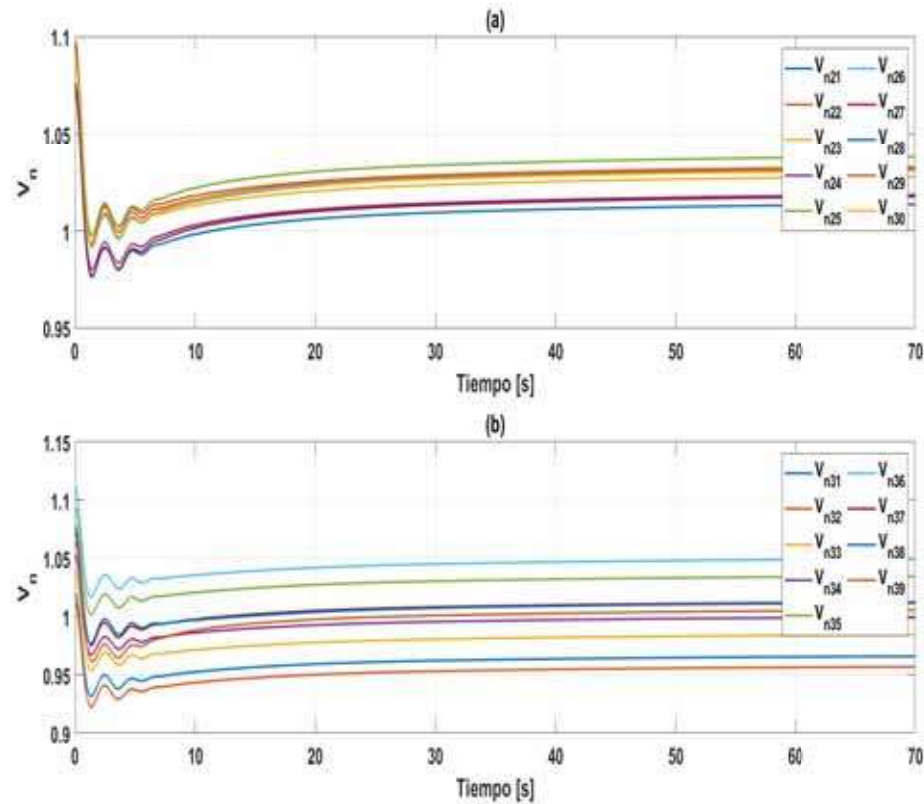


Figura 5.44: Caso de estudio 2 - Escenario: Violación contractual. Comportamiento de los voltajes nodales de la red ante el aumento de demanda. a) Nodos 21 a 30 y b) Nodos 31 a 39

En la Tabla 5.16 se presenta la cuantificación de los costos con base a los resultados obtenidos para el escenario de Violación contractual, que se muestran en la Figura 5.41. En este escenario se hace que las penalizaciones por generar el desbalance sean severas en el caso de las cargas que lo originan.

Tabla 5.16: Caso de estudio 2- Escenario: Violación contractual. Resultado de ganancias y pagos por unidades de generación en el sistema eléctrico. Cantidades expresadas en USD/MWh.

Nodo	Tipo de central	Costo Fijo	Costo Variable	Costo Total	Precio en Mercado del día anterior	Precio en Mercado de balance	Ganancias
30	Ciclo Abierto	12.2	18.2	30.4	35	82	331.28
30	Fotovoltaica	42.3	8	50.3	60.5	82	300.94
31	Ciclo abierto	12.2	18.2	30.4	35	82	473.14
31	Eólica	25.5	8	33.5	40	82	123
32	Ciclo Combinado	13.35	11.9	25.25	30	82	354.24
33	Ciclo abierto	12.2	18.2	30.4	35	82	444.44
34	Carboeléctrica	42.46	28.84	71.30	82	82	198.44
35	Ciclo combinado	13.35	11.9	25.25	30	82	422.3
35	Eólica	25.5	8	33.5	40	82	123
36	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	463.3
37	Ciclo Combinado	13.35	11.9	25.25	30	82	227.96
38	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	186.14
39	Hidroeléctrica	26.14	0.9	27.04	32.5	82	288.64
3	Carga en área 1	-	-	-	-	-	-1230
7	Carga en área 2	-	-	-	-	-	-1353
28	Carga en área 3	-	-	-	-	-	-1353

Por parte de los generadores, primeramente entregaran la demanda que ya tienen contratada mediante a sus factores de participación independientemente del área de control en donde se encuentren y posteriormente en base a su factor de participación dentro de su área de control entregaran un porcentaje más de potencia para regresar al sistema a su balance en base a la magnitud de la violación contractual que se presenta.

Por ultimo, al igual que en los escenarios anteriores es necesario mencionar que la unidad fotovoltaica solo participa en el control de frecuencia de su área de control pero también tiene una bonificación por el mercado de balance ya que entrega potencia, a diferencia de los generadores eólicos que solo aportan potencia para el control primario y se les asigna una bonificación de 1.5 MW en el precio definido por el mercado de balance.

Capítulo 6

Conclusiones

6.1. Conclusiones

El presente trabajo desarrolló, implementó y evaluó una metodología unificada para el análisis dinámico de Control de Carga-Frecuencia (LFC) y Regulador Automático de Voltaje (AVR) en sistemas de potencia multiárea, incorporando una formulación en espacio de estados para distintas tecnologías de generación, la interconexión eléctrica mediante un modelo de red basado en flujo de potencia y cálculo de variables nodales, y un esquema económico tipo mercado de balance para cuantificar pagos, penalizaciones y bonificaciones asociadas al desbalance de potencia. Con ello, se relacionan de forma clara los fenómenos físicos relacionados con frecuencia, voltaje, intercambios de potencia y variables nodales, con su impacto económico operativo bajo condiciones contractuales.

6.1.1. Cumplimiento del objetivo general

El objetivo general consistió en analizar el comportamiento de un sistema multiárea con LFC-AVR, integrando la topología de red para evaluar intercambios de potencia y voltajes nodales, y cuantificar el impacto económico mediante un mecanismo de balance. Con base en la formulación y los casos de estudio presentados, se concluye que dicho objetivo se cumple con:

1. Se formuló un modelo multiárea en variables de desviación (perturbaciones) capaz

de representar la dinámica de frecuencia a través del LFC y la dinámica de voltaje en terminales a través del AVR, manteniendo consistencia en un marco unificado de control.

2. Se integró un modelo de red que permite pasar de variables dinámicas (desviaciones de potencia/voltaje) a magnitudes eléctricas nodales (voltajes por nodo, corrientes/inyecciones y variables derivadas), calculadas a partir de condiciones iniciales obtenidas por flujo de potencia.
3. Se construyó una capa económica que permite traducir el desbalance de potencia (por área y/o por unidad) en un costo/pago, distinguiendo entre condiciones de cumplimiento o violación contractual y aplicando precios diferenciales para compra/venta en el mercado de balance.

6.1.2. Cumplimiento de los objetivos particulares

A continuación se declara el cumplimiento de los objetivos particulares:

1. Se desarrolló una formulación general en espacio de estados que permite representar múltiples unidades y áreas, empleando variables de desviación y diferenciando tecnologías convencionales y no convencionales.
2. Se incorporaron estructuras matriciales para distribuir la participación y asignación de potencia entre unidades/áreas bajo distintos esquemas de mercado, habilitando comparaciones consistentes bajo un mismo marco matemático.
3. La metodología fue implementada en MATLAB para simular escenarios multiárea y reproducir la evolución temporal de las variables dinámicas (por ejemplo, desviación de frecuencia y variables del AVR), así como su acoplamiento con la red.
4. Se integró el flujo de potencia (para condiciones iniciales) y un procedimiento de evaluación nodal para calcular voltajes/corrientes y verificar restricciones operativas (por ejemplo, límites de voltaje).

5. Se estableció un procedimiento de solución donde la dinámica por áreas (LFC-AVR) alimenta el cálculo de red, y la red proporciona magnitudes consistentes para el análisis operativo (incluyendo la interpretación de voltajes nodales).
6. Se construyó un modelo de mercado de balance que calcula pagos/costos asociados al desbalance (con compra/venta a precios distintos), e identifica escenarios de cumplimiento o violación contractual, permitiendo cuantificación económica directa en los casos de estudio.

6.1.3. Observaciones de los resultados obtenidos

De los casos de estudio y comparaciones presentadas se desprenden los siguientes observaciones relevantes a mi consideración:

- **Efecto de integrar AVR al análisis de LFC.** La inclusión del AVR permite evaluar simultáneamente la respuesta de voltaje en terminales y su interacción con la regulación primaria/AGC modelada por el LFC. En comparación con esquemas donde solo se analiza frecuencia, el modelo LFC-AVR proporciona una visión más completa de desempeño dinámico al capturar tanto la respuesta de frecuencia como la respuesta de voltaje ante perturbaciones.
- **Interacción multiárea y papel de los intercambios de potencia.** En escenarios de incremento de demanda, las áreas se acoplan a través de intercambios de potencia (enlaces/tie-lines), los cuales influyen sobre las señales de control (por ejemplo, el ACE) y condicionan la manera en que cada área contribuye al restablecimiento del equilibrio. Esto justifica el análisis multinodal/multiárea y confirma que la evaluación por área aislada puede ocultar efectos relevantes del acoplamiento.
- **Importancia de incorporar la red para validar restricciones operativas.** El acoplamiento con el modelo de red permite verificar límites de voltaje nodal y evaluar la necesidad de compensación reactiva o ajustes operativos. En particular, se observan escenarios donde la red requiere soporte reactivo para mantener el perfil de voltaje

dentro de bandas aceptables, lo cual no sería visible si el análisis se limitara únicamente a la dinámica LFC.

- **Correspondencia entre el desbalance de potencia y su impacto en el mercado de balance.** El esquema de balance implementado permite traducir desbalances de potencia en consecuencias económicas, diferenciando compra/venta a precios distintos y mostrando que las violaciones contractuales incrementan el costo del servicio de balance. Esto hace posible comparar escenarios no solo por desempeño técnico (frecuencia/voltaje), sino también por impacto económico.
- **Sintonización multiobjetivo como herramienta viable.** La incorporación de un enfoque de sintonización multiobjetivo (por ejemplo, con funciones de mérito basadas en el desempeño del ACE o señales equivalentes) demuestra ser una herramienta práctica para mejorar desempeño dinámico, siempre que se establezcan criterios de evaluación coherentes con la operación multiárea y con las restricciones de la red.

6.1.4. Limitaciones del trabajo

Finalmente, es importante señalar limitaciones que delimitan el alcance de las conclusiones:

- La formulación se construye sobre modelos linealizados en variables de desviación; por lo tanto, su validez está asociada a perturbaciones alrededor de un punto de operación y a los supuestos inherentes del modelado lineal.
- En los casos de estudio, el tratamiento de la demanda se modela principalmente a través de variaciones de potencia activa; si se asume operación a factor de potencia aproximadamente constante, puede requerirse extender el planteamiento para incorporar explícitamente la variación de potencia reactiva asociada a la carga.
- El mercado de balance utilizado es un modelo simplificado orientado a cuantificación y comparación; por ello, no pretende reemplazar mecanismos completos de mercado, sino servir como una aproximación clara para análisis económico-operativo.

En síntesis, el trabajo cumple los objetivos planteados y entrega contribuciones concretas al integrar dinámica LFC-AVR multiárea, evaluación de red y cuantificación económica, proporcionando una metodología coherente y reproducible para el análisis conjunto de desempeño técnico y económico-operativo en sistemas interconectados.

6.2. Trabajos Futuros

Los resultados alcanzados en este trabajo permiten plantear nuevos objetivos de investigación que podrían desarrollarse como trabajos futuros para profundizar el trabajo presentado. A continuación se presentan algunas alternativas:

- La aplicación de nuevas técnicas de control y optimización en el sistema que permitan una mejor respuesta en el sistema, uso de redes neuronales, nuevos algoritmos de búsqueda o controladores más sofisticados.
- El desarrollo de un modelo de carga variable en el tiempo y agregar la intermitencia de las fuentes no convencionales de energía.
- La aplicación de condiciones de funcionamiento más reales, la aplicación de retrasos de tiempo y modelos más parecidos a los generadores reales.
- Incluir los factores de distribución de transferencia de potencia para analizar el incremento de intercambio de potencia en las líneas de transmisión que conectan a dos o más áreas

Referencias

- S. M. Abd-Elazim and E. S. Ali. Load frequency controller design of a two-area system composing of PV grid and thermal generator via firefly algorithm. Neural Computing and Applications, 30(2):607–616, 11 2016. doi: 10.1007/s00521-016-2668-y. URL <https://doi.org/10.1007/s00521-016-2668-y>.
- Farag K. Abo-Elyousr. Load Frequency Controller design for two area interconnected power system with DFIG based wind turbine via ANT Colony algorithm. Eighteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), 19:253–260, 12 2016. doi: 10.1109/mepcon.2016.7836899. URL <https://doi.org/10.1109/mepcon.2016.7836899>.
- Rajesh Joseph Abraham, D. Das, and Amit Patra. Automatic generation control of an interconnected hydrothermal power system considering superconducting magnetic energy storage. International Journal of Electrical Power Energy Systems, 29(8):571–579, 3 2007. doi: 10.1016/j.ijepes.2007.01.004. URL <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2007.01.004>.
- H. Abu-Seada, W. Mansor, F. Bendary, A. Emery, and M. Hassan. Optimal PID Controller for AVR System Using Particle Swarm Optimization. The International Conference on Electrical Engineering/The International Conference on Electrical Engineering, 8(8th):1–18, 5 2012. doi: 10.21608/iceeng.2012.30799. URL <https://doi.org/10.21608/iceeng.2012.30799>.
- Reza Alayi, Farhad Zishan, Seyed Reza Seyednouri, Ravinder Kumar, Mohammad Hossein Ahmadi, and Mohsen Sharifpur. Optimal Load Frequency Control of Is-

- land Microgrids via a PID Controller in the Presence of Wind Turbine and PV. *Sustainability*, 13(19):10728, 9 2021. doi: 10.3390/su131910728. URL <https://doi.org/10.3390/su131910728>.
- Abdulkerim Ali and Getachew Biru. Study, Design and Control of AGC and AVR for Multi Area Interconnected hydroelectric Power system. *Global Scientific Journals*, 9 (ISSN 2320-9186), 10 2021. URL www.globalscientificjournal.com.
- Tayyab Ali, Suheel Abdullah Malik, Amil Daraz, Muhammad Adeel, Sheraz Aslam, and Herodotos Herodotou. Load Frequency Control and Automatic Voltage Regulation in Four-Area Interconnected Power Systems Using a Gradient-Based Optimizer. *Energies*, 16(5):2086, 2 2023. doi: 10.3390/en16052086. URL <https://doi.org/10.3390/en16052086>.
- P. M. Anderson, A. A. Fouad, and H. H. Happ. Power system control and stability. *Mathematics and Computers in Simulation*, 21(2):242–243, 8 1979. doi: 10.1016/0378-4754(79)90142-3. URL [https://doi.org/10.1016/0378-4754\(79\)90142-3](https://doi.org/10.1016/0378-4754(79)90142-3).
- Kunjumuhammed L. Kuenzel S. Pal B. *Simulation of Power System with Renewables*. Elsevier, 10 2019. doi: 10.1016/c2016-0-00813-6. URL <https://doi.org/10.1016/c2016-0-00813-6>.
- H. Bevrani, Y. Mitani, and K. Tsuji. PI-based multi-objective load-frequency control in a restructured power system. *Proceedings SICE 2004 Annual Conference* 2, 2:1745–1750, 1 2004a. doi: 10.11499/sicep.2004.0{40}3. URL
- H. Bevrani, Y. Mitani, and K. Tsuji. Robust decentralized AGC in a restructured power system. *Energy Conversion and Management*, 45(15-16):2297–2312, 1 2004b. doi: 10.1016/j.enconman.2003.11.018. URL <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2003.11.018>.
- Hassan Bevrani. *Robust power system frequency control*. Springer, 1 2009. doi: 10.1007/978-0-387-84878-5. URL <https://doi.org/10.1007/978-0-387-84878-5>.

- Hassan Bevrani and Takashi Hiyama. Intelligent Automatic Generation Control. 4 2011. URL <https://api.taylorfrancis.com/content/books/mono/download?identifierName=doi>
- Cindy Calderón-Arce and Pablo Alvarado-Moya. Optimización multiobjetivo con funciones de alto costo computacional. Revisión del estado del arte. Revista Tecnología en Marcha, 29(5):16, 6 2016. doi: 10.18845/tm.v29i5.2582. URL <https://doi.org/10.18845/tm.v29i5.2582>.
- Zafer Civelek, Goksu Gorel, Murat Luy, Necaattin Barisci, and Ertugrul Cam. Effects on Load-Frequency Control of a Solar Power System with a Two-Area Interconnected Thermal Power Plant and its Control with a New BFA Algorithm. Elektronika ir Elektrotechnika, 24(6), 12 2018. doi: 10.5755/j01.eie.24.6.22281. URL <https://doi.org/10.5755/j01.eie.24.6.22281>.
- S Zahid Nabi Dar and Shailendra Baraniya. Integration of Genetically Tuned DFIG to AGC of Power System. 2020 Third International Conference on Advances in Electronics, Computers and Communications (ICAECC), 7:1–4, 12 2020. doi: 10.1109/icaecc50550.2020.9339496. URL <https://doi.org/10.1109/icaecc50550.2020.9339496>.
- S Zahid Nabi Dar and Mairaj-Ud-Din Mufti. Integration of DFIG in damping LFC characteristics in wind penetrated power system. 2017 Recent Developments in Control Automation Power Engineering, pages 511–515, 10 2017. doi: 10.1109/rdcape.2017.8358324. URL <https://doi.org/10.1109/rdcape.2017.8358324>.
- Gejirifu De, Zhongfu Tan, Menglu Li, Liling Huang, and Xueying Song. Two-Stage Stochastic Optimization for the Strategic Bidding of a Generation Company Considering Wind Power Uncertainty. Energies, 11(12):3527, 12 2018. doi: 10.3390/en11123527. URL <https://doi.org/10.3390/en11123527>.
- Rogério G. De Almeida and J. A. Pecas Lopes. Participation of Doubly Fed Induction Wind Generators in System Frequency Regulation. IEEE Transactions on Power Systems, 22(3):944–950, 8 2007. doi: 10.1109/tpwrs.2007.901096. URL <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2007.901096>.

- Sandeep Dhundhara and Yajvender Pal Verma. Evaluation of CES and DFIG unit in AGC of realistic multisource deregulated power system. International Transactions on Electrical Energy Systems, 27(5):e2304, 11 2016. doi: 10.1002/etep.2304. URL <https://doi.org/10.1002/etep.2304>.
- Sandeep Dhundhara and Yajvender Pal Verma. Capacitive energy storage with optimized controller for frequency regulation in realistic multisource deregulated power system. Energy, 147:1108–1128, 1 2018. doi: 10.1016/j.energy.2018.01.076. URL <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.076>.
- Alejandor Sanchez Dimas. El impacto de los combustibles en los costos de generación termoelectrica. Master's thesis, Universidad Nacional Autónoma de México, 2016.
- V. Donde, M.A. Pai, and I.A. Hiskens. Simulation and optimization in an AGC system after deregulation. IEEE Transactions on Power Systems, 16(3):481–489, 1 2001. doi: 10.1109/59.932285. URL <https://doi.org/10.1109/59.932285>.
- Ahmed. H. A. Elkasem, Salah Kamel, Ahmed Korashy, and Loai Nasrat. Load Frequency Control Design of Two Area Interconnected Power System Using GWO. 2019 IEEE Conference on Power Electronics and Renewable Energy (CPERE), pages 278–283, 10 2019. doi: 10.1109/cpere45374.2019.8980182. URL <https://doi.org/10.1109/cpere45374.2019.8980182>.
- J. Faiz, Gh. Shahgholian, and M. Arezoomand. Analysis and Simulation of the AVR System and Parameters Variation Effects. International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, pages 450–453, 4 2007. doi: 10.1109/powereng.2007.4380101. URL <https://doi.org/10.1109/powereng.2007.4380101>.
- B. Gaitán. Análisis de técnicas de búsqueda para la optimización de redes. Master's thesis, Instituto Tecnológico de Morelia, 2018.
- Alexander Galetovic and Cristián M. Muñoz. Carbón versus viento. Los costos de generar electricidad incluyendo las externalidades ambientales. El

- Trimestre Económico, 78(312):753, 10 2011. doi: 10.20430/ete.v78i312.48. URL <https://doi.org/10.20430/ete.v78i312.48>.
- Vahid Gholamrezaie, Mehdi Ghazavi Dozein, Hassan Monsef, and Bin Wu. An Optimal Frequency Control Method Through a Dynamic Load Frequency Control (LFC) Model Incorporating Wind Farm. IEEE Systems Journal, 12(1):392–401, 3 2017. doi: 10.1109/jsyst.2016.2563979. URL <https://doi.org/10.1109/jsyst.2016.2563979>.
- Avik Ghosh, Arabinda Das, and Amarnath Sanyal. Effect of Exciter and AVR on Transient and Dynamic Stability of an Alternator Using State Space Model. Journal of The Institution of Engineers (India) Series B, 101(5):511–518, 8 2020. doi: 10.1007/s40031-020-00482-5. URL <https://doi.org/10.1007/s40031-020-00482-5>.
- Adam Hirsch, Yael Parag, and Josep Guerrero. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 90:402–411, 4 2018. doi: 10.1016/j.rser.2018.03.040. URL <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.040>.
- Trujillo J. Simulacion del control potencia-frecuencia en un sistema eléctrico de potencia en matlab. Master's thesis, Universidad de Sevilla., 2016.
- Amitkumar V. Jha, Deepak Kumar Gupta, and Bhargav Appasani. The PI Controllers and its optimal tuning for Load Frequency Control (LFC) of Hybrid Hydro-thermal Power Systems. Fourth International Conference on Communication and Electronics Systems, pages 1866–1870, 7 2019. doi: 10.1109/icc45898.2019.9002150. URL <https://doi.org/10.1109/icc45898.2019.9002150>.
- A. Rezaee Jordehi, V. Sohrabi Tabar, and M. Ahmadi Jirdehi. A two-stage stochastic model for security-constrained market clearing with wind power plants, storage systems and elastic demands. Journal of Energy Storage, 51:104550, 4 2022. doi: 10.1016/j.est.2022.104550. URL <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104550>.
- Mohammed Ozayr Abdul Kader, Kayode Timothy Akindeji, and Gulshan Sharma. A Novel Solution for Solving the Frequency Regulation Problem of Renewable Interlinked Power

- System Using Fusion of AI. *Energies*, 15(9):3376, 5 2022. doi: 10.3390/en15093376. URL <https://doi.org/10.3390/en15093376>.
- Vikram Kumar Kamboj, Challa Leela Kumari, Sarbjeet Kaur Bath, Deepak Prashar, Mamon Rashid, Sultan S. Alshamrani, and Ahmed Saeed AlGhamdi. A Cost-Effective Solution for Non-Convex Economic Load Dispatch Problems in Power Systems Using Slime Mould Algorithm. *Sustainability*, 14(5):2586, 2 2022. doi: 10.3390/su14052586. URL <https://doi.org/10.3390/su14052586>.
- Salah Kamel, Ahmed. H. A. Elkasem, Ahmed Korashy, and Mohammed Hassan Ahmed. Sine Cosine Algorithm for Load Frequency Control Design of Two Area Interconnected Power System with DFIG Based Wind Turbine. *2020 International Conference on Computer, Control, Electrical, and Electronics Engineering (ICCCEEE)*, 9 2019. doi: 10.1109/icccee46830.2019.9071208. URL <https://doi.org/10.1109/icccee46830.2019.9071208>.
- Mohamed Khamies, Gaber Magdy, Salah Kamel, and Salah 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)*, pages 1–7, 3 2021. doi: 10.1109/icaacca51523.2021.9465183. URL <https://doi.org/10.1109/icaacca51523.2021.9465183>.
- Maksmilian Lukasz Klimontowicz, A. Al-Hinai, and Jimmy Chih-Hsien Peng. Decentralized sliding mode control for load frequency problem in three - Area power systems. *IEEE 8th GCC Conference Exhibition*, pages 1–5, 2 2015. doi: 10.1109/ieeegcc.2015.7060100. URL <https://doi.org/10.1109/ieeegcc.2015.7060100>.
- Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*. MacGraw Hill, 1 1994. URL <http://ci.nii.ac.jp/ncid/BA21960468>.
- Abdul Latif, S.M. Suhail Hussain, Dulal Chandra Das, and Taha Selim Ustun. State-of-the-art of controllers and soft computing techniques for regulated load frequency

- management of single/multi-area traditional and renewable energy based power systems. *Applied Energy*, 266:114858, 3 2020. doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114858. URL <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114858>.
- Alfredo Dammert Lira, Raúl García Carpio, and Fiorella Molinelli Aristondo. *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Fondo Editorial de la PUCP, 3 2024.
- Xinghua Liu, Siwei Qiao, and Zhiwei Liu. A Survey on Load Frequency Control of Multi-Area Power Systems: Recent Challenges and Strategies. *Energies*, 16(5):2323, 2 2023. doi: 10.3390/en16052323. URL <https://doi.org/10.3390/en16052323>.
- Tarkeshwar Mahto and V. Mukherjee. A novel scaling factor based fuzzy logic controller for frequency control of an isolated hybrid power system. *Energy*, 130:339–350, 5 2017. doi: 10.1016/j.energy.2017.04.155. URL <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.155>.
- J.M. Mauricio, A. Marano, A. Gomez-Exposito, and J.L. Martinez Ramos. Frequency regulation contribution through Variable-Speed Wind Energy Conversion Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(1):173–180, 1 2009. doi: 10.1109/tpwrs.2008.2009398. URL <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2008.2009398>.
- Emad A. Mohamed, Mokhtar Aly, Waleed Alhosaini, and Emad M. Ahmed. Augmenting the Stability of Automatic Voltage Regulators through Sophisticated Fractional-Order Controllers. *Fractal and Fractional*, 8(5):300, 5 2024. doi: 10.3390/fractalfract8050300. URL <https://doi.org/10.3390/fractalfract8050300>.
- Mohamed Mokhtar, Mostafa I. Marei, Mariam A. Sameh, and Mahmoud A. Attia. An Adaptive Load Frequency Control for Power Systems with Renewable Energy Sources. *Energies*, 15(2):573, 1 2022. doi: 10.3390/en15020573. URL <https://doi.org/10.3390/en15020573>.
- Sergio Montoya-Bueno, Jose Muñoz-Hernandez, Javier Contreras, and Luis Baringo. A Benders’ Decomposition Approach for Renewable Generation Investment in Distri-

- bution Systems. Energies, 13(5):1225, 3 2020. doi: 10.3390/en13051225. URL <https://doi.org/10.3390/en13051225>.
- Juan M. Morales, Antonio J. Conejo, Henrik Madsen, Pierre Pinson, and Marco Zugno. Integrating Renewables in Electricity Markets. Springer, 12 2013. doi: 10.1007/978-1-4614-9411-9. URL <https://doi.org/10.1007/978-1-4614-9411-9>.
- J. Morren, S.W.H. De Haan, W.L. Kling, and J.A. Ferreira. Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control. IEEE Transactions on Power Systems, 21(1):433–434, 1 2006. doi: 10.1109/tpwrs.2005.861956. URL <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2005.861956>.
- Vivek Nath and D. K. Sambariya, Dr. Analysis of AGC and AVR for single area and double area power system using fuzzy logic control. International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering, 4, 7 2015. doi: 10.15662/ijareeie.2015.0407075.
- Morsy Nour, Gaber Magdy, Jose Pablo Chaves-Avila, Alvaro Sanchez-Miralles, and Eduard Petlenkov. Automatic Generation Control of a Future Multisource Power System Considering High Renewables Penetration and Electric Vehicles: Egyptian Power System in 2035. IEEE Access, 10:51662–51681, 1 2022. doi: 10.1109/access.2022.3174080. URL <https://doi.org/10.1109/access.2022.3174080>.
- Zavala O. Simulador para el análisis de control de frecuencia en sistemas eléctricos. Tesis de licenciatura, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo., 2003.
- Soroush Oshnoei, Arman Oshnoei, Ali Mosallanejad, and Farhad Haghjoo. Novel load frequency control scheme for an interconnected two-area power system including wind turbine generation and redox flow battery. International Journal of Electrical Power Energy Systems, 130:107033, 4 2021. doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107033. URL <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107033>.
- Isaac Kofi Otchere, Kwabena Amoako Kyeremeh, and Emmanuel Asuming Frimpong. Adaptive PI-GA Based Technique for Automatic Genera-

- tion Control with Renewable Energy Integration. 2022 IEEE PES/IAS PowerAfrica, 8 2020. doi: 10.1109/powerafrica49420.2020.9219960. URL <https://doi.org/10.1109/powerafrica49420.2020.9219960>.
- Abhijith Pappachen and A. Peer Fathima. Critical research areas on load frequency control issues in a deregulated power system: A state-of-the-art-of-review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 72:163–177, 1 2017. doi: 10.1016/j.rser.2017.01.053. URL <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.053>.
- None Lekshmi R. R, S. Balamurugan, and None Sasi K. K. Decentralised automatic generation control strategy for a three area bilateral power market. Biennial International Conference On Power And Energy Systems:Towards Sustainable Energy, pages 1–6, 1 2016. doi: 10.1109/pestse.2016.7516502. URL <https://doi.org/10.1109/pestse.2016.7516502>.
- Rumi Rajbongshi and Lalit Chandra Saikia. Combined control of voltage and frequency of multi-area multisource system incorporating solar thermal power plant using LSA optimised classical controllers. IET Generation Transmission Distribution, 11(10):2489–2498, 1 2017. doi: 10.1049/iet-gtd.2016.1154. URL <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1154>.
- Elyas Rakhshani, Kumars Rouzbehi, and Sedigheh Sadeh. A New Combined Model for Simulation of Mutual Effects between LFC and AVR Loops. 2009 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, 3 2009. doi: 10.1109/appeec.2009.4918066. URL <https://doi.org/10.1109/appeec.2009.4918066>.
- Mohamed M. Refaat, Shady H. E. Abdel Aleem, Yousry Atia, Essam El Din Aboul Zahab, and Mahmoud M. Sayed. A New Decision-Making Strategy for Techno-Economic Assessment of Generation and Transmission Expansion Planning for Modern Power Systems. Systems, 11(1):23, 1 2023. doi: 10.3390/systems11010023. URL <https://doi.org/10.3390/systems11010023>.
- Ranjit Roy, S. P. Ghoshal, and Praghmesh Bhatt. Evolutionary computation based four-area automatic generation control in restructured environment. International Conference

- on Power Systems, pages 1–6, 1 2009. doi: 10.1109/icpws.2009.5442762. URL <https://doi.org/10.1109/icpws.2009.5442762>.
- Hadi Saadat. Power System Analysis. McGraw Hill, 8 1998. URL <http://cds.cern.ch/record/419871>.
- Subhadra Sahoo, Subhransu Sekhar Dash, Narendra Kumar Jena, Binod Kumar Sahu, Ni-mai Charan Patel, and Ramazan Bayindir. SHO designed fuzzy logic based controller for AGC study with capacitor energy storage. 8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications, pages 845–850, 11 2019. doi: 10.1109/icrera47325.2019.8996533. URL <https://doi.org/10.1109/icrera47325.2019.8996533>.
- Peter W. Sauer and M. A. Pai. Power System Dynamics and Stability. Prentice Hall, 1 1998.
- M.R.I. Sheikh, S.M. Mueen, Rion Takahashi, Toshiaki Murata, and Junji Tamura. Application of self-tuning FPIC to AGC for load frequency control in multi-area power system. 2009 IEEE Bucharest PowerTech, 3:1–7, 6 2009. doi: 10.1109/ptc.2009.5282221. URL <https://doi.org/10.1109/ptc.2009.5282221>.
- Hiramani Shukla, Srete Nikolovski, More Raju, Ankur Singh Rana, and Pawan Kumar. A Particle Swarm Optimization Technique Tuned TID Controller for Frequency and Voltage Regulation with Penetration of Electric Vehicles and Distributed Generations. Energies, 15(21):8225, 11 2022. doi: 10.3390/en15218225. URL <https://doi.org/10.3390/en15218225>.
- Ralph E. Steuer. Multiple criteria optimization. Wiley, 1 1986. URL <https://ci.nii.ac.jp/naid/10011751184>.
- Feba Thamar Tomy. 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(19):573–580, 5 2014. doi: 10.15623/ijret.2014.0319103. URL <https://doi.org/10.15623/ijret.2014.0319103>.

- Georgios Tsaousoglou, Juan S. Giraldo, and Nikolaos G. Paterakis. Market Mechanisms for Local Electricity Markets: A review of models, solution concepts and algorithmic techniques. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 156:111890, 12 2021. doi: 10.1016/j.rser.2021.111890. URL <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111890>.
- Yajvender Pal Verma and Ashwani Kumar. Dynamic contribution of variable-speed wind energy conversion system in system frequency regulation. Frontiers in Energy, 6(2):184–192, 6 2012. doi: 10.1007/s11708-012-0185-y. URL <https://doi.org/10.1007/s11708-012-0185-y>.
- Irna Tri Yuniahastuti, Izza Anshori, and Imam Robandi. Load frequency control (LFC) of micro-hydro power plant with Capacitive Energy Storage (CES) using Bat Algorithm (BA). 2020 International Seminar on Application for Technology of Information and Communication (iSemantic), pages 147–151, 8 2016. doi: 10.1109/isemantic.2016.7873828. URL <https://doi.org/10.1109/isemantic.2016.7873828>.
- Mario Gomez Zamudio. Control de frecuencia en sistemas eléctricos desregulados considerando fuentes no convencionales de energía. Master’s thesis, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, 2023.
- Guo-Qiang Zeng, Xiao-Qing Xie, and Min-Rong Chen. An Adaptive Model Predictive Load Frequency Control Method for Multi-Area Interconnected Power Systems with Photovoltaic Generations. Energies, 10(11):1840, 11 2017. doi: 10.3390/en10111840. URL <https://doi.org/10.3390/en10111840>.
- Chunyu Zhang, Shouxiang Wang, and Qianyu Zhao. Distributed economic MPC for LFC of multi-area power system with wind power plants in power market environment. International Journal of Electrical Power Energy Systems, 126:106548, 11 2020. doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106548. URL <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106548>.

Apéndice A

Descripción de Archivo de Datos para Formulación del Sistema

En esta sección se realiza a detalle como debe ser la formulación de los archivos de datos que se utilizan para la solución de los algoritmos genéticos y la solución del sistema de ecuaciones para solucionar el problema de control de frecuencia con regulación de voltaje de múltiples áreas operativas con múltiples unidades de generación.

El archivo de datos se forma de la siguiente forma:

- Renglón 1: se especifica el número de áreas de operativas del sistema.

Los datos se colocan de la siguiente forma: $N \ 0 \ 0 \ 0 \dots$ Donde:

N es el número de áreas de operación totales. El cuadro de datos debe ser una matriz cuadrada por esta razón se debe completar con 0.

- Renglón 2: Se especifican los coeficientes de sincronización T_{ij} entre las áreas de operación y se colocan de la siguiente manera:

$T_{12}, T_{13}, \dots, T_{1N}, T_{23}, \dots, T_{2N}, \dots, T_{N-1,N}$. Al termino de los coeficientes se debe completar con el valor -1 ya que el programa lo requiere.

- Renglón 3: Se especifican las variaciones de demanda contratada en cada área de operación. Se colocan de la siguiente manera:

$$\Delta P_{L1}, \Delta P_{L2}, \dots, \Delta P_{LN}$$

- Renglón 4: Se especifican las variaciones de demanda no contratada en cada área de operación. Se colocan de la siguiente manera:

$$\Delta P_{d1}, \Delta P_{d2}, \dots, \Delta P_{dN}$$

- Renglón 5: Se especifica el número de máquinas reguladoras de frecuencia convencionales o fotovoltaicas por área de operación y posteriormente se especifican las unidades eólicas. Se colocan de la siguiente manera:

$$M_1, M_2, \dots, M_N, M_{e1}, M_{e2}, \dots, M_{eN}$$

Donde: M_N son las máquinas convencionales o solares del área N

M_{eN} Son las unidades eólicas tipo DFIG que existen en cada área de operación.

- Renglón 6: Se especifican los renglones de la matriz GPM y se colocan de la siguiente manera:

Primer renglón, segundo renglón, ..., último renglón.

- Renglón 7: A partir de este renglón se presentan los parámetros generales del sistema y se colocan de la siguiente manera:

$$D_i, 2H_i, \beta_i, k_{pi}, k_{Ii}, n, ns, nd, nh, np, nw, nes, 0, 0, 0, 0, 0, P_{si}, K_{2i}, K_{4i}, K_{5i}, K_{6i}, K_{Gi}, T_{Gi}, K_{Ai}, T_{Ai}, K_{Ei}, T_{Ei}, K_{Ri}, T_{Ri}, V_{refi}, k_{p,AVRi}, K_{I,AVRi}$$

Donde: D_i es el coeficiente de amortiguamiento de la carga, $2H_i$, es la constante de inercia equivalente, β_i es el factor bias de la frecuencia, k_{pi} es la constante proporcional del controlador PI, k_{Ii} es la constante integral del controlador PI, 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, nh es el número de unidades hidroeléctricas, np es el número de unidades fotovoltaicas, nw es el número de unidades eólicas tipo DFIG, nes es el número de dispositivos de almacenamiento de energía, P_{si} es el coeficiente de sincronización del sistema, $K_{2i}, K_{4i}, K_{5i}, K_{6i}$ son los coeficientes de los cambios de potencia, fuerza electromagnética, ángulo del rotor y voltaje en las terminales del generador, K_{Gi} y T_{Gi}

son la ganancia y la constante de tiempo del generador síncrono, K_{Ai} y T_{Ai} son la ganancia y la constante de tiempo del amplificador de voltaje, K_{Ei} y T_{Ei} son la ganancia y la constante de tiempo del excitador de voltaje, K_{Ri} y T_{Ri} son la ganancia y la constante de tiempo del sensor de voltaje, V_{refi} es la referencia del voltaje, $k_{p,AVRi}$ y $k_{I,AVRi}$ son las constantes proporcional e integral del AVR.

- Renglón 7+N: A partir de este renglón se presentan los datos de las unidades en cada área de operación comenzando con la primer área, las unidades térmicas sin recalentamiento, las unidades térmicas con recalentamiento simple, las unidades térmicas con recalentamiento doble, las unidades hidroeléctricas, las unidades fotovoltaicas, las unidades eólicas y por último, los dispositivos de almacenamiento de energía. Esto se deben separar por área de control y cada renglón debe representar una unidad de generación y se colocan de la siguiente forma:

- Unidades térmicas sin recalentamiento: R, T_g, T_t y α_i .

Donde las variables son: la regulación de frecuencia, la constante de tiempo del gobernador, la constante de tiempo de la turbina y el factor de participación de la unidad.

- Unidades térmicas con recalentamiento simple: $R_s, T_{gs}, T_{ts}, \alpha_s, F_{HPs}, F_{IPs}, F_{LPs}, T_{RHs}, T_{COs}$

Donde las variables son: la regulación de frecuencia, la constante de tiempo del gobernador, la constante de tiempo de la turbina, el factor de participación de la unidad, la fracción de alta presión del vapor, la fracción de media presión, la fracción de baja presión, la constante de tiempo del recalentador y la constante de tiempo de conducción a baja presión.

- Unidades térmicas con recalentamiento doble: $R_d, T_{gd}, T_{td}, \alpha_d, F_{HPd}, F_{IPd}, F_{LPd}, T_{RH1d}, T_{COd}, F_{VHPd}$ y T_{RH2d}

Donde las variables son: la regulación de frecuencia, la constante de tiempo del gobernador, la constante de tiempo de la turbina, el factor de participación de la unidad, la fracción de alta presión del vapor, la fracción de media presión,

la fracción de baja presión, la constante de tiempo del primer recalentador, la constante de tiempo de conducción a baja presión, la fracción de vapor a extra alta presión y la constante del segundo recalentador.

- Unidades hidroeléctricas: R_h , T_{gh} , T_{th} , T_H , T_R y α_h

Donde las variables son: la regulación de frecuencia, la constante de tiempo del gobernador, la constante de tiempo de la turbina, la constante H del gobernador, la constante de tiempo R del gobernador y el factor de participación de la unidad.

- Unidades fotovoltaicas: a_{1ni} , a_{2ni} , a_{3ni} , K_{p1ni} y α_p .

Donde las variables son: a_{1ni} y a_{3ni} son los polos de la función de transferencia del panel solar, a_{2ni} es el cero de la función de transferencia del panel solar, K_{p1ni} es la ganancia de la función de transferencia del panel solar y el factor de participación de la unidad.

- Unidad eólica: R_w , T_{rw} , T_{ww} , k_{wP} , k_{wI} , $2H_e$, T_{aw} y α_w .

Donde las variables son: la constante de regulación de frecuencia, la constante de tiempo de medición de frecuencia, la constante de tiempo de medición de frecuencia, las constantes proporcional e integral del controlador PI, la constante de inercia de la unidad, la constante de tiempo de la turbina y el factor de participación de la unidad.

Apéndice B

Parámetros: Casos de Estudio LFC-AVR

B.1. Comprobación de modelos de LFC-AVR

Variable LFC	Valor
D_i	0.8
$2H_i$	10
β_i	1
$k_{I,LFC}$	-6
R_i	0.05
T_{gi}	0.2
T_{ti}	0.5
α_i	1

Tabla B.1: Datos de sistema con una unidad térmica sin recalentamiento

Variable AVR	Valor
P_s	1.5
K_2	0.2
K_4	1.4
K_5	-0.1
K_6	0.5
K_G	0.8
T_G	1.4
K_A	10
T_A	0.1
K_E	1
T_E	0.4
K_R	1
T_R	0.05
$K_{P,AVR}$	1
$K_{I,AVR}$	0.25

Tabla B.2: Datos del regulador automático de voltaje conectado a la unidad térmica sin recalentamiento

B.2. Caso de estudio 1

Área 1	Área 2	Área 3
$T_{12} = 0.2$	$T_{23} = 0.12$	$T_{13} = 0.25$
$D_1 = 0.425$	$D_2 = 0.425$	$D_3 = 0.425$
$2H_1 = 0.2433$	$2H_2 = 0.5667$	$2H_3 = 0.6668$
$\beta_1 = 1.036$	$\beta_2 = 0.9918$	$\beta_3 = 1.7344$
$k_{p1} = -0.3746$	$k_{p2} = -0.324$	$k_{p3} = -0.0011$
$k_{I1} = -0.5206$	$k_{I2} = -2.3611$	$k_{I3} = -0.273$
$R_{11} = 3$	$R_{s12} = 3$	$R_{13} = 3$
$T_{g11} = 0.06$	$T_{gs12} = 0.08$	$T_{g13} = 0.08$
$T_{t11} = 0.4$	$T_{ts12} = 0.36$	$T_{t13} = 0.42$
$R_{21} = 3$	$F_{HPs12} = 0.3$	$R_{h23} = 2.4$
$T_{g21} = 0.08$	$F_{IPs12} = 0.3$	$T_{gh23} = 0.2$
$T_{t21} = 0.36$	$F_{LPs12} = 0.4$	$T_{th23} = 1$
$R_{d31} = 3$	$T_{RHs12} = 7$	$T_{H23} = 28.75$
$T_{gd31} = 0.08$	$T_{COs12} = 0.5$	$T_{R23} = 5$
$T_{td31} = 0.4$	$R_{d22} = 3$	$R_{h33} = 2.4$
$F_{VHPd31} = 0.22$	$T_{gd22} = 0.07$	$T_{gh33} = 0.2$
$F_{HPd31} = 0.22$	$T_{td22} = 0.44$	$T_{th33} = 1$
$F_{IPd31} = 0.3$	$F_{VHPd22} = 0.22$	$T_{H33} = 28.75$
$F_{LPd31} = 0.26$	$F_{HPd22} = 0.22$	$T_{R33} = 5$
$T_{RH1d31} = 4$	$F_{IPd} = 0.3$	$R_{h43} = 2.4$
$T_{COd31} = 0.5$	$F_{LPd22} = 0.26$	$T_{gh43} = 0.2$
$T_{RH2d31} = 11$	$T_{H1d22} = 4$	$T_{th43} = 1$
$P_{s1} = 1.5$	$T_{COd22} = 0.5$	$T_{H43} = 28.75$
$K_{21} = 0.2$	$T_{RHd22} = 11$	$T_{R43} = 5$

Tabla B.3: Parámetros del sistema Caso de estudio 1

$K_{41} = 1.4$	$R_{h32} = 2.4$	$P_{s3} = 1.5$
$K_{51} = -0.1$	$T_{gh32} = 0.2$	$K_{23} = 0.2$
$K_{61} = 0.5$	$T_{th32} = 1$	$K_{43} = 1.4$
$K_{G1} = 0.8$	$T_{H32} = 28.75$	$K_{53} = -0.1$
$T_{G1} = 1.4$	$T_{R32} = 5$	$K_{63} = 0.5$
$K_{A1} = 10$	$P_{s2} = 1.5$	$K_{G3} = 0.8$
$T_{A1} = 0.1$	$K_{22} = 0.2$	$T_{G2} = 1.4$
$K_{E1} = 1$	$K_{42} = 1.4$	$K_{A3} = 10$
$T_{E1} = 0.4$	$K_{52} = -0.1$	$T_{A3} = 0.1$
$K_{R1} = 1$	$K_{62} = 0.5$	$K_{E3} = 1$
$T_{R1} = 0.05$	$K_{G2} = 0.8$	$T_{E3} = 0.4$
$V_{ref1} = 0$	$T_{G2} = 1.4$	$K_{R3} = 1$
$k_{PAVR1} = 0.1$	$K_{A2} = 10$	$T_{R3} = 0.05$
$k_{IAVR1} = 0.06$	$T_{A2} = 0.1$	$V_{ref3} = 0$
	$K_{E2} = 1$	$k_{PAVR3} = 0.1$
	$T_{E2} = 0.4$	$k_{IAVR3} = 0.06$
	$K_{R2} = 1$	
	$T_{R2} = 0.05$	
	$V_{ref2} = 0$	
	$k_{PAVR2} = 0.1$	
	$k_{IAVR2} = 0.06$	

Tabla B.4: Continuación de Parámetros del sistema Caso de estudio 1

B.3. Caso de estudio 2

Área 1	Área 2	Área 3
$T_{12} = 0.2$	$T_{23} = 0.12$	$T_{13} = 0.25$
$D_1 = 0.425$	$D_2 = 0.425$	$D_3 = 0.425$
$2H_1 = 0.2433$	$2H_2 = 0.5667$	$2H_3 = 0.6668$
$\beta_1 = 1.5083$	$\beta_2 = 1.425$	$\beta_3 = 1.925$
$k_{P1} = -0.0266$	$k_{P2} = -2.639$	$k_{P3} = -0.8395$
$k_{I1} = -0.1724$	$k_{I2} = -1.1407$	$k_{I3} = -0.7779$
$R_{11} = 3$	$R_{s22} = 3$	$R_{13} = 3$
$T_{g11} = 0.06$	$T_{gs22} = 0.08$	$T_{g13} = 0.06$
$T_{t11} = 0.4$	$T_{ts22} = 0.36$	$T_{t13} = 0.4$
$R_{s21} = 3$	$F_{HPs22} = 0.3$	$R_{h33} = 2.4$
$T_{gs21} = 0.08$	$F_{IPs22} = 0.3$	$T_{gh33} = 0.2$
$T_{ts21} = 0.36$	$F_{LPs22} = 0.4$	$T_{th33} = 1$
$F_{HPs21} = 0.3$	$T_{RHs22} = 7$	$T_{H33} = 28.75$
$F_{IPs21} = 0.3$	$T_{COs22} = 0.5$	$T_{R33} = 5$
$F_{LPs21} = 0.4$	$R_{d32} = 3$	$R_{h43} = 2.4$
$T_{RHs21} = 7$	$T_{gd32} = 0.07$	$T_{gh43} = 0.2$
$T_{COs21} = 0.5$	$T_{td32} = 0.44$	$T_{th43} = 1$
$R_{h31} = 2.4$	$F_{VHPd32} = 0.22$	$T_{H43} = 28.75$
$T_{gh31} = 0.2$	$F_{HPd32} = 0.22$	$T_{R43} = 5$
$T_{th31} = 1$	$F_{IPd32} = 0.3$	$R_{d23} = 3$
$T_{H31} = 28.75$	$F_{LPd32} = 0.26$	$T_{gd23} = 0.07$
$T_{Rh31} = 5$	$T_{H1d32} = 4$	$T_{td23} = 0.44$
$P_{s1} = 1.5$	$T_{COd32} = 0.5$	$F_{VHP23} = 0.22$
$K_{21} = 0.2$	$T_{RHd32} = 11$	$F_{HP23} = 0.22$
		$F_{IPd23} = 0.3$
		$F_{LPd23} = 0.26$

Tabla B.5: Parámetros del sistema Caso de estudio 2

$K_{41} = 1.4$	$R_{12} = 3$	$P_{s3} = 1.5$
$K_{51} = -0.1$	$T_{g12} = 0.06$	$K_{23} = 0.2$
$K_{61} = 0.5$	$T_{t12} = 0.4$	$K_{43} = 1.4$
$K_{G1} = 0.8$	$P_{s2} = 1.5$	$K_{53} = -0.1$
$T_{G1} = 1.4$	$K_{22} = 0.2$	$K_{63} = 0.5$
$K_{A1} = 10$	$K_{42} = 1.4$	$K_{G3} = 0.8$
$T_{A1} = 0.1$	$K_{52} = -0.1$	$T_{G2} = 1.4$
$K_{E1} = 1$	$K_{62} = 0.5$	$K_{A3} = 10$
$T_{E1} = 0.4$	$K_{G2} = 0.8$	$T_{A3} = 0.1$
$K_{R1} = 1$	$T_{G2} = 1.4$	$K_{E3} = 1$
$T_{R1} = 0.05$	$K_{A2} = 10$	$T_{E3} = 0.4$
$V_{ref1} = 0$	$T_{A2} = 0.1$	$K_{R3} = 1$
$k_{PAVR1} = 0.1$	$K_{E2} = 1$	$T_{R3} = 0.05$
$k_{IAVR1} = 0.06$	$T_{E2} = 0.4$	$V_{ref3} = 0$
$a_{111} = 99.5$	$K_{R2} = 1$	$k_{PAVR3} = 0.1$
$a_{211} = -50$	$T_{R2} = 0.05$	$k_{IAVR3} = 0.06$
$a_{311} = 0.5$	$V_{ref2} = 0$	$T_{RH1d} = 4$
$K_{p111} = -18$	$k_{PAVR2} = 0.1$	$T_{COd23} = 0.5$
	$k_{IAVR2} = 0.06$	$T_{RH2d} = 11$
	$R_{w42} = 3$	$R_{w53} = 3$
	$T_{rw42} = 0.1$	$T_{rw42} = 0.1$
	$T_{ww42} = 6$	$T_{ww53} = 6$
	$k_{wP42} = 1.61$	$k_{wP53} = 1.61$
	$k_{wI42} = 0.1$	$k_{wI53} = 0.1$
	$2H_{e42} = 7$	$2H_{e53} = 7$
	$T_{aw42} = 0.2$	$T_{aw53} = 0.2$

Tabla B.6: Continuación de Parámetros del sistema Caso de estudio 2

Apéndice C

Parámetros: Caso de Estudio Red de Transmisión

C.1. Caso de estudio 1

Los parámetros utilizados en las simulaciones del caso de estudio 2 se presentan en las tablas C.1, C.2, C.3. Los valores mostrados se encuentran en por unidad a una base de 100 MVA.

Datos de linea					Tap de transformador	
Desde el bus	Hasta el bus	R	X	B_{ch}	Magnitud	Ángulo
1	2	0.0026	0.00139	0.4611	1.0	0.0
1	3	0.0546	0.2112	0.0572	1.0	0.0
1	5	0.0218	0.0845	0.0229	1.0	0.0
2	4	0.0328	0.1267	0.0322	1.0	0.0
2	6	0.0497	0.192	0.052	1.0	0.0
3	9	0.0308	0.119	0.0322	1.0	0.0
3	24	0.0023	0.0839	0	1.015	0.0
4	9	0.0268	0.1037	0.0281	1.0	0.0
5	10	0.0228	0.0883	0.0239	1.0	0.0
6	10	0.0139	0.0605	2.459	1.0	0.0
7	8	0.0159	0.0614	0.0166	1.0	0.0
8	9	0.0427	0.1651	0.0447	1.0	0.0
8	10	0.0427	0.1651	0.0447	1.0	0.0
9	11	0.0023	0.0839	0.0	1.03	0.0
9	12	0.0023	0.0839	0.0	1.03	0.0
10	11	0.0023	0.0839	0.0	1.015	0.0
10	12	0.0023	0.0839	0.0	1.015	0.0
11	13	0.0061	0.0476	0.0999	1.0	0.0
11	14	0.0054	0.0418	0.0879	1.0	0.0
12	13	0.0061	0.0476	0.0999	1.0	0.0
12	23	0.0124	0.0966	0.203	1.0	0.0
13	23	0.0111	0.0966	0.1818	1.0	0.0
14	16	0.005	0.0389	0.0818	1.0	0.0
15	16	0.0022	0.0173	0.0364	1.0	0.0
15	21	0.0063	0.049	0.103	1.0	0.0
15	21	0.0063	0.049	0.103	1.0	0.0
15	24	0.0067	0.0519	0.1091	1.0	0.0
16	17	0.0033	0.0259	0.0545	1.0	0.0
16	19	0.003	0.0231	0.0485	1.0	0.0

Tabla C.1: Datos de líneas de transmisión IEEE 24 nodos. Parte 1

Datos de linea					Tap de transformador	
Desde el bus	Hasta el bus	R	X	B_{ch}	Magnitud	Ángulo
17	18	0.0018	0.0144	0.0303	1.0	0.0
17	22	0.0135	0.1053	0.2112	1.0	0.0
18	21	0.0033	0.0259	0.0545	1.0	0.0
18	21	0.0033	0.0259	0.0545	1.0	0.0
19	20	0.0051	0.0396	0.0833	1.0	0.0
19	20	0.0051	0.0396	0.0833	1.0	0.0
20	23	0.0028	0.0216	0.0455	1.0	0.0
20	23	0.0028	0.0216	0.0455	1.0	0.0
21	22	0.0087	0.0678	0.1424	1.0	0.0

Tabla C.2: Datos de líneas de transmisión IEEE 24 nodos. Parte 2

Número de bus	Voltaje de Bus	Ángulo	$P_{carga}(MW)$	$Q_{carga} (MVar)$	$P_{gen} (MW)$	$Q_{gen} (MVar)$	$Q_{sh}(Mvar)$
1	1.035	-7.278	108.0	22.0	172.0	21.47	0.0
2	1.035	-7.369	97.0	20.0	172.0	15.66	0.0
3	0.989	-5.583	180.0	37.0	0.0	0.0	0.0
4	0.997	-9.689	74.0	15.0	0.0	0.0	0.0
5	1.018	-9.689	71.0	14.0	0.0	0.0	0.0
6	1.012	-12.42	136.0	28.0	0.0	0.0	-100
7	1.025	-7.357	125.0	25.0	240.0	51.84	0.0
8	0.992	-11.0881	171.0	35.0	0.0	0.0	0.0
9	1.002	-7.4349	175.0	36.0	0.0	0.0	0.0
10	1.028	-9.5028	195.0	40.0	0.0	0.0	0.0
11	0.989	-2.1540	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	1.00	-1.5174	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	1.02	0.0	265.0	54.0	187.25	133.99	0.0
14	0.98	2.2584	194.0	39.0	0.0	-27.72	0.0
15	1.014	11.5657	317.0	64.0	215.0	-3.95	0.0
16	1.017	10.4487	100.0	20.0	155.0	44.4	0.0
17	1.038	14.9313	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
18	1.05	16.2918	333.0	68.0	400.0	138.73	0.0
19	1.023	8.9174	181.0	37.0	0.0	0.0	0.0
20	1.038	9.5296	128.0	26.0	0.0	0.0	0.0
21	1.05	17.1173	0.0	0.0	400.0	106.91	0.0
22	1.05	22.7659	0.0	0.0	300.0	-29.55	0.0
23	1.05	10.5722	0.0	0.0	660.0	135.59	0.0
24	0.977	5.2991	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla C.3: Datos nodales de la red IEEE 24 nodos

C.2. Caso de estudio 2

Los parámetros utilizados en las simulaciones del caso de estudio 3 se presentan en las tablas C.4, C.5, C.6 y C.7. Los valores mostrados se encuentran en p.u. con una base de 100 MVA y 60 Hz. El nodo seleccionado como slack es el nodo 31 donde se encuentra el generador 2. Además se agrega una compensación de potencia reactiva en el nodo 32 de 10 MVar.

Datos de Linea					Tap de transformador	
Desde el bus	Hasta el bus	R	X	B_{ch}	Magnitud	Ángulo
1	2	0.0035	0.0411	0.6987	1	0
1	39	0.001	0.0250	0.75	1	0
2	3	0.0013	0.0151	0.2572	1	0
2	25	0.007	0.0086	0.146	1	0
3	4	0.0013	0.0213	0.2214	1	0
3	18	0.0011	0.0133	0.2138	1	0
4	5	0.0008	0.0128	0.1342	1	0
4	14	0.0008	0.0129	0.1382	1	0
5	6	0.0002	0.0026	0.0434	1	0
5	8	0.0008	0.0112	0.1476	1	0
6	7	0.0006	0.0092	0.113	1	0
6	11	0.0007	0.0082	0.1389	1	0
7	8	0.0004	0.0046	0.078	1	0
8	9	0.0023	0.0363	0.3804	1	0
9	39	0.001	0.025	1.2	1	0
10	11	0.0004	0.0043	0.0729	1	0
10	13	0.0004	0.0043	0.0729	1	0
13	14	0.0009	0.0101	0.1723	1	0
14	15	0.0018	0.0217	0.366	1	0
15	16	0.0009	0.0094	0.171	1	0
16	17	0.0007	0.0089	0.1342	1	0
16	19	0.0016	0.0195	0.304	1	0
16	21	0.0008	0.0135	0.2548	1	0
16	24	0.0003	0.0059	0.068	1	0
17	18	0.0007	0.0082	0.1319	1	0
17	27	0.0013	0.0173	0.3216	1	0
21	22	0.0008	0.014	0.2565	1	0
22	23	0.0006	0.0096	0.1846	1	0

Tabla C.4: Datos de Lineas de Transmisión sistema IEEE 39 Nodos

Continuación de tabla C.4						
Datos de línea					Tap de transformador	
Desde el bus	Hacia el bus	R	X	B	Magnitud	Ángulo
23	24	0.0022	0.035	0.361	1	0
25	26	0.0032	0.0323	0.513	1	0
26	27	0.0014	0.0147	0.2396	1	0
26	28	0.0043	0.0474	0.7802	1	0
26	29	0.0057	0.0625	1.029	1	0
28	29	0.0014	0.0151	0.249	1	0
12	11	0.0016	0.0435	0	1.006	0
12	13	0.0016	0.0435	0	1.006	0
6	31	0	0.025	0	1.07	0
10	32	0	0.02	0	1.07	0
19	33	0.0007	0.0142	0	1.07	0
20	34	0.0009	0.018	0	1.009	0
22	35	0	0.0143	0	1.025	0
23	36	0.0005	0.0272	0	1	0
25	37	0.0006	0.0232	0	1.025	0
2	30	0	0.0181	0	1.025	0
29	38	0.0008	0.0156	0	1.025	0
19	20	0.0007	0.0138	0	1.06	0

Tabla C.5: Continuación de tabla C.4

Código de Bus	Voltaje de Bus	Ángulo	$P_{gen}(MW)$	$Q_{gen}(MVar)$	$P_{carga}(MW)$	$Q_{carga}(MVar)$	Nº de Unidad
1	1.039	-13.5366	0	0	97.6	44.2	–
2	1.048	-9.7852	0	0	0	0	–
3	1.03	-12.2763	0	0	322	2.4	–
4	1.004	-12.6267	0	0	500	184	–
5	1.006	-11.1923	0	0	0	0	–
6	1.008	-10.4083	0	0	0	0	–
7	0.998	-12.7556	0	0	233.8	84	–
8	0.997	-13.335	0	0	522.0	176.6	–
9	1.03	-14.1708	0	0	6.5	-66.6	–
10	1.017	-8.1708	0	0	0	0	–
11	1.013	-8.9369	0	0	0	0	–
12	1.0	-8.9988	0	0	8.53	88	–
13	1.014	-8.9299	0	0	0	0	–
14	1.01	-10.7152	0	0	0	0	–
15	1.016	-11.3453	0	0	320	153	–
16	1.032	-10.0333	0	0	329	32.3	–
17	1.034	-11.1164	0	0	0	0	–
18	1.031	-11.9861	0	0	158	30	–
19	1.05	-5.41	0	0	0	0	–
20	0.991	-6.8211	0	0	680	103	–

Tabla C.6: Datos nodales de la red IEEE 39 nodos. Parte 1

Código de Bus	Voltaje de Bus	Ángulo	$P_{gen}(MW)$	$Q_{gen}(MVar)$	$P_{carga}(MW)$	$Q_{carga}(MVar)$	Nº de Unidad
21	1.032	-7.6287	0	0	274	115	–
22	1.05	-3.1831	0	0	0	0	–
23	1.045	-3.3812	0	0	247.5	84.6	–
24	1.038	-9.9137	0	0	308.6	-92.2	–
25	1.057	-8.3692	0	0	224	47.2	–
26	1.052	-9.4387	0	0	139	17	–
27	1.038	-11.3621	0	0	281	75.5	–
28	1.05	-5.9283	0	0	206	27.6	–
29	1.05	3.1698	0	0	283.5	26.9	–
30	1.049	-7.37041	250	151.7616	0	0	10
31	0.982	0	677.8711	221.5744	9.2	4.6	2
32	0.984	-0.1884	650	187.5957	0	0	3
33	0.997	-0.1931	632	108.2927	0	0	4
34	1.012	-1.6311	508	166.6883	0	0	5
35	1.049	1.7765	650	210.6613	0	0	6
36	1.063	4.4684	560	100.1647	0	0	7
37	1.028	-1.5828	540	-1.3694	0	0	8
38	1.026	3.8928	830	21.7372	0	0	9
39	1.03	-14.5352	1000	78.4673	1104	250	1

Tabla C.7: Datos nodales de la red IEEE 39 nodos. Parte 2

Formato de declaración de originalidad y uso de Inteligencia Artificial

Coordinación General de Estudios de Posgrado
Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo

Morelia, Mich., a 26 de Febrero de 2026

A quien corresponda,

Por este medio, el/la abajo firmante, bajo protesta de decir verdad, declara lo siguiente:

- que presenta para revisión el manuscrito cuyos detalles se especifican abajo.
- que todas las fuentes consultadas para la elaboración del manuscrito están debidamente identificadas dentro del cuerpo del texto, e incluidas en la lista de referencias.
- que, en caso de haber usado un sistema de inteligencia artificial, en cualquier etapa del desarrollo de su trabajo, lo ha especificado en la tabla que se encuentra en este documento.
- que conoce la normativa de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, en particular los Incisos IX y XII del artículo 85, y los artículos 88 y 101 del Estatuto Universitario de la UMSNH, además del transitorio tercero del Reglamento General para los Estudios de Posgrado de la UMSNH.

Atentamente,

C.

Datos del manuscrito que se presenta a revisión		
Programa educativo	Programa de maestría en ciencias en Ingeniería Eléctrica	
Título del trabajo	Control de frecuencia y voltaje en sistemas eléctricos de potencia operados en ambiente de mercados de energía	
	Nombre	Correo electrónico
Autor/es	Diego Ulises Borba Galindo	23306321 @ umich . mx
Director	Juan Carlos Silva Chávez	Juan. Silva @ Umich . mx
Codirector		
Coordinador del programa	Norberto Garcia Barriga	norberto.garcia @ Umich . mx

Uso de Inteligencia Artificial

Rubro	Uso (sí/no)	Descripción
Asistencia en la redacción	Sí	Correcciones ortográficas, puntuación y errores de sintaxis para más claridad.
Traducción al español	No	
Traducción a otra lengua	No	
Revisión y corrección de estilo	Sí	Ayuda a mejorar la sintaxis y léxico para la claridad de la información.
Análisis de datos	No	
Búsqueda y organización de información	No	
Formateo de las referencias bibliográficas	No	
Generación de contenido multimedia	No	
Otro		

Diego Ulises Barba Galindo

CONTROL DE FRECUENCIA Y VOLTAJE EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA OPERADOS EN AMBIENTE DE ME...

 Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::3117:561254999

Fecha de entrega

26 feb 2026, 12:56 p.m. GMT-6

Fecha de descarga

26 feb 2026, 1:56 p.m. GMT-6

Nombre del archivo

CONTROL DE FRECUENCIA Y VOLTAJE EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA OPERADOS EN AMB....pdf

Tamaño del archivo

8.4 MB

248 páginas

58.367 palabras

279.486 caracteres

9% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe

- Texto citado
- Texto mencionado
- Coincidencias menores (menos de 10 palabras)

Fuentes principales

- 8%  Fuentes de Internet
- 5%  Publicaciones
- 0%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alerta de integridad para revisión

-  **Caracteres reemplazados**
582 caracteres sospechosos en N.º de páginas
Las letras son intercambiadas por caracteres similares de otro alfabeto.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.