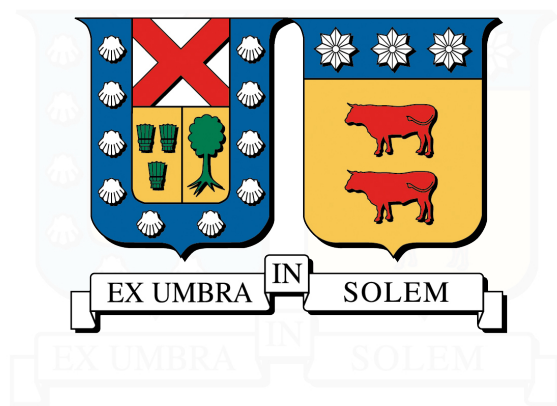


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
VALPARAISO - CHILE



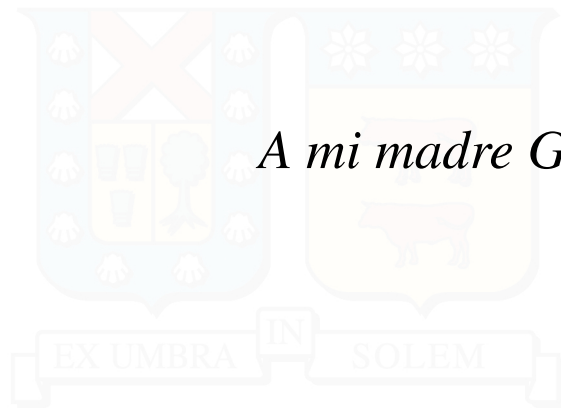
**DESARROLLO DE UN MODELO MATEMÁTICO PARA EL PROBLEMA DE
PREDESPACHO DE UNIDADES APLICADO A UN SISTEMA DE BAJA
INERCIA.**

JOSÉ PATRICIO ARAYA VIGNOLO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

PROFESOR GUÍA	:	DR. ALEJANDRO ANGULO.
PROFESOR CORREFERENTE	:	DR. VÍCTOR HINOJOSA.
CORREFERENTE EXTERNO	:	SR. FRANCISCO BELTRÁN.

ENERO 2024



A mi madre Gloria.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero expresar mi profundo agradecimiento a mi madre, Gloria, por su inquebrantable apoyo durante todo mi periodo como estudiante y por ser el mejor ejemplo de dedicación al trabajo y las recompensas que este conlleva.

Asimismo, deseo agradecer sinceramente a todo el personal del Departamento de Ingeniería Eléctrica, quienes día a día contribuyeron a mi formación proporcionándome conocimientos y habilidades fundamentales para mi desarrollo profesional. Quiero hacer un agradecimiento especial al Dr. Alejandro Angulo, quien desde mis primeros días como estudiante confió en mis capacidades y ha sido un trampolín fundamental para mi actual etapa laboral. Su apoyo y guía han sido invaluableles en mi trayectoria académica y profesional.

Agradezco a ANID, que por medio del proyecto basal FB0008 “Advanced Center for Electrical and Electronic Engineering, AC3E” y el proyecto Fondecyt Regular N° 1210625, ha colaborado en el desarrollo de este trabajo.

Expreso mi sincero agradecimiento a la empresa B&B Asociados, en particular al Sr. Francisco Beltrán, por ser el patrocinador de este trabajo y ofrecerme la invaluable oportunidad de desarrollarme profesionalmente. Su apoyo y respaldo han sido esenciales para el éxito de este proyecto, y agradezco la confianza depositada en mí durante todo este proceso.

Además, quiero agradecer a mi colega Jose Luis por sus valiosas enseñanzas y apoyo en el manejo y modelado en el software PowerFactory DigSilent. Su colaboración ha sido fundamental para superar los desafíos técnicos y avanzar en el desarrollo de este proyecto.

Quiero expresar mi agradecimiento a mi amigo Andrés por su constante preocupación y aliento durante mi etapa como estudiante. Sus sinceros mensajes al comienzo de cada semana y su inquebrantable disponibilidad para conversar fueron un respaldo invaluable. Su apoyo moral y amistad han sido pilares importantes en mi trayectoria académica.

Finalmente, quiero expresar mi agradecimiento a mis amigos Víctor, Martín y Alex, a mi compadre Felipe y a todos aquellos que siempre se preocuparon por el estado de mi trabajo de título. La amistad y el aliento constante de estas personas han sido una fuente de motivación y fortaleza, y estoy agradecido por contar con su apoyo en esta etapa significativa de mi vida académica y profesional.

RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo desarrolla e implementa una herramienta para mejorar significativamente el problema de pre-despacho de unidades de generación. Esta herramienta introduce restricciones adicionales al modelo convencional de pre-despacho, basándose en un modelo simplificado de respuesta en frecuencia que incluye dinámicas de respuesta inercial y control primario de frecuencia.

Se enfrentan desafíos no lineales al incorporar restricciones relacionadas con el RoCoF, el nadir y la desviación en estado estacionario de la frecuencia. Se propone una reformulación alternativa para las restricciones bilineales y no lineales, abordando la complejidad a través del método de bandas superiores e inferiores, específicamente para las expresiones bilineales. En cuanto a los términos no lineales, se aproximan utilizando el método de mínimos cuadrados. El modelo resultante se formula en el lenguaje de programación AMPL y se resuelve mediante CPLEX.

Las restricciones añadidas muestran un desempeño positivo, validado mediante simulaciones dinámicas en herramientas como Simulink de Matlab, utilizando sistemas de estudio como el sistema de 39 barras de la IEEE y el Sistema Mediado Aysén. Los resultados en el sistema de 39 barras confirman la efectividad de las métricas de frecuencia bajo contingencias pre-seleccionadas.

En el caso del Sistema Mediado Aysén, se destaca la necesidad de estimar parámetros dinámicos mediante ensayos en PowerFactory DigSilent. Las simulaciones demuestran que el modelo con restricciones ajusta adecuadamente el estado y despacho de las unidades frente a contingencias de tipo N-1.

Se reconoce una aproximación propuesta para el nadir de frecuencia que genera un error simulado, pero los resultados respaldan su utilidad. Se destaca la sensibilidad de la función de nadir respecto a la constante de tiempo equivalente de los generadores, sugiriendo la necesidad de ajustar este parámetro según las condiciones específicas del sistema.

Además, se señala que las simulaciones completas del Sistema Mediado Aysén incorporan la acción del control secundario de frecuencia, no contemplado en el modelo formulado. Aunque esto introduce diferencias notables en los transitorios, se destaca que, para la evaluación del desempeño de las restricciones, la acción del control secundario de frecuencia resulta beneficiosa al llevar la frecuencia del sistema a valores más conservadores.

En resumen, la herramienta propuesta muestra una mejora sustantiva en el pre-despacho de unidades de generación, abordando desafíos no-lineales y demostrando su eficacia mediante simulaciones dinámicas en sistemas reales

ABSTRACT

This study presents the development and application of a new tool aimed at enhancing the planning stage of power generation. This tool adds extra rules to the traditional planning methods, using a streamlined model that considers the immediate and primary responses of the system to frequency changes.

The tool faces complex issues due to new rules that take into account rate of change of frequency, the lowest point of frequency drop, and long-term frequency variations. To tackle this, a new approach is suggested for handling the complex and non-linear aspects of these rules, employing a technique that sets upper and lower limits, especially useful for certain mathematical expressions. For approximating non-linear elements, a method based on minimizing the sum of squared errors is used. The final model, written in the AMPL programming language, is processed using the CPLEX solver.

The effectiveness of these new rules is confirmed through dynamic simulations using tools like Simulink in Matlab, and on different power systems such as the 39-bus IEEE system and the Aysén Medium-Size Power System. The simulations on the 39-bus system show that the tool successfully manages frequency during specific emergency scenarios.

For the Aysén Medium-Size Power System, it's crucial to estimate dynamic parameters through tests in PowerFactory DigSilent. The simulations show that the new model accurately controls the operation and allocation of generation units during single-unit outages.

Although there's an approximation in the method used for calculating the lowest frequency after a disturbance, the results is still useful. The study highlights how sensitive this lowest frequency calculation is to the time constant settings of generators, suggesting the need for adjustments based on the specific characteristics of the system.

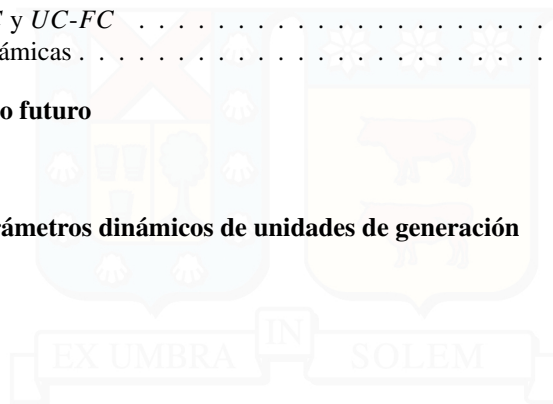
The complete simulations of the Aysén Medium-Size Power System also consider secondary frequency control, which is not included in the original model. Despite some differences in the system's initial response, including secondary frequency control is beneficial for assessing the performance of the new rules, as it helps stabilize the system's frequency.

In conclusion, the introduced tool marks a significant advancement in the planning phase for power generation, effectively handling complex issues and demonstrating its utility through practical simulations.

Índice de Contenidos

1. Introducción	1
1.1. Problema	1
1.2. Justificación del tema	2
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo general	3
1.3.2. Objetivos específicos	3
2. Marco Teórico	4
2.1. Sistemas Medianos	4
2.1.1. Desafíos de control de frecuencia en Sistemas Medianos	4
2.1.2. Normativa vigente	5
2.2. Pre-despacho de unidades de generación	7
2.2.1. Conjuntos y parámetros	7
2.2.1.1. Conjuntos	7
2.2.1.2. Parámetros	7
2.2.2. Variables	9
2.2.3. Función objetivo	9
2.2.4. Restricciones	9
2.3. Control de Frecuencia	12
2.3.1. Respuesta inercial	12
2.3.2. Control Primario de Frecuencia	14
2.3.3. Control Secundario de Frecuencia	15
2.3.4. Esquemas de desconexión automáticos de generación/carga	15
3. Propuesta metodológica	16
3.1. Dinámica de la frecuencia	17
3.1.1. Métricas de la dinámica de frecuencia.	19
3.1.2. Restricciones de frecuencia	20
3.2. Formulación del UC-FC	21
3.2.1. Nadir de frecuencia	21
3.2.2. RoCoF	24
3.2.3. Desviación en estado estacionario	25
3.3. Modelo simplificado de gobernadores	26
4. Estudio de casos	27
4.1. Simulación dinámica	27
4.2. Sistema 39 barras	29
4.2.1. Descripción del sistema	29
4.2.2. Análisis de resultados	33
4.3. Aplicación en sistemas medianos	60
4.3.1. Descripción del SM Aysén	60

4.4. Problema de UC-FC aplicado al SM Aysén	65
4.4.1. Definición de escenario de estudio	65
4.4.2. RoCoF	68
4.4.3. Nadir de frecuencia	70
4.4.4. Restricción de desviación en estado estacionario	73
5. Análisis y resultados	75
5.1. Comparación <i>UC</i> y <i>UC-FC</i>	75
5.2. Simulaciones dinámicas	77
6. Conclusiones y trabajo futuro	83
Bibliografía	85
A. Determinación de parámetros dinámicos de unidades de generación	86



Índice de Tablas

2.1. Distribución de la capacidad instalada de los Sistemas Medianos en Chile.	4
2.2. Límites para la tensión en los diferentes estados [2].	6
3.1. Parámetros dinámicos de los reguladores de velocidad para distintos tipos de plantas [13].	26
4.1. Parámetros de las unidades de generación del sistema de 39 barras de la IEEE.	30
4.2. Parámetros de las líneas de distribución del sistema en estudio. Parte 1.	30
4.3. Parámetros de las líneas de distribución del sistema en estudio. Parte 2.	31
4.4. Distribución de las cargas en las barras del sistema.	32
4.5. Características principales del hardware.	33
4.6. Demanda total en MW del sistema en estudio. Ensayos restricción $RoCoF$	35
4.7. Resumen costos y tiempos de ejecución UC. Ensayo restricción $RoCoF$	35
4.8. Análisis preliminar $RoCoF$ para periodos 6, 9, 11 y 14 problema del UC. Ensayo restricción $RoCoF$	37
4.9. Resumen resultados ensayo de barrido $RoCoF$, con $\Delta_{RoCoF} = 1\%$	38
4.10. Resumen resultados ensayo de barrido $RoCoF$, con $\Delta_{RoCoF} = 0.1\%$	38
4.11. Resultados rutina de selección N_{hyp} , N_{secMRF} y N_{secP} . Parte 1.	43
4.12. Resultados rutina de selección N_{hyp} , N_{secMRF} y N_{secP} . Parte 2.	44
4.13. Mejor resultado de rutina de selección N_{hyp} , N_{secMRF} y N_{secP}	44
4.14. Resultados barrido con enmallamiento más fino de N_{hyp} , N_{secMRF} y N_{secP}	45
4.15. Demanda total en MW del sistema en estudio. Ensayos restricción de Nadir de frecuencia.	46
4.16. Resumen costos y tiempos de ejecución UC. Ensayo restricción de nadir.	47
4.17. Resumen resultados ensayo de barrido $Nadir_{lim}$, con $\Delta_{Nadir_{lim}} = 1\%$	49
4.18. Resultados barrido $Nadir_{lim}$, con $\Delta_{Nadir_{lim}} = 0.1\%$	49
4.19. Error porcentual entre el nadir de frecuencia teórico y simulado. Ensayos 12 al 22.	52
4.20. Demanda total en MW del sistema en estudio. Ensayos restricción Δf_{ss}	54
4.21. Resumen costos y tiempos de ejecución UC. Ensayo restricción Δf_{ss}	54
4.22. Análisis preliminar Δf_{ss} para periodos 3, 13 y 20 problema del UC. Ensayo restricción Δf_{ss}	55
4.23. Resumen resultados ensayo de barrido Δf_{ss} , con $\Delta_{\Delta f_{ss}} = 1\%$	56
4.24. Resultados barrido Δf_{ss} , con $\Delta_{\Delta f_{ss}} = 0.1\%$	57
4.25. Parámetros técnicos y económicos de las unidades de la central Puerto Aysén.	61
4.26. Parámetros técnicos y económicos de las unidades de la central Chacabuco.	61
4.27. Parámetros técnicos y económicos de las unidades de generación de la central San Víctor.	62
4.28. Parámetros técnicos y económicos de las unidades de generación del PE Alto Baguales.	62
4.29. Parámetros técnicos y económicos de las unidades de generación de la Central Lago atravesado.	62
4.30. Parámetros técnicos y económicos de las unidades de generación de la Central Monreal.	62
4.31. Parámetros técnicos y económicos de las unidades de generación de la Central Tehuelche.	63
4.32. Definición barras para sistema simplificado del SM Aysén.	64
4.33. Parámetros líneas y transformadores del SM Aysén.	64
4.34. Cargas equivalentes y barra asociada al modelo simplificado del SM Aysén.	64
4.35. Asignación porcentual de la demanda en las cargas equivalentes del SM Aysén.	66
4.36. Análisis métricas de frecuencia para escenarios críticos.	67

4.37. Error porcentual aproximación de nadir.	72
4.38. Resultados UC-FC restricción de Δf_{ss} , parámetros equivalentes relativos a la Δf_{ss}	73
5.1. Tiempo computacional de los modelos UC y UC-FC.	76
5.2. Despachos de potencia activa, modelos UC y UC-FC para el periodo 4.	78
5.3. Errores para el RoCoF de frecuencia, Simulación UC, $RoCoF_{lim} = 0,045$ y $RoCoF_{lim} = 0,045$	80
5.4. Errores para el nadir de frecuencia, Simulación UC, $RoCoF_{lim} = 0,045$ y $RoCoF_{lim} = 0,045$	81
5.5. Errores para el nadir de frecuencia, Simulación UC, $RoCoF_{lim} = 0,045$ y $RoCoF_{lim} = 0,045$	82
A.1. Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5106 Lago Atravesado.	89
A.2. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5106 Lago Atravesado.	89
A.3. Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5106 Lago Atravesado.	90
A.4. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5107 Lago Atravesado.	90
A.5. Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5143 Monreal.	91
A.6. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5143 Monreal.	91
A.7. Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5806 Tehuelche.	92
A.8. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5806 Tehuelche.	92
A.9. Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5807 Tehuelche.	93
A.10. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5807 Tehuelche.	93
A.11. Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5101 Tehuelche.	94
A.12. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5101 Tehuelche.	94
A.13. Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5102 Tehuelche.	95
A.14. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5102 Tehuelche.	95
A.15. Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5103 Tehuelche.	96
A.16. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5103 Tehuelche.	96
A.17. Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5147 Tehuelche.	97
A.18. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5147 Tehuelche.	97
A.19. Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5736 Tehuelche.	98
A.20. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5736 Tehuelche.	98
A.21. Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5748 Tehuelche.	99
A.22. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5748 Tehuelche.	99
A.23. Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5112 Chacabuco.	100
A.24. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5112 Chacabuco.	100
A.25. Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5113 Chacabuco.	101
A.26. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5113 Chacabuco.	101
A.27. Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5148 Chacabuco.	102
A.28. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5148 Chacabuco.	102
A.29. Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5805 Chacabuco.	103
A.30. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5805 Chacabuco.	103
A.31. Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5804 Chacabuco.	104
A.32. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5804 Chacabuco.	104
A.33. Parámetros estimados del gobernador. 5114 Puerto Aysén.	105
A.34. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5114 Puerto Aysén.	105
A.35. Parámetros estimados del gobernador. 5657 Puerto Aysén.	106
A.36. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5657 Puerto Aysén.	106
A.37. Parámetros estimados del gobernador. 5116 Puerto Aysén.	107
A.38. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5116 Puerto Aysén.	107
A.39. Parámetros estimados del gobernador. 5117 Puerto Aysén.	108
A.40. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5117 Puerto Aysén.	108
A.41. Parámetros estimados del gobernador. 5118 Puerto Aysén.	109
A.42. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5118 Puerto Aysén.	109
A.43. Parámetros estimados del gobernador. SV San Víctor.	110
A.44. Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad SV Central San Víctor.	110

A.45. Resumen parámetros dinámicos estimados para las unidades de generación del SM Aysén. . .	111
--	-----

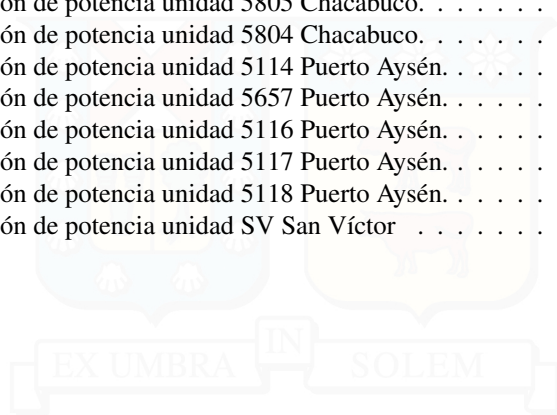


Índice de Figuras

1.1. Respuesta dinámica de la frecuencia frente a un evento de pérdida de generación en el sistema [7].	2
2.1. Límites de la frecuencia para cada estado del SM.	6
2.2. Etapas de la respuesta en frecuencia. [9]	12
2.3. Función de transferencia de la ecuación de <i>swing</i> [14].	13
2.4. Función de transferencia de la ecuación de <i>swing</i> con dependencia de la carga [14].	13
2.5. Esquema de regulador de velocidad [14].	14
2.6. Esquema de control de un regulador de velocidad [14].	14
3.1. Propuesta metodológica, elaboración propia.	16
3.2. Diagrama de bloques del modelo simplificado de la respuesta dinámica en frecuencia [8].	17
3.3. Ilustración gráfica respuesta dinámica en frecuencia, elaboración propia.	20
3.4. Representación posibles valores de nadir tras una pérdida de generación [13].	21
4.1. Modelo simplificado completo del sistema de 39 barras de la IEEE para la simulación dinámica de la respuesta en frecuencia.	28
4.2. Diagrama unilineal del sistema de 39 barras de la IEEE.	29
4.3. Diagrama unilineal del sistema de 39 barras de la IEEE para los ensayos de la taza de cambio de la frecuencia.	34
4.4. Estados de las unidades de generación para el problema del UC. Ensayo restricción de <i>RoCoF</i>	35
4.5. Potencia activa de las unidades de generación para el problema del UC. Ensayo restricción de <i>RoCoF</i>	36
4.6. Reserva en giro positiva de las unidades de generación para el problema del UC. Ensayo restricción de <i>RoCoF</i>	37
4.7. Generación asignada a unidades 4, 5 y 6. Ensayo restricción de <i>RoCoF</i>	39
4.8. Costo operacional en función del límite de <i>RoCoF</i>	39
4.9. Respuesta dinámica de la frecuencia ensayos 19, 18, 17, 16, 15 y 14	40
4.10. Respuesta dinámica de la frecuencia ensayos 13, 12, 11 y 10	41
4.11. Compilación respuesta dinámica de la frecuencia, resultados ensayos 10, 12, 14, 16, 18 y 20.	41
4.12. Compilación respuesta dinámica de la frecuencia, resultados ensayos 11, 13, 15, 17 y 19.	42
4.13. Representación gráfica del nadir real y ajuste lineal con mejor coeficiente de correlación.	45
4.14. Representación gráfica del nadir real con enmallado de 5 divisiones y ajuste lineal de 8 planos cortantes.	46
4.15. Estados de las unidades de generación para el problema del UC.	47
4.16. Potencia activa de las unidades de generación para el problema del UC.	48
4.17. Generación asignada a unidades 5, 6, 7, 8 y 9. Barrido $Nadir_{lim}$, con $\Delta Nadir_{lim} = 0.1\%$	50
4.18. Costo operacional en función del límite de nadir.	50
4.19. Respuesta dinámica de la frecuencia para los ensayos UC, 12, 13, 14 y 15.	51
4.20. Respuesta dinámica de la frecuencia para los ensayos 16, 17, 18 y 19.	51
4.21. Respuesta dinámica de la frecuencia para los ensayos 20, 21 y 22.	52

4.22. Diagrama unilineal del sistema de 39 barras de la IEEE para los ensayos de la desviación en estado estacionario de la frecuencia.	53
4.23. Estados de las unidades de generación para el problema del UC. Ensayo restricción Δf_{ss} . . .	54
4.24. Despacho de las unidades de generación para el problema del UC. Ensayo restricción Δf_{ss} . .	55
4.25. Reserva en giro positiva de las unidades de generación para el problema del UC. Ensayo restricción Δf_{ss}	56
4.26. Generación asignada a unidades 1, 2 y 5. Barrido de Δf_{ss}	57
4.27. Costo operacional en función del Δf_{sslim}	58
4.28. Respuesta dinámica de la frecuencia para los ensayos UC, 11, 13, 15 y 17.	59
4.29. Respuesta dinámica de la frecuencia para los ensayos 10, 12, 14, 16 y 18.	59
4.30. Diagrama unilineal SM Aysén.	60
4.31. Diagrama unilineal simplificado del SM Aysén	63
4.32. Perfil de demanda máxima SM Aysén proyectada al año 2023	65
4.33. Resultado UC para el SM Aysén, unidades en servicio.	66
4.34. Potencia activa despachada, resultado UC para el SM Aysén.	67
4.35. Potencia activa despachada, resultados UC-FC del SM Aysén para el periodo 4. Restricción de RoCoF.	68
4.36. Respuesta dinámica de la frecuencia resultados UC-FC para el periodo 4. Restricción de RoCoF. .	69
4.37. Función de nadir de frecuencia y aproximación mediante planos cortantes.	70
4.38. Potencia activa despachada, resultados UC-FC del SM Aysén para el periodo 3. Restricción de nadir de frecuencia.	71
4.39. Respuesta dinámica de la frecuencia resultados UC-FC para el periodo 4. Restricción de nadir .	72
4.40. Potencia activa despachada, resultados UC-FC del SM Aysén para el periodo 1. Restricción de Δf_{ss}	73
4.41. Respuesta dinámica de la frecuencia resultados UC-FC para el periodo 1. Restricción de Δf_{ss} . Parte 1.	74
4.42. Respuesta dinámica de la frecuencia resultados UC-FC para el periodo 1. Restricción de Δf_{ss} . Parte 2.	74
5.1. Modelo PowerFactory DigSilent del sistema simplificado del SM Aysén.	77
5.2. Respuesta en frecuencia UC, salida intempestiva U5106 Lago atravesado. Simulación con $T_g = 16s$	78
5.3. Respuesta en frecuencia UC, salida intempestiva U5106 Lago atravesado. Simulación con $T_g = 44s$	78
5.4. Respuesta en frecuencia y potencia eléctrica UC, salida intempestiva U5106 Lago atravesado. Simulación con $T_g = 44s$	79
5.5. Acercamiento respuesta en frecuencia UC, salida intempestiva U5106 Lago atravesado. $T_g = 44s$	80
5.6. Respuesta en frecuencia ante la salida intempestiva de la unidad 5106. Simulación PF DigSilent y respuesta estimada. $T_g=28.5s$	81
A.1. Modelamiento en PowerFactory DigSilent para el ensayo de respuesta a escalón de potencia. .	86
A.2. Ajustes Switch Event para el ensayo dinámico.	87
A.3. Modelamiento en Simulink para el ensayo de respuesta a escalón de potencia.	87
A.4. Selección de parámetros a estimar.	88
A.5. Definición de variables y selección de vectores de datos.	88
A.6. Respuesta a escalón de potencia unidad 5106 Lago Atravesado.	89
A.7. Respuesta a escalón de potencia unidad 5107 Lago Atravesado.	90
A.8. Respuesta a escalón de potencia unidad 5143 Monreal.	91
A.9. Respuesta a escalón de potencia unidad 5806 Tehuelche.	92
A.10. Respuesta a escalón de potencia unidad 5807 Tehuelche.	93
A.11. Respuesta a escalón de potencia unidad 5101 Tehuelche.	94
A.12. Respuesta a escalón de potencia unidad 5102 Tehuelche.	95
A.13. Respuesta a escalón de potencia unidad 5103 Tehuelche.	96

A.14. Respuesta a escalón de potencia unidad 5147 Tehuelche.	97
A.15. Respuesta a escalón de potencia unidad 5736 Tehuelche.	98
A.16. Respuesta a escalón de potencia unidad 5748 Tehuelche.	99
A.17. Respuesta a escalón de potencia unidad 5112 Chacabuco.	100
A.18. Respuesta a escalón de potencia unidad 5113 Chacabuco.	101
A.19. Respuesta a escalón de potencia unidad 5148 Chacabuco.	102
A.20. Respuesta a escalón de potencia unidad 5805 Chacabuco.	103
A.21. Respuesta a escalón de potencia unidad 5804 Chacabuco.	104
A.22. Respuesta a escalón de potencia unidad 5114 Puerto Aysén.	105
A.23. Respuesta a escalón de potencia unidad 5657 Puerto Aysén.	106
A.24. Respuesta a escalón de potencia unidad 5116 Puerto Aysén.	107
A.25. Respuesta a escalón de potencia unidad 5117 Puerto Aysén.	108
A.26. Respuesta a escalón de potencia unidad 5118 Puerto Aysén.	109
A.27. Respuesta a escalón de potencia unidad SV San Víctor	110



1 | Introducción

1.1. Problema

En la operación diaria de los sistemas eléctricos, el desafío constante es abastecer la demanda de manera eficiente, especialmente con la creciente incorporación de energías renovables no convencionales y la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, lo que desplaza gradualmente la generación térmica, como la basada en gas, diésel o carbón.

La legislación actual de nuestro país, establecida en la Ley N°20936, artículo 72, inciso 2, impone la obligación de “Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico”. Esta responsabilidad está supervisada por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), la entidad reguladora de los sistemas eléctricos. Para cumplir con los estándares normativos, es crucial desarrollar programas de generación que aseguren la operación más económica posible.

Además, la operación de los sistemas eléctricos debe garantizar condiciones de operación estables y seguras, priorizando la continuidad del suministro para la mayor cantidad de clientes posible durante contingencias. En este contexto, los programas de generación no solo deben ser óptimos desde el punto de vista económico, sino que también deben proporcionar al sistema recursos técnicos, como la reserva en giro y niveles adecuados de inercia, entre otros, para garantizar la continuidad de la operación en situaciones de emergencia o alerta.

El presente trabajo aborda el problema del predespacho de unidades de generación, incorporando nuevas restricciones para cumplir con los requisitos de inercia y mantener las métricas de frecuencia dentro de límites predeterminados después de una contingencia.

1.2. Justificación del tema

El desafío del problema de predespacho de unidades, conocido como Unit Commitment (UC) en inglés, radica en resolver la asignación de unidades generadoras en un sistema eléctrico mediante métodos de optimización entera mixta. Este problema enfrenta restricciones derivadas de la demanda variable en el tiempo, limitaciones técnicas de las unidades, y regulaciones de seguridad y calidad de suministro según la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro (NTSyCS) [2].

Aunque la literatura ofrece diversas formulaciones para determinar el estado de las unidades de generación a corto plazo, la mayoría se enfoca en sistemas de gran escala con alta inercia. Un Sistema Mediano (SM), definido como aquel con una capacidad instalada entre 1.5 [MW] y 200 [MW], presenta limitaciones en la inercia de la red, afectando su respuesta dinámica ante perturbaciones. En este contexto, el UC en sistemas medianos no solo busca la operación económica sino también garantizar la seguridad y estabilidad frente a contingencias.

Este trabajo aborda el desafío de incorporar restricciones operacionales al UC estándar, modelando adecuadamente la escasa inercia de los SM [3, 10, 11]. Se considera una red con generación hidráulica, térmica, diésel y eólica, para las cuales se requieren modelos simplificados de su respuesta dinámica, como los controladores de velocidad. Estos modelos se integran al problema mediante restricciones transitorias para la frecuencia, como RoCoF (Tasa de Cambio de Frecuencia) y Nadir de frecuencia (valor mínimo de la frecuencia después de una contingencia) [1, 8, 13]. La Figura 1.1 ilustra la respuesta dinámica de la frecuencia ante la pérdida de generación.

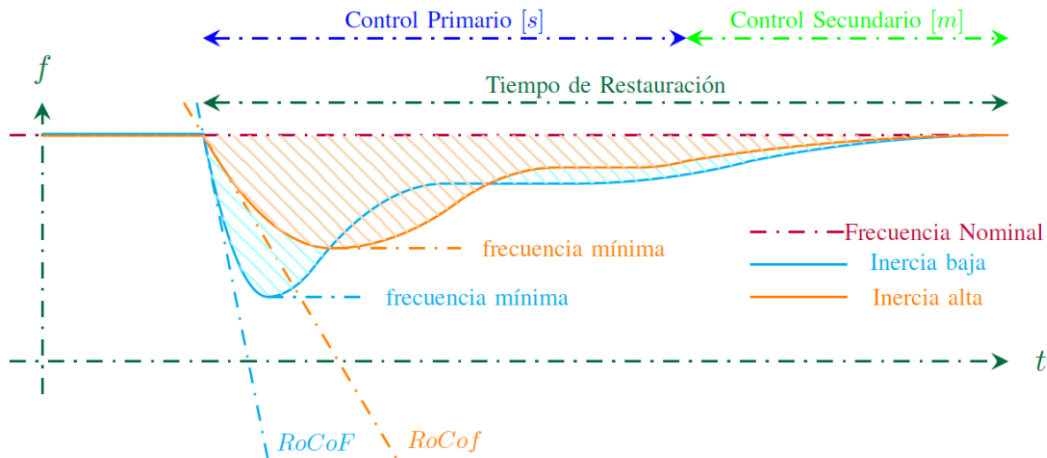


Figura 1.1: Respuesta dinámica de la frecuencia frente a un evento de pérdida de generación en el sistema [7].

El alcance del trabajo comprende el desarrollo e implementación computacional de un modelo matemático para abordar el problema de predespacho de unidades en un SM. Este modelo determinará la asignación y despacho de unidades considerando restricciones operativas, de reserva y dinámicas de frecuencia. El objetivo es asegurar que la respuesta transitoria frente a contingencias mantenga al sistema en un estado operativo seguro. El modelo matemático se evaluará en la planta real (usando la base de datos DigSilent), verificando que las métricas de la respuesta dinámica sean restringidas a los límites definidos en el modelo y en la NTSyCS.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

- Contribuir a la operación económica y segura de los sistemas eléctricos medianos de la red nacional, desarrollando una herramienta matemática del tipo entera mixta la cual permita resolver el problema de predespacho de unidades, considerando restricciones de operación, reserva y dinámica de la frecuencia.

1.3.2. Objetivos específicos

- Análisis bibliográfico de la literatura existente y posterior levantamiento y caracterización del modelo matemático para el problema de predespacho de unidades aplicado a sistemas de baja inercia.
- Obtención de modelos simplificados para los controladores de velocidad de las unidades de generación.
- Implementación del modelo en un lenguaje de programación matemático (AMPL o similar).
- Aplicación del modelo computacional al problema de predespacho de unidades de un sistema mediano considerando su topología y restricciones de operación según Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro.
- Análisis y validación de las respuestas dinámicas del sistema frente a contingencias, considerando simulación RMS de la red (base de datos DigSilent del sistema mediano).

2 | Marco Teórico

2.1. Sistemas Medianos

Un sistema eléctrico se define como el conjunto de instalaciones que permiten generar, transportar y distribuir la energía eléctrica en condiciones adecuadas de tensión, frecuencia y disponibilidad [14]. En lo particular un Sistema Mediano se define como un sistema eléctrico cuya capacidad instalada es superior a 1500 [kW] e inferior a 200 [MW]. Actualmente en Chile se consideran dentro de esta clasificación los sistemas de Isla de Pascua, Aysén, Magallanes, Cochamó y Hornopirén.

En la Tabla 2.1 se desglosa la distribución de la generación de los sistemas medianos de la red nacional según su tecnología o fuente de energía.

Sistema Mediano	Térmica [kW]	Hidráulica [kW]	Eólica [kW]	Solar [kW]	Total [kW]
Isla de Pascua	8050	-	-	105	8155
Aysén	29600	25100	3100	3000	57800
Magallanes	100880	-	3120	-	104000
Cochamó	2708	675	-	-	3383
Hornopirén	3750	1080	-	-	4830

Tabla 2.1: Distribución de la capacidad instalada de los Sistemas Medianos en Chile.

2.1.1. Desafíos de control de frecuencia en Sistemas Medianos

Con el objetivo de garantizar una operación segura y calidad, es esencial que todos los sistemas eléctricos dispongan de un control de frecuencia eficiente y oportuno. La eficacia de estos esquemas de control depende de diversos factores y criterios durante la operación, como la gestión de la inercia rotacional mediante la asignación de unidades, el rendimiento de las diferentes etapas del control de frecuencia y la correcta parametrización de los esquemas de desconexión automática.

En particular, los sistemas medianos (SM) se enfrentan a desafíos debido al limitado número de unidades síncronas y a la creciente penetración de tecnologías de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), ambos factores que contribuyen a una falta de robustez dinámica. Aunque existen dispositivos electrónicos, como las máquinas síncronas virtuales, que pueden aportar inercia virtual, su adopción en los SM de la red nacional es limitada, y en algunos casos, estos dispositivos no cuentan con su modo de control de frecuencia habilitado, lo que resulta en una respuesta dinámica insuficiente en frecuencia.

En lo que respecta al pre-despacho de unidades de generación en estos sistemas, se resuelve priorizando una operación económica que, a su vez, cumpla con ciertas restricciones de operación, como criterios de reserva en giro, abastecimiento de la demanda y límites técnicos de las unidades. Sin embargo, las cualidades

dinámicas del sistema no son abordadas de manera integral en su desarrollo, representando un área pendiente de atención.

2.1.2. Normativa vigente

En la operación de los sistemas eléctricos, las variables de tensión y frecuencia son continuamente monitoreadas y ajustadas por el centro de control con el objetivo de mantenerlas dentro de los valores límite establecidos. Esta corrección se lleva a cabo mediante la modificación de las inyecciones de potencia en las barras del sistema, utilizando la potencia reactiva para el control de la tensión y la potencia activa para el control de la frecuencia.

En Chile, la Ley General de Servicios Eléctricos establece una serie de exigencias mínimas de Seguridad y Calidad de Servicio (SyCS), las cuales están contenidas en [2], y detalla las bandas de operación para cada variable según corresponda. Estos límites se definen en segmentos de acuerdo con el estado en el que se encuentre el SM. A continuación, se describen los tres posibles estados de los sistemas.

- Estado Normal: Caracterizado por la disponibilidad suficiente de Instalaciones de Transmisión y compensación de potencia reactiva para realizar el Control de Tensión. Además, cuenta con reservas adecuadas de generación o energía almacenada para realizar el Control de Frecuencia, cumpliendo con las exigencias establecidas en la Norma Técnica (NT).
- Estado de Alerta: Se alcanza cuando las reservas de potencia activa y reactiva en el Estado Normal se han agotado debido a una Contingencia Simple. Si no se toman acciones correctivas a corto plazo, las variables de control podrían salir de las bandas de tolerancia definidas por los estándares de SyCS establecidos en la NT.
- Estado de Emergencia: Se alcanza tras una Contingencia Severa, donde una o varias barras e instalaciones quedan operando fuera de los estándares de SyCS definidos en la NT. Si no se toman acciones correctivas rápidas, podría resultar en desconexiones de instalaciones, llevando a un Apagón Total o Parcial del Sistema Eléctrico.

En el proceso de coordinación de ambos esquemas de control, su eficacia se ve influenciada por los márgenes o reservas de potencia activa y reactiva. Para evaluar estos márgenes, el CEN realiza dos estudios preliminares con un horizonte de análisis de cuatro años. El primero, denominado “Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva”, determina el perfil óptimo de tensión y los requerimientos de potencia reactiva. Por otro lado, el segundo estudio, conocido como “Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”, establece el nivel mínimo de reserva en giro necesario para el Control Primario de Frecuencia (CPF), cumpliendo así con los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio. Con base en estos niveles de reserva, se establecen los límites para cada variable, considerando el estado en que se encuentre el sistema eléctrico.

Control de tensión

El artículo 6-17 de la NTSyCS establece que el Sistema Eléctrico deberá operar en Estado Normal, contando con todos los elementos e instalaciones, así como los márgenes y reservas adecuadas de potencia reactiva. El objetivo es controlar que la magnitud de la tensión se encuentre en el rango de 0.94 a 1.06 por unidad. En el caso del Estado de Alerta, según el artículo 6-18, se amplía la flexibilidad de estos límites. En este estado, el operador del sistema debe supervisar que la magnitud de la tensión, en régimen permanente, se mantenga entre 0.92 y 1.08 por unidad. Por otro lado, el artículo 6-35 establece que en Estado de Emergencia, el sistema debe controlar la tensión en el intervalo de 0.90 a 1.10 por unidad, incluso cuando uno o más elementos de las instalaciones de transmisión y compensación de potencia reactiva estén fuera de servicio. En la Tabla 2.2 se muestra un resumen estas especificaciones.

Estado	Límite inferior [p.u.]	Límite superior [p.u.]
Normal	0.94	1.06
Alerta	0.92	1.08
Emergencia	0.90	1.10

Tabla 2.2: Límites para la tensión en los diferentes estados [2].

Control de frecuencia

El artículo 9-5 de la NTSyCS establece los márgenes de frecuencia para la operación del Sistema Eléctrico. En condiciones normales y en régimen permanente, se permiten variaciones de $\pm 1\%$. Dado que la frecuencia nominal de cada Sistema Mayor (SS.MM.) es de 50 [Hz], la banda de frecuencia en estado normal o de alerta se define con un límite superior e inferior de 49.5 y 50.5 [Hz], respectivamente. De acuerdo con estas especificaciones, el valor estadístico de la frecuencia debe permanecer sobre este rango durante al menos el 95 % del tiempo en cualquier periodo de control o medición semanal, excluyendo periodos con interrupciones de suministro. Además, el artículo 6-38 establece un margen de frecuencia para el estado de emergencia, permitiendo variaciones de $\pm 3\%$ en régimen permanente, lo que se traduce en un valor mínimo de 48.5 [Hz] y un máximo de 51.5 [Hz]. La Figura 2.1 presenta un esquema simplificado de los límites para las variaciones de frecuencia en cada estado.

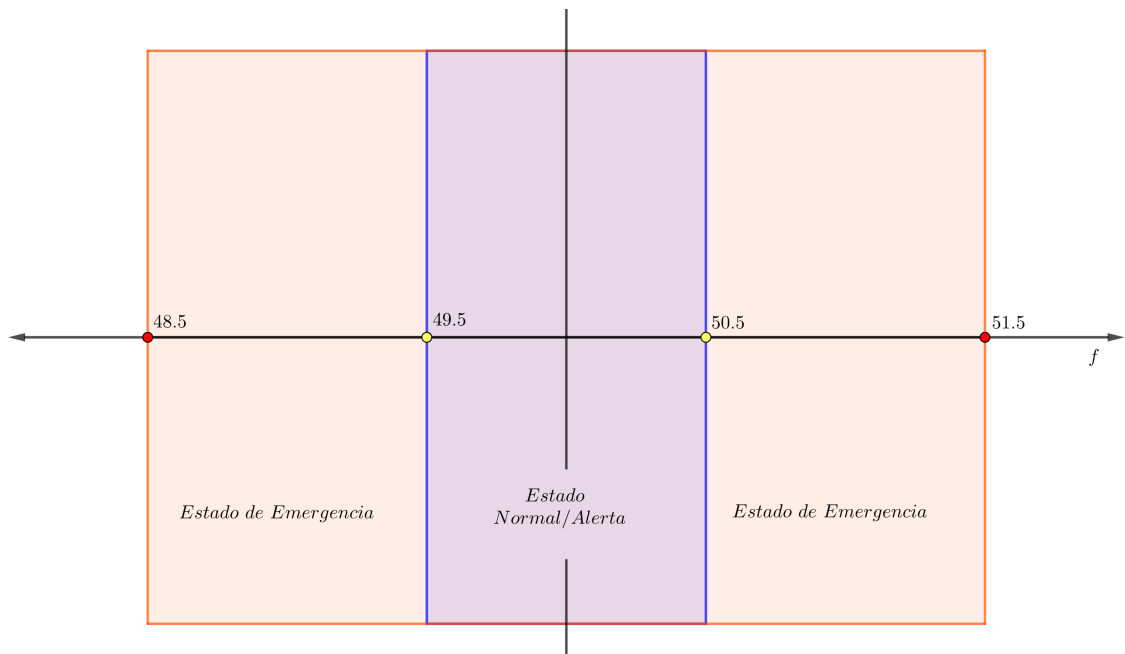


Figura 2.1: Límites de la frecuencia para cada estado del SM.

Tal como se verá más adelante, para analizar la respuesta dinámica de la frecuencia se monitorean tres métricas de respuesta transitoria: la tasa de desviación inicial de la frecuencia, el nadir de frecuencia y la desviación en estado estacionario. Sin embargo, en [2] solo hace referencia a esta última y su máximo valor queda determinado como la desviación en régimen permanente para el Estado de Emergencia.

2.2. Pre-despacho de unidades de generación

El problema de pre-despacho de unidades de generación, o UC, resuelve mediante métodos de optimización entera mixta los estados (despachos) de las unidades en un horizonte de tiempo determinado. Normalmente, se analiza su desempeño en sistemas eléctricos de gran envergadura debido a que incluye restricciones de acoplamiento temporal de unidades, como el tiempo mínimo en servicio y de apagado. Además, incorpora restricciones técnicas de las máquinas, como mínimo y máximo técnico, así como rampas de generación.

Este problema también aborda restricciones de operación de los sistemas, como el equilibrio entre carga y generación, políticas de reserva en giro para el control primario de frecuencia y la operación segura ante contingencias predeterminadas. En este capítulo, se analizarán por separado conjuntos, parámetros, variables, la función objetivo y las restricciones que lo conforman.

2.2.1. Conjuntos y parámetros

A continuación, se presentan los parámetros del modelo de pre-despacho convencional, donde se incluyen los conjuntos relacionados con las unidades de generación despachables y no despachables, las líneas de transmisión y/o distribución, así como las cargas del sistema.

2.2.1.1. Conjuntos

- **B**: Barras del sistema $\{1, 2, 3, \dots, N_b\}$.
- **L**: Líneas de transmisión/distribución del sistema $\{1, 2, 3, \dots, N_l\}$.
- **G**: Unidades de generación despachables $\{1, 2, 3, \dots, N_g\}$.
- **R**: Unidades de generación ERNC, no despachables $\{1, 2, 3, \dots, N_r\}$.
- **D**: Cargas del sistema $\{1, 2, 3, \dots, N_d\}$.
- **T**: Periodos del horizonte de estudio $\{1, 2, 3, \dots, T\}$
- **K**: Escenarios en estudio $\{1, 2, 3, \dots, K\}$.

2.2.1.2. Parámetros

Unidades de generación despachables

- S_i^{nom} : Capacidad nominal de la unidad i en MVA.
- B_i^{gen} : Barra de inyección de la unidad i .
- C_i^1 : Costo variable de la unidad i en USD/MW.
- C_i^0 : Costo fijo de la unidad i en USD.
- C_i^{SU} : Costo de encendido de la unidad i en USD.
- C_i^{SD} : Costo de apagado de la unidad i en USD.
- P_i^{max} : Potencia máxima de la unidad i en MW.
- P_i^{min} : Potencia mínima de la unidad i en MW.
- RU_i : Capacidad de rampa de subida de la unidad i en MW.
- RD_i : Capacidad de rampa de bajada de la unidad i en MW.

- $T_i^{min\ up}$: Tiempo mínimo de encendido de la unidad i en horas.
- $T_i^{min\ down}$: Tiempo mínimo de apagado de la unidad i en horas.
- $P0_i$: Potencia del periodo 0 en MW.
- H_i : Inercia de la unidad i en p.u. base propia.
- D_i : Amortiguamiento de la unidad i en p.u. base propia.
- R_i : Droop de la unidad i en p.u. base propia.
- K_i : Constante mecánica de la unidad i en p.u. base propia.
- Fh_i : Fracción de potencia producida por turbina de la unidad i en p.u. base propia.
- $Enable_i^{GEN}$: Disponibilidad de la unidad de generación i , 1 si está disponible y 0 en caso contrario.
- $Contingency_i^{GEN}$: Asignación de contingencia en la unidad i , 1 si considera contingencia y 0 en caso contrario.

Unidades de generación ERNC, no despachables

- S_r^{nom} : Capacidad nominal de la unidad r en MVA.
- B_r^{gen} : Barra de inyección de la unidad r .
- $P_{r,t}^{ERNC}$: Estimación potencia ERNC en MW disponible para unidad r en el periodo t .
- $Enable_r^{ERNC}$: Disponibilidad de la unidad ERNC r , 1 si esta disponible y 0 en caso contrario.
- $Contingency_r^{ERNC}$: Asignación de contingencia en la unidad r , 1 si considera contingencia y 0 en caso contrario.

Líneas de transmisión/distribución

- B_l^{From} : Barra de inicio de la línea l .
- B_l^{To} : Barra de término de la línea l .
- X_l : Reactancia de la línea l en p.u. base común.
- R_l : Resistencia de la línea l en p.u. base común
- B_l : Susceptancia de la línea l en p.u. base común
- F_l^{max} : Capacidad nominal de la línea l en MW.
- $Enable_l^{LIN}$: Disponibilidad de la línea l , 1 si esta disponible y 0 en caso contrario.
- $Contingency_l^{LIN}$: Asignación de contingencia a la línea l , 1 si considera contingencia y 0 en caso contrario.

Demanda y estimación ERNC

- B_d^{dem} : Barra de consumo de la carga d
- $D_{t,d}$: Consumo en MW de la carga d en el periodo t .
- $Enable_d^{DEM}$: Disponibilidad de la carga d , 1 si esta disponible y 0 en caso contrario.
- $Contingency_d^{DEM}$: Asignación de contingencia a la carga d , 1 si considera contingencia y 0 en caso contrario.

Otros

- $\prod_k$: Probabilidad de ocurrencia del escenario k .
- $CPNS$: Costo por potencia no suministrada en USD/MW.
- K_r : Factor de reserva positiva.
- S_B : Potencia base del sistema común en MW.

2.2.2. Variables

El programa convencional considera variables tanto binarias como continuas, las que se presentan a continuación:

- $u_{i,t}$: Estado de la unidad i en el periodo t , 1 si esta despachada y 0 en caso contrario.
- $v_{i,t}$: Encendido de la unidad i en el periodo t , 1 si se enciende y 0 en caso contrario.
- $w_{i,t}$: Apagado de la unidad i en el periodo t , 1 si se apaga y 0 en caso contrario.
- $p_{i,t,k}$: Potencia despachada en MW por sobre el mínimo técnico de la unidad i en el periodo t del escenario k .
- $p_{ren_{i,t,k}}$: Potencia despachada en MW de la unidad renovable i , en el periodo t del escenario k .
- $p_{sp_{i,t,k}}$: Potencia vertida en MW de la unidad renovable i , en el periodo t del escenario k .
- $rp_{i,t}$: Reserva positiva en MW de la unidad i en el periodo t .
- $\theta_{b,t,k}$: Angulo en rad de la barra b en el periodo t del escenario k .
- $pns_{b,t,k}$: Potencia no suministrada en MW en la barra b en el periodo t del escenario k .

2.2.3. Función objetivo

El objetivo del problema de UC es minimizar los costos operacionales (producción de energía) junto con costo de encendido, apagado y cobros por potencia no suministrada. En la expresión (2.1) se muestra la función objetivo del problema.

$$\min z = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} \left((C_i^1 P_i^{min} + C_i^0) u_{i,t} + C_i^{SU} v_{i,t} + C_i^{SD} w_{i,t} \right) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} \sum_{k=0}^K (C_i^1 \cdot p_{i,t,k}) + CPNS \cdot pns_{b,t,k} \quad (2.1)$$

2.2.4. Restricciones

Balance generación y demanda

El método estudiado considera un sistema multinodal y resuelve el balance de potencia de cada barra considerando: flujos por las líneas, cargas, generación y potencia no suministrada (en caso de insuficiencia).

$$\sum_{i=1}^{N_l} /B_{bb}^{From} = X_{bb} S_B (\theta_{bb,t,k} - \theta_{bb,t,k}) / X_{bb} - \sum_{i=1}^{N_l} /B_b^{To} = X_{bb} S_B (\theta_{bb,t,k} - \theta_{bb,t,k}) / X_{bb} \quad (2.2)$$

$$+ \sum_{i=1}^{N_g/B_i^{gen}=b} P_i^{min} u_{i,t} + p_{i,t,k} - \sum_{d=1}^{N_d/B_d^{dem}=b} D_{t,d} + pns_{b,t,k} + \sum_{i=1}^{N_r/B_i^{ren}=b} p_{r_{i,t,k}} = 0 \quad (2.3)$$

$$\forall b \in N_b, \quad \forall t \in T, \quad \forall k \in K \quad (2.4)$$

Reserva en giro

Se define la reserva en giro para el control de frecuencia como una fracción (K_r) de la demanda estimada para cada hora. Dicha fracción es determinada por el operador.

$$\sum_i^{N_g} r p_{i,t} \geq \sum_d^{N_d} K_r D_{t,d} \quad \forall i \in N_g, \quad \forall t \in T \quad (2.5)$$

Límites técnicos de las unidades

Las unidades de generación son despachadas de acuerdo con su carta de operación. En lo que respecta a la potencia activa, esta se limita por máximo y mínimo técnico.

$$P_i^{\min} u_{i,t} \leq P_i^{\min} u_{i,t} + p_{i,t,k} \leq P_i^{\max} u_{i,t} \quad \forall i \in N_g, \quad \forall t \in T \quad (2.6)$$

Límites de generación renovable

El despacho de las tecnologías de generación ERNC se restringe de acuerdo a la estimación del recurso disponible. Por lo tanto para cada unidad quedará limitado por el vector $P_{i,t}^{ERNC}$.

$$p_{r_{i,t,k}} + p_{sp_{i,t,k}} \leq P_{i,t}^{ERNC} \quad \forall i \in N_g, \quad \forall t \in T \quad (2.7)$$

Rampas de generación

Es común que algunas unidades térmicas no puedan modificar sus puntos de operación libremente entre un periodo y otro. Para ellas se incluyen en el modelo restricciones de rampas de subida y bajada de potencia.

$$p_{i,t,0} + r p_{i,t} - p_{i,t-1,0} \leq RU_i \quad \forall i \in N_g, \quad \forall t \in T \quad (2.8)$$

$$-p_{i,t,0} + p_{i,t-1,0} \leq RD_i \quad \forall i \in N_g, \quad \forall t \in T \quad (2.9)$$

Tiempos mínimos de encendido y apagado

Los tiempos mínimos de encendido y apagado responden a restricciones de operación de algunas centrales determinadas "lentas". Dichas máquinas una vez encendidas o apagadas deben permanecer un tiempo mínimo en funcionamiento o detenidas.

$$\sum_{t=T_i^{\min on}+1}^t v_{i,t} \leq u_{i,t} \quad \forall i \in N_g, \quad \forall t \in [T_i^{\min on}, T] \quad (2.10)$$

$$\sum_{t=T_i^{\min off}+1}^t w_{i,t} \leq 1 - u_{i,t} \quad \forall i \in N_g, \quad \forall t \in [T_i^{\min off}, T] \quad (2.11)$$

Límite térmico de las líneas

Los flujos por las líneas se determinan de la solución de flujo de potencia en continua, donde se consideran los límites técnicos según:

$$S_B \left(\theta_{B_l^{From},t,k} - \theta_{B_l^{To},t,k} \right) \leq X_l F_l^{\max} \quad \forall l \in N_l, \quad \forall t \in T, \quad \forall k \in K \quad (2.12)$$

Restricciones lógicas de operación

Las restricciones lógicas identifican cuándo una unidad de generación es encendida o detenida a lo largo de los periodos de estudio.

$$u_{i,t} - u_{i,t-1} = v_{i,t} - w_{i,t} \quad \forall i \in N_g, \quad \forall t \in T \quad (2.13)$$

Estado inicial de las variables

Se definen las variables de potencia y reserva para la hora 0 según la información de entrada.

$$p_{i,0,k} = P0_i \quad \forall i \in N_g, \quad \forall k \in K \quad (2.14)$$

$$rp_{i,0} = P_i^{max} - P0_i \quad \forall i \in N_g, \quad \forall k \in K \quad (2.15)$$

Naturaleza de las variables

Se define el dominio de las variables del problema, las unidades de las potencias son los MW y los ángulos de las barras en radianes.

$$p_{i,t,k}, rp_{i,t,k}, pns_{b,t,k} \geq 0 \quad (2.16)$$

$$u_{i,t}, v_{i,t}, w_{i,t} \in \{0, 1\} \quad (2.17)$$

$$\theta_{b,t,k} \in \mathbb{R} \quad (2.18)$$

2.3. Control de Frecuencia

La estabilidad de los sistemas de potencia implica el análisis de tres aspectos fundamentales: ángulo de rotor, tensión y frecuencia. La estabilidad de frecuencia, en particular, se refiere a la capacidad de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) para regresar a una frecuencia estable después de ser sometido a una perturbación, ya sea de corto o largo plazo, originada por un desequilibrio entre la demanda y la generación. El rendimiento de un control de frecuencia está directamente vinculado a la capacidad del sistema para mitigar el desequilibrio de potencia posterior a una contingencia[14].

La respuesta en frecuencia de un sistema eléctrico se puede desglosar en tres etapas distintas: respuesta inercial, respuesta primaria y respuesta secundaria de frecuencia. La Figura 2.2 ilustra la respuesta en frecuencia de un SEP después de un evento de pérdida de generación, destacando las escalas de tiempo asociadas a cada etapa.

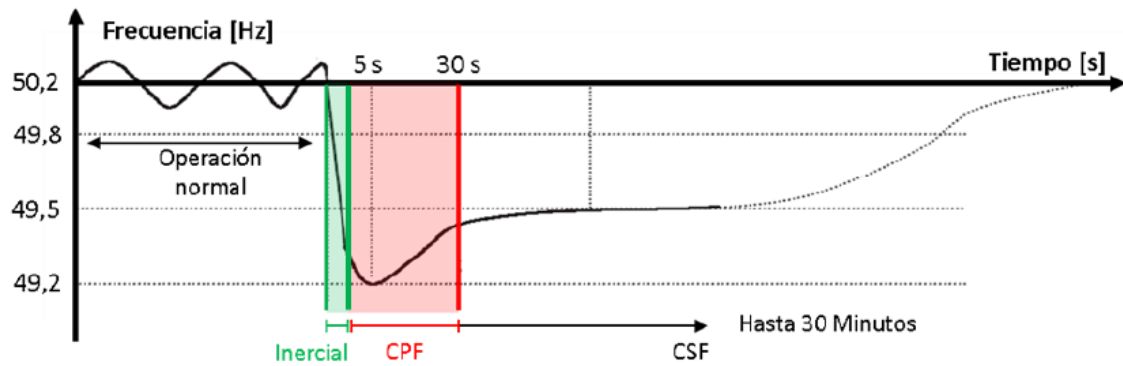


Figura 2.2: Etapas de la respuesta en frecuencia. [9]

Donde CPF corresponde al Control Primario de Frecuencia y CSF al Control Secundario de frecuencia.

2.3.1. Respuesta inercial

Los primeros instantes de la respuesta en frecuencia de un sistema están relacionados directamente con la inercia equivalente. Al provocarse una variación de la frecuencia las masas rotantes de las máquinas sincrónicas conectadas al sistema inyectan o absorben energía cinética hacia o desde la red, transformándose en energía cinética y contrarrestando el desbalance entre generación y demanda [14].

La relación (2.19) rige el movimiento de las masas rotantes y se denomina ecuación de oscilación:

$$2H \cdot \frac{d\Delta\omega_r}{dt} = T_m - T_e \quad (2.19)$$

donde H , T_m , T_e y $\Delta\omega_r$ son la constante de inercia en s, el torque mecánico en p.u., el torque eléctrico en p.u. y la desviación de la velocidad del rotor en p.u., respectivamente.

En un sistema interconectado es posible evaluar la dinámica de la frecuencia como un modelo unino- dal con una máquina equivalente que represente al conjunto de unidades despachadas. Esto es posible debido a que las variaciones de frecuencia que se producen en un punto se transmiten rápidamente al resto del sistema, es decir, la frecuencia de cada punto de la red es prácticamente la misma. Para esto es necesario obtener la constante de inercia equivalente como el promedio ponderado de cada una de las unidades como se

muestra en la siguiente expresión:

$$H_{eq}(\mathbf{u}) = \frac{\sum_{i=1}^{N_g} u_i \cdot H_i \cdot S_{nom_i}}{\sum_{i=1}^{N_g} S_{nom_i}} \quad (2.20)$$

donde H_{eq} , u , H_i y S_{nom_i} son la constante de inercia del sistema en s, el vector de estado de la unidad, la constante de inercia de la maquina i en s en base propia y la capacidad nominal del generador i en MW, respectivamente.

La ecuación (2.19) se puede reescribir en términos de la potencia mecánica y eléctrica e incorporando la constante M . En la Figura 2.3 se observa la función de transferencia que modela dicha expresión, donde se puede inferir que la razón de cambio de la frecuencia o RoCoF (del inglés Rate of Change of Frequency) es directamente proporcional al desbalance de potencia e inversamente proporcional a la inercia del sistema equivalente.

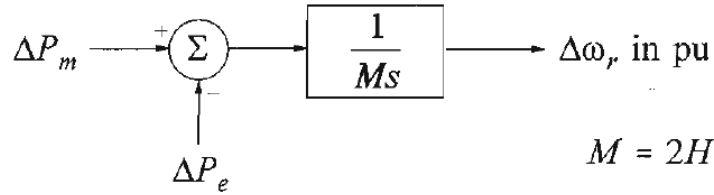


Figura 2.3: Función de transferencia de la ecuación de *swing* [14].

En general, los sistemas de potencia están compuestos por una variedad de dispositivos eléctricos, dentro de los cuales algunos cargas varían con la frecuencia. Dicha dependencia puede ser expresada según (2.21) lo que permite reescribir la ecuación de oscilación como:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta\omega_r \quad (2.21)$$

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{\Delta P_m - \Delta P_e - D\Delta\omega_r}{M(\mathbf{u})} \quad (2.22)$$

donde ΔP_e , ΔP_L , D son el desbalance de potencia mecánica, eléctrica y el amortiguamiento, respectivamente. M corresponde a la constante de tiempo mecánica, determinada en función de H .

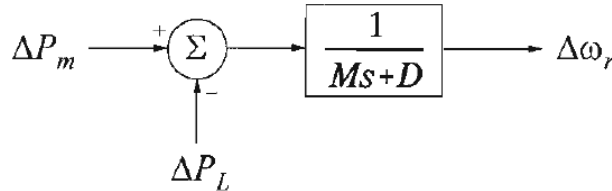


Figura 2.4: Función de transferencia de la ecuación de *swing* con dependencia de la carga [14].

Considerando que ΔP_m es despreciable, a partir de la (2.22) es posible obtener la tasa de cambio máxima de la frecuencia representada en (2.23).

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = -\frac{\Delta P_e}{M(\mathbf{u})} \quad (2.23)$$

2.3.2. Control Primario de Frecuencia

El Control Primario de Frecuencia (CPF) implica la regulación de la potencia despachada por las unidades de generación en respuesta a cambios de frecuencia en la red eléctrica. Las generadoras que participan en el CPF deben estar despachadas al momento de la perturbación y contar con reserva positiva o negativa según sea necesario, lo que permite ajustar su generación inmediatamente después del desbalance. El objetivo principal del CPF es limitar la desviación de la frecuencia tras una contingencia, restaurando el equilibrio entre generación y demanda y llevando a la unidad a un nuevo punto de operación. Este control se ejecuta mediante los gobernadores de velocidad y, en algunos casos, la dependencia carga-frecuencia de parte de la demanda.

Los gobernadores o reguladores de velocidad actúan como controles locales en cada generador, supervisando de manera continua los valores de frecuencia y respondiendo al modular las válvulas de combustible (agua, gas, diésel, etc.) que controlan la turbina.

La Figura 2.5 presenta un esquema simplificado de la operación de un regulador de velocidad y su acción sobre la turbina. Asimismo, la Figura 2.6 ilustra un esquema típico de control de estos dispositivos.

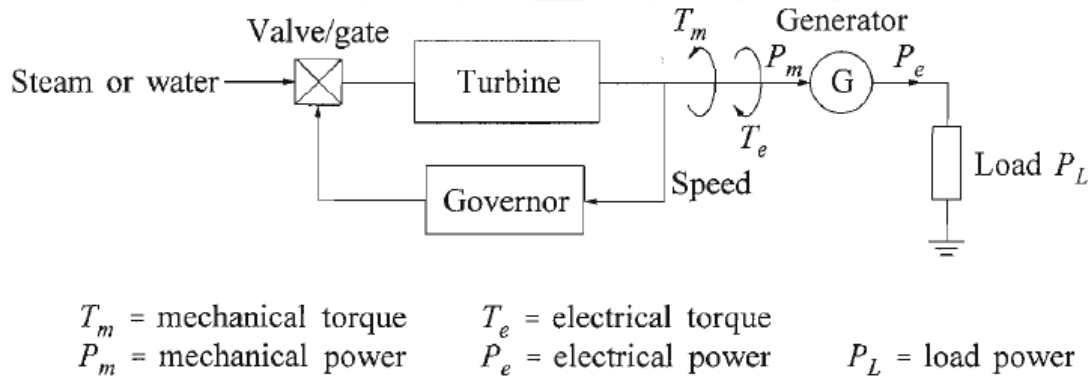


Figura 2.5: Esquema de regulador de velocidad [14].

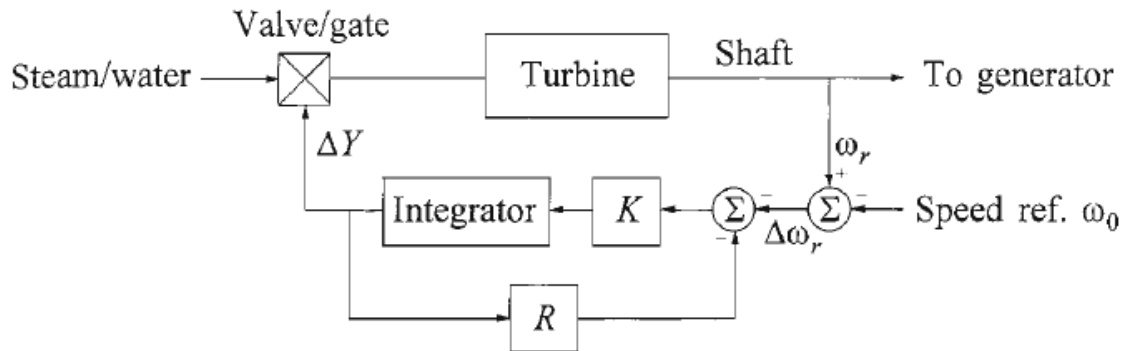


Figura 2.6: Esquema de control de un regulador de velocidad [14].

La ganancia del lazo de control se conoce como “Droop” (R) y determina la respuesta estacionaria del control para una desviación de frecuencia específica. Por otro lado, K es la constante mecánica. Los reguladores también poseen una banda muerta de frecuencia típicamente del orden de los mHz, dentro de la cual el controlador no opera.

2.3.3. Control Secundario de Frecuencia

El control secundario de frecuencia (CSF) es la acción de control destinada a restablecer la frecuencia del sistema a su valor nominal, posterior al CPF. Bajo la normativa vigente, dicha prestación deberá activarse 10 [s] luego de la instrucción, las centrales que sean despachadas bajo esta consigna deberán ser capaces de entregar plena carga comprometida y mantener dicho aporte por a lo menos 15 [min]. Las centrales que participan en la corrección secundaria poseen unidades que varían su potencia de forma más lentas que las presentes en el CPF, típicamente del orden de 10 a 15 [min].

Cuando se estabiliza la frecuencia mediante la acción del CPF, el control secundario retorna esta variable a su valor nominal. En operación conjunta, la reserva primaria utilizada va siendo liberada a medida que la reserva secundaria corrige la desviación.

2.3.4. Esquemas de desconexión automáticos de generación/carga

Los esquemas de desconexión automáticos son medidas correctivas extremas y operan cuando la respuesta inercial, el control primario y el control secundario son incapaces de contener la desviación de la frecuencia, poniendo en peligro la estabilidad del sistema. La señal de activación de estos elementos permite la desconexión de centros de consumo o generación.

Un Esquemas de Desconexión Automáticos de Carga (EDAC) operan cuando los valores de frecuencia alcanzan valores bajo su límite inferior, dando órdenes de apertura a grupos de consumo determinados. En Chile, esta medida comienza a operar a los 49 [Hz] con escalones de 0.1 [Hz]. Por otra parte, los Esquemas de Desconexión Automáticos de Generación (EDAG) presentan en los acopladores de las centrales emiten ordenes de desconexión aumentando el desbalance entre generación carga según corresponda. Típicamente los EDAC operan de manera preliminar a los EDAG para una pérdida de generación, de modo contrario el desbalance llevaría a un colapso del sistema o *emphblackuout*.

3 | Propuesta metodológica

En este capítulo se define y detalla la metodología propuesta para llevar a cabo los objetivos del presente trabajo. Dicha metodología se plasma en el diagrama de bloques de la Figura 3.1.

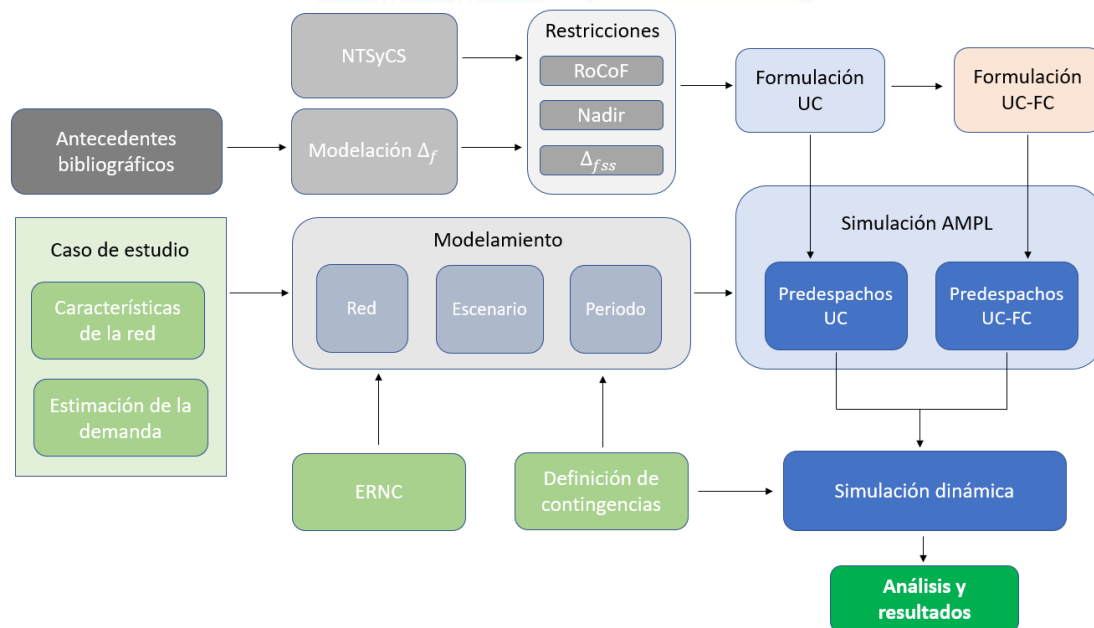


Figura 3.1: Propuesta metodológica, elaboración propia.

El trabajo propone incluir al problema tradicional del UC, restricciones asociadas a la dinámica de la frecuencia, de acuerdo con la caracterización de la desviación de la frecuencia ante contingencias modelada. Se evalúa comparativamente el modelo tradicional con el propuesto denominado “Problema de pre-despacho con restricciones de frecuencia o Unit-Commitment Frequency Constraint (UC-FC)”, resolviendo paralelamente ambos problemas y monitoreando las métricas dinámicas ante contingencias previamente seleccionadas.

La resolución de ambos problemas implica la modelación detallada del sistema bajo estudio. Para ello, se requiere información de la red, como parámetros de las unidades de generación, características de las líneas de distribución y transmisión, estimaciones horarias de la demanda, disponibilidad de (ERNC) en la zona (clasificadas por agrupamiento) y la identificación de contingencias a analizar, considerando su severidad y ocurrencia basada en registros históricos.

El modelo de UC-FC se implementa en el lenguaje de programación matemática AMPL, y se resuelve usando el motor de optimización CPLEX. Los ensayos RMS se simulan en la plataforma Simulink de MatLab.

3.1. Dinámica de la frecuencia

En [13] se propone un modelo compacto y simplificado de la respuesta dinámica en frecuencia de un sistema con múltiples tecnologías de generación. El modelo incorpora los efectos de inercia (M) y amortiguamiento (D) de cada unidad de generación, la respuesta de los gobernadores (F_g , R_g y K_g) y los aportes de unidades VSM (M_c , D_c y R_c) del inglés *Virtual Synchronous Machine*. En la Figura 3.2 se muestra un diagrama del modelo y sus principales parámetros.

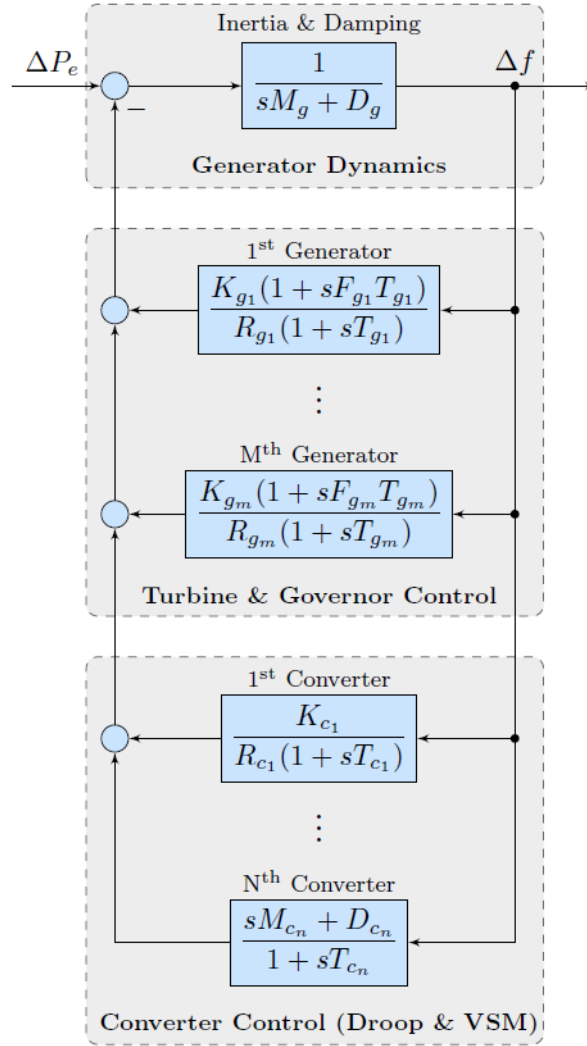


Figura 3.2: Diagrama de bloques del modelo simplificado de la respuesta dinámica en frecuencia [8].

Según esto es posible obtener una función de transferencia $G(s)$ del comportamiento transitorio de la frecuencia (Δf) ante perturbaciones en la potencia (ΔP_e), donde $\Delta P_e \geq 0$ significa pérdida de generación, según:

$$G(s) = \frac{\Delta f}{\Delta P_e} = \left((sM_g + D_g) + \sum_{i=1}^{N_g} \frac{K_{g_i}(1 + sF_{g_i}T_{g_i})}{R_{g_i}(1 + sT_{g_i})} + \sum_{j=1}^{N_d} \frac{K_{c_j}}{R_{c_j}(1 + sT_{c_j})} + \sum_{k=1}^{N_v} \frac{sM_{c_k} + D_{c_k}}{1 + sT_{c_k}} \right)^{-1} \quad (3.1)$$

En [12] se estudia la sensibilidad de la respuesta transitoria a los parámetros del gobernador. De acuerdo con esto, se puede aproximar la constante de tiempo de cada maquina sincrónica como constante ($T_{gi} = \mathbf{T}$), por otra parte, se conoce que las constantes de tiempo de los inversores (T_{cm}) son de 2 a 3 órdenes de magnitud menores que las de un gobernador, entonces se puede considerar que: $T \gg T_{cm} \approx 0$, tomando en cuenta ambas aproximaciones la función de transferencia de (3.1) se puede expresar de la siguiente forma:

$$G(s) = \frac{1}{MT} \frac{1 + sT}{s^2 + 2\zeta\omega_n + \omega^2} \quad (3.2)$$

donde la frecuencia natural ω_n y el amortiguamiento ζ se definen según (3.3) y (3.4), respectivamente.

$$\omega_n = \sqrt{\frac{D + R_g}{MT}} \quad (3.3)$$

$$\zeta = \frac{M + T(D + F_g)}{2\sqrt{MT(D + R_g)}} \quad (3.4)$$

La función de transferencia de segundo orden de (3.2) queda expresada en función de los parámetros M , D , F_g , R_g , R_c , N_c y D_c que se definen a continuación:

$$M = \frac{M_g P_{bg} + M_c P_{bc}}{P_{bg} + P_{bc}} \quad (3.5)$$

$$D = \frac{D_g P_{bg} + D_c P_{bc} + R_c P_{bc}}{P_{bg} + P_{bc}} \quad (3.6)$$

$$F_g = \sum_{i=1}^{N_g} \frac{K_{gi} G_{gi} P_{gi}}{R_{gi} P_{bg}} \quad (3.7)$$

$$R_g = \sum_{i=1}^{N_g} \frac{K_{gi} P_{gi}}{R_{gi} P_{bg}} \quad (3.8)$$

$$R_c = \sum_{i=1}^{N_g} \frac{K_{ci} P_{ci}}{R_{ci} P_{bc}} \quad (3.9)$$

$$M_g = \sum_{i=1}^{N_g} M_{gi} \frac{P_{gi}}{P_{bg}} \quad (3.10)$$

$$D_g = \sum_{i=1}^{N_g} D_{gi} \frac{P_{gi}}{P_{bg}} \quad (3.11)$$

$$M_c = \sum_{i=1}^{N_g} M_{ci} \frac{P_{ci}}{P_{bc}} \quad (3.12)$$

$$D_c = \sum_{i=1}^{N_g} D_{ci} \frac{P_{ci}}{P_{bc}} \quad (3.13)$$

donde M_g , D_g , R_g , M_c , D_c y R_c son valores normalizados. Si la perturbación ΔP_e se modela como un escalón. Entonces la desviación de frecuencia producto de un desbalance en la potencia se expresa en el tiempo como:

$$\omega(t) = -\frac{\Delta P}{MT\omega_n^2} - \frac{\Delta P}{M\omega_d} e^{-\zeta\omega_n t} \left(\sin(\omega_d t) - \frac{1}{\omega_n T} \sin(\omega_d t + \phi) \right) \quad (3.14)$$

donde se definen las nuevas variables:

$$\omega_d = \omega_n \sqrt{1 - \zeta^2} \quad (3.15)$$

$$\phi = \sin^{-1} \left(\sqrt{1 - \zeta^2} \right) \quad (3.16)$$

3.1.1. Métricas de la dinámica de frecuencia.

De (3.14) es posible obtener las métricas para analizar el comportamiento de la respuesta dinámica en frecuencia. Estas son: nadir de frecuencia, tasa de cambio de la frecuencia (*RoCoF*) y la desviación en estado estacionario ($\Delta_{f_{ss}}$).

Nadir de Frecuencia

El Nadir de Frecuencia se define como la máxima desviación de la frecuencia respecto a su valor nominal tras una perturbación. Para encontrar este punto se evalúa cuando la derivada de la expresión (3.14) se hace nula, donde t_m es el tiempo donde la expresión alcanza su máximo (o mínimo) valor.

$$\dot{\omega}(t_m) = 0 \rightarrow t_m = \frac{1}{\omega_d} \tan^{-1} \left(\frac{\omega_d}{\zeta \omega_n - T^{-1}} \right) \quad (3.17)$$

Evaluando (3.14) en t_m se obtiene:

$$\dot{\omega}(t_m) = \omega_{nadir} = -\frac{\Delta P}{D + R_g} \left(1 + \sqrt{\frac{T(R_g - F_g)}{M}} e^{-\zeta \omega_n t_m} \right) \quad (3.18)$$

RoCoF

El RoCoF del inglés *Rate of Change of Frequency* se define como la razón de cambio de la frecuencia en el tiempo. Este parámetro se maximiza para $t \rightarrow 0$, por lo tanto, el RoCoF queda parametrizado por:

$$\dot{\omega}_{max} = -\frac{\Delta P}{M} \quad (3.19)$$

Desviación es estado estacionario

De acuerdo con el grado de perturbación, el sistema será capaz de estabilizar la frecuencia adecuándola a un nuevo valor estable. Dicho valor se comprenderá como la desviación para $t \rightarrow \infty$, este valor se puede calcular como:

$$\omega(t \rightarrow \infty) = \Delta_{f_{ss}} = -\frac{\Delta P}{D + R_g} \quad (3.20)$$

Las expresiones (3.19) y (3.20) muestran que el *RoCoF* y la desviación en estado estacionario ($\Delta_{f_{ss}}$) son proporcionales al desbalance de potencia ΔP e inversamente proporcionales al número de unidades síncronas despachadas. En la Figura 3.3 se muestra gráficamente el nadir de frecuencia tras una oscilación en dicha variable.

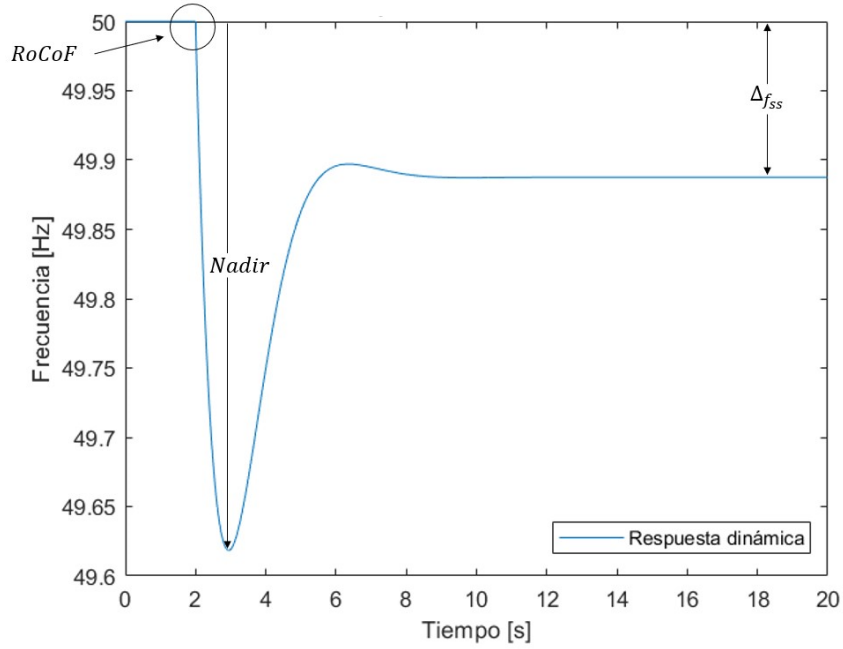


Figura 3.3: Ilustración gráfica respuesta dinámica en frecuencia, elaboración propia.

3.1.2. Restricciones de frecuencia

De acuerdo con lo estipulado en [2] las métricas expuestas en la sección anterior están restringidas a valores críticos. Es por esto que para incorporar el impacto de la respuesta dinámica de la frecuencia en el modelo de UC, se deben incorporar las restricciones (3.21), (3.22) y (3.23) deben ser incluidas al problema del UC-FC:

$$\left| \frac{\Delta P}{D + R_g} \left(1 + \sqrt{\frac{T(R_g - F_g)}{M}} e^{-\zeta \omega_n t_m} \right) \right| \leq \Delta f_{lim} \quad (3.21)$$

$$\left| \frac{\Delta P}{M} \right| \leq \dot{f}_{lim} \quad (3.22)$$

$$\left| \frac{\Delta P}{D + R_g} \right| \leq \Delta f_{sslim} \quad (3.23)$$

3.2. Formulación del UC-FC

En la sección anterior, se definieron el nadir de frecuencia, el $RoCoF$, y la desviación en estado estacionario como (3.18), (3.19), y (3.20), respectivamente. El objetivo principal de este trabajo es modificar el problema de predespacho de unidades para incorporar la respuesta dinámica de la frecuencia. Para lograr esto, se introducirán al modelo tradicional de UC tres restricciones diseñadas para limitar las métricas de frecuencia mencionadas.

Estas restricciones se incluirán en el modelo de UC convencional de acuerdo con las limitaciones especificadas en [2], dando lugar al UC-FC. Cada una de estas restricciones presenta desafíos particulares al ser integradas en el modelo MILP, los cuales serán abordados y presentados de forma individual.

3.2.1. Nadir de frecuencia

El valor mínimo que alcanza la frecuencia tras una contingencia es modelado por la expresión (3.18), la cual queda parametrizada de acuerdo al desequilibrio de potencia ΔP y los parámetros dinámicos del sistema equivalente M , R_g , F_g y T . La integración de esta restricción al modelo UC-FC no es factible de manera directa, debido a que presenta términos no lineales como la raíz cuadrada y la función exponencial. También se observan términos bilineales ya que los parámetros dinámicos del sistema dependen del estado de las unidades.

En [13] se propone abordar este problema planteando valores mínimos para M , R_g y F_g con el objetivo de asegurar que la máxima desviación de la frecuencia tras una pérdida de generación o desconexión de la demanda se encuentre acotada por Δf^{MAX} , y así, no violar la restricción de nadir. La Figura 3.4 representa de manera grafica todos los posibles valores de nadir luego de una pérdida de generación, desde la cual se puede inferir que existe un trío de valores para M^{MIN} , R_g^{MIN} , y F_g^{MIN} ajo los cuales se puede controlar desviación máxima de la frecuencia tras una perturbación ΔP específica.

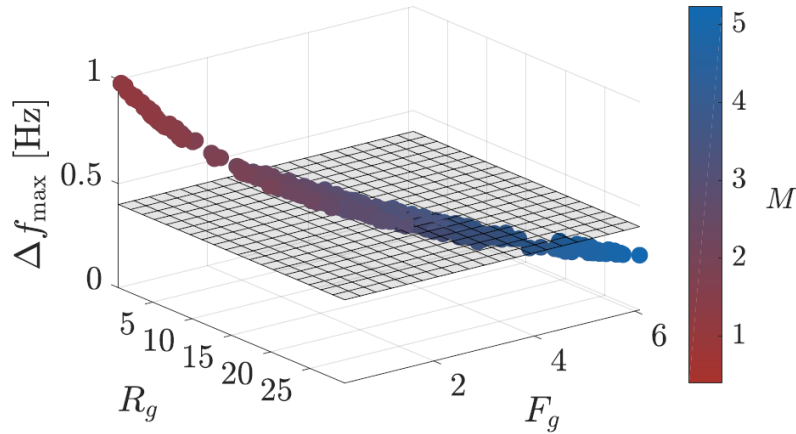


Figura 3.4: Representación posibles valores de nadir tras una pérdida de generación [13].

Dado que el valor de ΔP es desconocido previo a la asignación de unidades, es necesario el desarrollo de un pre-proceso que determine los valores de M^{MIN} , R_g^{MIN} y F_g^{MIN} para distintos valores de ΔP . Sin embargo, al construir esta herramienta se constató que su utilidad no es escalable a sistemas reales debido a que los tiempos de ejecución computacional son exponenciales en función de las unidades de generación del sistema a estudiar.

Considerando esta condición se optó por usar la segunda técnica propuesta en [13], la cual aproxima mediante planos cortantes (*Piece-wise Linearization of Nadir Expression*) la expresión del nadir. Esta simplificación

requiere del cálculo de los valores de nadir para distintos punto de operación del sistema en estudio, donde se obtiene usando la técnica de mínimos cuadrados los planos cortantes que mejor representan a la función no lineal.

Esta tarea se considera una etapa previa al UC y se resolverá mediante *Python*. El código formulado requiere como información de entrada los siguientes parámetros:

- Δf^{MAX} : Límite del Nadir en p.u..
- S_B : Potencia base del sistema en MVA.
- N_{gen} : número de unidades despachables del sistema en estudio.
- N_{secP} : Número de tramos de la discretización para ΔP .
- N_{secMRF} : Número de tramos de la discretización para M, R_g, F_g .
- T : Constante de tiempo del sistema en s.
- S_i : Potencia nominal de la unidad i en MVA.
- P_i^{max} : Potencia máxima de la unidad i en MW.
- P_i^{min} : Potencia mínima de la unidad i en MW.
- H_i : Inercia de la unidad i en p.u. base propia.
- D_i : Constante de amortiguamiento de la unidad i en p.u. base propia.
- R_i : Droop de la unidad i en p.u. base propia.
- K_i : Constante mecánica de la unidad i en p.u. base propia.
- Fh_i : Fracción de potencia producida por turbina de la unidad i en p.u. base propia.

Para iniciar, es crucial establecer el dominio de la aproximación, que siempre abarcará todas las opciones ofrecidas por el sistema en estudio. Esto implica desde la unidad más pequeña despachada hasta todas las unidades en funcionamiento. En primer lugar, para obtener este dominio, es necesario normalizar los parámetros de cada unidad de generación a valores en por unidad común, lo cual se realizará mediante las siguientes expresiones:

$$M_g = \frac{2H_g K_g S_g}{S_B} \quad \forall g \in \{1, \dots, N_g\} \quad (3.24)$$

$$D_g = \frac{D_g S_g}{S_B} \quad \forall g \in \{1, \dots, N_g\} \quad (3.25)$$

$$F_g = \frac{K_g F_g S_g}{R_g S_B} \quad \forall g \in \{1, \dots, N_g\} \quad (3.26)$$

$$R_g = \frac{K_g S_g}{R_g S_B} \quad \forall g \in \{1, \dots, N_g\} \quad (3.27)$$

La obtención del dominio se lleva a cabo mediante una discretización equidistante que abarca desde el valor mínimo hasta el máximo de cada parámetro. En particular, los parámetros dinámicos M, R, D, F y el desbalance de potencia ΔP se subdividen en N_{secMRF} y N_{secP} segmentos respectivamente.

Una vez definido el dominio de los parámetros de interés resta obtener los valores de nadir para cada posible combinación de valores de M_g, D_g, R_g, F_g y ΔP del dominio definido previamente. Lo cual se realiza mediante un barrido de evaluación de la función de nadir. Estos valores serán guardados en un nuevo vector llamado $f(M, D, R, F, \Delta P)$ de largo N_p igual a $N_{stepMRF}^3 \cdot N_{secP}$.

Ya con los valores de la función de nadir tabulados se procede al desarrollo de la aproximación, la cual se construye en *AMPL* mediante el solver *knitro* y utiliza como información de entrada los siguientes parámetros:

- N_{hp} : Número de hiperplanos para la aproximación.
- M : Dominio para la inercia en p.u. base común.
- R : Dominio para el droop en p.u. base común.
- F : Dominio para la fracción de potencia en p.u. base común.
- ΔP : Dominio para la potencia en p.u. base común.
- $f(M, D, R, F, \Delta P)$ valores de la función de nadir.

La función de nadir se aproxima mediante planos cortantes que dependerán de M , R_g , F_g y ΔP . Debido a la influencia de D en el nadir [12], se excluye de la aproximación. De acuerdo con esto, es preciso la inclusión de variables que representen la pendiente de cada plano s para los parámetro que la modelan y una variable auxiliar que forzará que los planos construidos estén siempre por debajo de la función teórica.

- Mc_s : Pendiente de la inercia en el plano s .
- Rc_s : Pendiente del droop en el plano s .
- Fc_s : Pendiente de la fracción de potencia en el plano s .
- Pc_s : Pendiente de la potencia en el plano s .
- Cc_s : Constante del plano s .
- $Z_{p,s}$: Variable auxiliar para el punto p y el plano s .

La función objetivo del modelo es típica de un algoritmo de mínimos cuadrados:

$$\min \sum_{p=1}^{N_p} \left(f(M, D, R_g, F_g, \Delta P)_p - Y_p \right)^2 \quad (3.28)$$

Las restricciones atienden a la construcción de los planos y el límite superior de dichos planos.

$$Z_{p,s} = Mc_s \cdot M + Rc_s \cdot R_g + Fc_s \cdot F_g + Pc_s \cdot \Delta P + Cc_s \quad (3.29)$$

$$Z_{p,s} \leq f(M, D, R_g, F_g, \Delta P)_p \quad (3.30)$$

$$Y_p = \max \{ Z_{p,s} \} \quad (3.31)$$

Una vez encontrada la solución óptima del modelo, los valores de las variables Mc_s , Rc_s , Fc_s , Pc_s y Cc_s son exportados al UC-FC. La restricción se incorpora mediante las expresiones (3.32) y (3.33) logrando así aproximar mediante N_{hp} planos el nadir originado tras la salida intempestiva de una unidad de generación i o desconexión de una carga l respectivamente, para cada periodo t en el horizonte de estudio.

$$Mc_s \cdot \sum_{i=1}^{N_g} M_i u_{i,t} + Rc_s \cdot \sum_{i=1}^{N_g} R_i u_{i,t} + Fc_s \cdot \sum_{i=1}^{N_g} F_i u_{i,t} + Pc_s \cdot \Delta P_{i,t,k}^{GEN} + Cc_s \leq \Delta f_{max} \quad (3.32)$$

$$\forall s \in \{1, \dots, N_{hp}\}, \forall i \in \{1, \dots, N_g\}, \forall t \in \{1, \dots, T\}, \forall k \in \{1, \dots, N_c\}$$

$$Mc_s \cdot \sum_{i=1}^{N_g} M_i u_{i,t} + Rc_s \cdot \sum_{i=1}^{N_g} R_i u_{i,t} + Fc_s \cdot \sum_{i=1}^{N_g} F_i u_{i,t} + Pc_s \cdot \Delta P_{l,t,k}^{LOAD} + Cc_s \leq \Delta f_{max} \quad (3.33)$$

$$\forall s \in \{1, \dots, N_{hp}\}, \forall l \in \{1, \dots, N_L\}, \forall t \in \{1, \dots, T\}, \forall k \in \{1, \dots, N_c\}$$

3.2.2. RoCoF

La expresión (3.19) muestra que la tasa de cambio de la frecuencia queda parametrizada en función del desbalance de potencia (ΔP) y la inercia equivalente del sistema (M). Por lo tanto, la segunda restricción del UC-FC se expresa según (3.22).

Si se considera que las unidades VSM no participan en el control de frecuencia, M_c se hace nulo y la inercia equivalente del sistema es igual a la inercia equivalente de las unidades síncronas M_g . Al ingresar la ecuación (3.22) al modelo MILP, M_g deja de ser conocida y queda en función del estado de las unidades, definiéndose para cada periodo t como:

$$M_{g_t} = \sum_{i=1}^{N_g} u_{i,t} M_{g_i} \frac{P_{g_i}}{P_{b_g}} \quad \forall t \quad (3.34)$$

Al combinar las expresiones (3.22) y (3.34) es posible notar que la expresión deja de ser lineal y se vuelve bilineal ya que existen términos definidos como el producto de una variable continua con una binaria, tal como se muestra en la ecuación (3.35).

$$|\Delta P_{i,t,k}| \leq f_{lim} \sum_{i=1}^{N_g} u_{i,t} M_{g_i} \frac{P_{g_i}}{P_{b_g}} \quad \forall t, k \quad (3.35)$$

Por lo tanto, es necesario reformular convenientemente la expresión (3.35) para poder ser resuelta mediante el solucionador CPLEX [15]. Para ello en primer lugar es necesario definir las nuevas variables continuas $uf_{lim_{i,t,k}}$ y $f_{lim_{i,t,k}}$ como:

$$uf_{lim_{i,t,k}} = u_{i,t} f_{lim_{i,t,k}} \quad \forall i, t, k \quad (3.36)$$

$$f_{lim}^{LOWER} \leq f_{lim_{i,t,k}} \leq f_{lim}^{UPPER} \quad \forall t, k \quad (3.37)$$

Es necesario expresar la ecuación (3.35) como un conjunto de restricciones lineales para poder resolverla mediante métodos de programación lineal. Esto se logra descomponiendo la ecuación (3.35) en tres restricciones lineales independientes, dadas por (3.38), (3.39) y (3.40), donde f_{lim}^{LOWER} y f_{lim}^{UPPER} son los límites conocidos para la tasa de cambio de la frecuencia.

$$-\Delta P_{i,t,k} \leq \sum_{i=1}^{N_g} uf_{lim_{i,t,k}} M_{g_i} \frac{P_{g_i}}{P_{b_g}} \quad \forall t, k \quad (3.38)$$

$$f_{lim}^{LOWER} u_{i,t} \leq uf_{lim_{i,t,k}} \leq f_{lim}^{UPPER} u_{i,t} \quad \forall i, t, k \quad (3.39)$$

$$f_{lim}^{LOWER} (1 - u_{i,t}) \leq f_{lim_{i,t,k}} - uf_{lim_{i,t,k}} \leq f_{lim}^{UPPER} (1 - u_{i,t}) \quad \forall i, t, k \quad (3.40)$$

En conclusión, mediante la reformulación propuesta, se obtienen expresiones lineales para la restricción de *RoCoF*, cuya solución es factible mediante CPLEX. Es fundamental monitorear la variable $f_{lim_{i,t,k}}$ para cada periodo t y escenario k con el fin de validar la solución y garantizar la consistencia en el control de la tasa de cambio de frecuencia.

3.2.3. Desviación en estado estacionario

En el caso de la desviación de la frecuencia para $t \rightarrow \infty$, esta se modela en función del desbalance de potencia ΔP , el amortiguamiento equivalente D y el *droop* R_g de las unidades de generación. Por simplicidad se considerará que las unidades VSM no participan en el control de frecuencia de igual forma que en el *RoCoF*, por lo tanto, D_c y R_c se hacen nulos. La tercera y última restricción que formula el UC-FC queda definida según (3.23).

Se puede observar que la ecuación (3.23) no es lineal debido a que los términos D_g y R_g quedan en función del estado de las unidades para cada periodo. Por lo tanto, se plantea una reformulación al igual que en la restricción de *RoCoF*.

$$D_{g_i} = \sum_{i=1}^{N_g} u_{i,t} D_{g_i} \frac{P_{g_i}}{P_{b_g}} \quad (3.41)$$

$$R_{g_i} = \sum_{i=1}^{N_g} u_{i,t} \frac{K_{g_i}}{R_{g_i}} \frac{P_{g_i}}{P_{b_g}} \quad (3.42)$$

Se definen las nuevas variables auxiliares $u\Delta_{f_{ssi,t,k}}$ y $\Delta_{f_{ss,t,k}}$, donde esta última queda acotada de acuerdo con la normativa vigente [2].

$$u\Delta_{f_{ssi,t,k}} = u_{i,t} \Delta_{f_{ss,t,k}} \quad \forall i, t, k \quad (3.43)$$

$$\Delta_{f_{ss}}^{LOWER} \leq \Delta_{f_{ss,t,k}} \leq \Delta_{f_{ss}}^{UPPER} \quad \forall t, k \quad (3.44)$$

En base a la reformulación propuesta, la restricción se reescribe de acuerdo con la expresión (3.45). Además, se deben agregar las restricciones (3.46) y (3.47) para acotar los valores de $\Delta_{f_{ss}}$.

$$-\Delta P_{i,t,k} \leq \sum_{i=1}^{N_g} u\Delta_{f_{ssi,t,k}} \left(D_{g_i} \frac{P_{g_i}}{P_{b_g}} + \frac{K_{g_i}}{R_{g_i}} \frac{P_{g_i}}{P_{b_g}} \right) \quad \forall t, k \quad (3.45)$$

$$\Delta_{f_{ss}}^{LOWER} u_{i,t} \leq u\Delta_{f_{ssi,t,k}} \leq \Delta_{f_{ss}}^{UPPER} u_{i,t} \quad \forall i, t, k \quad (3.46)$$

$$\Delta_{f_{ss}}^{LOWER} (1 - u_{i,t}) \leq \Delta_{f_{ss,t,k}} - u\Delta_{f_{ssi,t,k}} \leq \Delta_{f_{ss}}^{UPPER} (1 - u_{i,t}) \quad \forall i, t, k \quad (3.47)$$

Tras la reformulación, la variable a estudiar para analizar la desviación en estado estacionario para cada periodo t y escenario k es $\Delta_{f_{ss,t,k}}$.

3.3. Modelo simplificado de gobernadores

El levantamiento de modelos dinámicos que representen de manera correcta el comportamiento de los reguladores de velocidad o gobernadores es una tarea compleja, la cual quiere una serie de ensayos donde se mide la respuesta de la unidad ante cambios de consignas de potencia, rechazos de carga y perturbaciones en la red. Por otro lado, estimar los parámetros del controlador de frecuencia también requiere una serie de pruebas como lo son el seguimiento de consigna de frecuencia a distintos niveles de carga.

En la actualidad, los SM de la red nacional no cuentan como modelos adecuados con los que se pueda realizar un seguimiento correcto de su respuesta en planta real. Si bien los sistemas más afectados son los de Aysén y Cochamó, todos presentan grandes desafíos dinámicos durante su operación. La principal razón de esto se debe a que los modelos existentes (en su mayoría disponibles en Power Factory) no han sido homologados de manera correcta o fueron generados a partir de modelos genéricos de unidades de similares características. Esto trae consigo que los estudios de estabilidad transitoria no reflejen la operación real del sistema.

Una alternativa a esta problemática es la construcción de un modelo simplificado a partir de las plantas existentes en la base de datos de Power Factory. Sin embargo, la estimación de los parámetros de estos modelos compactos requiere de un pre-proceso extenso y softwares que no se incluyen en los objetivos de este trabajo.

Bajo esta condición es que para continuar con el desarrollo la herramienta propuesta se opta por utilizar como patrón los parámetros propuestos en [13] para distintos tipos de plantas térmicas. El trabajo ofrece valores de M , D , R_g , K y F_g homologados para centrales de tipo nuclear, CCGT (close cycle gas turbine), OCGT (open cycle gas turbine), VSM y Droop. La Tabla 3.1 presenta estos parámetros.

Tipo de planta	H_g [s]	K_g [-]	F_g [-]	R_g [-]	D_g [-]
Nuclear	4.5	0.98	0.25	0.04	0.6
CCGT	7.0	1.1	0.15	0.01	0.6
OCGT	5.5	0.95	0.35	0.03	0.6
VSM	6.0	1.0	-	-	0.6
Droop	-	1.0	-	0.05	-

Tabla 3.1: Parámetros dinámicos de los reguladores de velocidad para distintos tipos de plantas [13].

El problema de pre-despacho de unidades con restricciones dinámicas utilizará los parámetros de la Tabla 3.1 para cumplir con las restricciones descritas en las secciones precedentes.

4 | Estudio de casos

En este capítulo, se expondrán los ensayos realizados y los resultados obtenidos mediante la metodología de trabajo propuesta en la Figura 3.1. El propósito principal de estos ensayos es evaluar el desempeño de las restricciones y aproximaciones desarrolladas para la formulación del UC-FC. Con este fin, se llevaron a cabo inicialmente ensayos en un sistema compacto basado en el sistema de 39 barras de la IEEE. Posteriormente, se abordó el problema de pre-despacho con restricciones de la dinámica de la frecuencia en un sistema de baja inercia real, prestando especial atención a conceptos clave como la escalabilidad, los requerimientos computacionales y las alteraciones con respecto a la solución del UC convencional.

4.1. Simulación dinámica

El desempeño del UC-FC se verificará a partir del cumplimiento de las restricciones dinámicas y operacionales propuestas en los parámetros de entrada del problema. En forma particular, es de interés verificar el comportamiento de las métricas de la frecuencia evaluando comparativamente los valores para el RoCoF, nadir y desviación en estado estacionario de la frecuencia esperados y resultantes de una simulación RMS de la contingencia seleccionada.

Las simulaciones RMS se llevarán a cabo utilizando dos sistemas de modelado, siendo estos: (1) Simulink de MATLAB y (2) PowerFactory DigSilent. El objetivo de los ensayos en Simulink es contrastar directamente los resultados obtenidos del UC-FC mediante la emulación del modelo de la respuesta en frecuencia frente a un desequilibrio de potencia, representado por el diagrama de bloques de la Figura 3.2.

En cuanto a los ensayos realizados en PowerFactory DigSilent, su propósito es evaluar la calidad del modelo simplificado de la respuesta dinámica en frecuencia en comparación con el modelo dinámico completo, que incorpora fenómenos externos no considerados en este trabajo. Esto permitirá cuantificar los errores incurridos y tener en cuenta consideraciones importantes al ejecutar el problema de pre-despacho formulado. Con base en lo anterior, se detallará el proceso de construcción de las simulaciones RMS en Simulink. La rutina requiere, para cada simulación, los parámetros dinámicos de las unidades, el estado de las máquinas (x_i) y el desequilibrio de potencia (ΔP). Los valores de x_i y ΔP serán exportados desde el problema de UC-FC para contingencias y escenarios específicos previamente definidos. Con los parámetros necesarios debidamente definidos, Simulink será capaz de generar de manera gráfica la respuesta dinámica en frecuencia del sistema en estudio ante la contingencia elegida en un período particular.

En la Figura 4.1, se presenta el diagrama de bloques del modelo simplificado en Simulink correspondiente al sistema de 39 barras de la IEEE con 10 unidades de generación conectadas a la red. Este modelo proporcionará una representación clara y comprensible de la respuesta dinámica en frecuencia del sistema ante contingencias específicas.

En la misma figura, se observan dos ramas: la rama superior modelará la respuesta dinámica del problema del UC sin las restricciones de frecuencia (w/o FC), mientras que la rama inferior modelará la respuesta dinámica del problema UC-FC (w/ FC). Ambas señales son posteriormente convertidas a Hz y presentadas en

un mismo gráfico para contrastar las respuestas. Además, se calcularán los valores teóricos de las métricas de frecuencia mediante MATLAB para su posterior análisis y comparación.

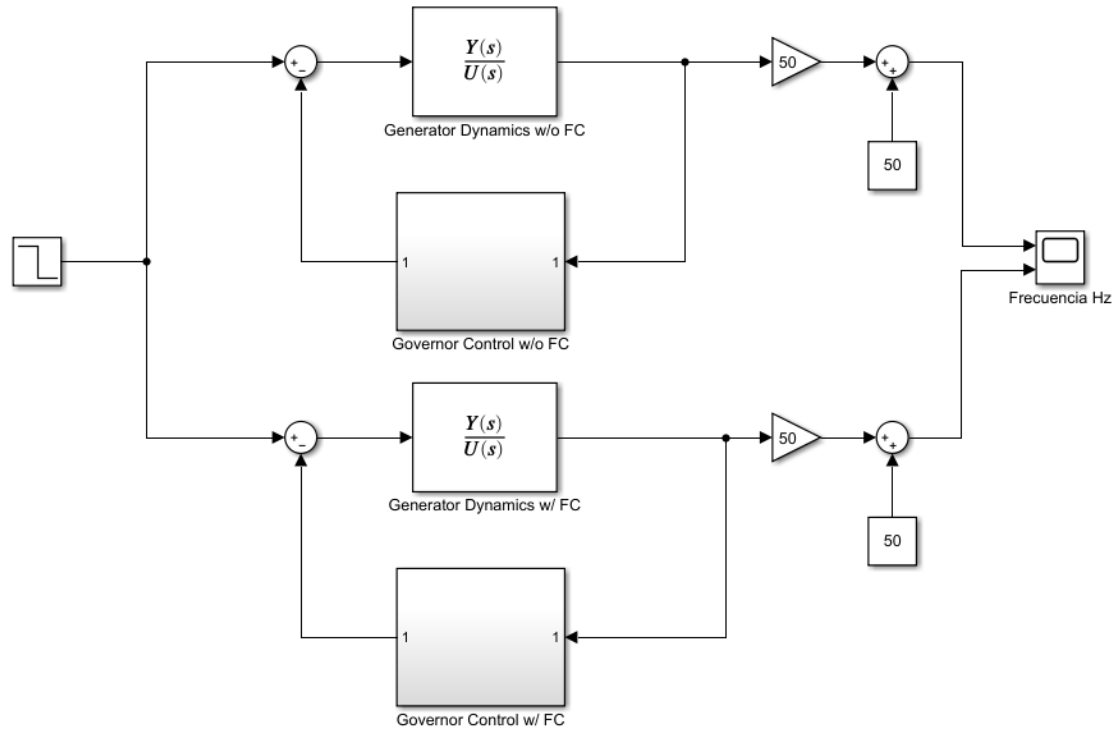


Figura 4.1: Modelo simplificado completo del sistema de 39 barras de la IEEE para la simulación dinámica de la respuesta en frecuencia.

Como se expuso en los capítulos anteriores, la característica principal de los sistemas medianos es su capacidad de potencia instalada limitada. Esta limitación afecta sus niveles de robustez dinámica, ya que están directamente relacionados con la capacidad de sus unidades de generación. Es relevante destacar que muchas de las unidades en servicio actualmente cuentan con discos de inercia acoplados a sus ejes, con el propósito de proporcionar una respuesta dinámica en frecuencia menos abrupta. Dicho esto, los alcances del UC-FC propuesto se ajustan de manera apropiada a los niveles naturales de inercia de los sistemas medianos, y la herramienta será capaz de realizar despachos adecuados a los flujos de potencia del sistema, respaldando siempre una respuesta dinámica en frecuencia ante contingencias que cumpla con los estándares normativos

4.2. Sistema 39 barras

Los ensayos preliminares del modelo propuesto para el UC-FC se llevan a cabo en un modelo compacto, con el objetivo de tener un mayor control sobre el despacho de las unidades y, al mismo tiempo, lograr una rápida identificación de la lógica de decisión del modelo. Se selecciona como modelo base el sistema de 39 barras de la IEEE, ya que cuenta con 10 unidades de generación, brindando holgura al modelo para priorizar las unidades a despachar.

Las restricciones operacionales se analizarán mediante un único ensayo, donde se verificará su correcta activación tanto en el escenario base como en las contingencias. Estas contingencias serán previamente seleccionadas, y al habilitar la contingencia en un elemento, el modelo estudiará automáticamente la salida intempestiva de dicho elemento para cada periodo en estudio. En otras palabras, una contingencia por sí sola incluirá en el modelo un total de T escenarios de estudio. Por otra parte, se analizarán las restricciones dinámicas para cada escenario contingente, y se llevará a cabo un barrido de las restricciones para comprobar su correcto desempeño.

4.2.1. Descripción del sistema

En la Figura 4.2 se muestra una representación gráfica del sistema a estudiar, en ella es posible identificar 10 unidades de generación, 12 transformadores, 57 líneas de transmisión y 21 cargas.

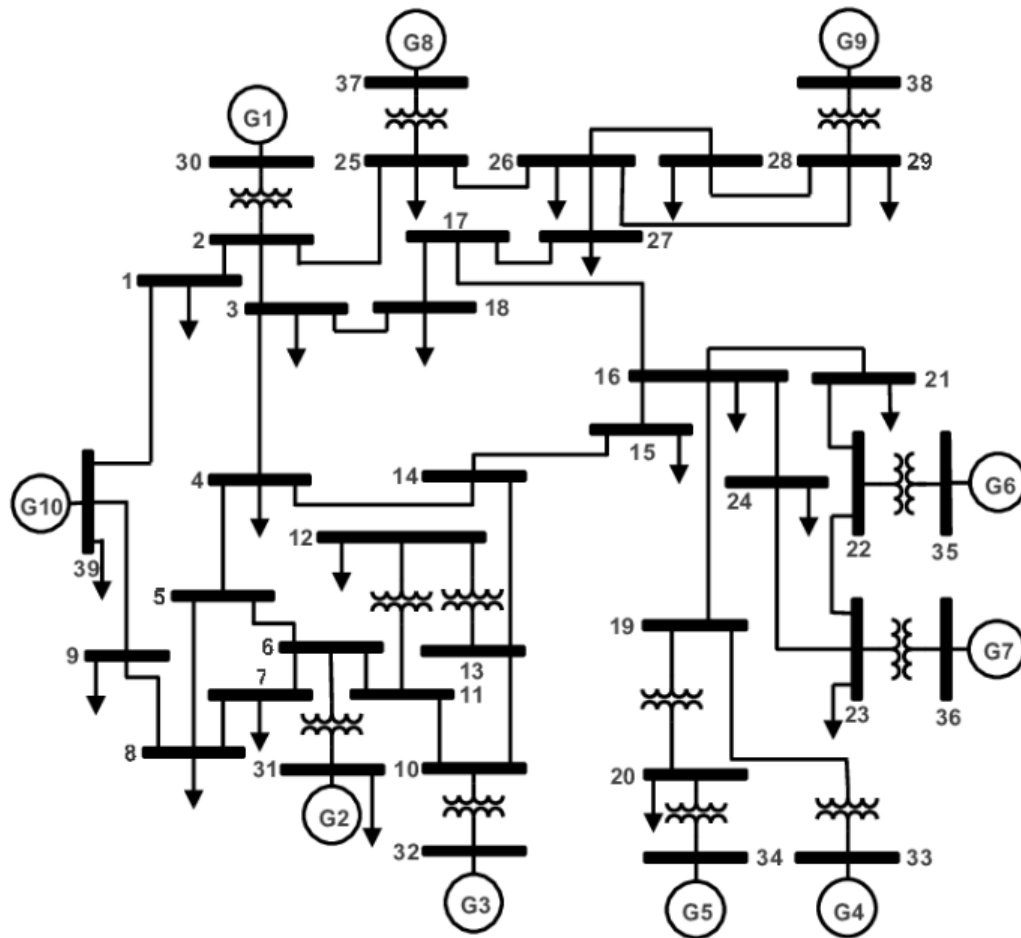


Figura 4.2: Diagrama unilineal del sistema de 39 barras de la IEEE.

Unidades de generación

El sistema cuenta con una capacidad de generación instalada de 1662 MW, distribuida entre 10 unidades. En la Tabla 4.1, se presenta un detalle completo que incluye el nombre, la barra asociada, los costos lineales [USD/MW] y constantes [USD], la capacidad nominal [MVA], la potencia máxima y mínima [MW], así como los tiempos mínimos de operación y apagado [h] para cada unidad de generación.

ID	Nombre	Barra	C^1	C^0	S_{nom}	P_{max}	P_{min}	T_{min}^{UP}	T_{min}^{DOWN}
1	G1	30	15.19	1000	455	455	150	8	8
2	G2	31	17.26	970	455	455	150	8	8
3	G3	32	16.6	700	130	130	20	5	5
4	G4	33	16.5	680	130	130	20	5	5
5	G5	34	19.7	450	162	162	25	6	6
6	G6	35	22.26	370	80	80	20	3	3
7	G7	36	27.74	480	85	85	25	3	3
8	G8	37	25.92	660	55	55	10	1	1
9	G9	38	27.27	665	55	55	10	1	1
10	G10	39	27.79	670	55	55	10	1	1

Tabla 4.1: Parámetros de las unidades de generación del sistema de 39 barras de la IEEE.

En los ensayos realizados, se consideró que todas las unidades son de tipo Nuclear, asegurando así la mínima robustez dinámica al sistema en estudio. Los parámetros dinámicos de las máquinas adoptarán los valores expuestos en la Tabla 3.1.

Líneas de transmisión y transformadores

La energía despachada por las unidades de generación será evacuada por un total de 12 transformadores y será distribuida por 57 líneas hasta las barras de carga. En las tablas 4.2 y 4.3 se presentan los índices de distribución en las barras y los parámetros técnicos de las líneas en p.u. con referidos a 100 [MVA].

ID	Nombre	Barra desde	Barra a	Capacidad [MVA]	r [-]	x [-]	b [-]
1	Lin. 1	1	2	600	0.0035	0.0411	0.6987
2	Lin. 2	1	39	1000	0.001	0.025	0.75
3	Lin. 3	2	3	500	0.0013	0.0151	0.2572
4	Lin. 4	2	25	500	0.007	0.0086	0.146
5	Transf. 1	2	30	900	0	0.0181	0
6	Lin. 5	3	4	500	0.0013	0.0213	0.2214
7	Lin. 6	3	18	500	0.0011	0.0133	0.2138
8	Lin. 7	4	5	600	0.0008	0.0128	0.1342
9	Lin. 8	4	14	500	0.0008	0.0129	0.1382
10	Lin. 9	5	6	1200	0.0002	0.0026	0.0434
11	Lin. 10	5	8	900	0.0008	0.0112	0.1476
12	Lin. 11	6	7	900	0.0006	0.0092	0.113
13	Lin. 12	6	11	480	0.0007	0.0082	0.1389
14	Transf. 2	6	31	1800	0	0.025	0
15	Lin. 13	7	8	900	0.0004	0.0046	0.078
16	Lin. 14	8	9	900	0.0023	0.0363	0.3804
17	Lin. 15	9	39	900	0.001	0.025	1.2
18	Lin. 16	10	11	600	0.0004	0.0043	0.0729

Tabla 4.2: Parámetros de las líneas de distribución del sistema en estudio. Parte 1.

ID	Nombre	Barra desde	Barra a	Capacidad [MVA]	r [-]	x [-]	b [-]
19	Lin. 17	10	13	600	0.0004	0.0043	0.0729
20	Transf. 3	10	32	900	0	0.02	0
21	Transf. 11	12	11	500	0.0016	0.0435	0
22	Transf. 12	12	13	500	0.0016	0.0435	0
23	Lin. 18	13	14	600	0.0009	0.0101	0.1723
24	Lin. 19	14	15	600	0.0018	0.0217	0.366
25	Lin. 20	15	16	600	0.0009	0.0094	0.171
26	Lin. 21	16	17	600	0.0007	0.0089	0.1342
27	Lin. 22	16	19	600	0.0016	0.0195	0.304
28	Lin. 23	16	21	600	0.0008	0.0135	0.2548
29	Lin. 24	16	24	600	0.0003	0.0059	0.068
30	Lin. 25	17	18	600	0.0007	0.0082	0.1319
31	Lin. 26	17	27	600	0.0013	0.0173	0.3216
32	Transf. 10	19	20	900	0.0007	0.0138	0
33	Transf. 4	19	33	900	0.0007	0.0142	0
34	Transf. 5	20	34	900	0.0009	0.018	0
35	Lin. 27	21	22	900	0.0008	0.014	0.2565
36	Lin. 28	22	23	600	0.0006	0.0096	0.1846
37	Transf. 6	22	35	900	0	0.0143	0
38	Lin. 29	23	24	600	0.0022	0.035	0.361
39	Transf. 7	23	36	900	0.0005	0.0272	0
40	Lin. 30	25	26	600	0.0032	0.0323	0.531
41	Transf. 8	25	37	900	0.0006	0.0232	0
42	Lin. 31	26	27	600	0.0014	0.0147	0.2396
43	Lin. 32	26	28	600	0.0043	0.0474	0.7802
44	Lin. 33	26	29	600	0.0057	0.0625	1.029
45	Lin. 34	28	29	600	0.0014	0.0151	0.249
46	Transf. 9	29	38	1200	0.0008	0.0156	0
47	Lin. 35	14	15	600	0.0018	0.0217	0.366
48	Lin. 36	15	16	600	0.0009	0.0094	0.171
49	Lin. 37	16	17	600	0.0007	0.0089	0.1342
50	Lin. 38	16	19	600	0.0016	0.0195	0.304
51	Lin. 39	16	21	600	0.0008	0.0135	0.2548
52	Lin. 40	16	24	600	0.0003	0.0059	0.068
53	Lin. 41	17	18	600	0.0007	0.0082	0.1319
54	Lin. 42	17	27	600	0.0013	0.0173	0.3216
55	Lin. 43	19	20	900	0.0007	0.0138	0
56	Lin. 44	19	33	900	0.0007	0.0142	0
57	Lin. 45	20	34	900	0.0009	0.018	0
58	Lin. 46	21	22	900	0.0008	0.014	0.2565
59	Lin. 47	22	23	600	0.0006	0.0096	0.1846
60	Lin. 48	22	35	900	0	0.0143	0
61	Lin. 49	23	24	600	0.0022	0.035	0.361
62	Lin. 50	23	36	900	0.0005	0.0272	0
63	Lin. 51	25	26	600	0.0032	0.0323	0.531
64	Lin. 52	25	37	900	0.0006	0.0232	0
65	Lin. 53	26	27	600	0.0014	0.0147	0.2396
66	Lin. 54	26	28	600	0.0043	0.0474	0.7802
67	Lin. 55	26	29	600	0.0057	0.0625	1.029
68	Lin. 56	28	29	600	0.0014	0.0151	0.249
69	Lin. 57	29	38	1200	0.0008	0.0156	0

Tabla 4.3: Parámetros de las líneas de distribución del sistema en estudio. Parte 2.

Cargas

La demanda del sistema se agrupa en 21 cargas, las que se distribuyen en las barras del sistema según la Tabla 4.4.

ID	Nombre	Barra
1	Dem. 1	1
2	Dem. 2	3
3	Dem. 3	4
4	Dem. 4	7
5	Dem. 5	8
6	Dem. 6	9
7	Dem. 7	12
8	Dem. 8	15
9	Dem. 9	16
10	Dem. 10	18
11	Dem. 11	20
12	Dem. 12	21
13	Dem. 13	23
14	Dem. 14	24
15	Dem. 15	25
16	Dem. 16	26
17	Dem. 17	27
18	Dem. 18	28
19	Dem. 19	29
20	Dem. 20	31
21	Dem. 21	39

Tabla 4.4: Distribución de las cargas en las barras del sistema.

Adicional a la información contenida en la tabla precedente, el programa requiere la estimación horaria del consumo en cada una de las cargas, la cual se incluye mediante una matriz de $21 \times T$, donde T es el número de periodos del horizonte de estudio.

El consumo de cada una de las cargas será manipulado mediante escalamiento o desconexión en cada uno de los ensayos. De esta forma, se dará control preliminar a las unidades en sincronismo para cada caso. El vector de carga horaria se definirá para cada ensayo; sin embargo, las barras de consumo serán siempre las definidas en la Tabla 4.4.

Cada elemento definido en esta sección dispone de parámetros denominados $XXXEnable_i$ y $XXXContingency_i$, donde XXX puede adoptar los valores: Gen (generador), Lin (línea) y Dem (carga). Con la ayuda del parámetro $XXXEnable_i$, es posible sacar de servicio los elementos que se estime conveniente para los ensayos a realizar, quedando estos desconectados durante todos los periodos en estudio. Por otra parte, mediante el parámetro $XXXContingency_i$, se habilita la salida intempestiva del elemento para cada uno de los periodos de estudio. Así, la rutina entregará despachos que cumplan con todas las restricciones operacionales y dinámicas, abasteciendo el total de la demanda con los elementos disponibles y para cada uno de los escenarios contingentes predefinidos. En caso de no ser posible, el programa compensará los desbalances de potencia a través de potencia no suministrada.

La totalidad de los parámetros definidos previamente se ingresan al programa mediante un archivo .dat, que además incluye el número de periodos (T), escalamiento de la demanda (KP), factor de reserva en giro positiva ($KPRP$), factor de reserva en giro negativa ($KPRN$), costo de potencia no suministrada ($CPNS$), frecuencia base (f_B), y los límites para las métricas dinámicas ($RoCoF_{lim}$, $\Delta f_{ss_{lim}}$ y $Nadir_{lim}$).

4.2.2. Análisis de resultados

La metodología de ensayos para verificar el desempeño de las restricciones dinámicas se estructura en tres ejes, donde cada uno estudia de manera particular cada una de las métricas de la respuesta en frecuencia ante contingencias. Las pruebas constan de un barrido del límite de cada restricción, donde es de interés encontrar la banda de activación para cada uno de los escenarios, y las influencias técnicas y económicas que trae consigo acotar los límites de cada restricción. En cada caso, se encontrará habilitada únicamente la restricción dinámica en evaluación, para así identificar puntualmente cómo responde el programa y cómo se modifican los despachos en función de los requerimientos del sistema en estudio.

En cada uno de los ensayos se definirá los vectores de carga, criterios de reserva en giro positiva y negativa, unidades de generación disponibles y contingencias estudiadas. También se analiza cómo influye la elección estratégica de contingencias en los tiempos de simulación computacional.

Particularmente, en la sección dedicada a la restricción del nadir de frecuencia, se analizará el desempeño de la aproximación lineal y la flexibilidad de sus parámetros. Se prestará especial atención a la adecuada elección de enmallado y número de hiperplanos, evaluando cómo estos aspectos influyen en la escalabilidad de los tiempos de simulación, la precisión de la rutina y los efectos de la constante de tiempo del sistema. Estos temas serán objeto de análisis detallado en la sección correspondiente.

Los ensayos computacionales son realizados en un computador Asus, modelo X571G, cuyas principales características técnicas se detallan en la Tabla 4.5.

Marca	ASUS
Modelo	X571G
Año	2020
Procesador	Intel Core i7-9750H
CPU	2.60 GHz
Memoria RAM	8.00 GB
Sistema	64-bit

Tabla 4.5: Características principales del hardware.

Restricción de RoCoF

En esta sección, se analiza el desempeño de la restricción dinámica para el límite de la tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF) y su consecuente integración al problema del UC-FC formulado. Los ensayos presentados consideran las unidades 7, 8, 9 y 10 fuera de servicio, con el objetivo de disminuir las posibilidades de despacho y, por ende, restringir el recurso dinámico del sistema en estudio. La Figura 4.3 representa el sistema eléctrico analizado, marcando en rojo las unidades indisponibles.

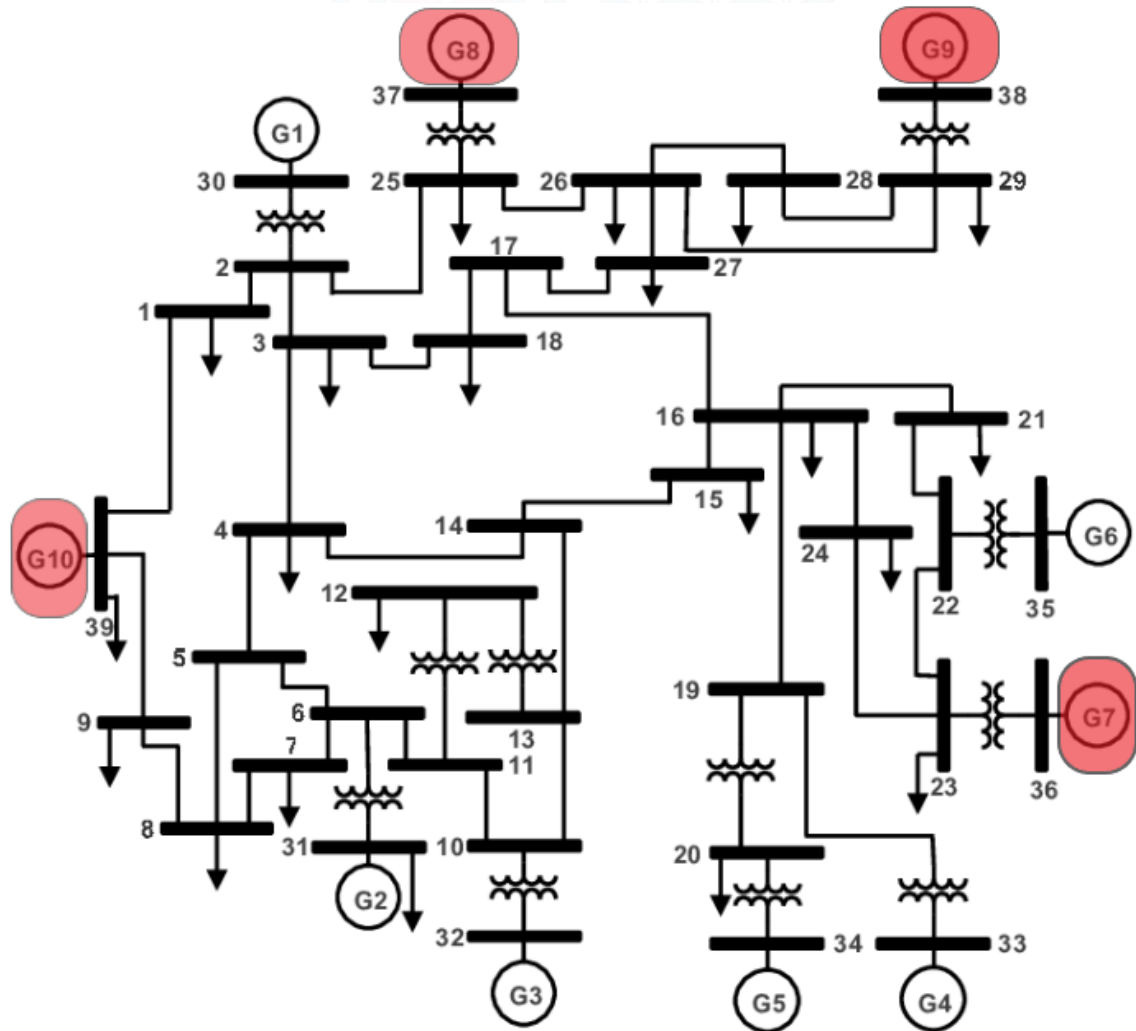


Figura 4.3: Diagrama unilineal del sistema de 39 barras de la IEEE para los ensayos de la tasa de cambio de la frecuencia.

El sistema presentado en la Figura 4.3 se analiza para un horizonte de tiempo de 24 horas. Se establecen criterios de reserva en giro tanto positiva como negativa de un 10 % de la demanda proyectada. El perfil de carga se muestra en la Tabla 4.6, el cual estipula una demanda máxima de 750 [MW] y una demanda mínima de 350 [MW], equivalentes a un 53,1 % y 26,6 % de la capacidad instalada respectivamente.

Periodo	Demanda total MW	Periodo	Demanda total MW	Periodo	Demanda total MW
1	350	9	650	17	500
2	375	10	700	18	550
3	425	11	725	19	600
4	475	12	750	20	700
5	500	13	700	21	650
6	550	14	650	22	550
7	575	15	600	23	450
8	600	16	525	24	400

Tabla 4.6: Demanda total en MW del sistema en estudio. Ensayos restricción *RoCoF*.

Para dar el punta pie inicial a los ensayos, se obtiene la solución del problema de pre-despacho tradicional del sistema en estudio. Para este caso en particular, se estudian contingencias en las unidades de generación 2, 3, 4, 5 y 6, con el objetivo de obtener la sensibilidad del recurso dinámico del sistema, manteniendo la unidad 1 como potencia firme. El sumario técnico del ensayo UC se resumen en la Tabla 4.7 y los resultados de se muestran en las figuras 4.4 y 4.5.

Parámetro	Valor
Costo total [<i>kUSD</i>]	269.278
Real time (before b&c) [s]	16.11
Real time [s]	14.69
Sync time [s]	3.39
Wait time [s]	0.00
Total time [s]	30.80

Tabla 4.7: Resumen costos y tiempos de ejecución UC. Ensayo restricción *RoCoF*.

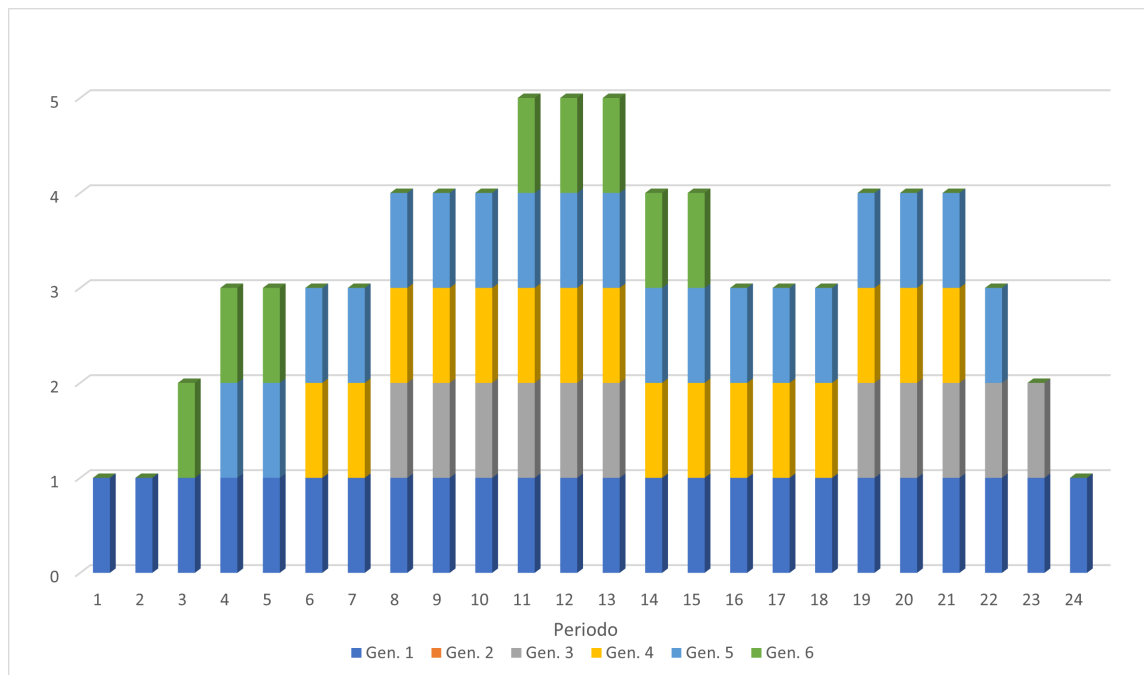


Figura 4.4: Estados de las unidades de generación para el problema del UC. Ensayo restricción de *RoCoF*.

La Figura 4.4 representa gráficamente las unidades despachadas durante el horizonte de análisis. Tal como se indicó anteriormente, la unidad 1 figura como la máquina principal, siendo despachada durante todo el periodo, por otra parte las unidades 3, 4, 5 y 6 son despachadas para escenarios de demanda media y alta. Es posible notar como el parámetro de tiempo mínimo de apagado influye en el despacho de las unidades, es preciso señalar que para periodos de igual demanda (5 y 17) durante la madrugada es despachada la unidad 6, por otra parte, durante la tarde es despachada la unidad 4, incurriendo necesariamente en un mayor costo operacional dado los parámetros técnicos de la unidad 6.

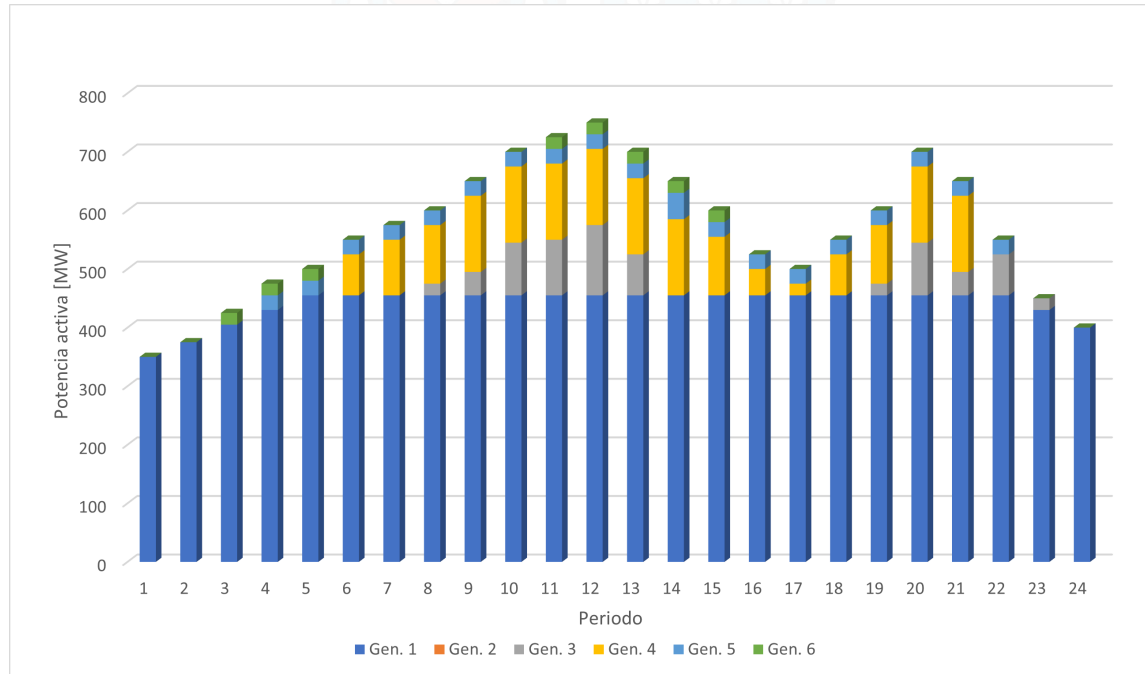


Figura 4.5: Potencia activa de las unidades de generación para el problema del UC. Ensayo restricción de *RoCoF*.

La Figura 4.5 presenta el perfil de generación para los diferentes periodos en estudio. Se destaca que la unidad 1 es despachada a potencia máxima durante 18 de los 24 periodos del horizonte de análisis, siendo esta unidad de generación la que contribuye con el mayor aporte de reserva en giro negativa. Por otro lado, las unidades 5 y 6 solo son despachadas al mínimo técnico con el objetivo de proporcionar la reserva en giro positiva para los escenarios contingentes. En lo que respecta a las unidades 3 y 4, al contar con un costo variable más económico, son despachadas para satisfacer los requerimientos energéticos del sistema, alcanzando su potencia máxima en escenarios de demanda alta. La Figura 4.6 representa gráficamente la reserva en giro positiva suministrada por cada unidad de generación durante el horizonte de estudio. La unidad 5 presenta el mayor aporte de reserva, alcanzando los 137 [MW], seguida por la unidad 6 con un aporte de 60 [MW], ambos constantes durante todo su despacho. Esto confirma lo planteado anteriormente, donde dichas unidades son despachadas para garantizar el abastecimiento de la demanda ante una posible salida intempestiva de las unidades 3, 4, 5 o 6.

Mediante el análisis del estado de las máquinas y los despachos de potencia activa de las unidades de generación durante los periodos estudiados, es posible identificar las contingencias más agresivas en el contexto de la dinámica de la frecuencia. Para ello, en primer lugar, se procede a identificar la mayor pérdida de generación posible ante la salida intempestiva de las unidades 3, 4, 5 o 6, siendo esta la desconexión de la unidad 4 a plena carga. A continuación, se estudia el alcance de las métricas para distintos escenarios de estudio, con el objetivo de identificar el periodo con menor robustez dinámica. De acuerdo con ello, se calcula el *RoCoF* ante la pérdida de la unidad 4 para los periodos 6, 9, 11 y 14. Los resultados de las métricas dinámicas se presentan en la Tabla 4.8.

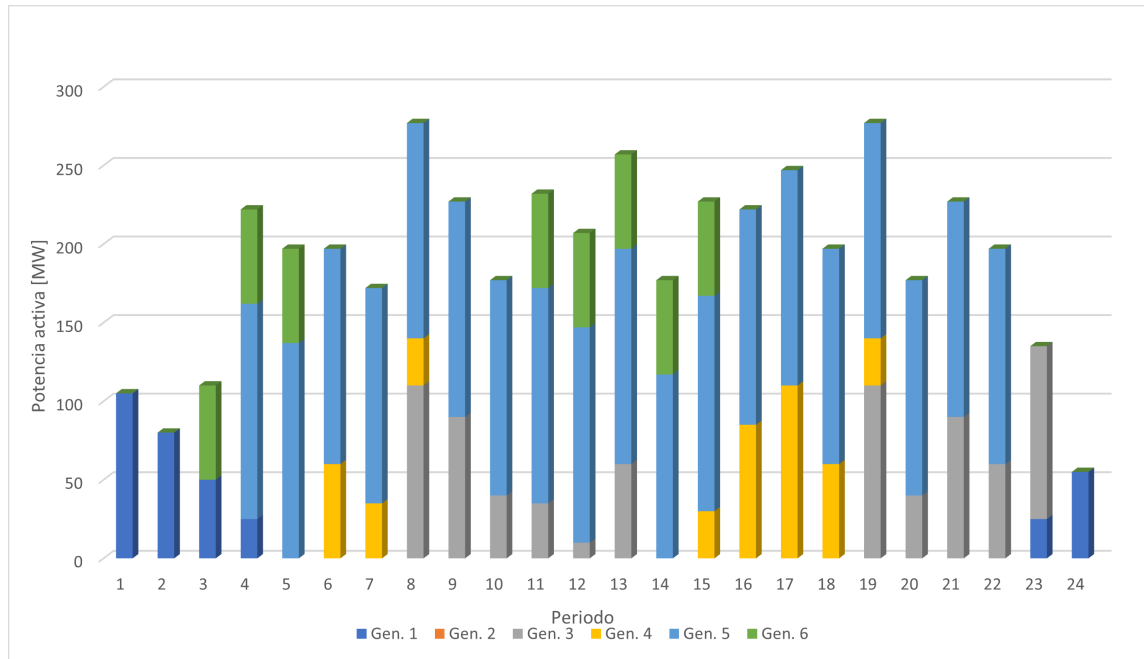


Figura 4.6: Reserva en giro positiva de las unidades de generación para el problema del UC. Ensayo restricción de *RoCoF*.

Periodo	M [-]	D [-]	R_g [-]	F_g [-]	D_p [MW]	$RoCoF$ [%]
6	54.419	3.702	151.165	37.791	70	-0.0129
9	65.885	4.482	183.015	45.753	130	-0.0197
11	72.941	4.962	202.615	50.653	130	-0.0178
14	61.475	4.182	170.765	42.691	130	-0.0211

Tabla 4.8: Análisis preliminar *RoCoF* para periodos 6, 9, 11 y 14 problema del UC. Ensayo restricción *RoCoF*.

De acuerdo con la ecuación (3.22), el impacto del *RoCoF* está directamente vinculado al nivel de inercia (M) y la magnitud del desbalance de potencia (ΔP). Por lo tanto, es posible validar los resultados de la Tabla 4.8, donde se observa que durante el periodo 14 se registra la mayor tasa de cambio de la frecuencia, ya que dicho periodo presenta el menor nivel de inercia para contingencias de 130 [MW]. Aunque el periodo seis muestra un nivel de inercia aún menor, la salida intempestiva de la unidad 4 con solo 70 [MW] no es suficiente para provocar una tasa de cambio de la frecuencia mayor que la contingencia presentada en el periodo 14.

Una vez identificada la contingencia más desafiante, se procede a ejecutar el problema del UC-FC formulado. Con el objetivo de determinar la banda de activación de la restricción dinámica del *RoCoF*, se ejecuta de forma paralela el problema de pre-despacho con la restricción de la tasa de cambio de la frecuencia para umbrales de la restricción de *RoCoF* desde 10 % hasta 2 %, con un paso de 1 %. De acuerdo con el análisis previo, se presta especial atención al estado de las unidades y al despacho de potencia activa del periodo 14 para los distintos escenarios contingentes. Los resultados de estos ensayos se presentan en la Tabla 4.9.

ID	$RoCoF_{lim}$ [%]	Costo [kUSD]	Variación [%]	D_p [MW]	$RoCoF$ sim. [%]
1	-10.0 %	269.278	-	130	-2.11 %
2	-9.0 %	269.278	-	130	-2.11 %
3	-8.0 %	269.278	-	130	-2.11 %
4	-7.0 %	280.986	-	130	-2.11 %
5	-6.0 %	280.986	-	130	-2.11 %
6	-5.0 %	269.278	-	130	-2.11 %
7	-4.0 %	269.278	-	130	-2.11 %
8	-3.0 %	269.278	-	130	-2.11 %
9	-2.0 %	269.301	0.01 %	122.95	-2.00 %

Tabla 4.9: Resumen resultados ensayo de barrido $RoCoF$, con $\Delta_{RoCoF} = 1$ %.

En la Tabla 4.9, se observa que al limitar el $RoCoF$ al 2 %, el problema de pre-despacho con restricciones dinámicas de la frecuencia ajusta el despacho base para provocar una contingencia que genere una tasa de cambio de la frecuencia por debajo del umbral establecido. El UC-FC mantiene el estado de las unidades en servicio para el periodo 14, pero reduce la potencia despachada en la unidad 4. El déficit de potencia resultante es suplido por la unidad 5, que es la siguiente en la lista de costos variables. Es importante señalar que, para la contingencia estudiada, el $RoCoF$ previsto para la salida intempestiva de 130 [MW] de generación era de $-2,11$ %, por lo tanto, es correcto que para una restricción menor o igual a -3 % no se active la restricción en cuestión. A continuación, con el objetivo de analizar las consecuencias de acotar a un nivel más alto el límite del $RoCoF$, se procede a realizar un barrido de simulaciones para la restricción de la tasa de cambio de la frecuencia desde -2 % hasta $-1,1$ %, con un paso de $0,1$ %. Los resultados se presentan en la Tabla 4.10.

ID	$RoCoF_{lim}$ [%]	Costo [kUSD]	Variación [%]	D_p [MW]	$RoCoF$ sim. [%]
10	-2.0 %	269.301	0.009	122.95	-2.0 %
11	-1.9 %	269.322	0.016	116.8	-1.9 %
12	-1.8 %	269.345	0.025	110.65	-1.8 %
13	-1.7 %	269.283	0.039	104.51	-1.7 %
14	-1.6 %	269.532	0.094	98.36	-1.6 %
15	-1.5 %	269.740	0.174	92.21	-1.5 %
16	-1.4 %	269.993	0.266	86.06	-1.4 %
17	-1.3 %	270.291	0.376	79.92	-1.3 %
18	-1.2 %	272.224	1.094	73.77	-1.2 %
19	-1.1 %	273.346	1.511	67.62	-1.1 %

Tabla 4.10: Resumen resultados ensayo de barrido $RoCoF$, con $\Delta_{RoCoF} = 0.1$ %

Es importante destacar que a lo largo de los 20 ensayos realizados para validar la restricción de $RoCoF$, el problema del UC-FC no modificó el estado de las unidades de generación para el periodo 14. Operó exclusivamente en la reducción de la potencia activa despachada en las unidades sujetas a contingencia, de acuerdo con los niveles de inercia proyectados para el sistema después de la salida intempestiva de las unidades 4, 5 o 6. En este contexto, la Figura 4.7 presenta gráficamente los ajustes de potencia activa entre las unidades en servicio para satisfacer la demanda del sistema y cumplir con la restricción dinámica de la tasa de cambio de la frecuencia para cada ensayo. Se observa cómo, en primer lugar, la unidad 5 asume la carga liberada por la unidad 4, alcanzando hasta 82.7 [MW]. En este punto, el nivel de restricción de $RoCoF$ requiere seguir reduciendo la potencia de las unidades 4 y 5. Por lo tanto, la unidad 6, la menos económica despachada, comienza a asumir la carga. Condiciones más restrictivas sobre la tasa de cambio de la frecuencia obligan a la rutina a incurrir en costos por energía no suministrada, en respuesta a que las unidades en servicio y disponibles no permiten una operación estable y dentro de los parámetros dinámicos establecidos en el código.

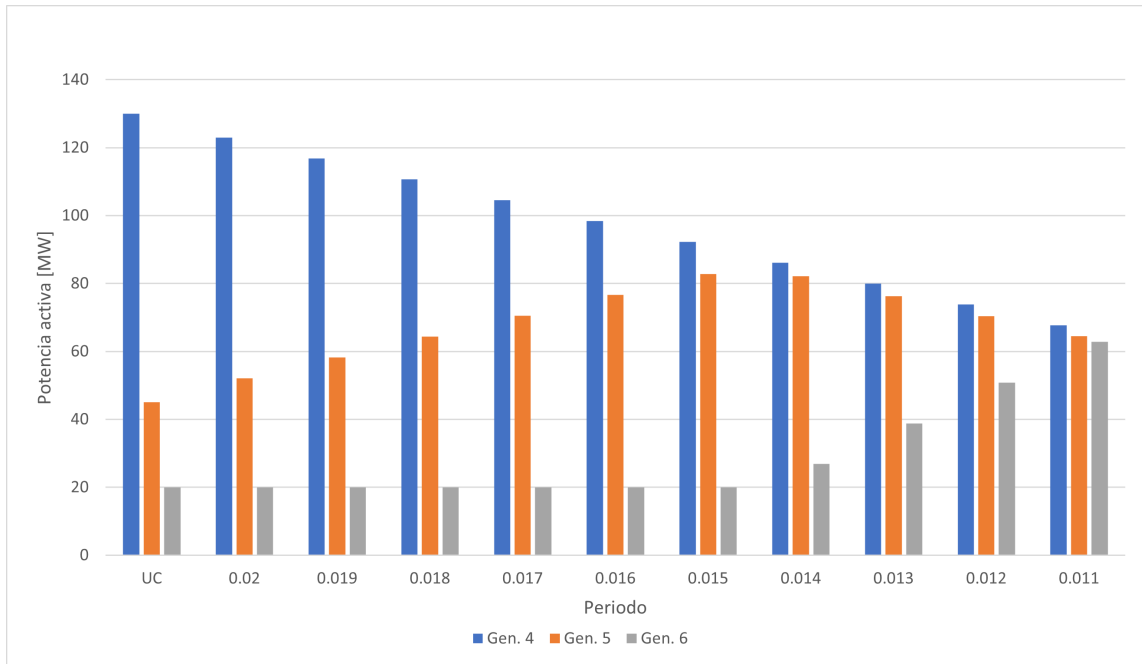


Figura 4.7: Generación asignada a unidades 4, 5 y 6. Ensayo restricción de *RoCoF*.

La Figura 4.8 ilustra gráficamente la evolución del costo operacional del UC-Fc a medida que se restringe el parámetro de límite *RoCoF*. El sobre costo incurrido para cada uno de los escenarios contingentes está directamente relacionado con los ajustes de potencia despachada entre las unidades 4, 5 y 6. Esto se debe a que, para satisfacer la demanda, es necesario incrementar la potencia activa de las unidades más costosas, como se observa en la Figura 4.7.

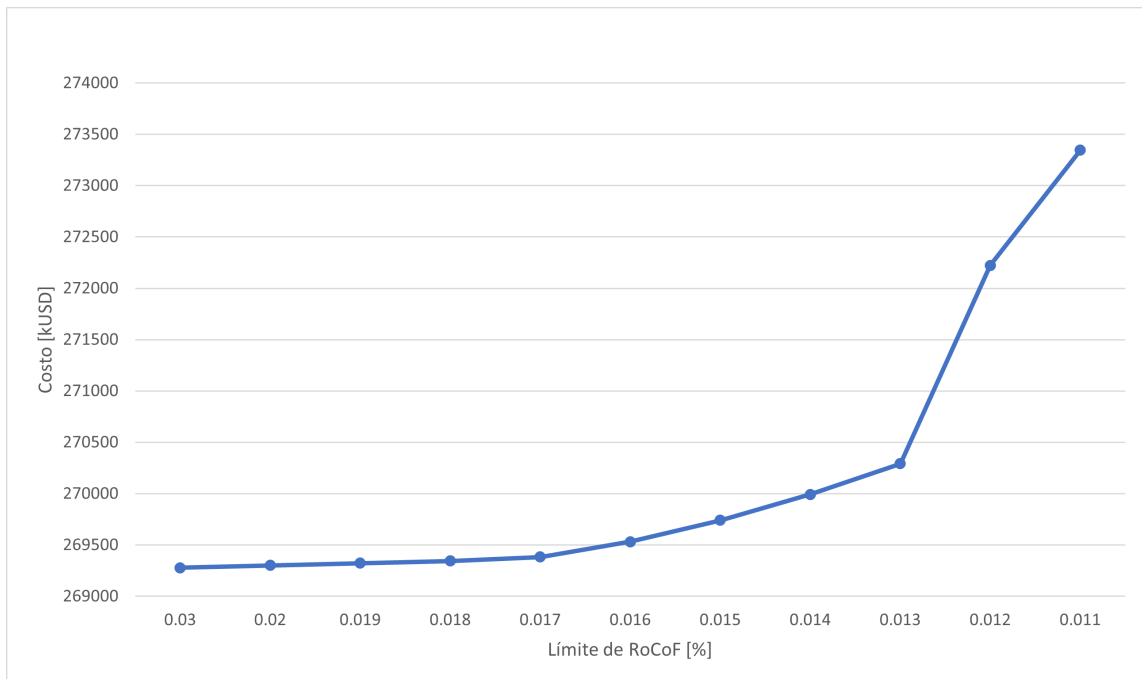


Figura 4.8: Costo operacional en función del límite de *RoCoF*.

Luego de haber analizado técnica y detalladamente los resultados tanto del problema de pre-despacho convencional como del problema con restricciones dinámicas de la frecuencia, se procede a simular dinámicamente las contingencias presentadas y, consecuentemente, a comparar la métrica de la tasa de cambio de la frecuencia con los límites establecidos para cada ensayo. Las simulaciones dinámicas se llevan a cabo mediante la herramienta *Simulink* de *MatLab*, donde se construye y simula el modelo reducido presentado en la sección anterior para los ensayos tanto del UC convencional como para aquellos detallados en la Tabla 4.10. Las simulaciones dinámicas se presentan en las imágenes a continuación.

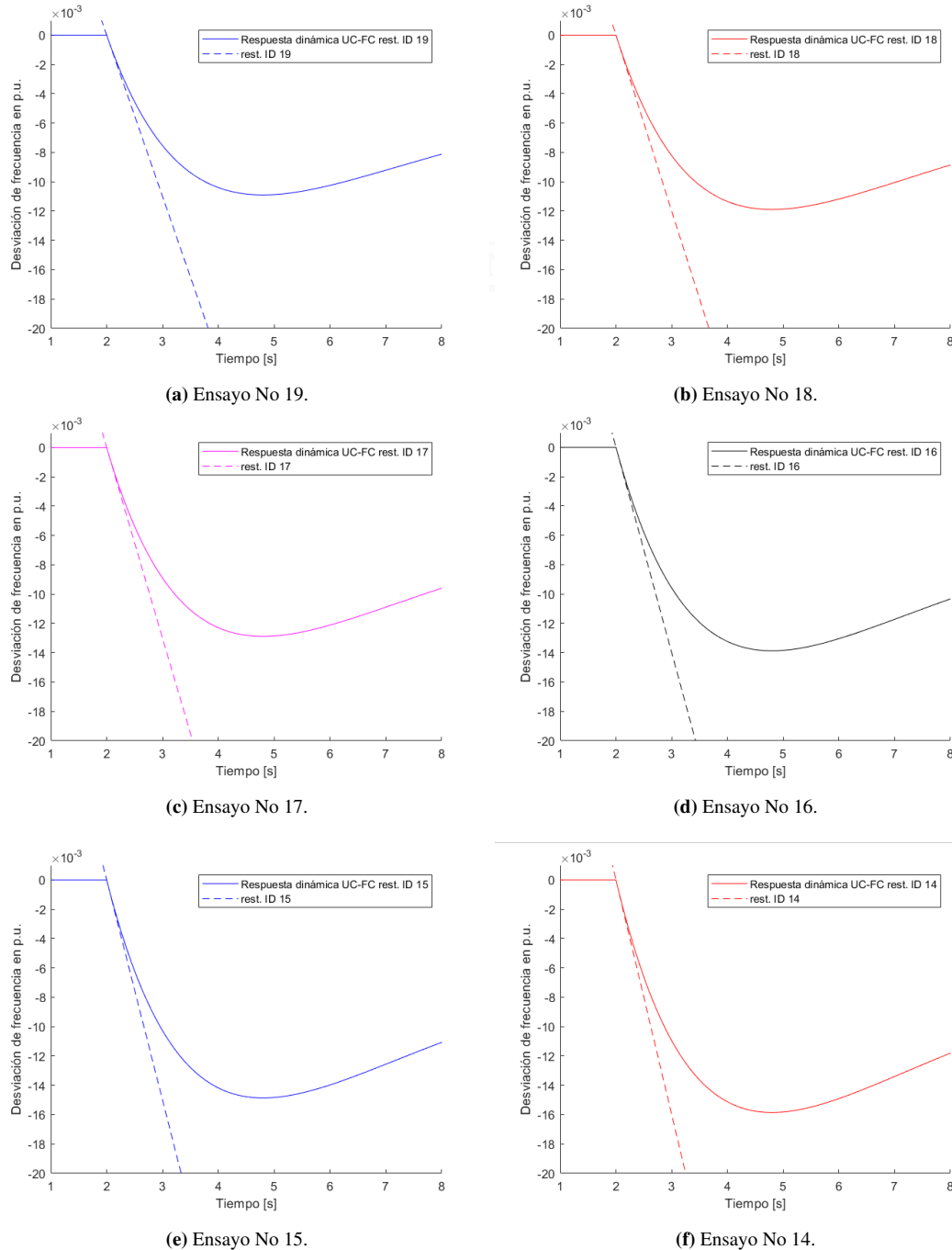
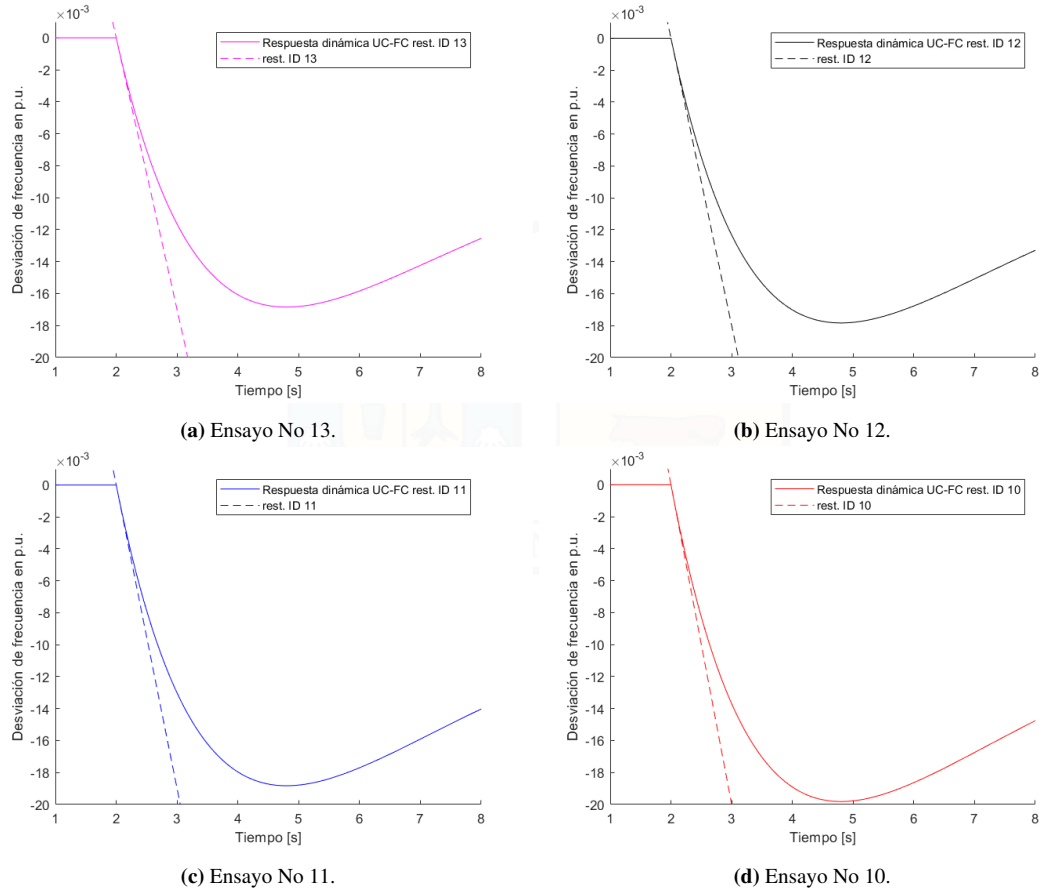
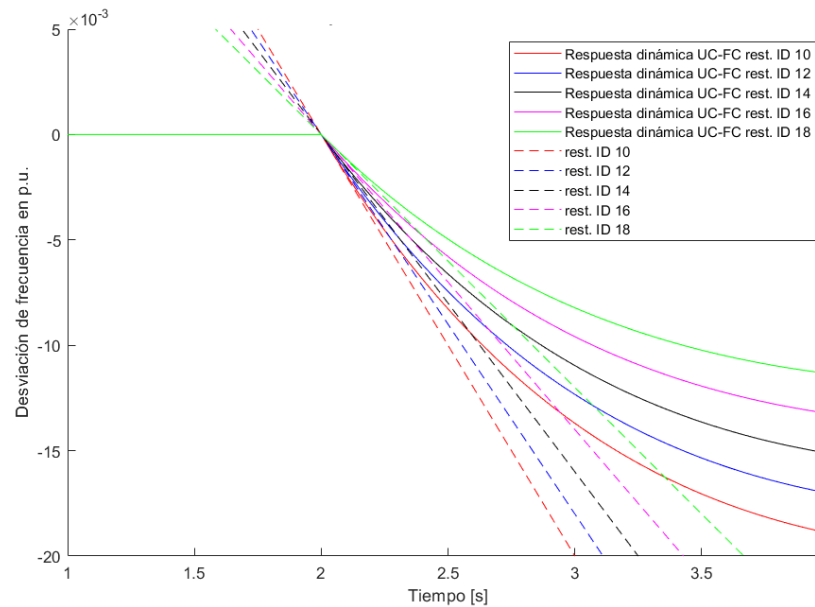


Figura 4.9: Respuesta dinámica de la frecuencia ensayos 19, 18, 17, 16, 15 y 14

**Figura 4.10:** Respuesta dinámica de la frecuencia ensayos 13, 12, 11 y 10**Figura 4.11:** Compilación respuesta dinámica de la frecuencia, resultados ensayos 10, 12, 14, 16, 18 y 20.

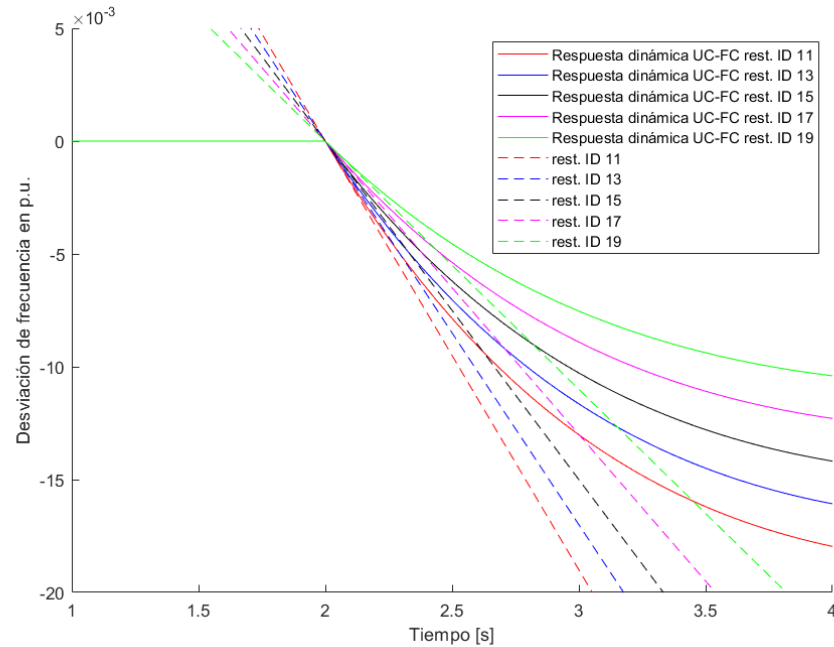


Figura 4.12: Compilación respuesta dinámica de la frecuencia, resultados ensayos 11, 13, 15, 17 y 19.

En las Figuras 4.11 y 4.12 se presentan de forma consolidada todos los ensayos realizados para validar la restricción del *RoCoF*. En correlación con los resultados presentados, se puede concluir que la restricción dinámica de la tasa de cambio de la frecuencia incorporada en el problema de pre-despacho de las unidades con restricciones dinámicas acota de forma precisa la métrica del *RoCoF*. Es importante señalar que la correcta correlación entre la restricción impuesta al problema del UC-FC y el valor de *RoCoF* obtenido se debe a que el modelo matemático de dicha restricción es lineal, a diferencia de la restricción de nadir de la frecuencia. En base a lo mencionado, se valida el correcto desempeño de la restricción dinámica de la tasa de cambio de la frecuencia, formulada e incluida en el problema del UC-FC.

Restricción de nadir de frecuencia

Los ensayos desarrollados para verificar el funcionamiento de la aproximación y restricción del nadir de frecuencia se llevan a cabo con todas las unidades de generación disponibles, por lo tanto, la topología de la red es la expuesta en la Figura 4.2. Se optó por seleccionar una potencia base igual a 100 MVA. Para determinar el enmallado correcto de ΔP , M_{eq} , R_{eq} y F_{eq} , se desarrolla una rutina que, mediante un cruce de opciones, determina cuál es la combinación más eficiente de parámetros N_{hyp} y N_{secMRF} para cada N_{secP} . Luego, se elige la condición más factible en función de la granularidad de la función de nadir deseada. Preliminarmente, la determinación de esta combinación se selecciona en función del par con el mejor coeficiente de correlación (r^2). Las tablas 4.11 y 4.12 detallan los resultados obtenidos para cada combinación estudiada.

N_{secP}	N_{secMRF}	N_{hyp}	r^2	N_{secP}	N_{secMRF}	N_{hyp}	r^2
2	2	2	0.673867	3	2	2	0.818479
2	2	3	0.980871	3	2	3	0.967963
2	2	4	0.980871	3	2	4	0.967963
2	2	5	0.977525	3	2	5	0.968342
2	2	6	0.986874	3	2	6	0.979295
2	2	7	0.990011	3	2	7	0.971803
2	2	8	0.985404	3	2	8	0.978145
2	2	9	0.988617	3	2	9	0.971751
2	2	10	0.988045	3	2	10	0.976585
2	3	2	0.832032	3	3	2	0.715856
2	3	3	0.974555	3	3	3	0.956755
2	3	4	0.974463	3	3	4	0.966895
2	3	5	0.974986	3	3	5	0.963279
2	3	6	0.984487	3	3	6	0.972908
2	3	7	0.981365	3	3	7	0.957356
2	3	8	0.979122	3	3	8	0.966059
2	3	9	0.98433	3	3	9	0.966925
2	3	10	0.984222	3	3	10	0.970071
2	4	2	0.820246	3	4	2	0.707239
2	4	3	0.97079	3	4	3	0.794257
2	4	4	0.97079	3	4	4	0.960848
2	4	5	0.98199	3	4	5	0.961303
2	4	6	0.977847	3	4	6	0.960825
2	4	7	0.975951	3	4	7	0.953477
2	4	8	0.971704	3	4	8	0.960614
2	4	9	0.980952	3	4	9	0.961513
2	4	10	0.983417	3	4	10	0.963337
2	5	2	0.820246	3	5	2	0.701955
2	5	3	0.97079	3	5	3	0.948749
2	5	4	0.97079	3	5	4	0.948733
2	5	5	0.98199	3	5	5	0.95987
2	5	6	0.977847	3	5	6	0.958276
2	5	7	0.975951	3	5	7	0.96005
2	5	8	0.971704	3	5	8	0.95906
2	5	9	0.980952	3	5	9	0.975886
2	5	10	0.983417	3	5	10	0.964988

Tabla 4.11: Resultados rutina de selección N_{hyp} , N_{secMRF} y N_{secP} . Parte 1.

N_{secP}	N_{secMRF}	N_{hyp}	r^2	N_{secP}	N_{secMRF}	N_{hyp}	r^2
4	2	2	0.764738	5	2	2	0.793987
4	2	3	0.765941	5	2	3	0.932915
4	2	4	0.951265	5	2	4	0.932891
4	2	5	0.951759	5	2	5	0.960949
4	2	6	0.95274	5	2	6	0.933543
4	2	7	0.970726	5	2	7	0.93329
4	2	8	0.952054	5	2	8	0.965098
4	2	9	0.951759	5	2	9	0.960846
4	2	10	0.970932	5	2	10	0.936513
4	3	2	0.745539	5	3	2	0.751554
4	3	3	0.9373	5	3	3	0.751923
4	3	4	0.9373	5	3	4	0.947765
4	3	5	0.937318	5	3	5	0.920244
4	3	6	0.942592	5	3	6	0.917651
4	3	7	0.959659	5	3	7	0.948143
4	3	8	0.956696	5	3	8	0.948136
4	3	9	0.957184	5	3	9	0.959506
4	3	10	0.969605	5	3	10	0.949179
4	4	2	0.781275	5	4	2	0.772655
4	4	3	0.93138	5	4	3	0.752301
4	4	4	0.934022	5	4	4	0.941218
4	4	5	0.932044	5	4	5	0.879305
4	4	6	0.951127	5	4	6	0.79377
4	4	7	0.951127	5	4	7	0.941855
4	4	8	0.95916	5	4	8	0.94791
4	4	9	0.932552	5	4	9	0.948059
4	4	10	0.952095	5	4	10	0.942844
4	5	2	0.727086	5	5	2	0.704271
4	5	3	0.727086	5	5	3	0.907254
4	5	4	0.727109	5	5	4	0.937195
4	5	5	0.927603	5	5	5	0.907248
4	5	6	0.948252	5	5	6	0.746347
4	5	7	0.947961	5	5	7	0.90747
4	5	8	0.955792	5	5	8	0.9437
4	5	9	0.930872	5	5	9	0.9449
4	5	10	0.951697	5	5	10	0.907248

Tabla 4.12: Resultados rutina de selección N_{hyp} , N_{secMRF} y N_{secP} . Parte 2

En las tablas, se pueden observar algunos resultados resaltados en negrita, los cuales indican el mejor resultado en términos de N_{secP} y N_{secMRF} para un barrido de N_{hyp} . De los resultados, se puede inferir que el ajuste con el coeficiente de correlación más alto es:

N_{secP}	N_{secMRF}	N_{hyp}	r^2
2	2	7	0.990011

Tabla 4.13: Mejor resultado de rutina de selección N_{hyp} , N_{secMRF} y N_{secP} .

El coeficiente de correlación nos indica matemáticamente que al realizar una partición del dominio de ΔP , M_{eq} , R_{eq} y F_{eq} en dos y aproximar mediante siete planos cortantes el nadir, se obtendría un ajuste de curva casi perfecto, del orden del 99 %. Sin embargo, una división del dominio en únicamente dos mallas resulta

un tanto escueto y grueso para los alcances de este trabajo. En la Figura 4.13 se observa una representación gráfica de los valores de nadir reales y el conjunto de planos cortantes obtenidos del ajuste lineal.

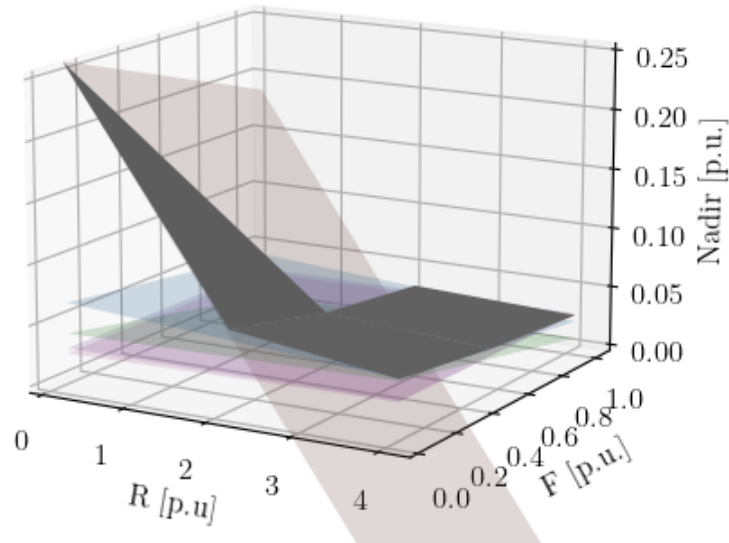


Figura 4.13: Representación gráfica del nadir real y ajuste lineal con mejor coeficiente de correlación.

Se elige sacrificar la calidad de la aproximación (en cuanto al barrido de puntos o al coeficiente de correlación) para obtener una curva más representativa y suave del nadir de frecuencia mediante una mayor granularidad en el dominio. Se realiza un nuevo barrido en el cual se estudian enmallamientos desde 5 hasta 20 secciones; no obstante, el nuevo ensayo demuestra que, a medida que se detalla más la curva real, disminuye el coeficiente de correlación de la aproximación y, además, los tiempos de simulación se disparan exponencialmente. En la Tabla 4.14 se presentan algunos resultados. Se opta por un enmallamiento de cinco divisiones y ocho planos cortantes; de acuerdo con esto, la aproximación sería un 94,49 % representativa.

N_{secP}	N_{secMRF}	N_{hp}	r^2	N_{iter}	T_{sim} [s]
5	5	9	0.9449	111	4.23
5	10	7	0.9185	171	215
10	10	6	0.7956	155	980
10	15	8	0.7856	207	1350
20	20	10	0.7682	314	2590

Tabla 4.14: Resultados barrido con enmallamiento más fino de N_{hyp} , N_{secMRF} y N_{secP} .

La Figura 4.14 presenta la representación gráfica de los valores de nadir obtenidos mediante el nuevo enmallamiento y las respectivas curvas que aproximan al nadir de frecuencia. En ella, se puede observar una curva significativamente más suave que la mostrada en la Figura 4.13. Respecto a la constante de tiempo, todos los ensayos anteriores se realizaron con un tiempo de 10 s, obteniéndose aproximaciones de buen nivel, como se representa en las tablas y figuras expuestas. Aunque este parámetro de tiempo afecta directamente al tiempo en el que ocurre el nadir tras la contingencia (t_m), al realizar pruebas con un tiempo mayor y menor, los mayores coeficientes de correlación obtenidos tras los barridos alcanzaban solo el 92 % para casos con un enmallamiento grueso. Para particiones más finas del dominio, el índice de calidad de la aproximación alcanzaba vagamente valores del 72 %.

Con los parámetros y ensayos relativos a la aproximación del nadir definidos, es necesario configurar el caso de estudio para el UC-FC. Como se mencionó al inicio de este apartado, el análisis del nadir de

frecuencia se realiza con todas las unidades de generación disponibles y con sus respectivos parámetros técnicos configurados según la Tabla 4.1. Se proyecta un horizonte de estudio de 24 horas, emulando un día completo de operación, buscando representar en un mismo perfil de carga periodos de demanda máxima y mínima. En cuanto al perfil de carga, este se detalla en la Tabla 4.15, y posee una demanda máxima de 1500 MW, que representa un 90,25 % de la generación instalada, y una demanda mínima de 700 MW, asociada a un 42,12 % de la capacidad del sistema. La reserva en giro, tanto positiva como negativa, se establece en un 10 % de la demanda para cada periodo.

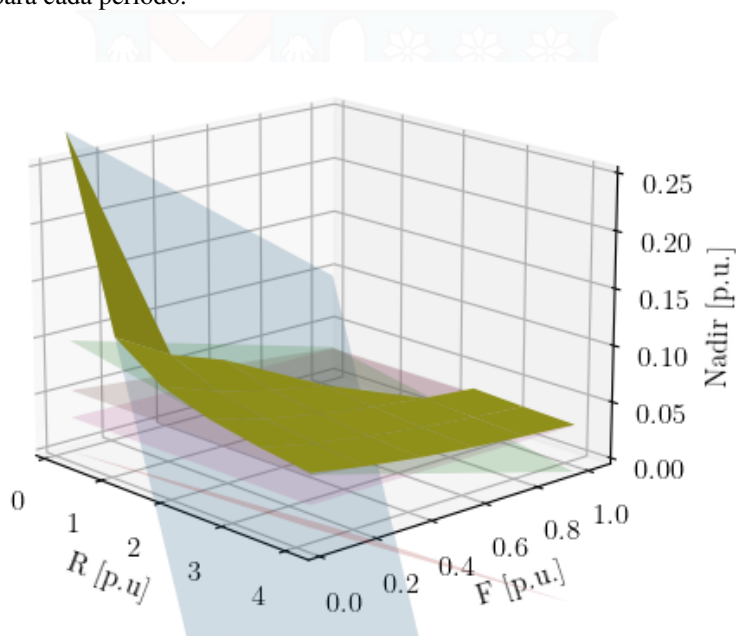


Figura 4.14: Representación gráfica del nadir real con enmallado de 5 divisiones y ajuste lineal de 8 planos cortantes.

Periodo	Demanda total MW	Periodo	Demanda total MW	Periodo	Demanda total MW
1	700	9	1300	17	1000
2	750	10	1400	18	1100
3	850	11	1450	19	1200
4	950	12	1500	20	1400
5	1000	13	1400	21	1300
6	1100	14	1300	22	1100
7	1150	15	1200	23	900
8	1200	16	1050	24	800

Tabla 4.15: Demanda total en MW del sistema en estudio. Ensayos restricción de Nadir de frecuencia.

La distribución del consumo total horario, descrito en la tabla anterior, se realiza mediante una repartición equitativa entre las 21 barras de carga detalladas en la Tabla 4.4; es decir, el perfil horario de cada carga será equivalente a un escalamiento del 4,76 % del perfil mostrado en la Tabla 4.15.

Las contingencias son elegidas con el objetivo de activar la restricción del nadir de frecuencia. En este sentido, se estudia la salida intempestiva de la unidad 5, cuya potencia máxima es de 162 MW.

En primer lugar, se resuelve el problema del UC clásico, cuyos resultados se muestran a continuación y serán utilizados como patrón para ser comparados con los resultados obtenidos tras la activación de la restricción del nadir en el UC-FC. La Tabla 4.16 resume el costo total del problema resuelto y los tiempos computacionales incurridos en la ejecución del UC.

Parámetro	Valor
Costo total [\$]	550.599
Real time (before b&c) [s]	3.47
Real time [s]	167.05
Sync time [s]	15.69
Wait time [s]	0.03
Total time [s]	170.52

Tabla 4.16: Resumen costos y tiempos de ejecución UC. Ensayo restricción de nadir.

La Figura 4.15 detalla los estados de las unidades de generación a lo largo del horizonte de estudio. Por otra parte, la Figura 4.16 presenta gráficamente el aporte de potencia activa de cada unidad para lograr abastecer la demanda de cada periodo.

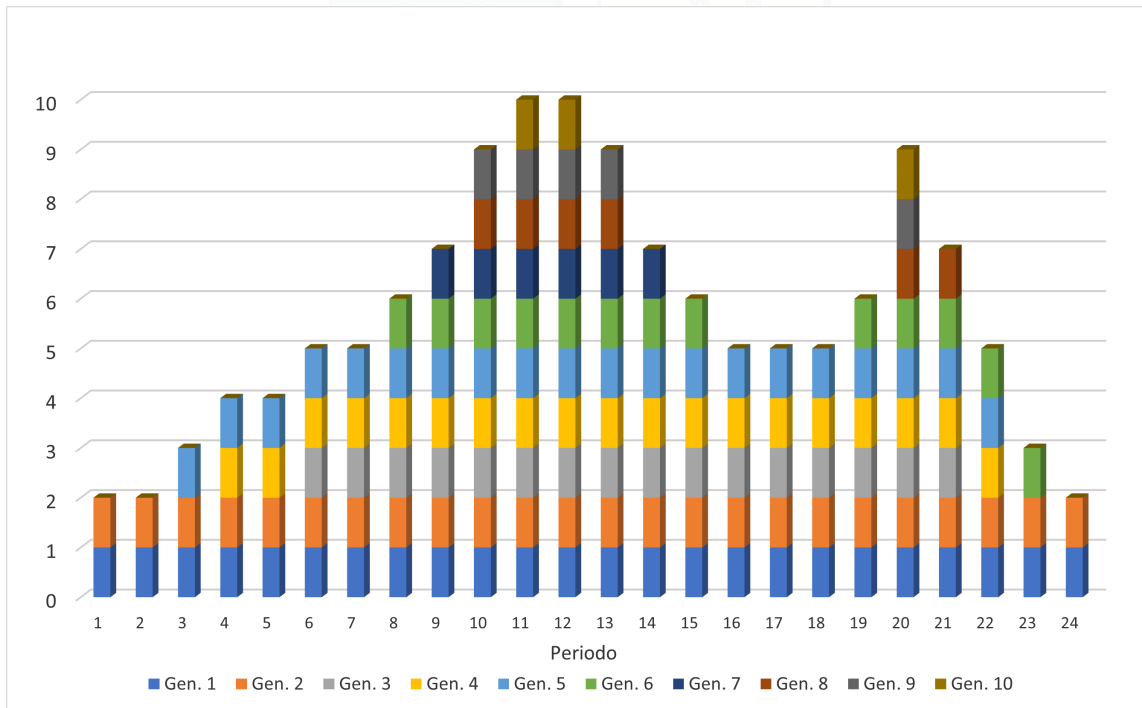


Figura 4.15: Estados de las unidades de generación para el problema del UC.

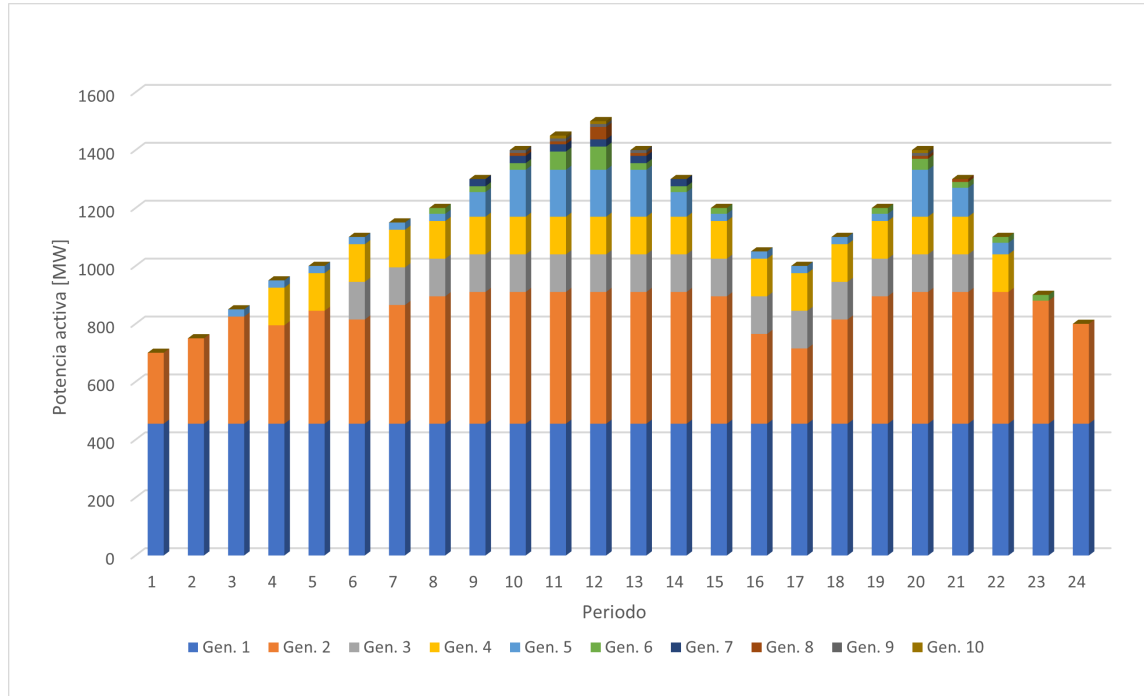


Figura 4.16: Potencia activa de las unidades de generación para el problema del UC.

Se puede observar que la unidad sometida a contingencia es despachada a máxima potencia en la resolución del problema del UC convencional durante los periodos 10, 11, 12, 13 y 20. Sin mayor complejidad, se puede inferir que los periodos 10 y 13 serían los más críticos, dado que a diferencia de los periodos 11, 12 y 20, poseen una menor robustez dinámica. Por lo tanto, en adelante se estudiará particularmente el comportamiento de las métricas de la frecuencia tras la salida intempestiva de la unidad cinco en los periodos 10 y 13.

Con el objetivo de determinar de forma preliminar la agresividad dinámica de la salida intempestiva de la unidad cinco en los periodos 10 y 13, se calcula el nadir teórico de la contingencia mediante las ecuaciones del nadir de frecuencia.

Los parámetros dinámicos del sistema equivalente, de acuerdo con el vector de estados de la Figura 4.15 para los periodos 10 y 13, son los siguientes:

$$M = 127,44[-]$$

$$D = 8,67[-]$$

$$R_g = 354,025[-]$$

$$F_g = 88,5063[-]$$

Reemplazando en las expresiones 3.17 y 3.18 se obtiene:

$$\omega_{nadir} = -0,0126[-]$$

$$\omega_{nadir} = -1,26\%$$

Para poner a prueba el desempeño de la restricción del nadir, se procede mediante el desarrollo de una rutina que ejecute simultáneamente el problema del UC-FC para un barrido de $Nadir_{lim}$. Con el objetivo, en primer lugar, de encontrar el punto de activación de la restricción, se ejecutará una rutina que restrinja el límite del nadir de frecuencia entre el 10 % y el 1 % de la frecuencia nominal con un $\Delta Nadir_{lim}$ de 1 %. Posteriormente, se evaluará la correcta correlación entre el nadir de frecuencia calculado por el UC-FC y el obtenido mediante simulaciones dinámicas tras un barrido de $Nadir_{lim}$ más fino. Los resultados del proceso

de obtención del punto de activación se resumen en la Tabla 4.17, donde se incluye el límite de nadir del ensayo, el costo operacional, la variación del costo con respecto al UC tradicional, el desbalance de potencia tras la contingencia, el nadir teórico y el tiempo de simulación.

ID	$Nadir_{lim}$	Costo [kUSD]	Variación [%]	D_p [MW]	$Nadir$ sim. [%]
1	10.0 %	550.599	-	162	-1.26 %
2	9.0 %	550.599	-	162	-1.26 %
3	8.0 %	550.599	-	162	-1.26 %
4	7.0 %	550.599	-	162	-1.26 %
5	6.0 %	550.599	-	162	-1.26 %
6	5.0 %	550.599	-	162	-1.26 %
7	4.0 %	550.599	-	162	-1.26 %
8	3.0 %	550.599	-	162	-1.26 %
9	2.0 %	550.599	-	162	-1.26 %
10	1.0 %	551.315	0.130 %	125	-0.97 %

Tabla 4.17: Resumen resultados ensayo de barrido $Nadir_{lim}$, con $\Delta Nادر_{lim} = 1$ %

De acuerdo con lo esperado, el ensayo número 10 del barrido del límite de nadir activa la restricción de nadir de frecuencia con un valor de 1 %, validando el correcto desempeño del UC-FC en el eficaz cálculo del nadir experimental. A continuación, para ratificar la aproximación del nadir de frecuencia y la correspondiente restricción, se realiza un barrido del límite del nadir de frecuencia desde 1.2 % hasta 0.2 % con un $\Delta Nادر_{lim}$ de 0.1 %. Los resultados se muestran en la Tabla 4.18.

ID	$Nadir_{lim}$	Costo [kUSD]	Variación [%]	D_p [MW]	$Nadir$ sim. [%]
11	1.5 %	550.599	-	162	-1.26 %
12	1.2 %	550.797	0.036 %	150	-1.20 %
13	1.1 %	551.047	0.080 %	137.5	-1.07 %
14	1.0 %	551.315	0.130 %	125	-0.97 %
15	0.9 %	551.611	0.180 %	112.5	-0.87 %
16	0.8 %	551.964	0.248 %	100	-0.80 %
17	0.7 %	552.424	0.330 %	87.5	-0.68 %
18	0.6 %	552.936	0.424 %	75	-0.58 %
19	0.5 %	553.477	0.523 %	62.5	-0.49 %
20	0.4 %	554.048	0.626 %	50	-0.40 %
21	0.3 %	554.645	0.735 %	37.5	-0.29 %
22	0.2 %	555.307	0.855 %	25	-0.20 %

Tabla 4.18: Resultados barrido $Nادر_{lim}$, con $\Delta Nادر_{lim} = 0.1$ %

Los resultados de los ensayos 11 al 22 muestran cómo, a medida que el $Nادر_{lim}$ se acota, el costo operacional del caso de estudio aumenta. Esto es el resultado del ajuste de potencia activa despachada para cada unidad. La columna D_p indica que la herramienta resuelve la reducción del nadir de frecuencia proyectado para la contingencia mediante la disminución de la potencia despachada en la unidad 5. Dado que las unidades más económicas (1, 2, 3 y 4) se encuentran a plena carga, es natural que el costo de operación aumente, ya que se deben utilizar unidades de costo fijo y variable mayor para abastecer la demanda.

En la Figura 4.17, se observa cómo, a medida que la restricción toma valores más pequeños, la unidad 6 asume el desbalance de potencia hasta llegar a su máximo nominal. Luego, la unidad 8 comienza a tomar carga hasta alcanzar plena carga. Por último, la unidad 9 compensa la generación restante, mientras que la unidad 5 alcanza su mínimo técnico. La unidad 7 no modifica su despacho a lo largo de los ensayos, principalmente debido a sus costos lineales.

En cuanto a los escenarios contingentes, el desbalance producido por la salida intempestiva de la unidad 5 es suplido por el resto de las unidades en línea, a partir de la reserva en giro positiva considerada para cada periodo. Cabe destacar que, durante los ensayos, no se utilizó el recurso de la energía no suministrada, ya que las pruebas realizadas no cuentan con problemas de insuficiencia energética.

La Figura 4.18 muestra la evolución del costo operacional en función de la restricción de nadir. Un análisis detallado de los tramos de curva muestra cómo esta adopta distintas pendientes, en función de los costos variables de la unidad que toma carga a medida que disminuye el límite de nadir.

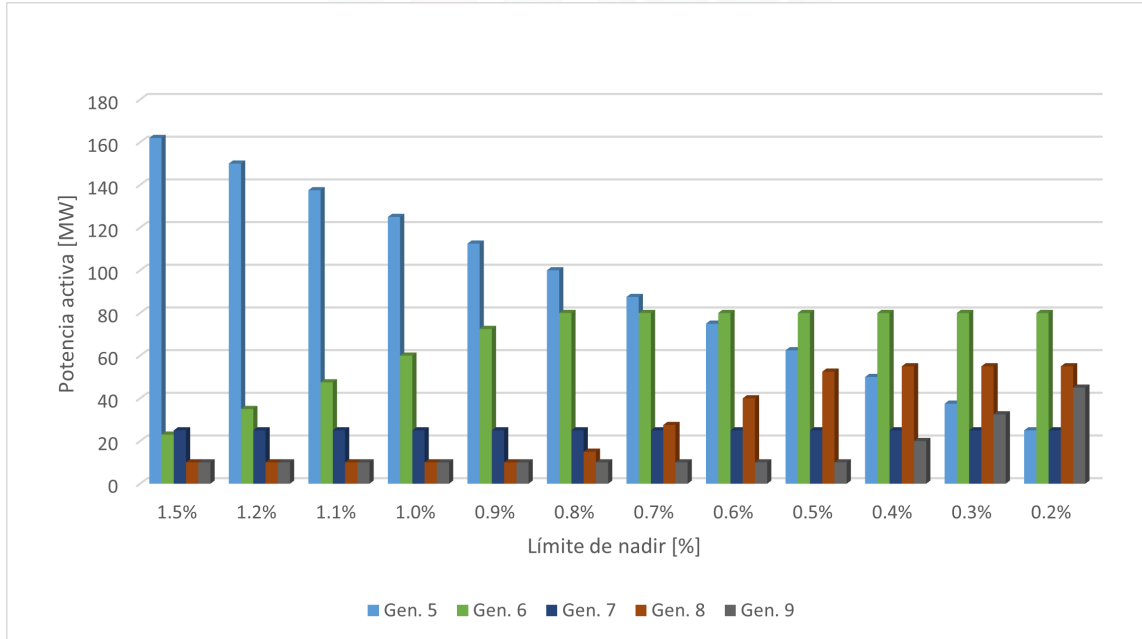


Figura 4.17: Generación asignada a unidades 5, 6, 7, 8 y 9. Barrido $Nadir_{lim}$, con $\Delta Nadir_{lim} = 0.1\%$

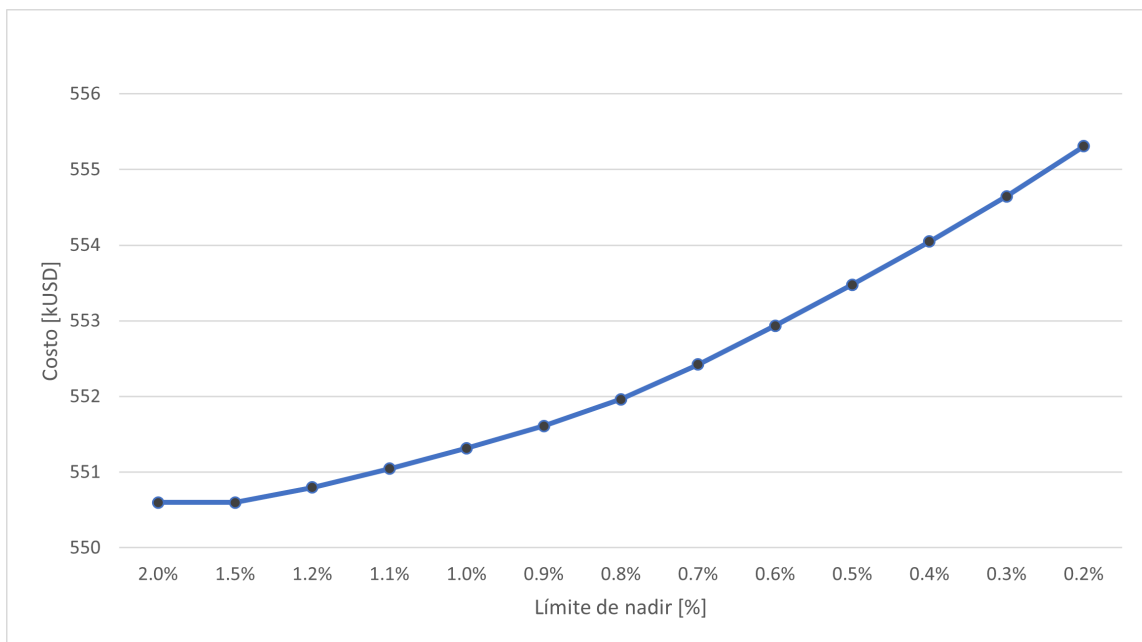


Figura 4.18: Costo operacional en función del límite de nadir.

Para concluir la validación del correcto desempeño de la restricción de nadir incluida en el problema del UC-FC, es necesario contrastar los valores de $Nadir_{lim}$ fijados para cada ensayo con simulaciones de carácter dinámico. Aunque los valores teóricos calculados (representados por las columnas $Nadir_{sim}$ de las tablas 4.17 y 4.18) se asocian correctamente a los límites ajustados, se pondrán a prueba los ensayos de la Tabla 4.18 generando la respuesta dinámica de la frecuencia tras la salida intempestiva de la unidad 5 durante el periodo 10 del caso de estudio. Las simulaciones se llevan a cabo mediante la rutina codificada en la herramienta *Simulink* de *MatLab*. Para ello, se requiere como información de entrada el vector de estados para el periodo 10, junto con sus parámetros dinámicos y los niveles de desbalances. Las figuras 4.19, 4.20 y 4.21 muestran los resultados para los ensayos 12 al 22.

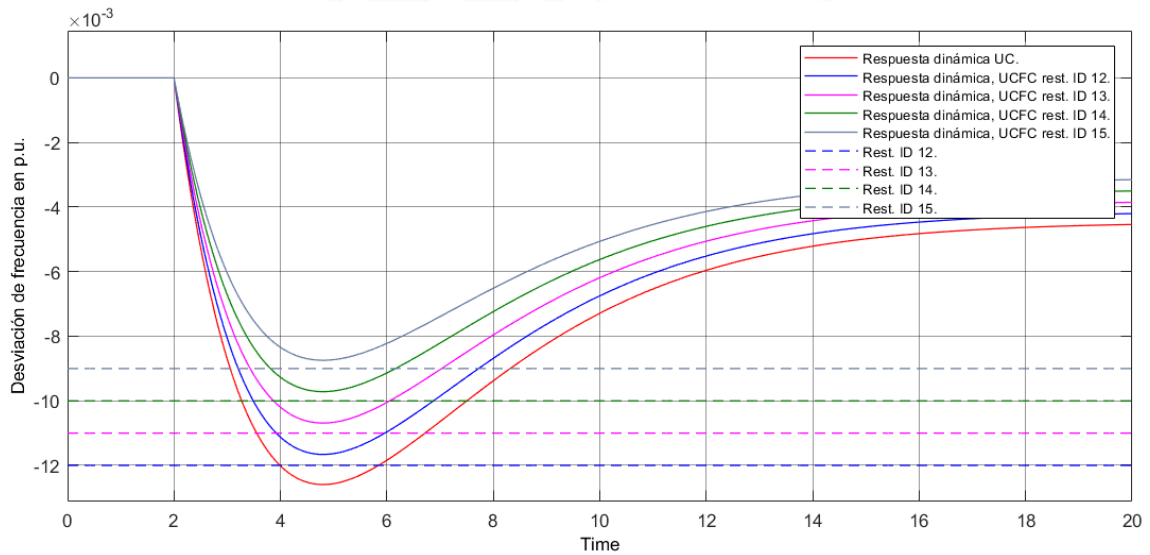


Figura 4.19: Respuesta dinámica de la frecuencia para los ensayos UC, 12, 13, 14 y 15.

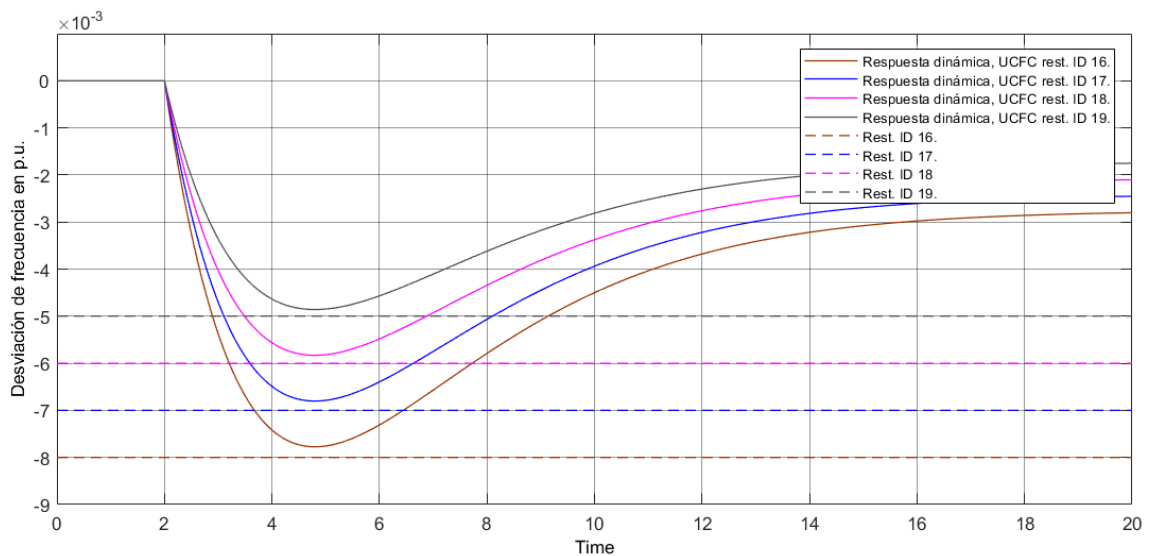


Figura 4.20: Respuesta dinámica de la frecuencia para los ensayos 16, 17, 18 y 19.

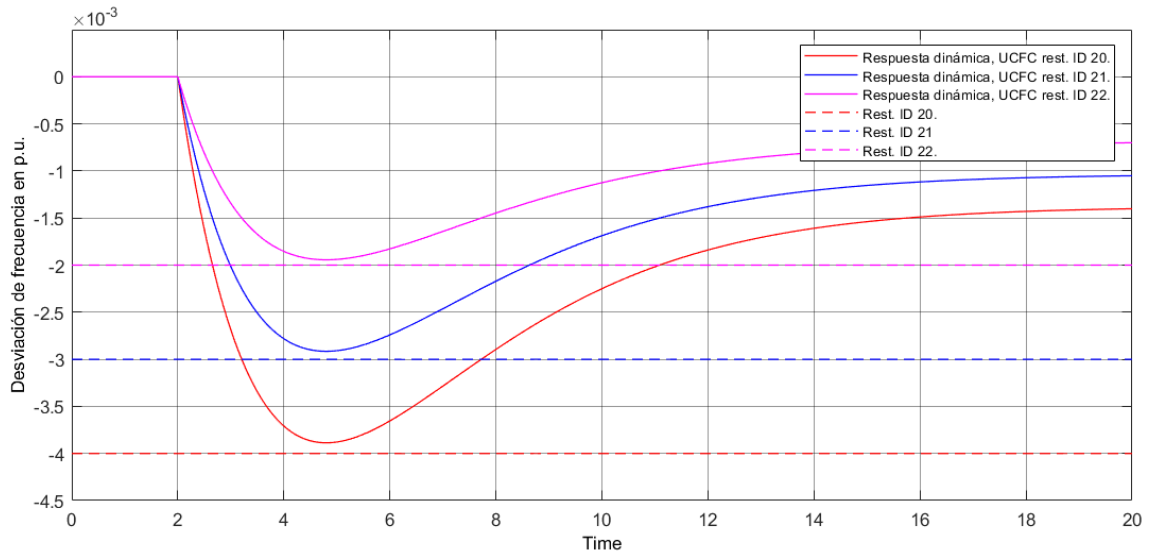


Figura 4.21: Respuesta dinámica de la frecuencia para los ensayos 20, 21 y 22.

Los resultados presentados evidencian que la aproximación del nadir de frecuencia formulada y la respectiva restricción incorporada al problema del UC-FC representan correctamente el comportamiento del valor mínimo de la frecuencia tras una contingencia del tipo pérdida de generación. A partir de la información presentada en la Tabla 4.18, es posible determinar los errores porcentuales entre el nadir teórico (restricción) y el simulado de cada ensayo. Estos errores se detallan en la Tabla 4.19, donde se observa que el máximo error corresponde a 2.05 %. Este nivel de error es aceptable, considerando la naturaleza del problema y la correlación del 94.49 % en la aproximación.

ID	Error [%]
12	2.05 %
13	2.00 %
14	1.97 %
15	1.97 %
16	1.97 %
17	1.97 %
18	1.97 %
19	1.97 %
20	2.00 %
21	2.00 %
22	1.97 %

Tabla 4.19: Error porcentual entre el nadir de frecuencia teórico y simulado. Ensayos 12 al 22.

Por último, los resultados experimentales expuestos validan el correcto desempeño de la restricción dinámica formulada e incorporada al UC-FC. La evidencia reunida es suficiente para corroborar que el nadir aproximado refleja exitosamente al nadir simulado. Además, la formulación del UC-FC limita la incursión del punto más bajo de la frecuencia tras una contingencia simple a lo largo del horizonte de estudio del sistema puesto a prueba.

Restricción de desviación en estado estacionario

En este apartado se analiza el correcto desempeño de la restricción dinámica para la desviación de la frecuencia en estado estacionario y su respectiva integración al problema del UC-FC formulado. Los ensayos realizados consideran a las unidades 8, 9 y 10 fuera de servicio, con el fin de restar poder de decisión y recurso dinámico a la herramienta computacional. En este contexto, la Figura 4.22 muestra el sistema en estudio, donde las unidades en rojo se encuentran indisponibles.

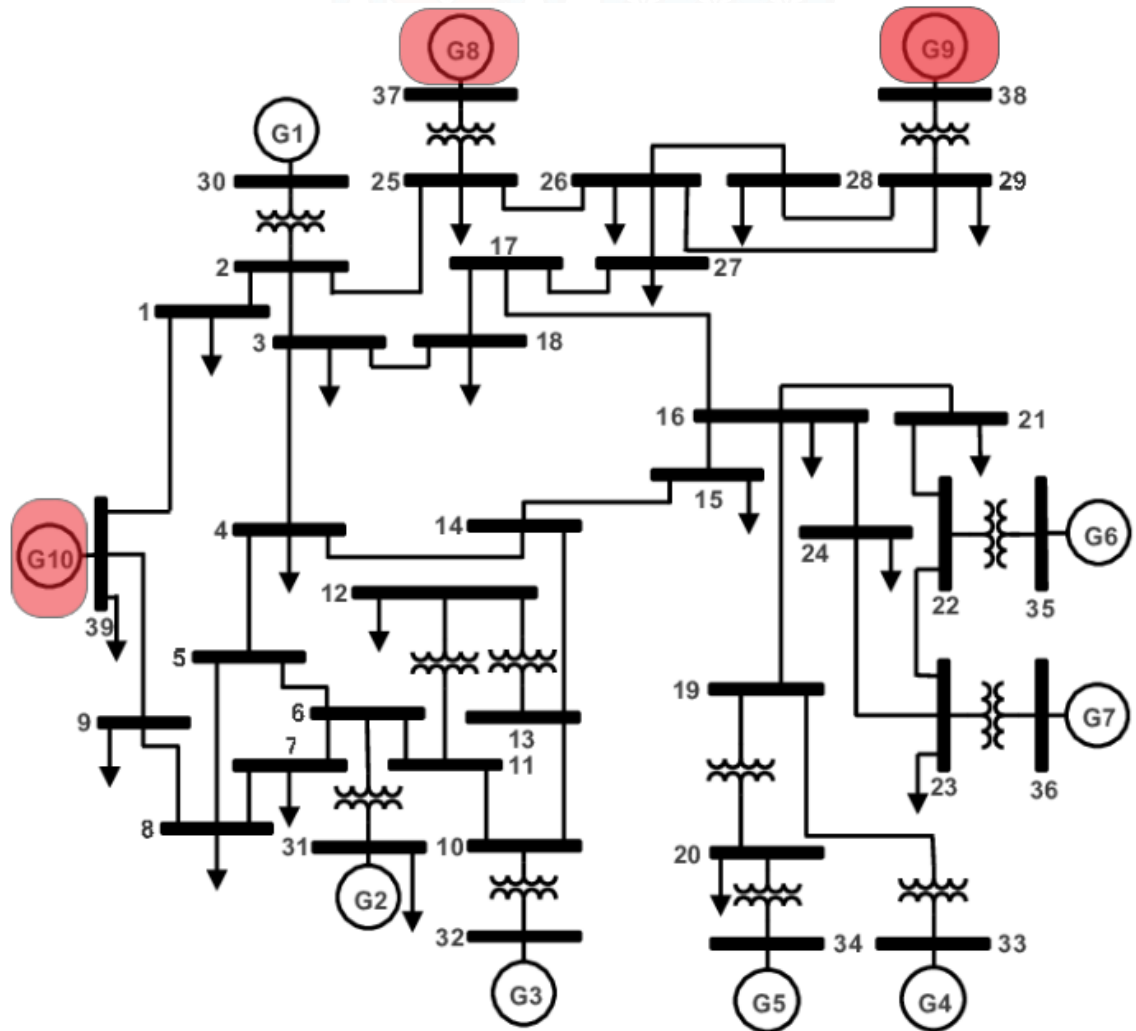


Figura 4.22: Diagrama unilineal del sistema de 39 barras de la IEEE para los ensayos de la desviación en estado estacionario de la frecuencia.

Se somete a prueba el sistema de la Figura 4.22 para un horizonte de tiempo de 24 horas. Los criterios de reserva en giro, tanto positiva como negativa, se ajustan al 10 % de la carga programada para cada periodo. El perfil de carga horaria se muestra en la Tabla 4.20, el cual proyecta una demanda máxima de 750 [MW], correspondiente a un 47.76 % de la capacidad disponible en el sistema, y una demanda mínima de 350 [MW], equivalente al 23.38 % de la generación.

Ejercicios desarrollados previamente a la búsqueda del desempeño de la restricción de Δf_{ss} muestran que los niveles de inercia del sistema en estudio son elevados. Los ensayos indican que para contingencias en las unidades de menor tamaño, la desviación de la frecuencia es mínima. Por lo tanto, con el objetivo de

evaluar el rendimiento de la restricción de la desviación de la frecuencia en estado estacionario, se analizan contingencias en todas las unidades en línea.

Periodo	Demanda total MW	Periodo	Demanda total MW	Periodo	Demanda total MW
1	350	9	650	17	500
2	375	10	700	18	550
3	425	11	725	19	600
4	475	12	750	20	700
5	500	13	700	21	650
6	550	14	650	22	550
7	575	15	600	23	450
8	600	16	525	24	400

Tabla 4.20: Demanda total en MW del sistema en estudio. Ensayos restricción Δf_{ss} .

Para dar inicio a los ensayos, se obtiene la solución del problema de pre-despacho tradicional del sistema en estudio. El resumen técnico del ensayo UC se presenta en la Tabla 4.21 y los resultados se muestran en las figuras 4.23 y 4.24.

Parámetro	Valor
Costo total [$kUSD$]	280.986
Real time (before b&c) [s]	16.11
Real time [s]	131.53
Sync time [s]	17.40
Wait time [s]	0.05
Total time [s]	1747.64

Tabla 4.21: Resumen costos y tiempos de ejecución UC. Ensayo restricción Δf_{ss} .

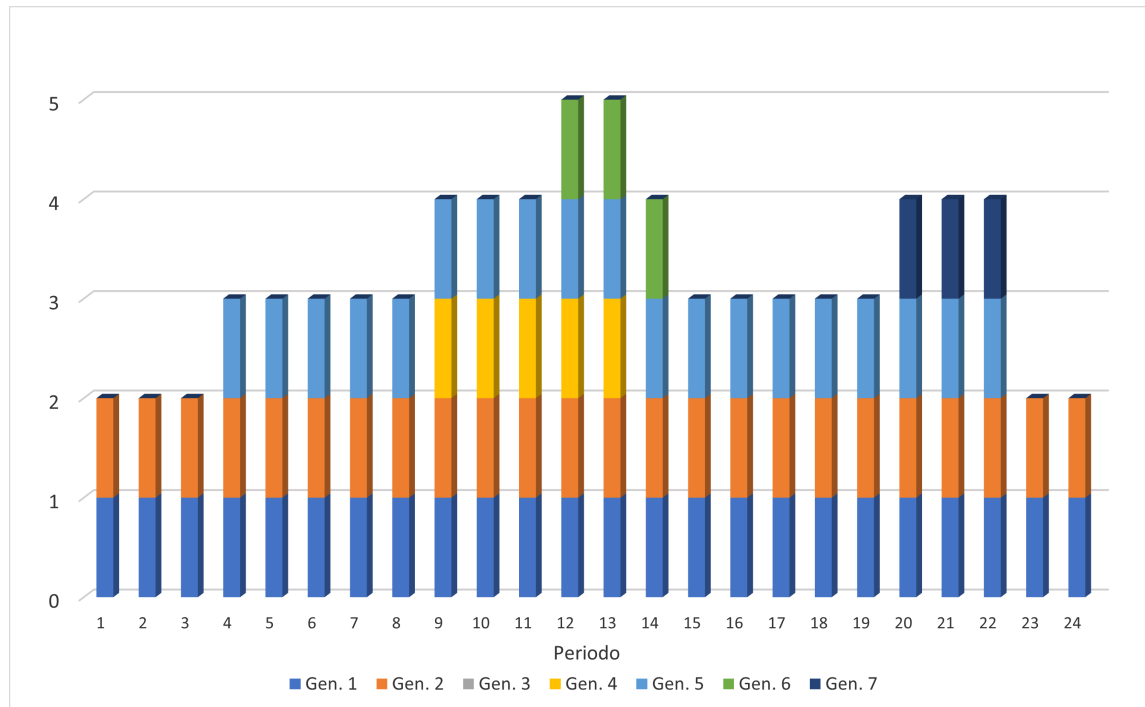


Figura 4.23: Estados de las unidades de generación para el problema del UC. Ensayo restricción Δf_{ss} .

La Figura 4.23 expone de manera gráfica las unidades despachadas durante el periodo de análisis. Se puede observar que las unidades 1 y 2 brindan el respaldo principal al sistema y son despachadas durante todo el horizonte de análisis. La unidad 5 es incorporada al sistema para escenarios de demanda media y alta, mientras que las unidades 4, 6 y 7 son integradas al sistema únicamente en horarios de demanda alta. Según los parámetros económicos de las unidades 6 y 7, esta última es un tanto menos económica que la unidad 6; sin embargo, para el pico de carga nocturno, el tiempo mínimo de apagado de la unidad 6 aún no se cumple, por lo que el algoritmo se ve obligado a despachar la unidad 7. Por su parte, la unidad 3 no es requerida durante el periodo de ensayo para abastecer la demanda y las restricciones operacionales.

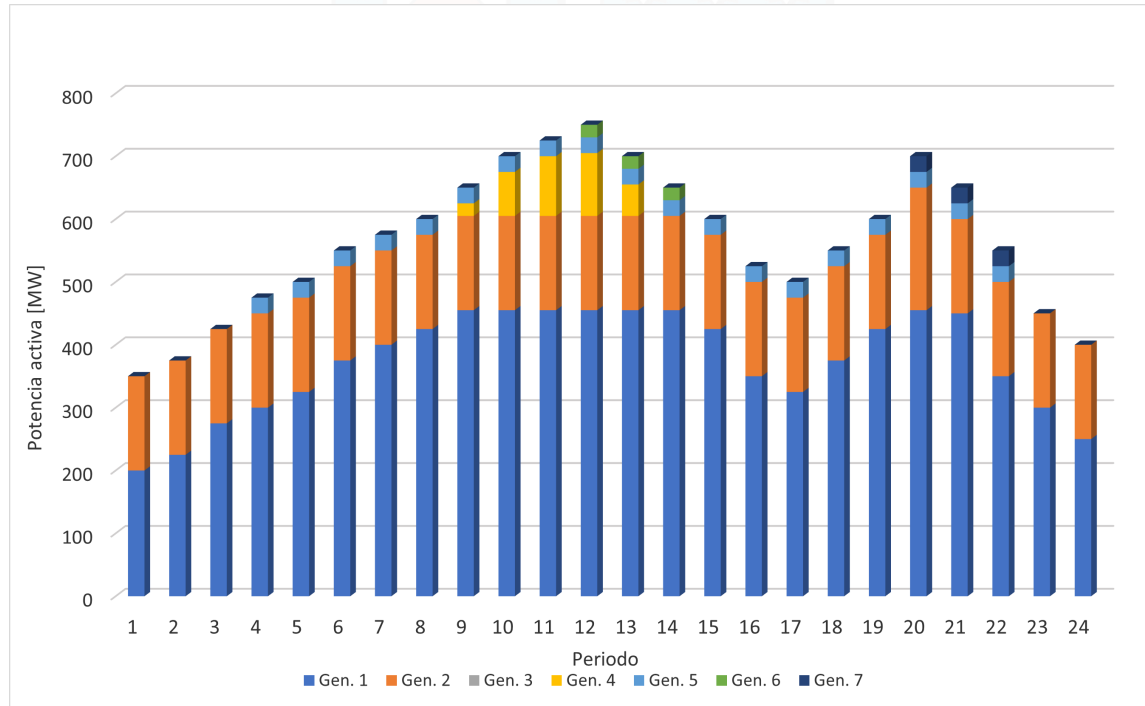


Figura 4.24: Despacho de las unidades de generación para el problema del UC. Ensayo restricción Δf_{ss} .

La Figura 4.24 expone la potencia activa generada por cada una de las unidades despachadas a lo largo del periodo de análisis. Se puede observar que la unidad principal del sistema es la unidad 1. En virtud de las contingencias programadas, el problema de pre-despacho incorpora unidades adicionales para asegurar la operación segura, estable y permanente (sin considerar estabilidad transitoria) ante desbalances de generación de hasta 455 [MW] mediante la reserva en giro disponible. Es en este marco que se puede identificar que las unidades 2, 5, 6 y 7 son despachadas solamente a mínimo técnico con el objetivo de dar respaldo al sistema.

La Figura 4.25 grafica la reserva en giro positiva durante el horizonte de estudio. Se puede inferir que el principal soporte de reserva en giro es aportado por la unidad 2, cuyo aporte a la reserva es de 305 [MW]. En segundo lugar, se encuentra la unidad 5 cuyo aporte es de 137 [MW].

Periodo	M [-]	D [-]	R_g [-]	F_g [-]	D_p [MW]	Δf_{ss} [%]
13	61.475	4.182	170.765	42.692	455	-2.57
3	40.131	2.73	111.475	27.869	300	-2.63
20	59.270	4.032	164.64	41.16	455	-2.67

Tabla 4.22: Análisis preliminar Δf_{ss} para periodos 3, 13 y 20 problema del UC. Ensayo restricción Δf_{ss} .

Un rápido análisis sobre la potencia despachada por la unidad 1 y las unidades disponibles en cada periodo

permite identificar de forma preliminar aquellos escenarios más críticos que deben abordarse. Se opta por determinar el Δf_{ss} tras la salida intempestiva de la unidad 1 para los periodos 3, 13 y 20, los cuales representan mínima inercia equivalente y máximo desbalance de potencia. Los resultados teóricos se presentan en la Tabla 4.22, siendo el periodo 20 el de mayor complejidad dinámica. Por lo tanto, para los ensayos de la restricción de Δf_{ss} a realizar, se prestará especial atención a los resultados dinámicos del periodo 20, ante la salida intempestiva de la unidad 1 (unidad con mayor potencia despachada).

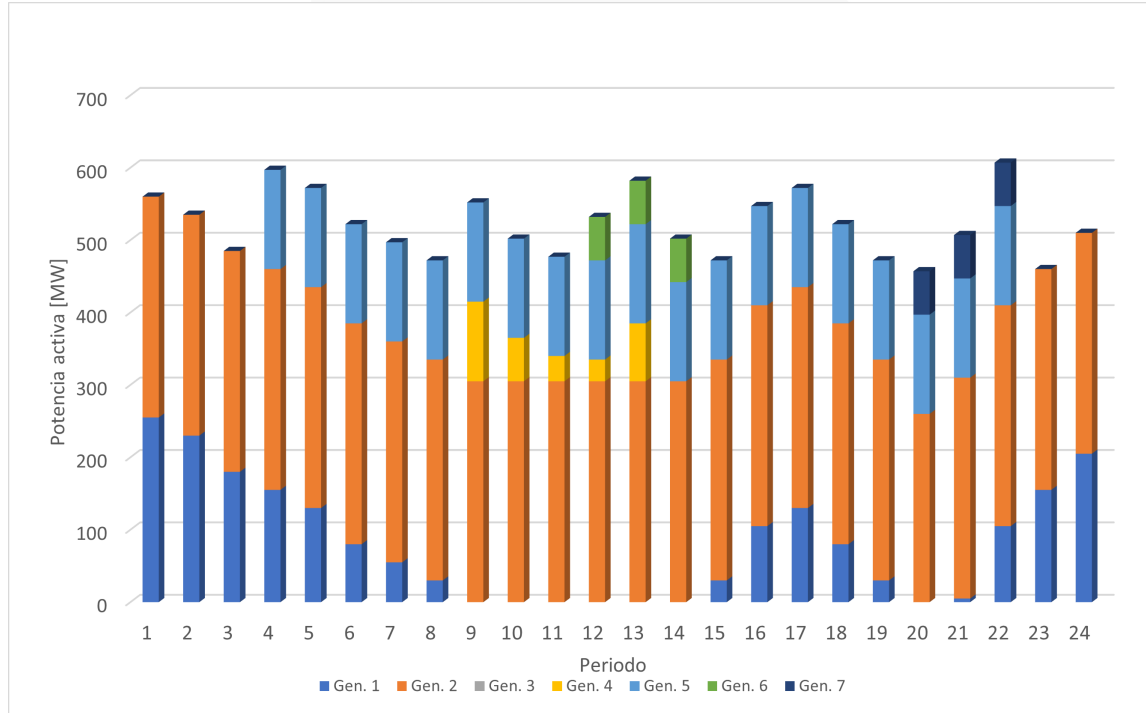


Figura 4.25: Reserva en giro positiva de las unidades de generación para el problema del UC. Ensayo restricción Δf_{ss} .

Siguiendo la metodología aplicada a las restricciones dinámicas previamente analizadas, se ha llevado a cabo una rutina para resolver el problema del UC-FC en un rango de valores de Δf_{sslim} . Inicialmente, se exploran valores comprendidos entre el 5 % y el 1,5 %, con intervalos de 0,5 %, con el propósito de identificar la banda de activación de la restricción. Los resultados obtenidos se encuentran resumidos en la Tabla 4.23.

ID	Δf_{sslim}	Costo [kUSD]	Variación [%]	D_p [MW]	Δf_{ss} sim. [%]
1	-10.0 %	280.986	-	425	-2.67 %
2	-9.0 %	280.986	-	425	-2.67 %
3	-8.0 %	280.986	-	425	-2.67 %
4	-7.0 %	280.986	-	425	-2.67 %
5	-6.0 %	280.986	-	425	-2.67 %
6	-5.0 %	280.986	-	425	-2.67 %
7	-4.0 %	280.986	-	425	-2.67 %
8	-3.0 %	280.986	-	425	-2.67 %
9	-2.0 %	283.698	0.97 %	309.7	-2.00 %

Tabla 4.23: Resumen resultados ensayo de barrido Δf_{ss} , con $\Delta_{\Delta f_{ss}} = 1$ %

En concordancia con la simulación del Δf_{ss} proporcionada en la Tabla 4.22, la restricción de desviación en estado estacionario se activa en la prueba 8, vinculada a un Δf_{sslim} del 2,0 %. Este resultado valida el correcto desempeño del UC-FC en lo que respecta al cálculo eficaz de la desviación en estado estacionario experimental.

A continuación, para reforzar la validación de la restricción, se lleva a cabo un barrido con un paso Δf_{sslim} de 0,1 %, abarcando desde 2,5 % hasta 1,5 %. Los resultados se presentan en la Tabla 4.24.

ID	Δf_{sslim}	Costo [kUSD]	Variación [%]	D_p [MW]	Δf_{ss} sim. [%]
10	-2.5 %	281.286	0.11 %	387.2	-2.5 %
11	-2.4 %	281.557	0.20 %	371.7	-2.4 %
12	-2.3 %	281.979	0.35 %	356.2	-2.3 %
13	-2.2 %	282.452	0.52 %	340.7	-2.2 %
14	-2.1 %	283.029	0.73 %	325.2	-2.1 %
15	-2.0 %	283.698	0.97 %	309.7	-2.0 %
16	-1.9 %	284.787	1.35 %	294.2	-1.9 %
17	-1.8 %	286.003	1.79 %	278.8	-1.8 %
18	-1.7 %	287.199	2.21 %	263.3	-1.7 %
19	-1.6 %	288.954	2.84 %	247.8	-1.6 %
20	-1.5 %	364.115	29.58 %	281.2	-1.5 %

Tabla 4.24: Resultados barrido Δf_{ss} , con $\Delta f_{sslim} = 0.1$ %

De acuerdo con los datos de la columna D_p , se puede inferir que la solución del problema opera mediante la reducción de la potencia despachada en la unidad 1 para cumplir con las restricciones de frecuencia, redespachando el resto de las unidades. En la Figura 4.27, se observa que a medida que la restricción de desviación en estado estacionario se acota, el problema del UC-FC responde aumentando el costo operacional del caso de estudio. Este aumento se debe al ajuste de potencia activa en las distintas unidades en servicio, como se ilustra en la Figura 4.26.

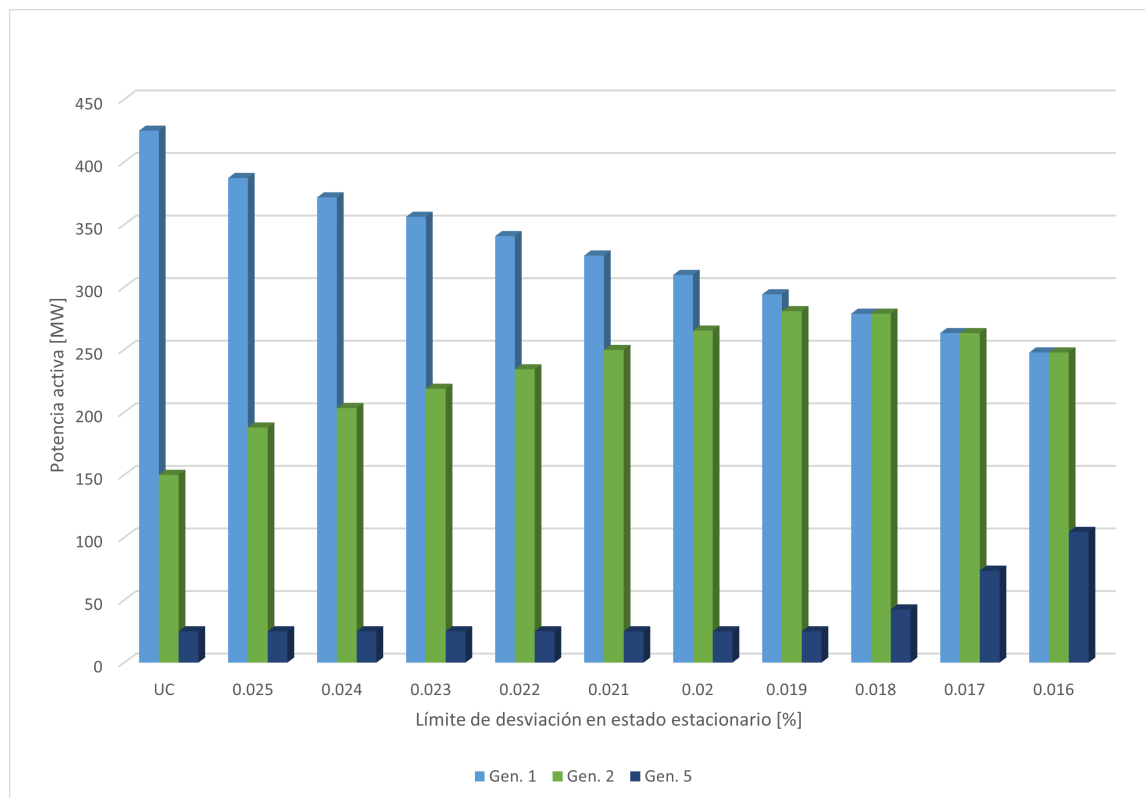


Figura 4.26: Generación asignada a unidades 1, 2 y 5. Barrido de Δf_{ss}

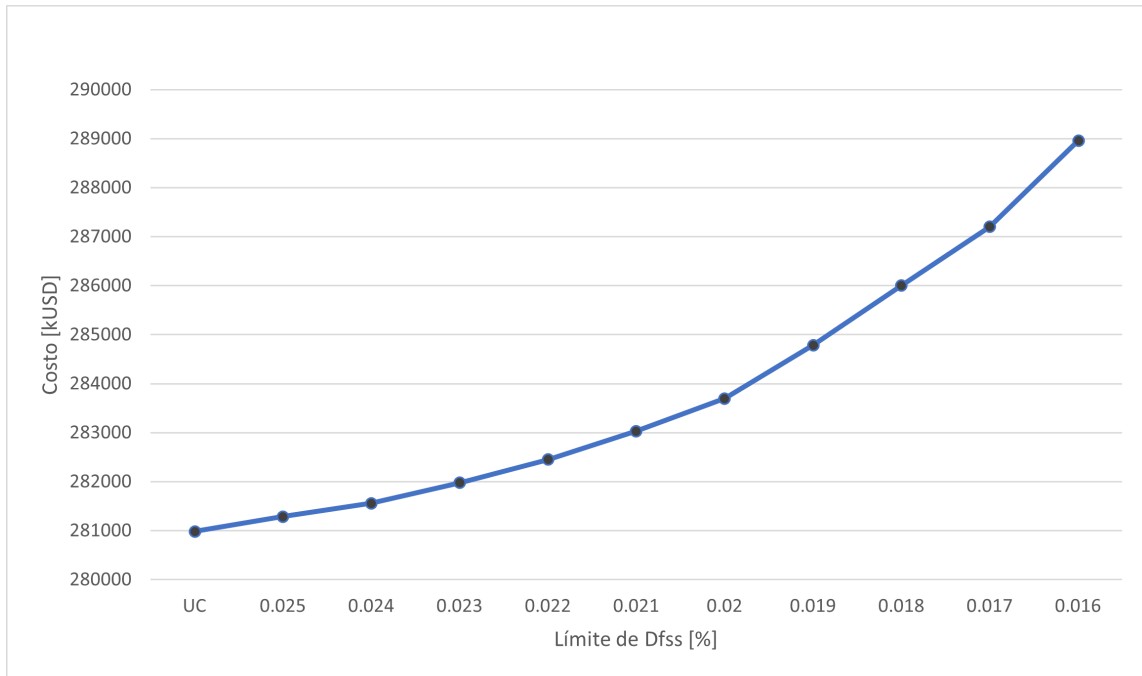


Figura 4.27: Costo operacional en función del Δf_{sslim}^f .

La solución convencional del problema del UC para el periodo 20 despacha las unidades 2 y 5 a mínimo técnico, mientras que la unidad 1 se despacha con 425 MW. Al introducir la restricción de mínimo técnico, el UC-FC, en primer lugar, limita el despacho de la unidad 1, asignando el desbalance de potencia a la unidad 2. En los escenarios 18 y 19, es necesario restringir conjuntamente el despacho de las unidades 1 y 2, lo que lleva a que la unidad 5 comience a tomar carga para abastecer la demanda. Respecto al escenario 19, se observa un notable incremento en el costo operacional debido a la aparición de energía no suministrada en la solución del problema, ya que las unidades en línea no pueden cumplir con las restricciones impuestas.

Con el propósito de cerrar el ciclo de validación del desempeño de la restricción de desviación en estado estacionario de la frecuencia incorporada en el problema del UC-FC, se llevan a cabo simulaciones dinámicas mediante la herramienta *Simulink* de *MatLab*. Estas simulaciones modelan la respuesta dinámica en frecuencia ante las contingencias estudiadas en los ensayos de la Tabla 4.24, específicamente la salida intempestiva de la unidad 1 en el periodo 20. Las figuras 4.28 y 4.29 presentan los resultados correspondientes a los ensayos 10 al 18.

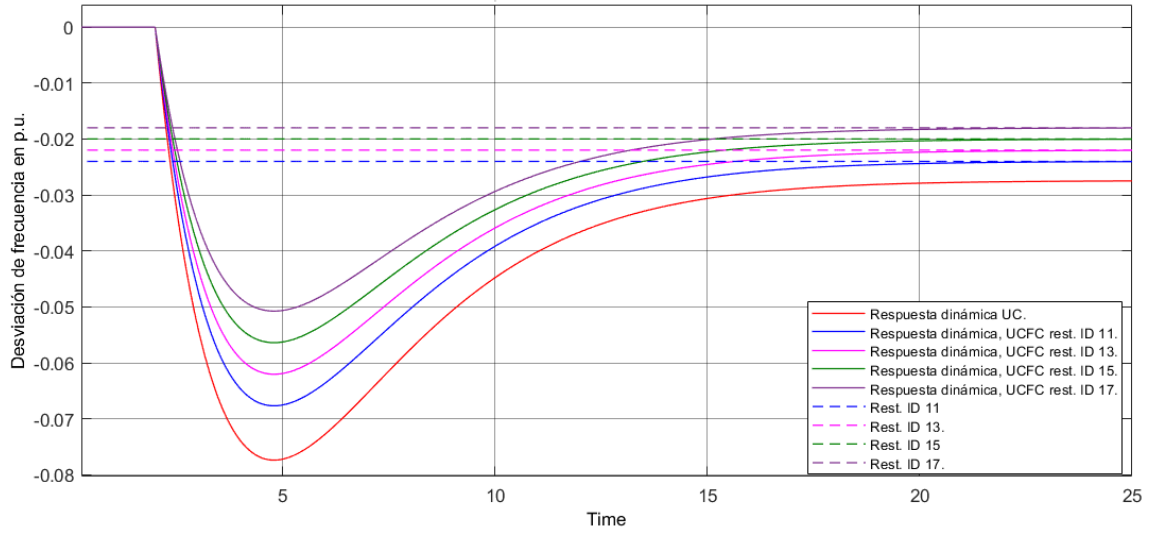


Figura 4.28: Respuesta dinámica de la frecuencia para los ensayos UC, 11, 13, 15 y 17.

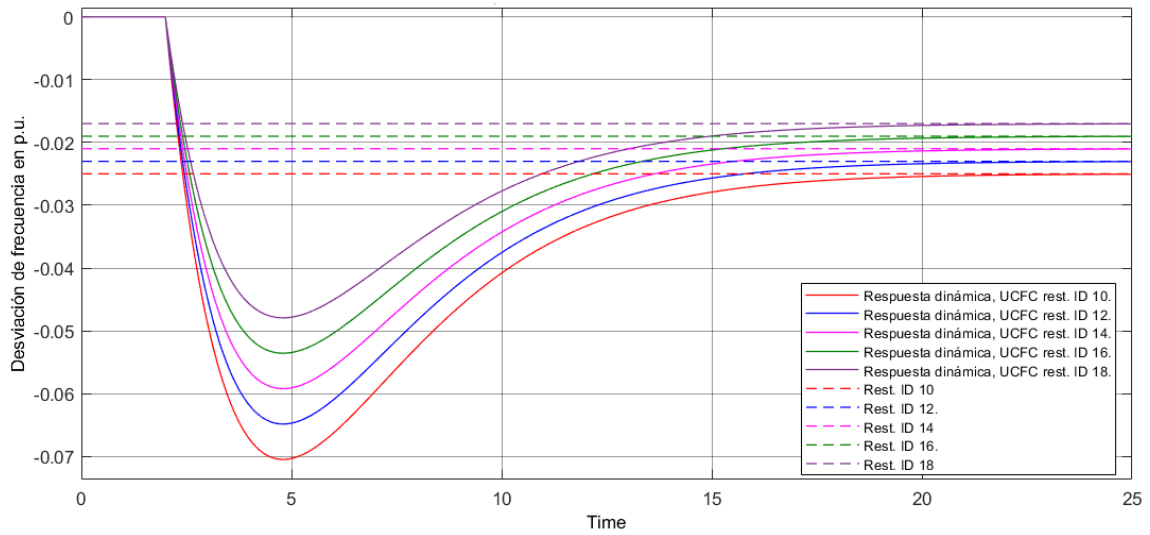


Figura 4.29: Respuesta dinámica de la frecuencia para los ensayos 10, 12, 14, 16 y 18.

Los ensayos dinámicos realizados demuestran que la restricción incorporada en el problema del UC-FC acota correctamente la desviación en estado estacionario de la frecuencia. Se puede observar en las figuras 4.28 y 4.29 que el valor de Δf_{ss} de las simulaciones en *Simulink* se asocia perfectamente a las restricciones de cada ensayo, es decir, el error porcentual entre la restricción asignada y el ensayo RMS es nulo. La efectiva correlación entre el valor de Δf_{sslim} y las simulaciones realizadas se debe a que el modelo matemático de la restricción dinámica del Δf_{ss} es lineal, por lo que la inclusión en el modelo del UC-FC es directa, sin pasar por una aproximación como es el caso de la restricción de nadir. Por lo tanto, de acuerdo con los resultados experimentales expuestos, se valida el correcto desempeño de la restricción dinámica para la desviación en estado estacionario de la frecuencia, formulada e incluida en el problema del UC-FC.

4.3. Aplicación en sistemas medianos

En este trabajo, la motivación principal radica en desarrollar una herramienta que permita a los operadores de sistemas con baja o mediana inercia encontrar soluciones para el problema de pre-despacho de las unidades de generación. Esta herramienta no solo debe incluir restricciones operacionales, técnicas y de demanda, sino también proporcionar resultados que garanticen la seguridad dinámica del despacho frente a contingencias predefinidas. Las restricciones dinámicas de la frecuencia presentadas anteriormente, como el *RoCoF*, el nadir de frecuencia y la desviación en estado estacionario, han demostrado un desempeño adecuado en el sistema de 39 barras de la IEEE. En esta sección, se evaluará el rendimiento del problema de pre-despacho de las unidades con restricciones de la dinámica de la frecuencia en un sistema mediano de la red nacional.

4.3.1. Descripción del SM Aysén

El sistema elegido corresponde al Sistema Mediano (SM) Aysén, situado en la región de Aysén. La elección de esta red se basa en que el SM Aysén cuenta con la mayor cantidad de unidades de generación, cuyos modelos dinámicos de PowerFactory DigSilent han sido validados y aprobados por la autoridad nacional (CEN). En la Figura 4.30, se presenta un diagrama unilineal que muestra el sistema mediano Aysén, incluyendo sus unidades de generación, transformadores, líneas de transmisión y principales cargas.

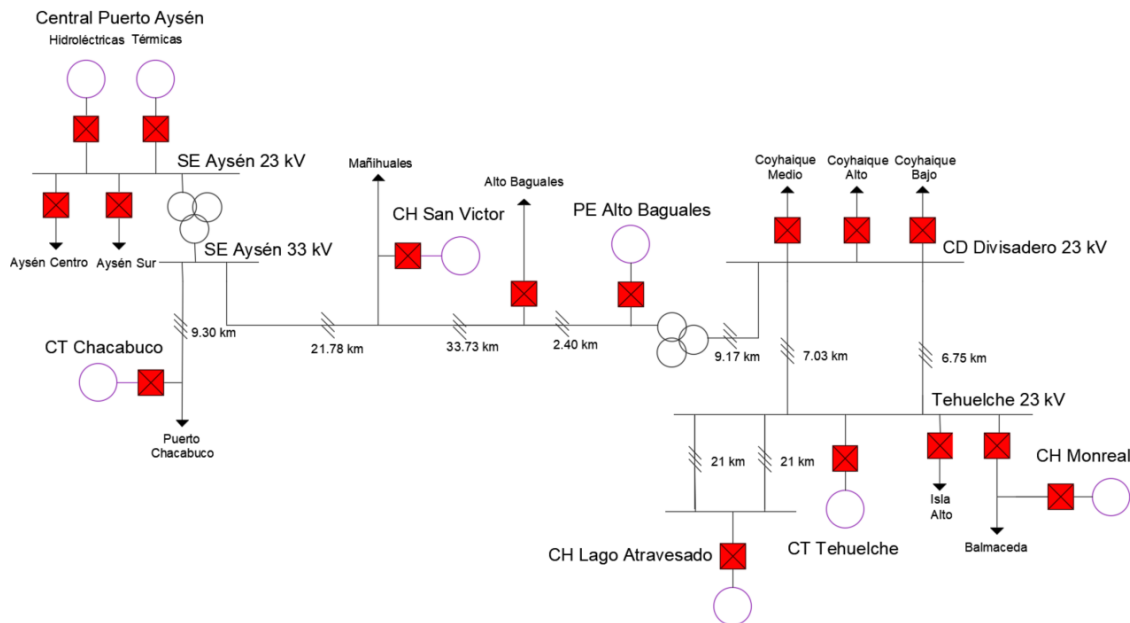


Figura 4.30: Diagrama unilineal SM Aysén.

El sistema mediano de Aysén puede descomponerse en tres sub-sistemas más pequeños: Aysén, Coyhaique y la interconexión Aysén-Coyhaique. El sub-sistema Aysén cuenta con la central Puerto Aysén, que dispone de generación hidráulica y térmica, y la central térmica Chacabuco. Sus cargas incluyen Aysén Centro, Aysén Sur y Puerto Chacabuco. En cuanto a la interconexión Aysén-Coyhaique, cuenta con la central hidráulica San Víctor y el Parque Eólico Alto Baguales, sirviendo a las cargas de Mañihuales y Alto Baguales. Por último, el sub-sistema de Coyhaique alberga las centrales hidráulicas Lago Atravesado y Monreal, así como la central térmica Tehuelche, con su demanda concentrada en los alimentadores Coyhaique Alto, Coyhaique Bajo, Coyhaique Medio, Isla Alto y Balmaceda.

La Central Puerto Aysén posee una capacidad instalada de 11.4 MW, distribuida en cuatro unidades hi-

dráulicas (8.6 MW) y dos unidades térmicas (2.8 MW). En la Tabla 4.25 se detallan los parámetros técnicos de las unidades de generación de la Central Puerto Aysén.

Central Puerto Aysén						
Unidad	Tecnología	Capacidad [MVA]	P_{max} [MW]	P_{min} [MW]	Costo [\$/MW]	H [s]
U5114	Térmica	1.50	1.2	0.36	174.4	1.05
U5657	Térmica	2.02	1.6	0.48	165	0.58
U5115	Hidráulica	2.50	2.0	0.60	2.8	1.85
U5116	Hidráulica	3.75	3.0	1.20	1.7	3.37
U5117	Hidráulica	1.125	0.9	0.27	2.8	2.48
U5118	Hidráulica	3.375	2.7	0.81	1.4	2.10

Tabla 4.25: Parámetros técnicos y económicos de las unidades de la central Puerto Aysén.

La unidad U5115 está equipada con una turbina Pelton que fue incorporada al sistema en 1926. Actualmente, se despacha solo en situaciones de contingencia para preservar su correcto funcionamiento, dada la escasez de repuestos. En relación con los modelos dinámicos de las unidades de la Central Puerto Aysén, estos fueron desarrollados por la firma DigSilent GmbH como parte del estudio de homologación llevado a cabo en 2017 para el Grupo SAESA [4].

La Central Chacabuco cuenta con una capacidad instalada de 9.68 MW, distribuida en cinco unidades térmicas. En la Tabla 4.26 se detallan los parámetros técnicos de las unidades de generación de Chacabuco. Los modelos dinámicos de las unidades 5804 y 5805 de la Central Chacabuco están validados en un estudio de homologación realizado en marzo de 2023 por los consultores B&B Asociados [6] [5], mientras que los modelos dinámicos de las unidades 5112, 5113 y 5148 corresponden a modelos homologados en el estudio de 2017.

Central Chacabuco						
Unidad	Tecnología	Capacidad [MVA]	P_{max} [MW]	P_{min} [MW]	Costo [\$/MW]	H [s]
U5804	Térmica	3.50	2.84	0.86	161.8	0.66
U5805	Térmica	3.50	2.84	0.86	161.8	0.66
U5112	Térmica	1.50	1.20	0.36	168.4	0.90
U5113	Térmica	1.50	1.20	0.36	167.4	0.90
U5148	Térmica	1.80	1.60	0.48	174.4	0.70

Tabla 4.26: Parámetros técnicos y económicos de las unidades de la central Chacabuco.

En el sub-sistema Aysén, se dispone de la capacidad de regular el recurso hidráulico en la Central Puerto Aysén mediante un embalse de mediana envergadura. A pesar de su capacidad instalada de 8.6 MW en unidades hidráulicas, que permitiría satisfacer la demanda y exportar energía a los otros dos sub-sistemas, la topología de la red (con alimentadores de gran extensión) exige el despacho de la Central Chacabuco para regular los niveles de tensión en toda la red.

La interconexión Aysén-Coyhaique posibilita la transferencia de energía entre ambos sub-sistemas mediante una red en 33 kV con una longitud de 57.91 km. En este sub-sistema se encuentra la última central hidráulica incorporada al SM Aysén, la Central San Víctor (SV), y el Parque Eólico (PE) Alto Baguales, con una capacidad instalada de 3 MW y 3.12 MW, respectivamente. En las tablas 4.27 y 4.28 se detallan los parámetros técnicos de las unidades de generación de la interconexión.

Central San Víctor						
Unidad	Tecnología	Capacidad [MVA]	P_{max} [MW]	P_{min} [MW]	Costo [\$/MW]	H [s]
SV	Hidráulica	3.50	3	0.6	11.8	0.6955

Tabla 4.27: Parámetros técnicos y económicos de las unidades de generación de la central San Víctor.

Se considera un costo variable de 11.8 [\$/MW] para la unidad de generación de la central San Víctor. Esta elección se fundamenta en la disponibilidad del recurso en la zona y la tecnología asociada a una central hidráulica de pasada. Es relevante destacar que la unidad de San Víctor, al ser la última incorporada al sistema (con fecha de puesta en servicio en marzo de 2023), no dispone actualmente de su modelo dinámico en la base de datos de PowerFactory DigSilent.

Parque Eólico Alto Baguales						
Unidad	Tecnología	Capacidad [MVA]	P_{max} [MW]	P_{min} [MW]	Costo [\$/MW]	H [s]
5534	Eólica	3.50	0.90	0.06	6.9	-
5534	Eólica	1.50	0.90	0.06	6.9	-
5108	Eólica	0.75	0.66	0.09	6.9	-
5109	Eólica	0.75	0.66	0.09	6.9	-
5110	Eólica	0.75	0.66	0.09	6.9	-

Tabla 4.28: Parámetros técnicos y económicos de las unidades de generación del PE Alto Baguales.

En relación a la información proporcionada por la operadora del SM Aysén, Edelaysen, se informa que el Parque Eólico Alto Baguales se encuentra fuera de servicio debido a problemas técnicos. Con el propósito de reflejar el sistema de manera más precisa y analizar escenarios de operación realistas, en este análisis no se considerará la disponibilidad de energía renovable en el parque eólico.

En el extremo de Coyhaique, se dispone de una capacidad instalada de 30.9 MW, distribuida en generación hidráulica (13.5 MW) correspondiente a las centrales Lago Atravesado y Monreal, y generación térmica (17.4 MW) en la central Tehuelche. En las tablas 4.29, 4.30, y 4.31, se detallan los parámetros técnicos de las unidades de generación del sub-sistema Coyhaique. Es relevante destacar que la central Lago Atravesado comúnmente es despachada de manera continua en el SM Aysén, considerando sus unidades como potencia base. Esto se debe, en primer lugar, a la abundante cantidad de recurso hídrico en su boca-toma y, en segundo lugar, a su nivel de inercia, lo que le permite brindar al sistema su principal respaldo dinámico.

Central Lago Atravesado						
Unidad	Tecnología	Capacidad [MVA]	P_{max} [MW]	P_{min} [MW]	Costo [\$/MW]	H [s]
5106	Hidráulica	6.47	5.25	1.00	1.10	2.35
5107	Hidráulica	6.47	5.25	1.00	1.20	2.27

Tabla 4.29: Parámetros técnicos y económicos de las unidades de generación de la Central Lago atravesado.

Central Monreal						
Unidad	Tecnología	Capacidad [MVA]	P_{max} [MW]	P_{min} [MW]	Costo [\$/MW]	H [s]
5143	Hidráulica	3.50	3.00	0.50	1.00	2.90

Tabla 4.30: Parámetros técnicos y económicos de las unidades de generación de la Central Monreal.

Los modelos dinámicos actuales de PowerFactory para las unidades 5106, 5107 y 5143 corresponden a los desarrollados por DigSilent GmbH. El costo variable para las unidades hidráulicas de Lago Atravesado

y Monreal se establece cerca de 1 [\$/MW], basándose en la disponibilidad del recurso y la capacidad de regulación hídrica de ambas centrales.

En relación a las unidades térmicas de la central Tehuelche, los modelos dinámicos de las unidades 5806 y 5807 fueron validados recientemente por los consultores *B&B*, mientras que el modelo del resto de las unidades fue desarrollado por DigSilent GmbH el año 2017.

Central Tehuelche						
Unidad	Tecnología	Capacidad [MVA]	P_{max} [MW]	P_{min} [MW]	Costo [\$/MW]	H [s]
5806	Térmica	3.50	2.84	0.84	166.6	0.63
5807	Térmica	3.50	2.84	0.84	166.6	0.63
5101	Térmica	2.50	2.00	0.60	175.9	1.23
5102	Térmica	2.50	2.00	0.60	178.5	1.15
5103	Térmica	2.87	2.30	0.69	176.2	1.92
5147	Térmica	1.80	1.60	0.48	174.6	0.74
5736	Térmica	1.80	1.80	0.54	172.0	0.63
5748	Térmica	2.00	1.60	0.48	169.9	0.65

Tabla 4.31: Parámetros técnicos y económicos de las unidades de generación de la Central Tehuelche.

Los parámetros técnicos de las unidades fueron extraídos de la base de datos PowerFactory DigSilent, y los costos variables de las unidades térmicas fueron proporcionados por Edelsysen.

Para representar las líneas de transmisión y transformadores del SM Aysén, se desarrolla una red equivalente, similar a la expuesta en la Figura 4.30. Se definen 16 barras que serán utilizadas para reconstruir la red. En la Figura 4.31 se presenta el diagrama simplificado del SM Aysén, y en la Tabla 4.32 se detalla la identificación de las barras.

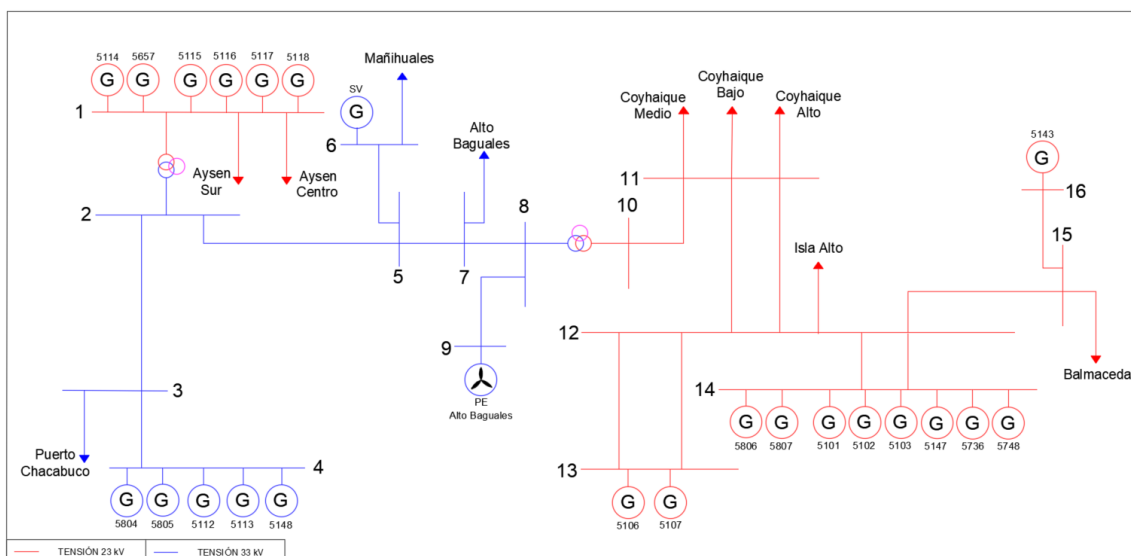


Figura 4.31: Diagrama unilineal simplificado del SM Aysén

Los parámetros técnicos de las líneas y transformadores del SM Aysén se extraen de la base de datos de PowerFactory DigSilent y se presentan en la Tabla 4.33. Las cargas, representadas en la Figura 4.31, están asociadas a cada alimentador y se asignan a la barra representativa más cercana. La asignación detallada de las cargas a las diversas barras del sistema simplificado se presenta en la Tabla 4.34.

Barra	Identificación	Barra	Identificación
1	Central Puerto Aysén	9	PE Alto Baguales
2	Aysén 33kV	10	Coyhaique 23kV
3	Arranque Puerto Chacabuco	11	Divisadero
4	Central Chacabuco	12	Tehuelche
5	Tap-off San Víctor	13	Central Lago Atravesado
6	Central San Víctor	14	Generación Tehuelche
7	Arranque Alto Baguales	15	Tap-off Central Monreal
8	Coyhaique 33kV	16	Central Monreal

Tabla 4.32: Definición barras para sistema simplificado del SM Aysén.

ID	Identificación	Bus_{from}	Bus_{to}	S_{nom}	r [pu]	x [pu]
1	Aysén 33kV - Arranque Puerto Chacabuco	2	3	17.60	0.02482	0.05604
2	Arranque Puerto Chacabuco - C. Chacabuco	3	4	23.66	0.00088	0.00253
3	Aysén 33kV - Tap Off San Victor	2	5	13.09	0.09863	0.17778
4	Tap Off San Victor - Central San Victor	5	6	6.06	0.14858	0.19051
5	Tap Off San Victor - Tap Off Alto Baguales	5	7	13.09	0.15323	0.27633
6	Tap Off Alto Baguales - Coyhaique 33kV	7	8	13.09	0.01129	0.02075
7	PE Alto Baguales - Coyhaique 33kV	9	8	13.09	0.0008	0.00149
8	Coyhaique 23kV - CD Divisadero	10	11	13.09	0.03790	0.070913
9	CD Divisadero - Tehuelche Cto. 1	11	12	30.92	0.01061	0.02591
10	CD Divisadero - Tehuelche Cto. 2	11	12	20.01	0.01095	0.02766
11	Tehuelche - C. Lago Atravesado Cto. 1	12	13	20.58	0.05289	0.1284
12	Tehuelche - C. Lago Atravesado Cto. 2	12	13	20.58	0.05289	0.1284
13	Tehuelche - Gen. Tehuelche Cto. 1	12	14	9.37	0.00025	0.00059
14	Tehuelche - Gen. Tehuelche Cto. 2	12	14	9.37	0.00025	0.00059
15	Tehuelche - Tap Off Monreal	12	15	9.72	0.06917	0.10612
16	Tap Off Monreal - Central Monreal	15	16	6.06	0.08073	0.13249
17	Auto-transformador Aysén 23/33 kV	1	2	6.50	0.01538	0.09382
18	Auto-transformador Baguales 23/33 kV	8	10	6.50	0.01538	0.09382

Tabla 4.33: Parámetros líneas y transformadores del SM Aysén

ID	Carga	Bus	ID	Carga	Bus
1	Puerto Chacabuco	3	6	Coyhaique Medio	11
2	Aysén Sur	1	7	Coyhaique Bajo	11
3	Aysén Centro	1	8	Coyhaique Alto	11
4	Mañihuales	6	9	Isla Alto	12
5	Alto Baguales	7	10	Balmaceda	15

Tabla 4.34: Cargas equivalentes y barra asociada al modelo simplificado del SM Aysén.

La información y los parámetros proporcionados hasta ahora no son suficientes para abordar el problema de pre-despacho con restricciones dinámicas de frecuencia. La obtención de los parámetros dinámicos de las unidades de generación representa un desafío significativo, ya que implica realizar ensayos y estimaciones correspondientes para modelar de manera precisa la respuesta real de los modelos dinámicos disponibles en la base de datos PowerFactory DigSilent.

El Apéndice A desarrolla el proceso de obtención de los parámetros dinámicos del gobernador para las unidades de generación del SM Aysén. Los parámetros equivalentes se resumen de manera concisa en la Tabla A.45.

4.4. Problema de UC-FC aplicado al SM Aysén

Los parámetros dinámicos del gobernador, estimados detalladamente en el Apéndice A, desempeñan un papel crucial al proporcionar la información de entrada necesaria para abordar de manera efectiva el problema de pre-despacho de las unidades con restricciones en la dinámica de la frecuencia en el SM Aysén. Se llevan a cabo diversos ensayos en el SM bajo estudio, sometiendo tanto las restricciones de las métricas de frecuencia como la aproximación de la función del nadir de frecuencia a pruebas rigurosas. La validez de los resultados obtenidos se confirma mediante simulaciones dinámicas en la herramienta *Simulink* de MatLab, asegurando el cumplimiento de las restricciones establecidas.

4.4.1. Definición de escenario de estudio

La Figura 4.31 y la Tabla 4.34 proporcionan una descripción detallada de la ubicación de las cargas equivalentes definidas para el sistema simplificado del SM Aysén. Con el objetivo de abordar el problema de UC-FC en un escenario operativo real, se proyecta una demanda máxima para el año 2023. Esta proyección se basa en la demanda registrada en el año 2021, último estudio de flujo de potencia, con un crecimiento vegetativo del 4 %. La Figura 4.32 ilustra el perfil de la demanda máxima equivalente del SM Aysén proyectada para el año 2023.

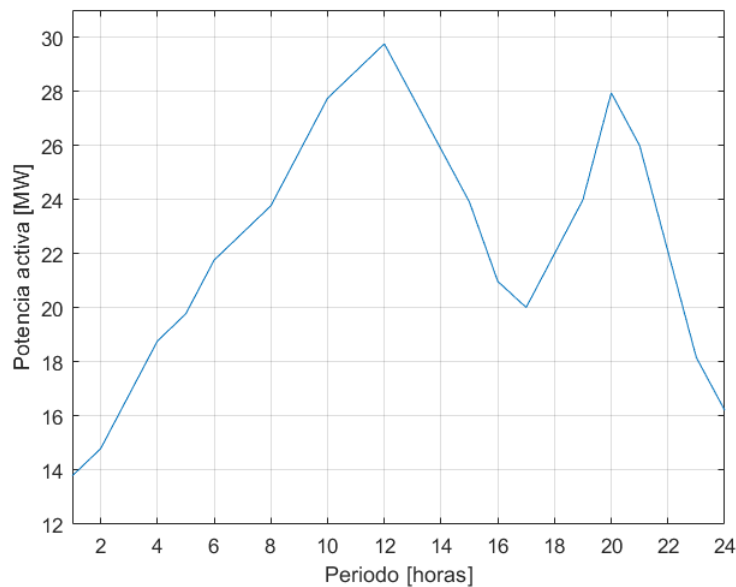


Figura 4.32: Perfil de demanda máxima SM Aysén proyectada al año 2023

La demanda máxima del SM Aysén proyectada para el año 2023 alcanza 29.75 MW. En cuanto a la distribución de esta demanda entre las diversas cargas distribuidas en la red, la Tabla 4.35 proporciona detalles sobre los factores de ponderación asociados a cada una de las 10 cargas equivalentes.

ID	Nombre	Factor [%]	ID	Nombre	Factor
1	Puerto Chacabuco	21.70	6	Coyhaique Medio	22.31
2	Aysén Sur	10.65	7	Coyhaique Alto	14.33
1	Aysén Centro	4.73	8	Coyhaique Bajo	14.60
2	Mañihuales	4.73	9	Isla Alto	3.61
1	Alto Bahuales	0.29	10	Balmaceda	3.03

Tabla 4.35: Asignación porcentual de la demanda en las cargas equivalentes del SM Aysén.

Con el propósito de llevar a cabo un análisis preliminar de la dinámica del Sistema de Interconexión Eléctrica Aysén (SM Aysén) en el escenario operativo descrito, se aborda inicialmente la resolución del problema de Unidades de Compromiso (UC) convencional. Para la ejecución de este problema, se adopta un criterio de reserva en giro del 15 % en sentido positivo y del 1 % en sentido negativo, junto con un costo por energía no suministrada de 10,000 [\$/MW]. En relación a las contingencias, se simula la salida inesperada de las unidades hidráulicas más económicas del sistema, correspondientes a las centrales Lago Atravesado y Monreal.

La Figura 4.33 presenta gráficamente el estado de las unidades, mientras que la Figura 4.34 detalla la potencia despachada a lo largo del horizonte de estudio.

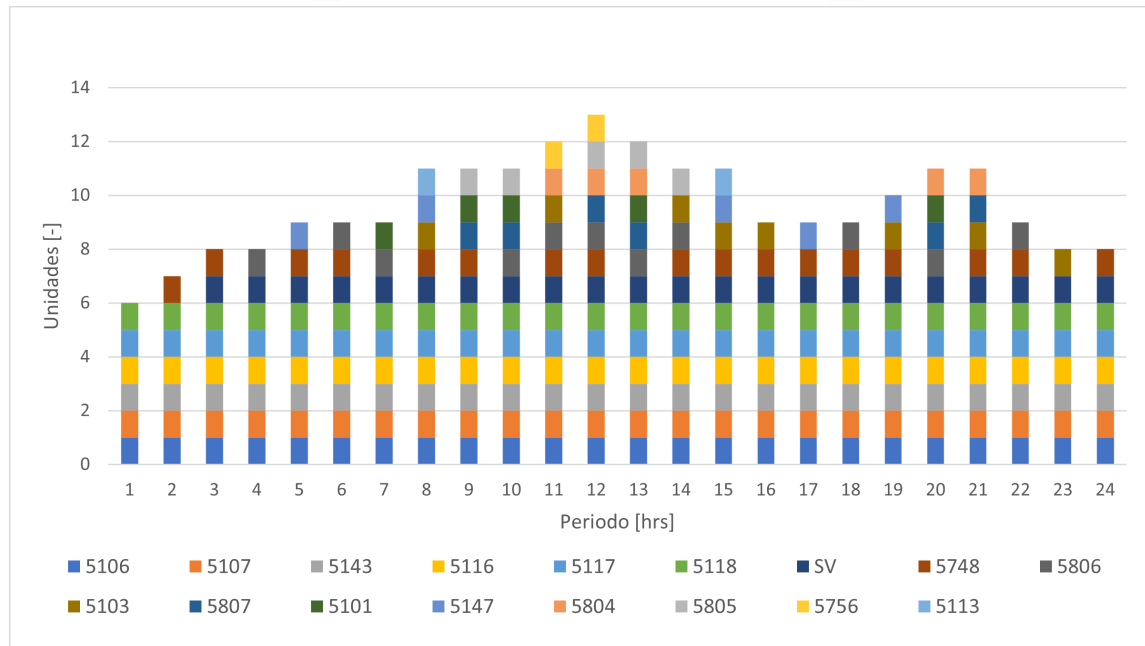


Figura 4.33: Resultado UC para el SM Aysén, unidades en servicio.

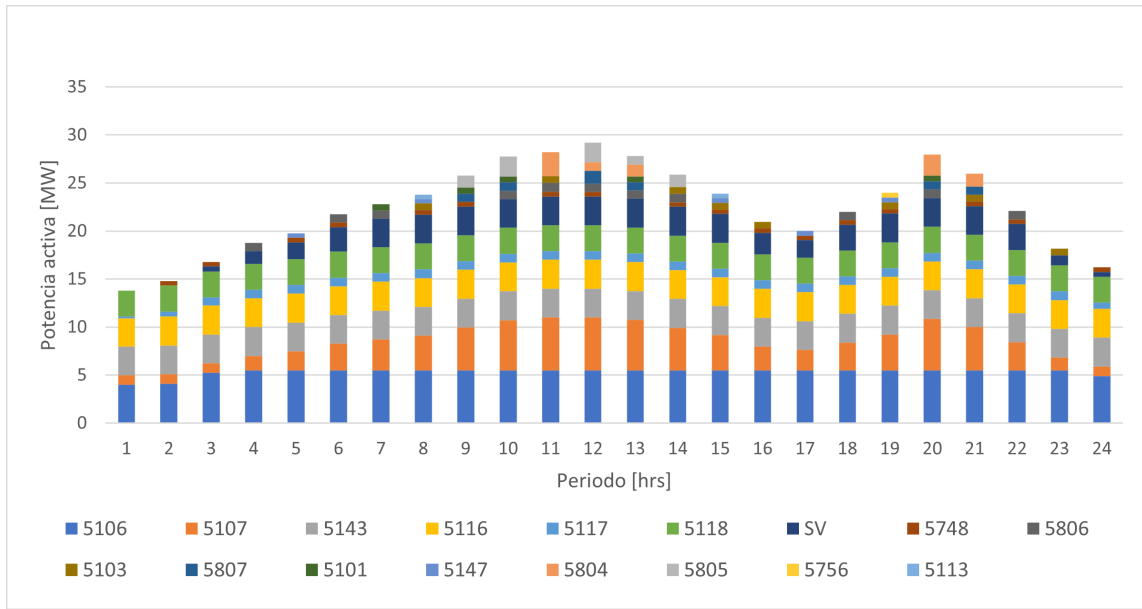


Figura 4.34: Potencia activa despachada, resultado UC para el SM Aysén.

En la Figura 4.33, se observa que el resultado del UC convencional prioriza inicialmente el despacho de las unidades hidráulicas sobre las unidades térmicas. Este enfoque se debe principalmente a consideraciones de costo de operación y restricciones de reserva en giro. Las unidades térmicas de las centrales Chacabuco y Tehuelche son utilizadas en periodos de demanda media y alta.

En cuanto a los resultados de potencia activa, se identifica que las unidades utilizadas como potencia base son las máquinas 5106, 5107, 5143, SV, 5116, 5117 y 5118, las cuales son despachadas cerca de su capacidad máxima en la mayoría de los periodos de estudio.

Dado que los resultados del UC convencional se centran en el despacho base de estas siete unidades mencionadas, se lleva a cabo un análisis de las métricas de frecuencia para la salida intempestiva más desafiante de los escenarios con ocho unidades en servicio. La Tabla 4.36 detalla los resultados obtenidos en este análisis.

Periodo	Unidad	ΔP [MW]	RoCoF [pu/s]	Nadir [pu]	Δf_{ss} [pu]
1	5106	3.983	-0.0414	-0.0665	-0.0188
2	5106	4.084	-0.0414	-0.0601	-0.0149
3	5106	5.234	-0.0504	-0.0716	-0.0173
4	5106	5.5	-0.0520	-0.0639	-0.0173

Tabla 4.36: Análisis métricas de frecuencia para escenarios críticos.

El análisis preliminar de las métricas de frecuencia proporciona un punto de partida para establecer criterios iniciales en la definición de los límites del RoCoF, nadir y desviación en estado estacionario a emplear en el modelo del UC-FC. Los siguientes apartados presentan los ensayos realizados y los resultados obtenidos en la ejecución del problema de pre-despacho de las unidades con restricciones en la dinámica de la frecuencia.

4.4.2. RoCoF

En los ensayos relacionados con la tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF), se utilizan los datos ingresados en el problema de UC, estableciendo límites para el RoCoF inferiores a -0.052 . La Figura 4.35 muestra los resultados específicos del UC-FC para el periodo 4, destacando las modificaciones en los estados de las máquinas y su potencia despachada en comparación con los resultados obtenidos en el UC convencional.

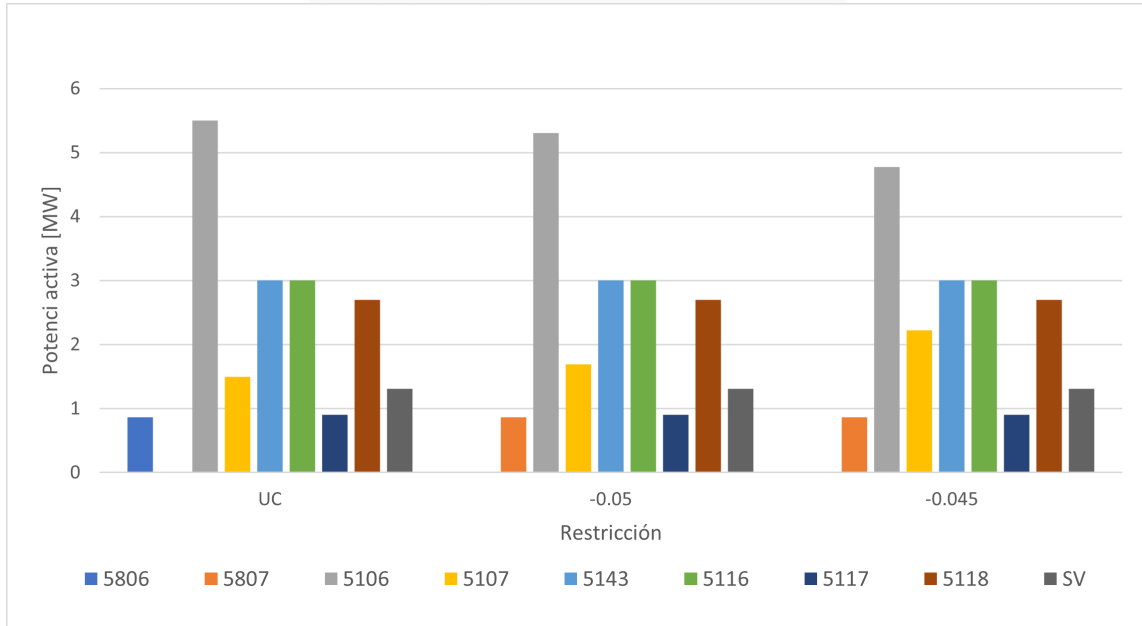


Figura 4.35: Potencia activa despachada, resultados UC-FC del SM Aysén para el periodo 4. Restricción de RoCoF.

Se observa cómo, a medida que la restricción se ajusta, la potencia despachada de la unidad 5106 disminuye y es compensada por la unidad 5107, todo ello en función del costo marginal para el periodo 4. Es fundamental destacar que la introducción de la restricción del RoCoF conlleva a despachar la unidad 5807 por encima de la unidad 5806 de la central Tehuelche, lo cual responde directamente a los requisitos de inercia rotacional para mantener la tasa de cambio de la frecuencia dentro del límite establecido.

Los resultados del UC y el UC-FC mantienen un despacho constante de 7 [MW] para la central Lago Atravesado, ajustándose entre ambas unidades según la restricción de tasa de cambio de la frecuencia determinada, priorizando siempre la unidad 5106 debido a su menor costo de operación. La compensación entre ambas unidades se mantiene hasta una restricción de -0.033 [pu/s] (3.5 [MW] asignados a cada unidad), momento en el cual la unidad SV comienza a asumir la carga debido a la reducción de la pérdida de generación en las unidades más económicas.

En la Figura 4.36, se presentan las simulaciones dinámicas realizadas en la herramienta Simulink de MatLab para evaluar la respuesta en frecuencia y la correspondiente restricción del RoCoF impuesta.

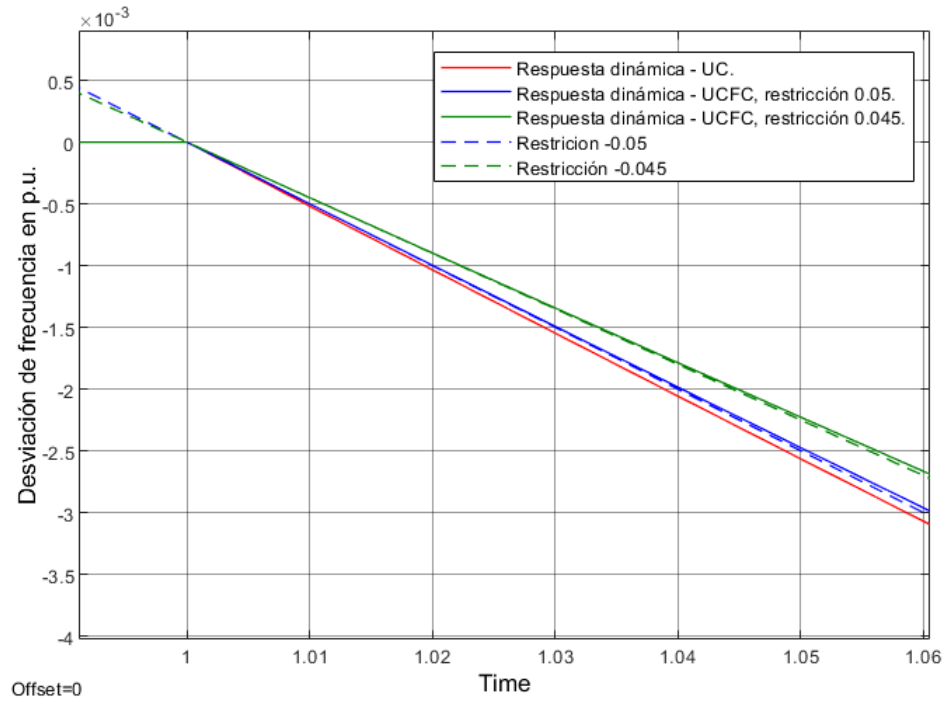


Figura 4.36: Respuesta dinámica de la frecuencia resultados UC-FC para el periodo 4. Restricción de RoCoF.

Las simulaciones llevadas a cabo validan el correcto funcionamiento de la restricción de la tasa de cambio de la frecuencia incluida en el problema de pre-despacho de las unidades con restricciones dinámicas, aplicado al sistema simplificado y estimado del SM Aysén. Durante los ensayos, se observa cómo la pendiente de la desviación de frecuencia en el instante posterior a la contingencia se adapta a la restricción establecida.

Es crucial señalar que la imposición de límites en esta métrica constituye la forma más rápida y eficaz de introducir mayor robustez dinámica al despacho del sistema. Esto se debe a que el valor teórico del RoCoF se relaciona exclusivamente con el nivel de pérdida de generación y la inercia equivalente del sistema, como se evidencia en los resultados obtenidos en el periodo cuatro. En este caso, el modelo opta por preferir la unidad 5807 sobre la 5806 para el mismo costo de operación, evitando así reducir aún más el despacho de la unidad 5106 de la central Lago Atravesado mediante la selección adecuada de las unidades.

4.4.3. Nadir de frecuencia

El desarrollo de la restricción del nadir de frecuencia implica la parametrización de la función que aproxima esta métrica. Como se señaló en la sección de validación de las restricciones, este proceso depende de la elección adecuada de los números de planos cortantes para aproximar la función, así como del número de elementos en los que se divide el dominio de las variables M , R_g , y F_g . Este enfoque tiene como objetivo equilibrar el tiempo computacional y la precisión de la aproximación. Para el problema del UC-FC aplicado al SM Aysén, la función de aproximación del nadir de frecuencia se obtiene mediante la segmentación del dominio en 10 secciones y un total de 22 planos que aproximan la función. Con este modelo, la calidad de la aproximación es del 93,21 % según el parámetro de r^2 . La Figura 4.37 presenta los valores del nadir de frecuencia y los planos obtenidos que lo aproximan.

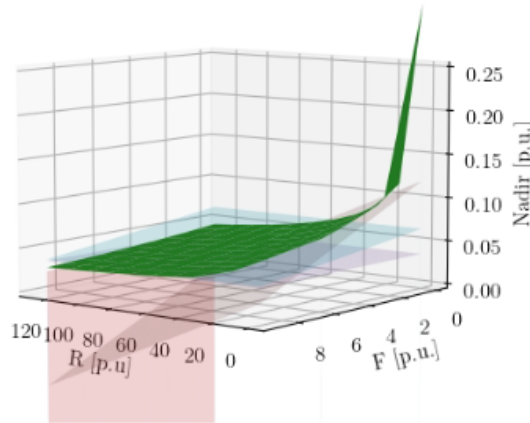


Figura 4.37: Función de nadir de frecuencia y aproximación mediante planos cortantes.

Con la función de aproximación definida, se introducen los parámetros del modelo simplificado y los coeficientes de aproximación en el modelo de UC-FC. Se llevan a cabo ensayos con límites del 6 %, 5 % y 4,5 % de la frecuencia nominal, imponiendo así una restricción sobre los valores del nadir simulados con los despachos resultantes del UC convencional. En la Figura 4.38, se presentan los valores de potencia activa despachada para las unidades en el periodo 3.

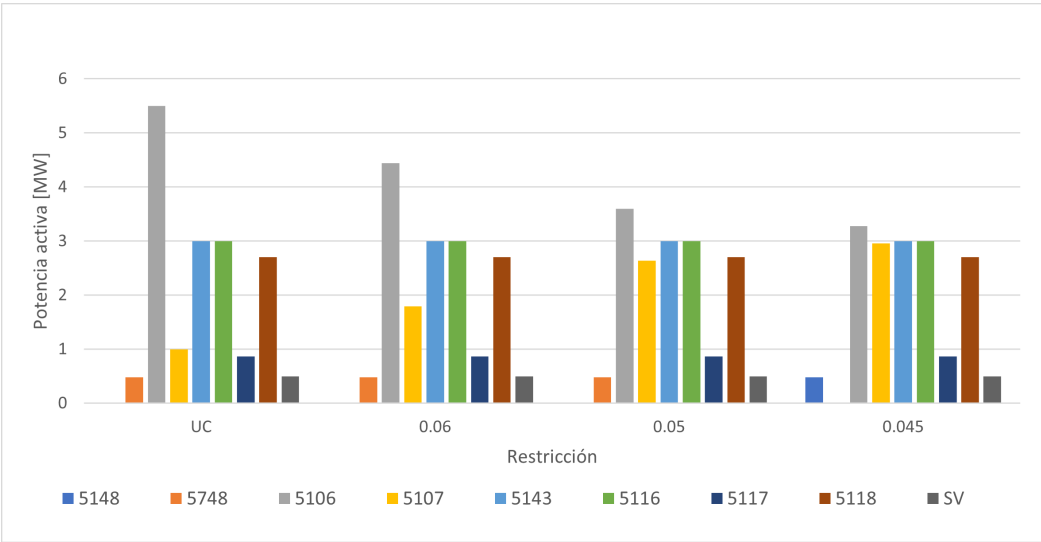


Figura 4.38: Potencia activa despachada, resultados UC-FC del SM Aysén para el periodo 3. Restricción de nadir de frecuencia.

Se observa cómo, a medida que la restricción del nadir de frecuencia disminuye, la potencia despachada en la unidad 5106 se reduce, compensando el desequilibrio de potencia a través de la unidad 5107, lo que se relaciona con los costos de operación. El resultado del UC-FC opera reduciendo la pérdida de generación durante la contingencia, un parámetro que tiene una mayor ponderación en la función de aproximación del nadir, de acuerdo con su coeficiente.

Particularmente, se puede notar que para los casos con restricciones del 6 % y 5 %, la potencia despachada en la unidad 5106 disminuye de forma lineal según el coeficiente de aproximación de potencia para la función de nadir. Por otro lado, los resultados de la restricción del 4,5 % optan por despachar la unidad 5148 sobre la unidad 5748, aumentando el valor de F_g , lo que permite reducir en una menor proporción la potencia de la unidad hidráulica. Esto proporciona un resultado óptimo en términos económicos y dinámicos.

En la Figura 4.39, se presentan las simulaciones dinámicas realizadas con los resultados del UC-FC con restricciones para el nadir de frecuencia.

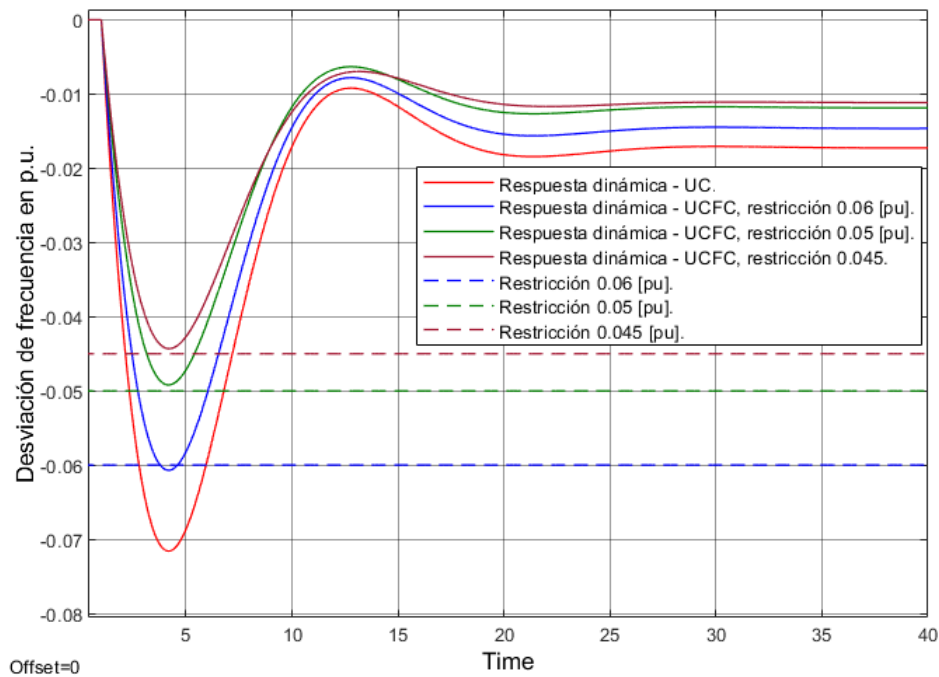


Figura 4.39: Respuesta dinámica de la frecuencia resultados UC-FC para el periodo 4. Restricción de nadir

Las simulaciones realizadas confirman el correcto desempeño de la restricción del nadir de frecuencia incluida en el problema de pre-despacho de las unidades con restricciones dinámicas aplicado al SM Aysén. En la Tabla 4.37 se presentan los errores incurridos por la aproximación del nadir.

ID	$Nadir_{lim}$ [pu]	$Nadir_{sim}$ [pu]	Error [%]
1	0.06	0.0697	1.153
2	0.05	0.0492	1.626
3	0.045	0.0433	3.926

Tabla 4.37: Error porcentual aproximación de nadir.

Los resultados son satisfactorios tanto en la calidad de la aproximación del nadir de frecuencia como en correcta aplicación de la restricción en las contingencias simuladas.

4.4.4. Restricción de desviación en estado estacionario

En los ensayos para validar la restricción de la desviación en estado estacionario de la frecuencia (Δf_{ss}), se establecen límites para la desviación por debajo del 1,88 %, correspondiente a la máxima desviación en estado estacionario simulada a partir de los resultados del UC convencional. La Figura 4.40 presenta los resultados de la potencia despachada en el UC-FC

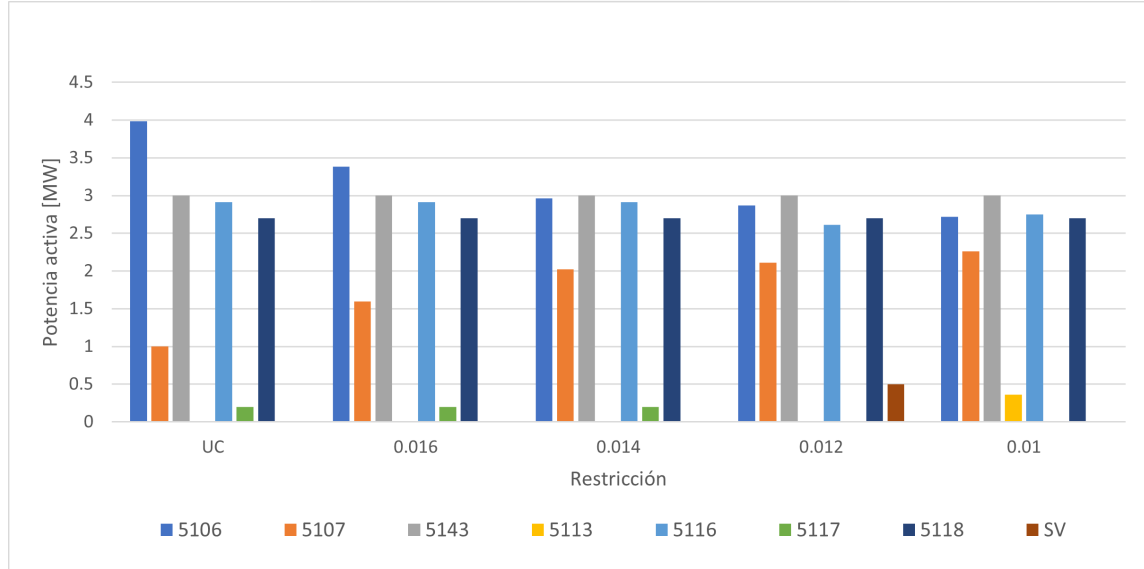


Figura 4.40: Potencia activa despachada, resultados UC-FC del SM Aysén para el periodo 1. Restricción de Δf_{ss} .

Los resultados indican que, al igual que en las otras métricas, el modelo prioriza en primera instancia reducir la severidad de la contingencia limitando la pérdida de generación en la unidad 5106. No obstante, para restricciones del 1,4 %, 1,2 % y 1 %, el modelo ajusta el estado de las unidades, lo que responde a la búsqueda de condiciones de mayor inercia para evitar reemplazar la generación hidráulica por térmica. Dado que la expresión teórica que describe la desviación en estado estacionario de la frecuencia está directamente relacionada con el desbalance de potencia e inversamente proporcional a la suma del amortiguamiento equivalente y el droop, las adaptaciones entre las unidades 5117, SV y 5113 permiten aliviar la máxima contingencia soportada en el periodo 1. En la Tabla 4.38, se presentan los parámetros dinámicos equivalentes en el sistema mediano de Aysén tras la salida intempestiva de la unidad 5106.

ID	Δf_{sslim} [pu]	D [pu]	R_g [pu]	ΔP_{max} [pu]
1	0.016	0.9722	20.18	-0.338
2	0.014	0.9722	20.18	-0.296
3	0.012	0.9621	22.969	-0.287
4	0.010	0.9688	26.231	-0.272

Tabla 4.38: Resultados UC-FC restricción de Δf_{ss} , parámetros equivalentes relativos a la Δf_{ss} .

Los cálculos de ΔP_{max} en función de los límites impuestos al problema de UC-FC son consistentes con el despacho propuesto por el modelo para la unidad 5106 de la central Lago Atravesado, confirmando así que la contingencia analizada corresponde al evento más crítico. En las figuras 4.41 y 4.42 se presentan las simulaciones dinámicas en Simulink para la validación de los resultados obtenidos en el UC-FC.

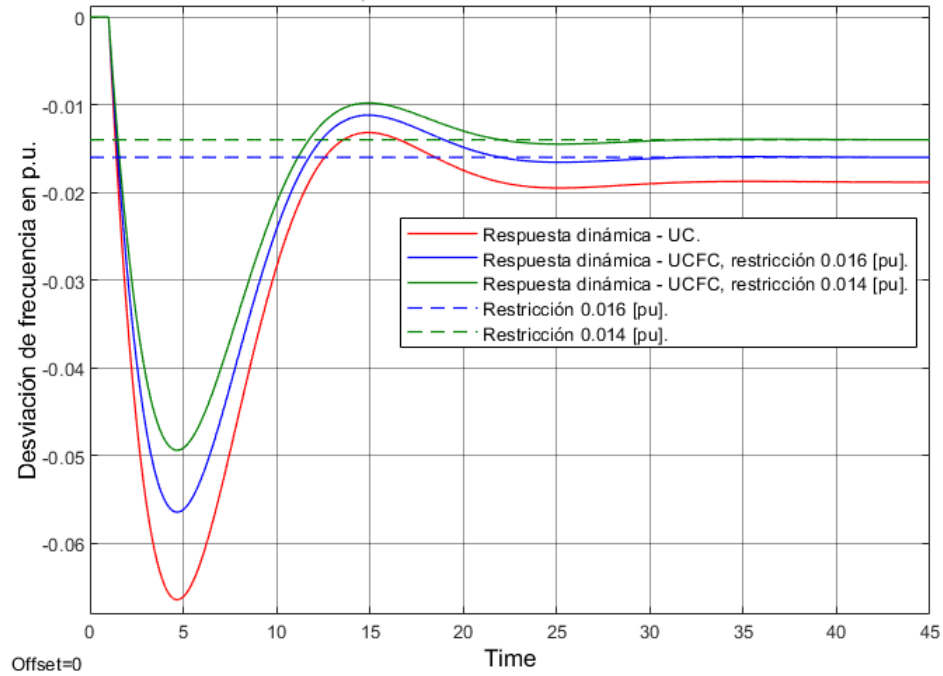


Figura 4.41: Respuesta dinámica de la frecuencia resultados UC-FC para el periodo 1. Restricción de Δf_{ss} . Parte 1.

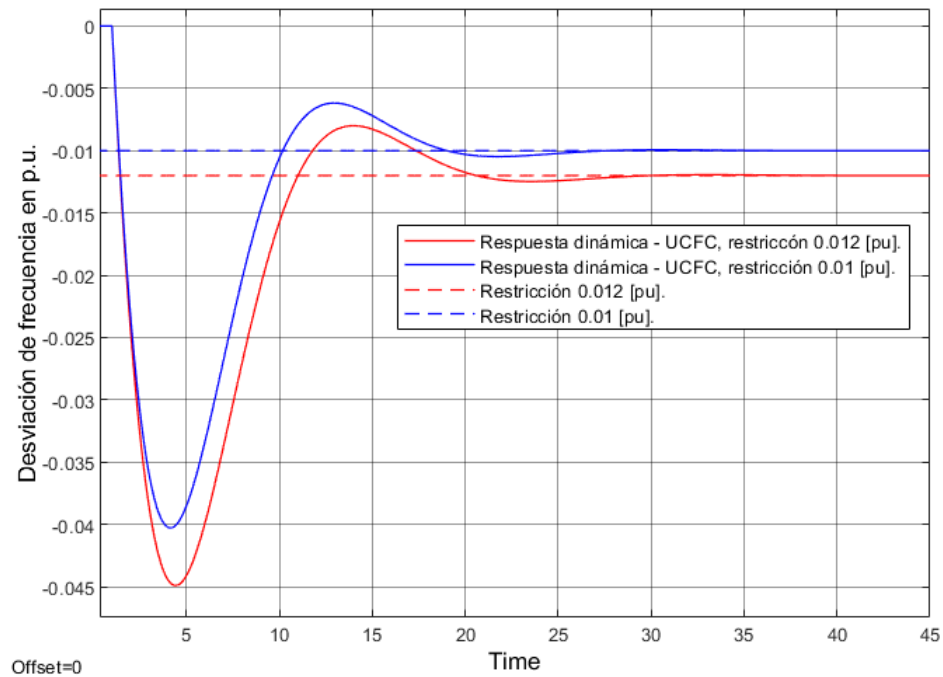


Figura 4.42: Respuesta dinámica de la frecuencia resultados UC-FC para el periodo 1. Restricción de Δf_{ss} . Parte 2.

Los resultados obtenidos tanto en la validación mediante simulaciones dinámicas como en los cálculos del valor teórico para la desviación en estado estacionario de la frecuencia confirman el correcto funcionamiento de las restricciones incluidas en el problema del UC-FC.

5 | Análisis y resultados

El presente capítulo examina el rendimiento del modelo formulado para el problema de pre-despacho de las unidades de generación con restricciones en la dinámica de la frecuencia. Este análisis se aborda inicialmente desde una perspectiva comparativa, evaluando los resultados en comparación con los obtenidos a través del problema del UC convencional. Además, se verifica la calidad de los parámetros estimados para los reguladores de velocidad del SM Aysén.

5.1. Comparación UC y UC-FC

En líneas generales, las secciones anteriores confirman el correcto rendimiento de las restricciones para la dinámica de la frecuencia incorporadas al problema de pre-despacho convencional. Estas nuevas restricciones posibilitan encontrar una solución de despacho alternativa que cuente con los niveles de inercia necesarios para que el sistema se mantenga en operación segura y estable después de la ocurrencia de contingencias previamente seleccionadas, aun a expensas de los costos de operación del problema convencional.

El análisis realizado en esta sección se centra en el rendimiento y la calidad del modelo UC-FC mediante los ensayos de validación de las métricas de frecuencia realizados en el capítulo anterior. Se utilizó, en primer lugar, un modelo estándar representado por el sistema de 39 barras de la IEEE y, en segundo lugar, un sistema mediano de la red nacional correspondiente al SM Aysén.

Red de 39 barras - IEEE.

Las pruebas realizadas en el sistema de 39 barras de la IEEE emplearon una parametrización estándar para los modelos dinámicos tanto del generador (H y D) como los de la turbina y regulador de velocidad (F_G , R_G y T_g). Los resultados obtenidos permitieron verificar la correcta formulación de las restricciones incluidas para la tasa de cambio, nadir y desviación en estado estacionario de la frecuencia tras una contingencia de desbalance de potencia.

Los resultados presentados revelan cómo el modelo formulado para el UC-FC ajusta la asignación de potencia activa de las unidades en servicio en función de la máxima pérdida de generación, impuesta por los límites de las métricas de la frecuencia. En estos ensayos, resolver un despacho de potencia óptimo permutando las unidades en servicio no es una opción, dado que los parámetros dinámicos ingresados eran idénticos para las 10 unidades de generación del sistema. Sin embargo, a medida que las restricciones limitan en gran parte las métricas de la frecuencia, el despacho requiere la puesta en marcha de unidades adicionales, lo que resulta en un ajuste en los niveles de inercia y los requerimientos de potencia despachada. Esto se debe a que las limitaciones en RoCof, nadir de frecuencia y Δf_{ss} obligan a que las unidades en servicio se despachen a niveles de potencia cercanos a su mínimo técnico, debido a los niveles máximos de pérdida de generación.

En conclusión, los ensayos en el sistema de 39 barras permiten afirmar que, mediante los resultados del

problema del UC-FC, las métricas de la frecuencia del sistema en estudio se mantienen dentro de los límites establecidos ante la ocurrencia de contingencias predeterminadas.

SM Aysén

El análisis del desempeño del modelo de pre-despacho de unidades con restricciones para la dinámica de la frecuencia en el Sistema de Interconexión Eléctrica Aysén (SM Aysén) planteó el primer desafío: la obtención de los parámetros dinámicos de las unidades de generación.

El modelo para la respuesta en frecuencia presentado en 3.2 utiliza parámetros que no están directamente disponibles en las placas o fichas técnicas de los equipos. Para abordar esto, se recurrió a simulaciones dinámicas en PowerFactory DigSilent y a una etapa posterior de estimación de parámetros que reflejaran adecuadamente la respuesta en frecuencia. Es importante destacar que esta metodología restringe la aplicabilidad del modelo desarrollado a sistemas que cuenten con modelos de generadores homologados y validados.

Con los parámetros estimados, se llevaron a cabo ensayos con las métricas de la frecuencia, confirmando el correcto desempeño de las restricciones añadidas al UC. Es notable que en los resultados obtenidos para el SM Aysén, el modelo UC-FC toma decisiones sobre el estado de unidades técnicamente idénticas (como 5106 y 5107 de Lago Atravesado, 5804 y 5905 de Chacabuco, 5806 y 5807 de Tehuelche, entre otras) con el objetivo de proporcionar mayor robustez dinámica al despacho. Esto se traduce en evitar sacrificar el despacho de potencia activa en unidades más económicas, aliviando así la máxima pérdida de generación con mayores niveles de inercia.

Los ensayos realizados en el sistema mediano Aysén confirman el correcto desempeño de las restricciones para la dinámica de la frecuencia incorporadas al UC, evidenciando los compromisos necesarios al establecer límites a las métricas de la frecuencia después de contingencias.

Tiempo computacional empleado

En cuanto a los tiempos de ejecución del problema para el UC-FC formulado, es importante destacar la inherente escalabilidad del tiempo de ejecución heredada del problema convencional. Este tiempo se ve afectado de manera exponencial por: (1) el número de generadores síncronos o Energías Renovables No Convencionales (ERNC), (2) el número de barras del sistema y (3) el número de líneas de transmisión/-distribución o transformadores de los sistemas eléctricos estudiados. Además, la inclusión de restricciones para las métricas de frecuencia agrega variables adicionales al problema de optimización, lo que se refleja directamente en los tiempos de ejecución.

Para analizar los costos computacionales de los problemas de pre-despacho con y sin restricciones dinámicas, en la Tabla 5.1 se presentan los tiempos de ejecución del problema UC convencional, los tiempos de ejecución del UC-FC con cada restricción por separado y, finalmente, el UC-FC con todas las restricciones aplicadas al SM Aysén con los parámetros del sistema equivalente y la demanda presentados.

Modelo	UC	$UC-FC_{RoCoF}$	$UC-FC_{Nadir}$	$UC-FC_{\Delta f_{ss}}$	$UC-FC_{completo}$
Tiempo de ejecución [s]	166.2	741.8	981.4	604.2	1338.7

Tabla 5.1: Tiempo computacional de los modelos UC y UC-FC.

Se observa un crecimiento de hasta ocho veces en los tiempos computacionales con la inclusión de las restricciones para la dinámica de la frecuencia. A pesar de este incremento, los tiempos se consideran aceptables en comparación con los beneficios obtenidos al restringir las métricas de la frecuencia.

De acuerdo con los análisis presentados, el desempeño del UC-FC es considerado correcto ante la evidencia presentada. Sin embargo, los resultados indican que la única manera de cumplir con los requerimientos de inercia o regulación de pérdida de generación es a expensas de los costos de operación. Por lo tanto, un despacho seguro y estable ante contingencias de pérdida de generación o carga es resultado de ceder en el ámbito económico de la operación.

5.2. Simulaciones dinámicas

El objetivo de este análisis es cerrar el ciclo de evaluación del desempeño de las restricciones de la dinámica de la frecuencia y la calidad de la estimación de los parámetros dinámicos del generador y conjunto turbina-gobernador. En este apartado, se someten a prueba los despachos resultantes del problema UC-FC para las restricciones de RoCoF en el SM Aysén frente a las contingencias ingresadas.

Es importante destacar la influencia de la correcta selección de la constante de tiempo equivalente del sistema en estudio (T_g), la cual afecta directa y únicamente a la métrica del nadir de frecuencia, desplazándola temporalmente y escalando su amplitud. Aunque el valor de la constante de tiempo equivalente es un parámetro inicial para el desarrollo del UC-FC y se utiliza en el cálculo del nadir teórico, la función de aproximación propuesta para el nadir de frecuencia no está parametrizada en función de T_g . Más bien, está linealizada a partir de M_g , D , F_g , y R_g . Por lo tanto, la elección de T_g no afecta la calidad de la aproximación o el desempeño de las restricciones, que siempre reflejarán las métricas de acuerdo con el valor de T_g ingresado. Un parámetro erróneo evidenciará discrepancias en el transitorio de la respuesta real del modelo frente a la respuesta simulada.

En la Figura 5.1 se presenta el modelo simplificado de PowerFactory DigSilent elaborado para representar el sistema de la Figura 4.31. Los parámetros de las líneas y transformadores se detallan en la Tabla 4.33.

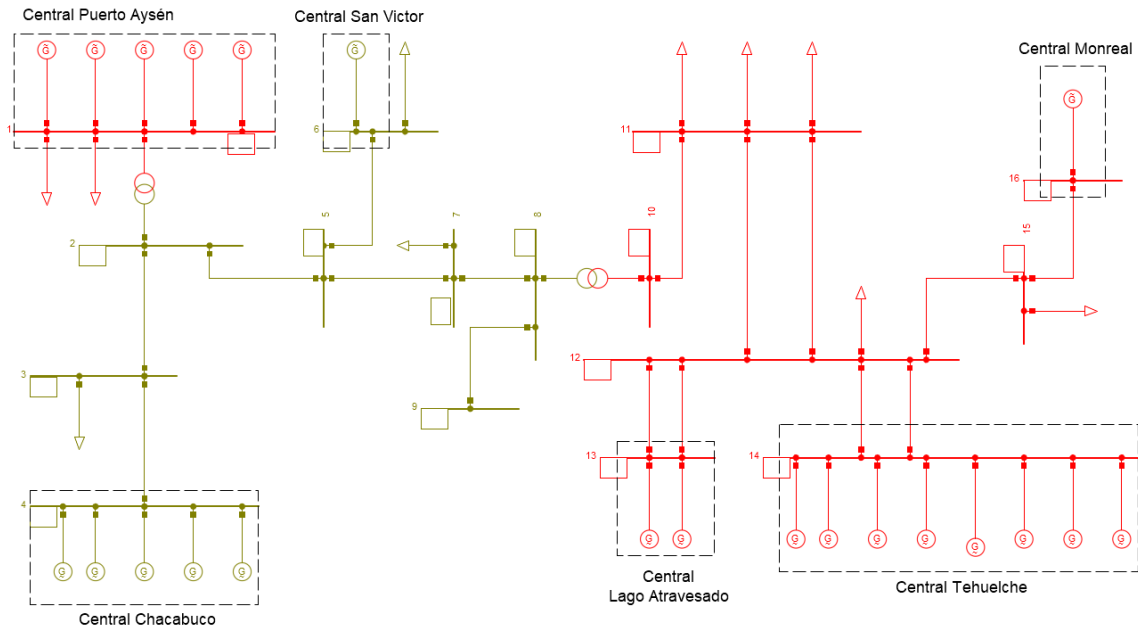


Figura 5.1: Modelo PowerFactory DigSilent del sistema simplificado del SM Aysén.

En los ensayos dinámicos de PowerFactory DigSilent se utilizan los despachos resultantes del UC-FC para las pruebas de validación de las restricciones. En la Tabla 5.2 se presentan los despachos de potencia activa en MW para el periodo 4 del UC convencional y con restricciones de tasa de cambio de la frecuencia

Restricción	U5806	U5807	U5106	U5107	U5143	U5116	U5117	U5118	SV
–	0.86	-	5.50	1.50	3.0	3.0	0.90	2.70	1.31
0,05	-	0.86	5.31	1.69	3.0	3.0	0.90	2.70	1.31
0,045	-	0.86	4.77	2.22	3.0	3.0	0.90	2.70	1.31

Tabla 5.2: Despachos de potencia activa, modelos *UC* y *UC-FC* para el periodo 4.

Se ingresan los despachos de potencia activa a la base de datos PowerFactory DigSilent y se ejecutan las simulaciones dinámicas emulando una contingencia de tipo pérdida de generación, en lo particular se analiza la desconexión intempestiva de la unidad 5106 de la central Lago Atravesado, correspondiente a la contingencia más agresiva para el periodo cuatro. En la Figura 5.2 se presentan los resultados en frecuencia para el UC tras la contingencia simulados en el modelo real (PF DigSilent) y el modelo simplificado (Simulink) con una constante de tiempo de 16s.

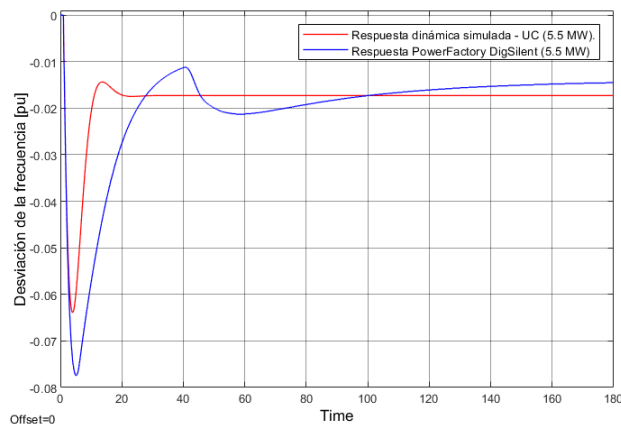


Figura 5.2: Respuesta en frecuencia UC, salida intempestiva U5106 Lago atravesado. Simulación con $T_g = 16s$.

Se puede observar en la respuesta en frecuencia que el valor de nadir de frecuencia resultante en PF DigSilent dista del valor simulado con los parámetros estimados y la constante de tiempo de 16s, por lo tanto, es evidente que la constante de tiempo del sistema para el periodo 4 no corresponde a la digitada. En la Figura 5.3 se presenta la respuesta en frecuencia con una constante de tiempo equivalente de 44s. En este último ensayo se puede observar cómo el nadir y el transitorio del control de la respuesta en frecuencia se ajustan correctamente a los resultados simulados en el modelo de PF DigSilent.

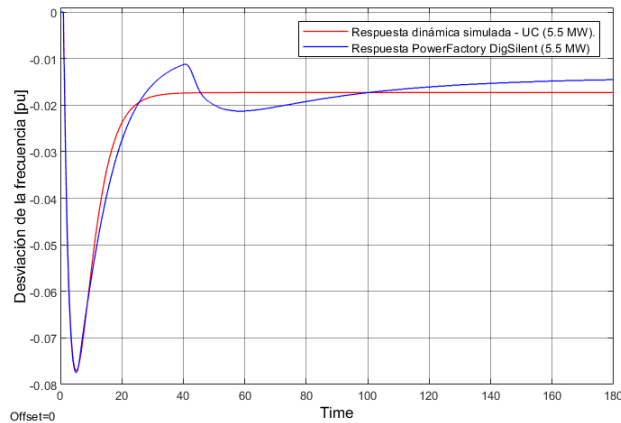


Figura 5.3: Respuesta en frecuencia UC, salida intempestiva U5106 Lago atravesado. Simulación con $T_g = 44s$.

Es importante señalar que, si bien la dinámica de la respuesta simulada no se asemeja por completo a la respuesta del modelo real, el modelo PF DigSilent es más complejo y además introduce fenómenos externos como los reguladores de tensión. Por último y no menos importante, en el modelo real, las máquinas ofrecen control secundario de frecuencia, el cual no está considerado en el modelo elaborado.

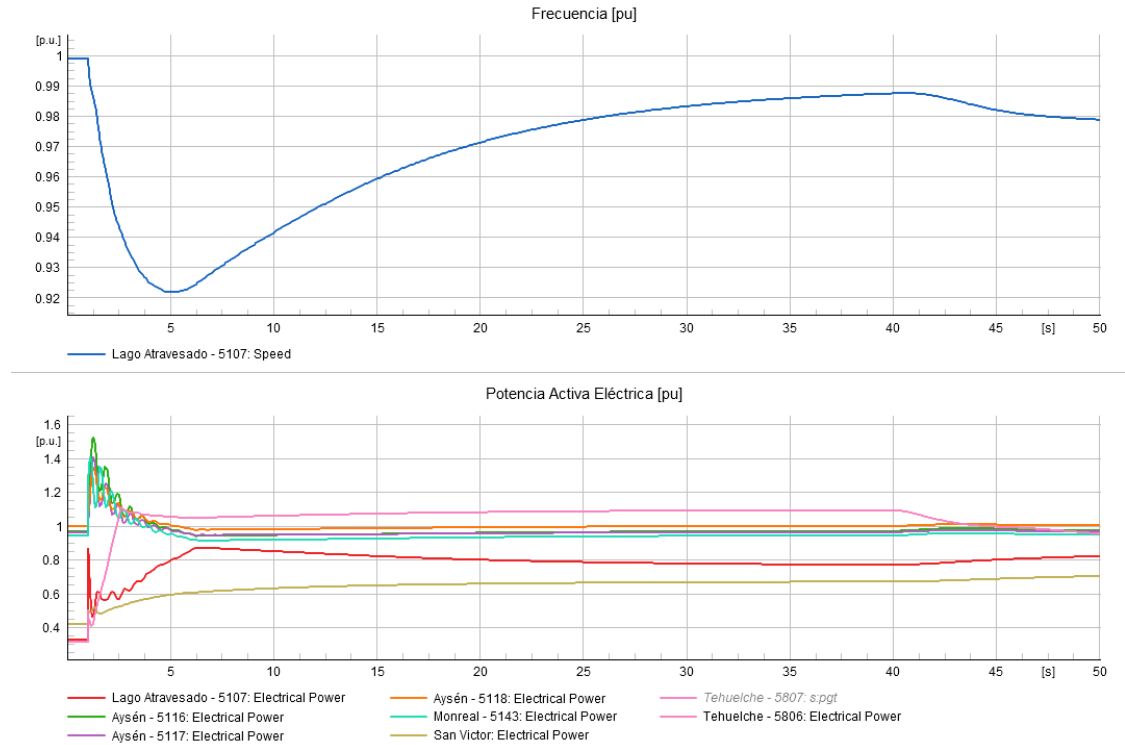


Figura 5.4: Respuesta en frecuencia y potencia eléctrica UC, salida intempestiva U5106 Lago atravesado. Simulación con $T_g = 44s$.

En la parte inferior de la Figura 5.4, se aprecia la respuesta de los reguladores de velocidad ante la contingencia simulada. Las unidades 5806 de la CT Tehuelche y San Víctor reaccionan rápidamente, absorbiendo gran parte del desbalance de generación y ayudando a contener la caída de frecuencia, estableciendo así el control primario de frecuencia. La acción más lenta de la unidad 5107 de Lago Atravesado ajusta nuevamente las potencias de las unidades 5806 y SV, dando paso al control secundario de frecuencia. Es importante destacar que el modelo formulado para emular la respuesta en frecuencia tras una contingencia no tiene en cuenta las adaptaciones de los controladores tras la acción del control secundario de frecuencia. En la Figura 5.5, se presenta un acercamiento de la Figura 5.3, y se puede observar que la respuesta simulada refleja adecuadamente la respuesta en frecuencia previa a la acción del control secundario de frecuencia, validando la dinámica correspondiente a la respuesta inercial.

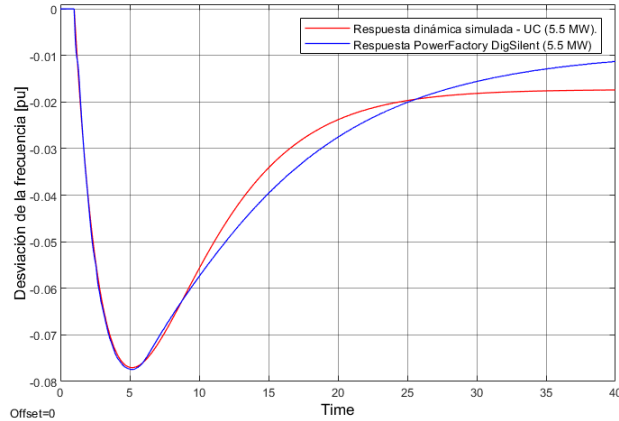


Figura 5.5: Acercamiento respuesta en frecuencia UC, salida intempestiva U5106 Lago atravesado. $T_g = 44s$.

En la Tabla 5.3, se presentan los errores porcentuales para el RoCoF calculados entre la simulación en PF DigSilent y la respuesta simulada en MatLab. Se observa que los errores registrados son reducidos, lo que confirma la hipótesis de que la respuesta inercial simulada representa adecuadamente la respuesta real de la frecuencia.

ID	Ensayo	$RoCoF_{simulado}$	$RoCoF_{real}$	Error [%]
1	UC	-0.052	0.051	1.109
2	$RoCoF_{lim} = 0,05$	-0.05	-0.0492	1.621
3	$RoCoF_{lim} = 0,045$	-0.045	-0.0461	2.444

Tabla 5.3: Errores para el RoCoF de frecuencia, Simulación UC, $RoCoF_{lim} = 0,045$ y $RoCoF_{lim} = 0,045$.

Resulta importante destacar que el RoCoF es la única métrica de las añadidas al problema del UC-FC que no se ve afectada por la inferencia del control secundario de frecuencia o la acción del AVR, ya que este parámetro responde a los niveles de inercia del sistema y al nivel de desbalance de potencia. Es decir, es la respuesta inercial la que controla la tasa de cambio de la frecuencia tras la contingencia.

En lo que respecta a las simulaciones dinámicas para los resultados del UC-FC con restricciones de RoCoF del 5 % y 4,5 %, es importante indicar que debido a que el despacho cambia, la constante de tiempo equivalente del sistema también se ve modificada. En las figuras 5.6a y 5.6b se presentan las respuestas obtenidas en PF DigSilent y las simuladas con una constante de tiempo equivalente de 28.5s

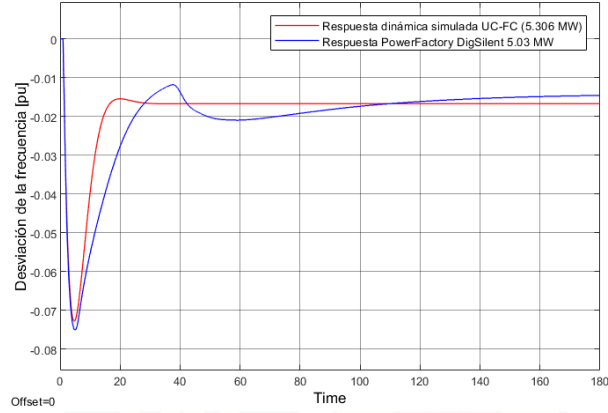
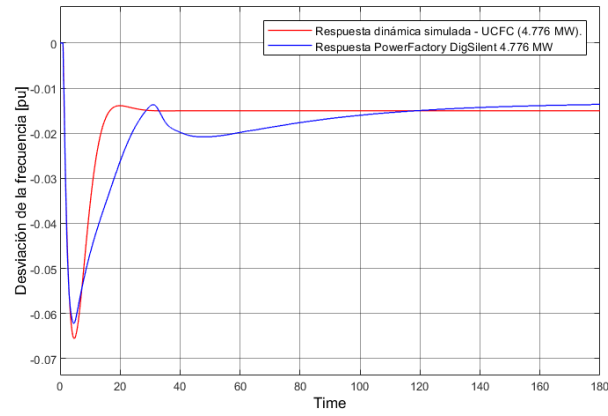
(a) Simulación $RoCoF_{lim} = 0,05$ (b) Simulación $RoCoF_{lim} = 0,045$

Figura 5.6: Respuesta en frecuencia ante la salida intempestiva de la unidad 5106. Simulación PF DigSilent y respuesta estimada. $T_g=28.5s$.

Se puede observar que para la constante de tiempo indicada ($T_g=28.5s$), la aproximación resulta conservadora para el caso de $RoCoF_{lim} = 0,045$, presentando un nadir mayor al real. En cambio, para el caso de $RoCoF_{lim} = 0,05$, el nadir simulado resulta menor al real. Considerando que el modelo simplificado en el que se basa el presente trabajo representa una aproximación de la respuesta inercial y la respuesta primaria en frecuencia, donde se ha considerado una constante de tiempo equivalente para todos los generadores en servicio, es posible señalar que los resultados correspondientes a la respuesta primaria del control de frecuencia se consideran aceptables de acuerdo a los errores calculados en la Tabla 5.4.

ID	Ensayo	$Nadir_{simulado}$	$Nadir_{real}$	Error [%]
1	UC	-0.074	-0.0774	0.519
2	$RoCoF_{lim} = 0,05$	-0.0782	-0.076	2.813
3	$RoCoF_{lim} = 0,045$	-0.0655	-0.0627	4.275

Tabla 5.4: Errores para el nadir de frecuencia, Simulación UC, $RoCoF_{lim} = 0,045$ y $RoCoF_{lim} = 0,045$.

En relación con la desviación en estado estacionario de la frecuencia, esta métrica se ve significativamente afectada por la acción del control secundario de frecuencia. No obstante, en la Tabla 5.5 se detallan los errores porcentuales correspondientes al Δf_{ss} .

ID	Ensayo	$\Delta f_{ss\text{ simulado}}$	$\Delta f_{ss\text{ real}}$	Error [%]
1	<i>UC</i>	-0.0173	-0.0141	18.49
2	$RoCoF_{lim} = 0,05$	-0.0141	-0.0167	18.43
3	$RoCoF_{lim} = 0,045$	-0.0131	-0.0150	14.51

Tabla 5.5: Errores para el nadir de frecuencia, Simulación *UC*, $RoCoF_{lim} = 0,045$ y $RoCoF_{lim} = 0,045$.

Los resultados obtenidos revelan un error considerable en cuanto a la Δf_{ss} registrada en las simulaciones RMS de PF DigSilent y la simulada con los parámetros estimados del SM Aysén. Sin embargo, es importante destacar que los valores de desviación estacionaria de la frecuencia obtenidos en las simulaciones de Simulink resultan siempre más conservadores que los valores obtenidos en el modelo real. Por lo tanto, la influencia del control secundario de frecuencia resulta beneficiosa al evaluar el desempeño de las simulaciones dinámicas. El empleo de la restricción de Δf_{ss} y la determinación de las bandas para la métrica deberán considerar en los criterios de operación que el resultado obtenido en el modelo real contará con la corrección del CSF sobre la acción del CPF, obteniendo resultados mejores a los esperados.

Los ensayos dinámicos realizados y los análisis expuestos permiten concluir que el modelo simplificado para la respuesta en frecuencia representa de forma adecuada la respuesta inercial y la respuesta primaria de frecuencia de los reguladores de velocidad. Sin embargo, queda parametrizado en función de la constante de tiempo. Por otra parte, se evidencia la necesidad de considerar constantes de tiempo equivalentes para diferentes escenarios de operación, la cual dependerá de las unidades en servicio y de la magnitud de la contingencia en análisis. Por último, la interferencia del control secundario de frecuencia en el transitorio de las simulaciones separa a la respuesta real de la estimada, introduciendo errores en las métricas de nadir y desviación en estado estacionario. En lo que respecta al error para el Δf_{ss} , resulta beneficioso para los resultados simulados, obteniéndose en todo momento un valor simulado mayor, como resultado de la acción del CSF, lo que mejora la respuesta en frecuencia acotando aún más la métrica.

6 | Conclusiones y trabajo futuro

En relación con los resultados expuestos, la herramienta propuesta representa una mejora sustantiva para el problema de pre-despacho de las unidades de generación. Proporciona al despacho resultante la robustez dinámica necesaria para enfrentar contingencias de desbalance de generación mediante la restricción de las métricas de *RoCoF*, nadir y desviación en estado estacionario de la frecuencia.

Las restricciones incorporadas al problema convencional de pre-despacho se basan en un modelo simplificado de la respuesta en frecuencia, que incluye las dinámicas de la respuesta inercial del sistema y la acción del control primario de frecuencia. Desde este modelo, se pueden calcular teóricamente las métricas que alcanza la frecuencia para contingencias de pérdida de generación o carga (desbalance de generación). Estas métricas quedan parametrizadas en función de los parámetros dinámicos del sistema equivalente, los cuales están directamente relacionados con el estado de las unidades en servicio. No obstante, la incorporación de restricciones al modelo de optimización entera mixta enfrenta desafíos no lineales, los cuales se abordan de diversas maneras:

- Las restricciones de *RoCoF* y Δf_{ss} presentan términos bilineales debido al producto de una variable binaria, que es el estado de las unidades con parámetros dinámicos (M_g , R_g , D). Para abordar esta complejidad, se propone una reformulación alternativa de las expresiones que modelan estas métricas, mediante el método de las bandas superiores e inferiores. Estas restricciones se parametrizan en nuevas expresiones que pueden ser resueltas mediante CPLEX
- La restricción de nadir incluye términos no lineales y bilineales que representan un desafío para su inclusión en el problema del UC-FC. La solución propuesta en este trabajo implica una aproximación lineal por tramos para dicha función, parametrizada en términos de M_g , R_g , F_g y ΔP . Esta aproximación se incorpora al modelo UC-FC como un estimador del nadir de frecuencia en función de los parámetros dinámicos y del desbalance de potencia causado por la contingencia.

Las restricciones agregadas al modelo del UC convencional exhiben un rendimiento satisfactorio, el cual ha sido validado a través de simulaciones dinámicas en la herramienta Simulink de Matlab, utilizando el modelado de dos sistemas de estudio: (1) el sistema de 39 barras de la IEEE y (2) el Sistema Mediado Aysén

- Los resultados de los ensayos en el sistema de 39 barras de la IEEE confirman la restricción efectiva de las métricas de frecuencia para las contingencias preseleccionadas. El programa de despacho para la generación opera sobre la potencia asignada a las unidades, controlando las métricas en función de los niveles de pérdida de generación.
- Para aplicar el modelo desarrollado en el SM Aysén, fue necesario estimar los parámetros dinámicos del generador y del conjunto turbina-gobernador, los cuales se determinaron mediante ensayos dinámicos de toma de carga en el software PowerFactory DigSilent.

Los resultados de los ensayos en el sistema mediano muestran cómo el modelo de UC con restricciones para la dinámica de la frecuencia ajusta el estado y el despacho de las unidades de generación para determinar un programa óptimo con los niveles de inercia necesarios para hacer frente a contingencias de tipo N-1.

Es importante destacar que la aproximación propuesta para el nadir de frecuencia introduce un error entre el nadir real y el simulado. Sin embargo, según los resultados expuestos, este error en el nadir es considerado aceptable y no desestima la aproximación propuesta.

Las simulaciones dinámicas llevadas a cabo en PowerFactory DigSilent revelan la sensibilidad de la función de nadir de frecuencia con respecto a la constante de tiempo equivalente de los generadores. Los ensayos realizados destacan la necesidad de estimar correctamente este parámetro, el cual depende de las unidades de generación en servicio, el nivel de la contingencia y las condiciones iniciales de las máquinas. A pesar de esto, con las bases teóricas de la respuesta dinámica del sistema y la experiencia en sistemas de baja inercia, es posible determinar un parámetro equivalente que represente de manera adecuada la respuesta en frecuencia del sistema.

Finalmente, las simulaciones realizadas en la base de datos completa del sistema mediano Aysén incorporan la acción del control secundario de frecuencia, el cual no está contemplado en el alcance del modelo formulado e introduce compensaciones adicionales en la dinámica de los reguladores de velocidad. A pesar de las diferencias visibles en el transitorio de las simulaciones, lo cual resulta en errores para las métricas de nadir y Δf_{ss} , la acción del control secundario de frecuencia resulta beneficioso para la evaluación del desempeño de las restricciones, llevando la frecuencia del sistema a valores más conservadores de los previstos.

Trabajo futuro

Las sugerencias para mejorar el modelo y la herramienta propuesta son las siguientes:

- Incorporar una interfaz gráfica que permita visualizar de manera amigable los resultados del problema UC-FC. Esta interfaz podría incluir información sobre el estado de las unidades, potencia despachada, reserva en giro, métricas de la frecuencia, entre otras.
- Desarrollar una rutina a través de *Python* que elabore ensayos dinámicos de toma de carga y realice la estimación de parámetros dinámicos de las unidades de generación.
- Desarrollar un modelo que estime correctamente la constante de tiempo equivalente de los generadores para diferentes escenarios de operación o en su defecto incorporar al modelo o una rutina que emplee diferentes parámetros de T_g de acuerdo con registros históricos de operación.
- Anexar al modelo actual, un complemento que resuelva el problema de optimización de flujo de potencia, que entregue como resultado los despachos de potencia activa y reactiva a partir de los parámetros de la red y el estado de las unidades entregado por el UC-FC.
- Ofrecer a los sistemas medianos de la red nacional, programas de despacho óptimos y dinámicamente robustos los que permitan asegurar una operación segura y estable, de acuerdo con los niveles de demanda y generación real.

Bibliografía

- [1] Chávez, H.; Baldick, R.; y Sharma, S. (2014). Governor rate-constrained opf for primary frequency control adequacy. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(3), 1473–1480. 1.2
- [2] Comisión Nacional de Energía (2020). *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*. (document), 1.2, 2.1.2, 2.2, 2.1.2, 3.1.2, 3.2, 3.2.3
- [3] Gentile, C; Morales-España, G; y Ramos, A (2017). A tight MIP formulation of the unit commitment problem with start-up and shut-down constraints. *EURO Journal on Computational Optimization*, 5(1), 177–201. 1.2
- [4] GmbH, DIgSILENT (2017). Mediciones y estudios eléctricos del sistema aysén. 4.3.1
- [5] José Luis Espinoza, Francisco Beltrán (2023a). Informe de validación de modelos dinámicos, central térmica chacabuco - unidades 5804 y 5805. 4.3.1
- [6] José Luis Espinoza, Francisco Beltrán (2023b). Informe de validación de modelos dinámicos, central térmica tehuelche - unidades 5806 y 5807. 4.3.1
- [7] José Luis Oslinger, CIGRE (2022). Seminario nacional cigre colombia. Máquinas Eléctricas Rotatorias. (document), 1.1
- [8] Markovic, U.; Chu, Z.; Aristidou, P.; y Hug, G. (2019). Lqr-based adaptive virtual synchronous machine for power systems with high inverter penetration. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10(3), 1501–1512. (document), 1.2, 3.2
- [9] Moraga, Raimundo Larrea (2015). Análisis de la respuesta en frecuencia en sistemas de potencia con altos niveles de generación variable sin inercia. Memoria de título. (document), 2.2
- [10] Morales-España, G.; Gentile, C.; y Ramos, A. (2015). Tight MIP formulations of the power-based unit commitment problem. *OR Spectrum*, 37(4), 929–950. 1.2
- [11] Morales-España, G.; Latorre, J.M.; y Ramos, A. (2013). Tight and compact milp formulation for the thermal unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(4), 4897–4908. 1.2
- [12] P. M. Anderson, Fellow, IEEE, M. Mirheydar, Member, IEEE (1990). A low-order system frequency response model. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(3), 720–729. 3.1, 3.2.1
- [13] Paturet, M.; Markovic, U.; Delikaraoglou, S.; Vrettos, E.; Aristidou, P.; y Hug, G. (2019). Stochastic unit commitment in low-inertia grids. *IEEE Transactions on Power Systems*, PP. (document), 1.2, 3.1, 3.2.1, 3.4, 3.2.1, 3.3, 3.1
- [14] Prabha S Kundur, Om P Malik (2003). *Power system stability and control*. (document), 2.1, 2.3, 2.3.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6
- [15] Xpress, FICO (2009). Mip formulations and linearizations. 3.2.2

A | Determinación de parámetros dinámicos de unidades de generación

El diagrama de bloques de la Figura 3.2 representa la respuesta dinámica de la frecuencia ante un desbalance de potencia. La función de transferencia asociada al sistema equivalente se caracteriza por los parámetros de inercia (M) y amortiguamiento (D). Por otro lado, la respuesta del regulador de velocidad o gobernador se parametriza en función de R_g , K_g , F_g y T_g . En la práctica, solo se dispone del valor de la inercia de las unidades, obtenido desde las placas de cada generador. Por ende, este trabajo se enfoca en la estimación de los parámetros del gobernador para representar de manera óptima la respuesta dinámica ante contingencias.

La estimación de los parámetros del gobernador se realizará mediante ensayos dinámicos de toma (o rechazo) de carga, utilizando simulaciones RMS en el software PowerFactory DigSilent. Cada generador será probado de manera independiente, registrando la respuesta en frecuencia a un escalón de potencia equivalente al 5 % de su potencia nominal. Los resultados obtenidos serán empleados como entrada para un modelo desarrollado en la herramienta Simulink de MatLab. Utilizando técnicas de Estimación de Parámetros, se buscarán los valores de R_g , K_g , F_g , T_g y D que mejor se ajusten a la respuesta real obtenida del modelo real.

En la Figura A.1 se presenta el modelado en PowerFactory DigSilent para la respuesta de una unidad de generación a un escalón de potencia. La Carga Inicial se ajustará específicamente para cada caso de estudio, buscando representar la condición normal de operación de cada generador. En cuanto a la Carga Adicional, esta se conectará de manera repentina al segundo de simulación, como se detalla en la Figura A.2

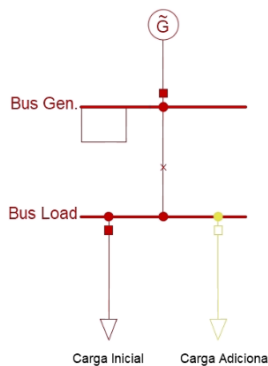


Figura A.1: Modelamiento en PowerFactory DigSilent para el ensayo de respuesta a escalón de potencia.

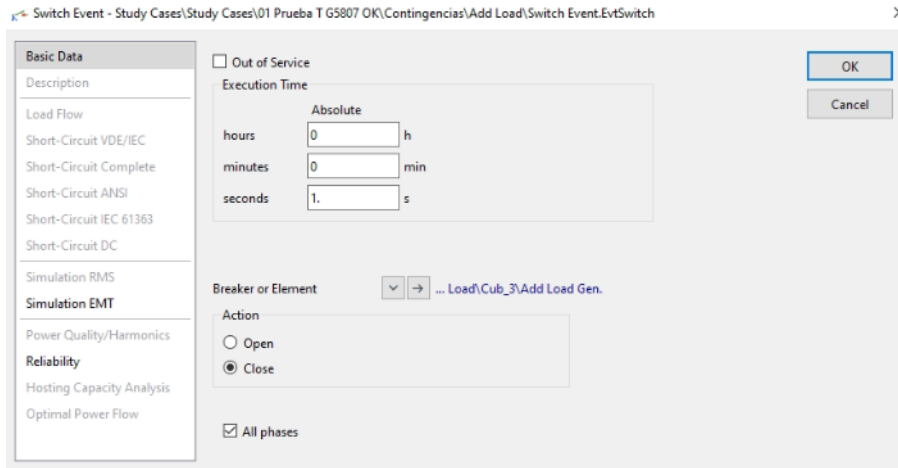


Figura A.2: Ajustes Switch Event para el ensayo dinámico.

El resultado del ensayo dinámico se exporta en un archivo separado por comas (.csv) y se utiliza como antecedente de entrada para el modelo en Simulink. En la Figura A.3, se muestra el diagrama de bloques desarrollado en la herramienta de MatLab. Este diagrama incluye un escalón, la dinámica del generador y el controlador asociado al gobernador.

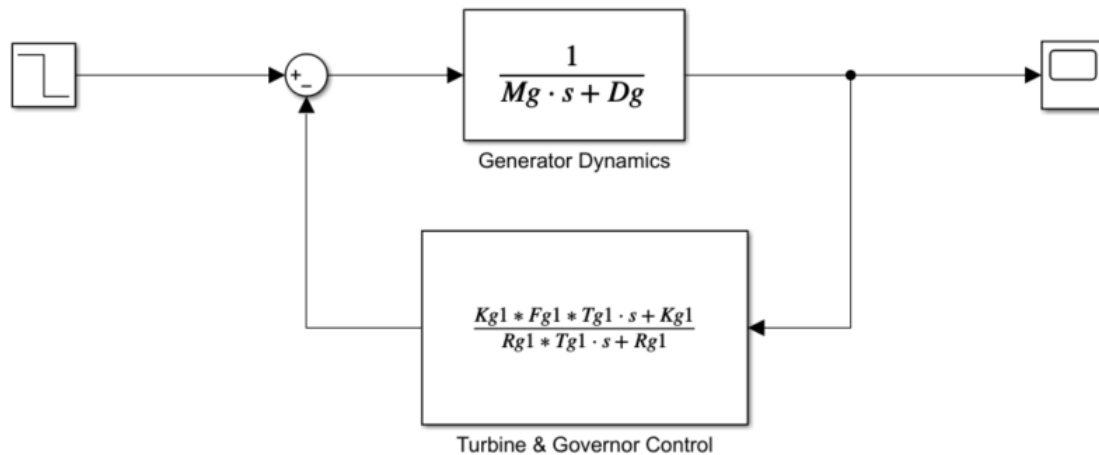


Figura A.3: Modelamiento en Simulink para el ensayo de respuesta a escalón de potencia.

Es fundamental definir las variables incluidas en el modelo Simulink como parámetros de Simulink para agregarlas al modelo del espacio de trabajo (Model Workspace). En la aplicación *Parameter Estimator*, se seleccionan los parámetros a estimar, eligiendo en este paso los parámetros R_g , K_g , F_g , T_g y D como variables continuas. Posteriormente, se crea un nuevo experimento donde se indica al estimador la variable de frecuencia y el vector de datos correspondiente al ensayo dinámico de PowerFactory DigSilent.

La Figura A.4 muestra la ventana de selección de parámetros, y en la Figura A.5, se presentan los ajustes del experimento de estimación de parámetros.

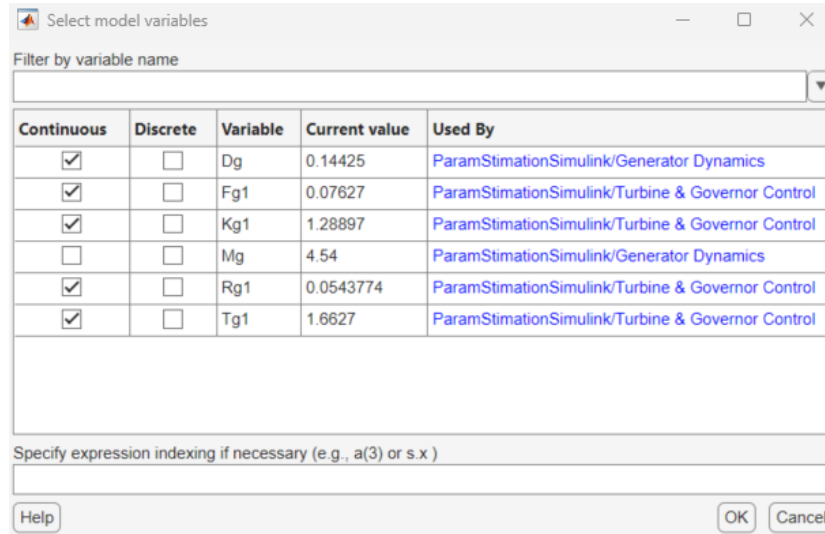


Figura A.4: Selección de parámetros a estimar.

En la sección de selección de parámetros, es necesario ingresar un vector inicial de valores para R_g , K_g , F_g , T_g , y D , ya que la herramienta de estimación opera minimizando el error cuadrático entre la respuesta real y la aproximación, proporcionando como resultado un mínimo local cercano al vector inicial. Además, se debe definir el dominio para cada parámetro, el cual se ha considerado mayor a cero.

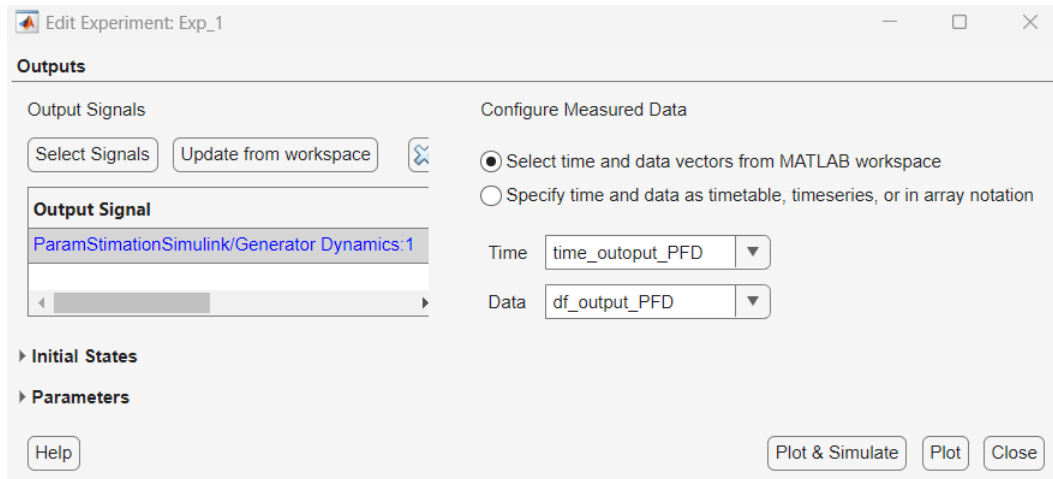


Figura A.5: Definición de variables y selección de vectores de datos.

Los parámetros estimados se incorporarán nuevamente al modelo Simulink, y ambas respuestas se representarán en una misma gráfica para evaluar la correspondencia entre la respuesta modelada y la real. Como criterio de verificación de los parámetros estimados, se analizan las métricas de frecuencia en ambas respuestas, evaluando el error porcentual del RoCoF, el nadir de frecuencia y la desviación en estado estacionario del ensayo RMS en comparación con el modelo en Simulink con los parámetros estimados.

A continuación, se presentan los ensayos dinámicos realizados en PowerFactory DigSilent para cada unidad de generación del SM Aysén, junto con los resultados de la estimación de parámetros desarrollada en la herramienta Simulink de MatLab.

Unidad U5106 - Central Lago Atravesado

La unidad 5106 posee una inercia rotacional (H) de 2.35 [s] referida a su capacidad nominal. Esta máquina es utilizada como potencia base de acuerdo con los criterios del operador del sistema. De acuerdo con este antecedente se elabora el ensayo RMS con una potencia inicial de 4.95 [MW], correspondientes al 90 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.275 MW y se ejecuta la simulación.

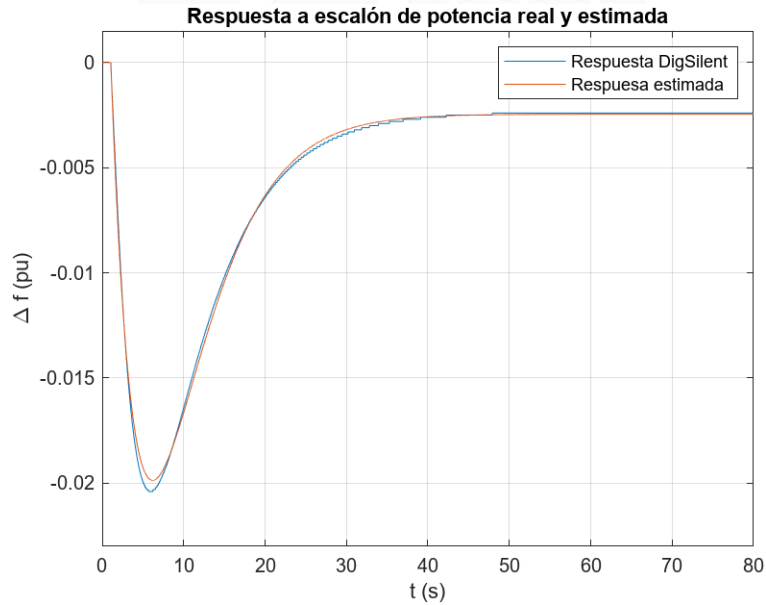


Figura A.6: Respuesta a escalón de potencia unidad 5106 Lago Atravesado.

En la Figura A.6 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS en PF DigSilent y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.1 resume los parámetros del regulador de potencia estimados.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.0657	1	0.0493	0.0887	102.9652

Tabla A.1: Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5106 Lago Atravesado.

En la Tabla A.2 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5106 de la central Lago Atravesado, además del cálculo del error porcentual entre la respuesta real y la estimada.

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.0101	-0.0106	5.096
Nadir [pu]	-0.0204	-0.0199	2.6133
Δf_{ss} [pu]	-0.0024	-0.0025	2.371

Tabla A.2: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5106 Lago Atravesado.

Se puede observar que el error porcentual alcanzado por las métricas de la frecuencia permanece dentro de valores aceptables, considerando las simplificaciones implícitas en el modelo de segundo orden utilizado, se puede concluir que los parámetros estimados del gobernador aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5106 de la central Lago Atravesado.

Unidad U5107 - Central Lago Atravesado

La unidad 5107 posee una inercia rotacional de 2.27 [s] referida a su capacidad nominal. Esta máquina es utilizada como potencia base al igual que la unidad 5106 de acuerdo con los criterios del operador del sistema. De acuerdo con este antecedente se elabora el ensayo RMS con una potencia inicial de 4.95 [MW], correspondientes al 90 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.275 MW y se ejecuta la simulación.

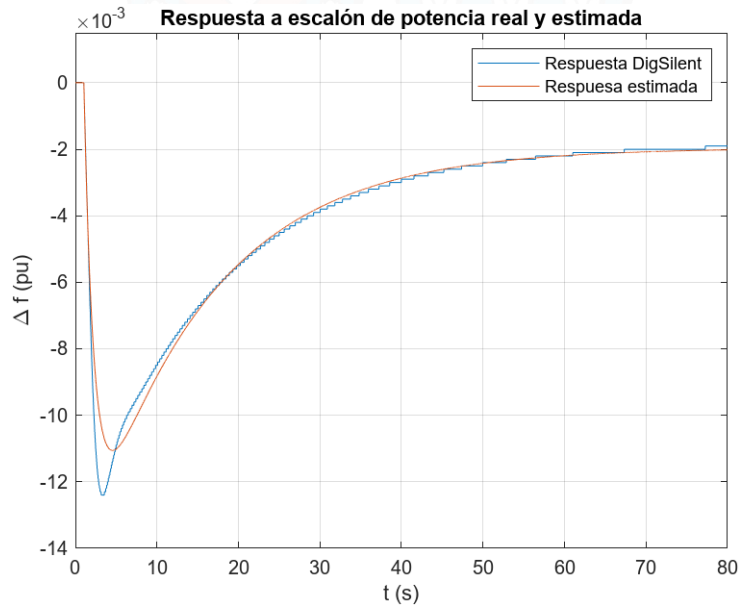


Figura A.7: Respuesta a escalón de potencia unidad 5107 Lago Atravesado.

En la Figura A.7 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.3 resume los parámetros del regulador de potencia estimados.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	1.2025	1	0.0411	0.1134	102.4238

Tabla A.3: Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5106 Lago Atravesado.

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.00101	-0.011	8.531
Nadir [pu]	-0.0124	-0.0111	10.808
Δf_{ss} [pu]	-0.0019	-0.002	2.959

Tabla A.4: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5107 Lago Atravesado.

En la Tabla A.4 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5107 de la central Lago Atravesado. En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados del gobernador aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5107 de la central Lago Atravesado.

Unidad U5143 - Central Monreal

La unidad 5143 posee una inercia rotacional de 2.9 [s] referida a su capacidad nominal. Por otro lado, la central hidráulica Monreal tiene la capacidad de almacenar el recurso hídrico, es por esto que normalmente es despachada a plena carga. De acuerdo con este antecedente se elabora el ensayo RMS con una potencia inicial de 2.5 [MW], correspondientes al 83 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.15 MW y se ejecuta la simulación.

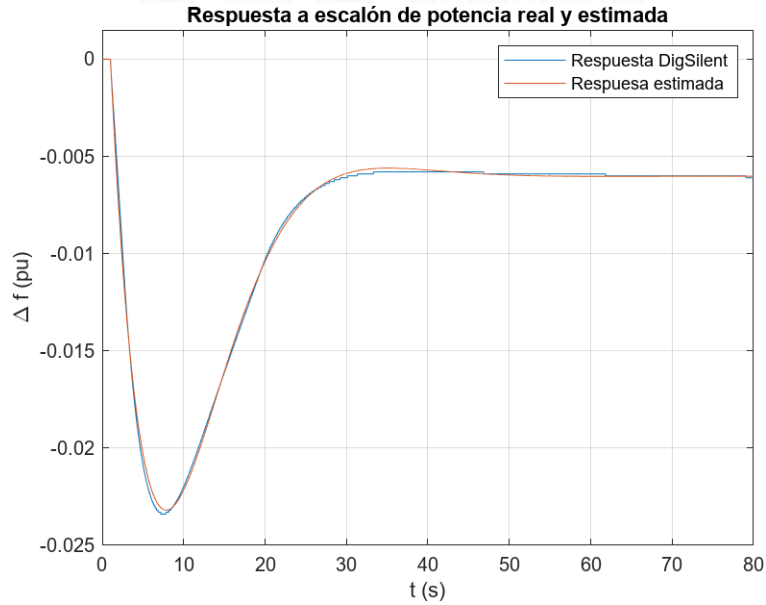


Figura A.8: Respuesta a escalón de potencia unidad 5143 Monreal.

En la Figura A.8 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.5 resume los parámetros del regulador de potencia estimados.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.0469	1	0.121	0.1705	44.8775

Tabla A.5: Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5143 Monreal.

En la Tabla A.6 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5143 de la central Monreal. Se observa un error del 13,8 % para el RoCoF, esta métrica está relacionada únicamente con el parámetro de inercia (H), el cual no corresponde a una estimación. En este caso, la desviación del RoCoF se relaciona a fenómenos externos al gobernador, como la interacción con el AVR u otros fenómenos no considerados en el modelo de la Figura 3.2. De acuerdo con los resultados y las consideraciones presentadas se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5143 de la central Monreal.

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.01	-0.0086	13.804
Nadir [pu]	-0.0234	-0.0232	0.8625
Δf_{ss} [pu]	-0.0061	-0.006	1.372

Tabla A.6: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5143 Monreal.

Unidad U5806 - Central Tehuelche

La unidad 5806 posee una inercia rotacional de 0.6512 [s] referida a su capacidad nominal. Dada su curva de eficiencia las unidades a diésel son operadas normalmente por sobre el 50 % de su potencia nominal, el ensayo RMS se ajusta con una potencia inicial de 1.42 [MW], correspondientes al 50 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.142 MW y se ejecuta la simulación.

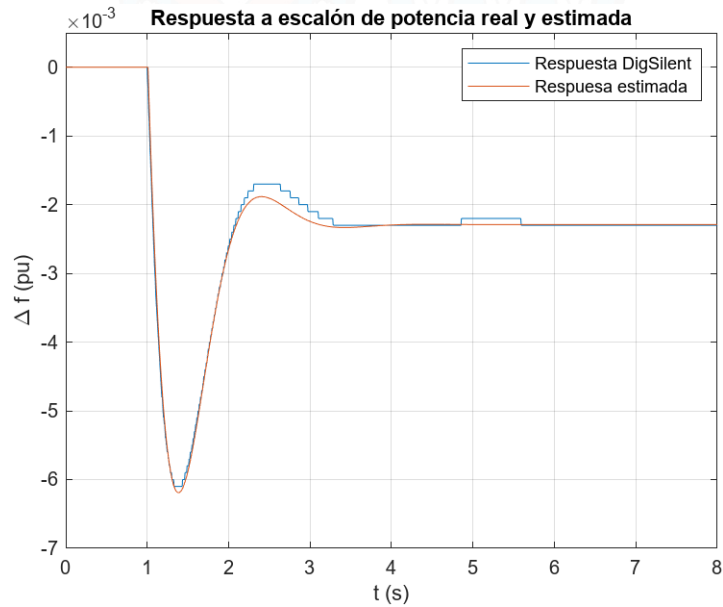


Figura A.9: Respuesta a escalón de potencia unidad 5806 Tehuelche.

En la Figura A.9 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.7 resume los parámetros estimados para el regulador de velocidad.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.0045	1	0.0458	0.2131	1.1618

Tabla A.7: Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5806 Tehuelche.

En la Tabla A.8 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5806 de la central Tehuelche. En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5806 de la central Tehuelche.

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.04	-0.0384	4.071
Nadir [pu]	-0.0061	-0.0062	1.511
Δf_{ss} [pu]	-0.0023	-0.0023068	0.4374

Tabla A.8: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5806 Tehuelche.

Unidad U5807 - Central Tehuelche

La unidad 5807 posee una inercia rotacional de 0.6927 [s] referida a su capacidad nominal. Dada su curva de eficiencia las unidades a diésel son operadas normalmente por sobre el 50 % de su potencia nominal, el ensayo RMS se ajusta con una potencia inicial de 1.42 [MW], correspondientes al 50 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.142 MW y se ejecuta la simulación.

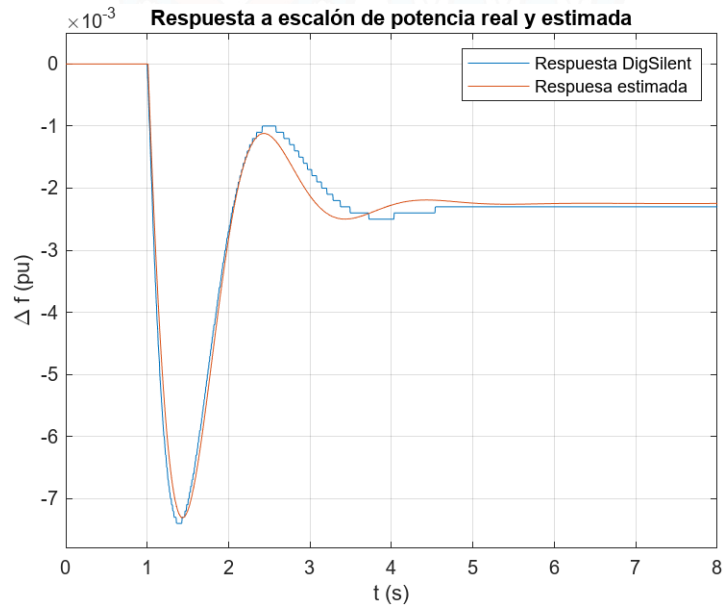


Figura A.10: Respuesta a escalón de potencia unidad 5807 Tehuelche.

En la Figura A.10 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.9 resume los parámetros estimados para el regulador de velocidad.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.0001	1	0.0449	0.1401	1.319

Tabla A.9: Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5807 Tehuelche.

En la Tabla A.10 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5806 de la central Tehuelche. En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5807 de la central Tehuelche.

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.04	-0.0361	9.8184
Nadir [pu]	-0.0074	-0.0073	1.2387
Δf_{ss} [pu]	-0.0023	-0.0022	2.293

Tabla A.10: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5807 Tehuelche.

Unidad U5101 - Central Tehuelche

La unidad 5101 posee una inercia rotacional de 1.2292 [s] referida a su capacidad nominal. El ensayo RMS se ajusta con una potencia inicial de 1.5 [MW], correspondientes al 75 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.1 MW y se ejecuta la simulación.

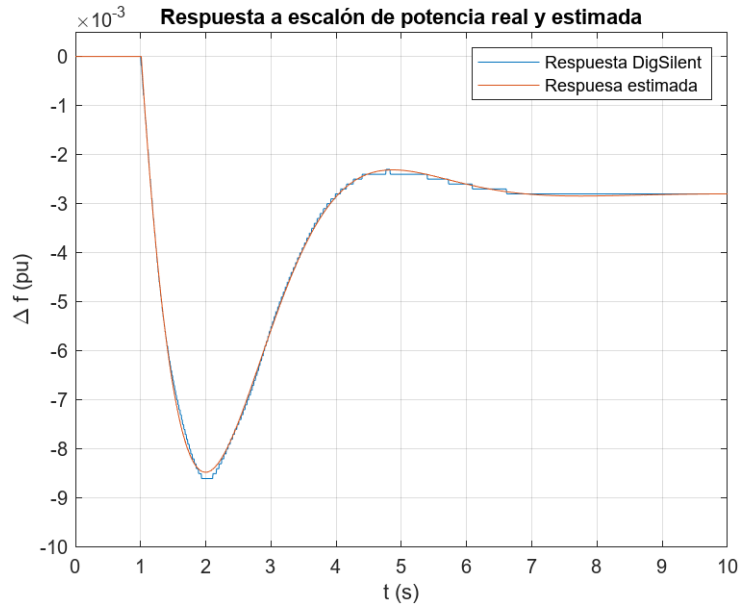


Figura A.11: Respuesta a escalón de potencia unidad 5101 Tehuelche.

En la Figura A.11 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.11 resume los parámetros estimados para el regulador de velocidad.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.5039	1	0.0576	0.175	3.7781

Tabla A.11: Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5101 Tehuelche.

En la Tabla A.12 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5806 de la central Tehuelche. En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5101 de la central Tehuelche.

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.02	-0.0203	1.6583
Nadir [pu]	-0.0086	-0.0085	1.488
Δf_{ss} [pu]	-0.0028	-0.00281	0.0374

Tabla A.12: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5101 Tehuelche.

Unidad U5102 - Central Tehuelche

La unidad 5102 posee una inercia rotacional de 1.15 [s] referida a su capacidad nominal. El ensayo RMS se ajusta con una potencia inicial de 1.5 [MW], correspondientes al 75 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.1 MW y se ejecuta la simulación.

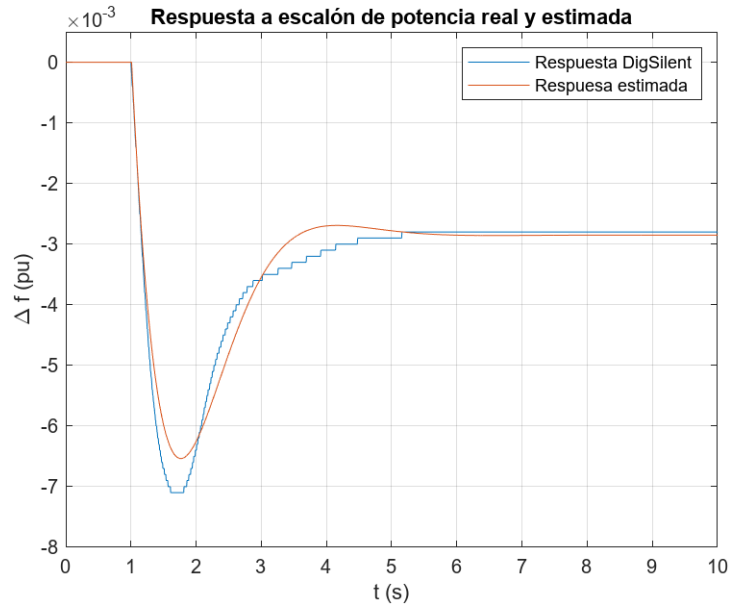


Figura A.12: Respuesta a escalón de potencia unidad 5102 Tehuelche.

En la Figura A.11 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.11 resume los parámetros estimados para el regulador de velocidad.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.8709	1	0.06	0.2473	2.2189

Tabla A.13: Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5102 Tehuelche.

En la Tabla A.14 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5806 de la central Tehuelche. En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5102 de la central Tehuelche.

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.02	-0.0217	8.6594
Nadir [pu]	-0.0071	-0.0065	7.927
Δf_{ss} [pu]	-0.0028	-0.0029	1.835

Tabla A.14: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5102 Tehuelche.

Unidad U5103 - Central Tehuelche

La unidad 5103 posee una inercia rotacional de 1.92 [s] referida a su capacidad nominal. El ensayo RMS se ajusta con una potencia inicial de 2.07 [MW], correspondientes al 90 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.15 MW y se ejecuta la simulación.

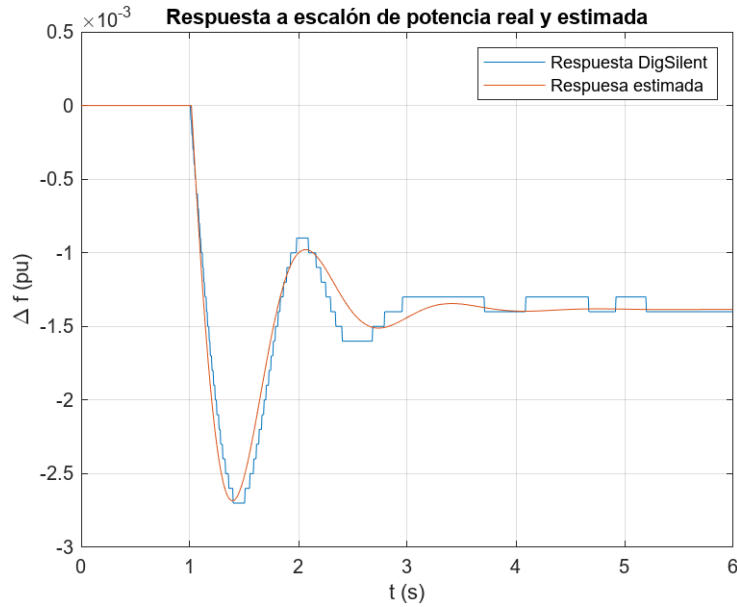


Figura A.13: Respuesta a escalón de potencia unidad 5103 Tehuelche.

En la Figura A.13 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.15 resume los parámetros estimados para el regulador de velocidad.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.1221	1	0.0278	0.0842	0.3789

Tabla A.15: Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5103 Tehuelche.

En la Tabla A.16 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5806 de la central Tehuelche. Existe un error para la tasa de cambio de la frecuencia de 34.95 %, no obstante, el control posee una constante de tiempo lo suficientemente rápida de forma que esta diferencia en la pendiente inicial de la dinámica de la frecuencia no se traduce en respuestas transitorias desiguales.

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.02	-0.013	34.95
Nadir [pu]	-0.0027	-0.002705	0.593
Δf_{ss} [pu]	-0.0014	-0.00137	1,091

Tabla A.16: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5103 Tehuelche.

En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5103 de la central Tehuelche.

Unidad U5147 - Central Tehuelche

La unidad 5147 posee una inercia rotacional de 0.74 [s] referida a su capacidad nominal. El ensayo RMS se ajusta con una potencia inicial de 1.2 [MW], correspondientes al 75 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.08 MW y se ejecuta la simulación.

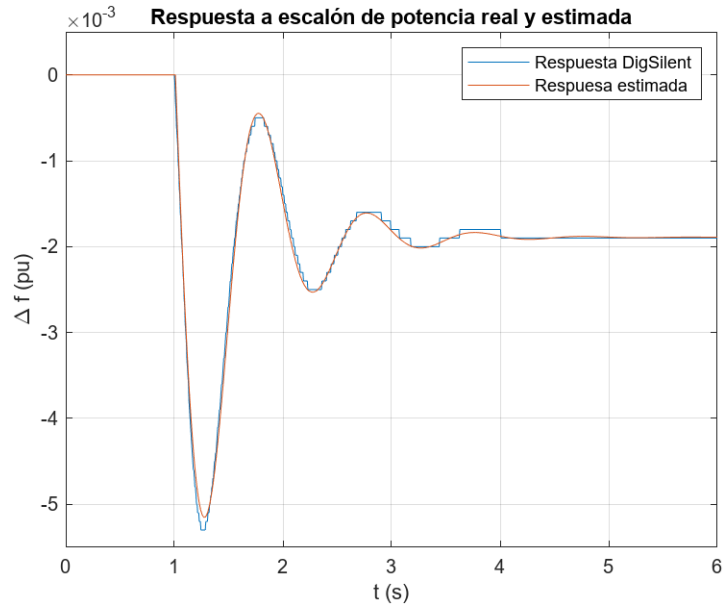


Figura A.14: Respuesta a escalón de potencia unidad 5147 Tehuelche.

En la Figura A.14 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.17 resume los parámetros estimados para el regulador de velocidad.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.0532	1	0.0379	0.0481	0.4204

Tabla A.17: Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5147 Tehuelche.

En la Tabla A.18 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5806 de la central Tehuelche. En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5147 de la central Tehuelche.

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.04	-0.0338	15.568
Nadir [pu]	-0.0053	-0.0052	2.83
Δf_{ss} [pu]	-0.0019	-0.001897	0.475

Tabla A.18: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5147 Tehuelche.

Unidad U5736 - Central Tehuelche

La unidad 5736 posee una inercia rotacional de 0.63 [s] referida a su capacidad nominal. El ensayo RMS se ajusta con una potencia inicial de 1.2 [MW], correspondientes al 75 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.08 MW y se ejecuta la simulación.

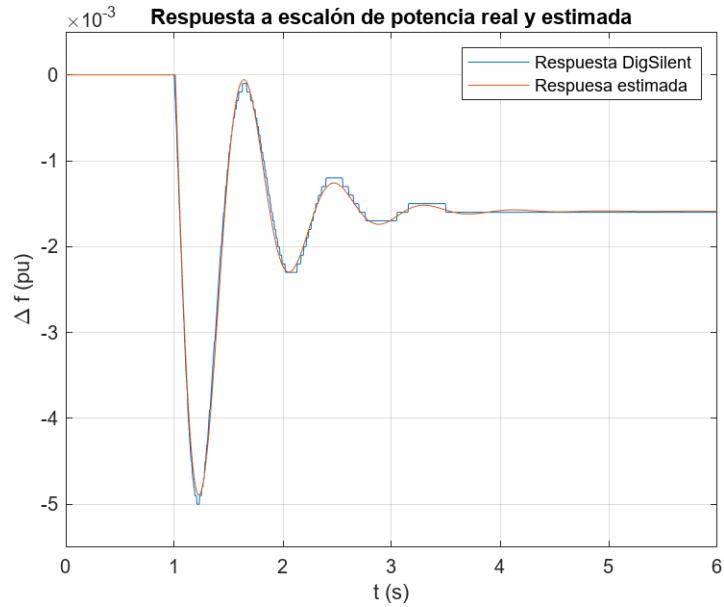


Figura A.15: Respuesta a escalón de potencia unidad 5736 Tehuelche.

En la Figura A.14 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.19 resume los parámetros estimados para el regulador de velocidad.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.0001	1	0.0317	0.0511	0.4099

Tabla A.19: Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5736 Tehuelche.

En la Tabla A.20 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5806 de la central Tehuelche. En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5736 de la central Tehuelche.

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.04	-0.0397	0.893
Nadir [pu]	-0.005	-0.0049	2.14
Δf_{ss} [pu]	-0.0016	-0.001594	0.789

Tabla A.20: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5736 Tehuelche.

Unidad U5748 - Central Tehuelche

La unidad 5748 posee una inercia rotacional de 0.65 [s] referida a su capacidad nominal. El ensayo RMS se ajusta con una potencia inicial de 1.2 [MW], correspondientes al 75 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.08 MW y se ejecuta la simulación.

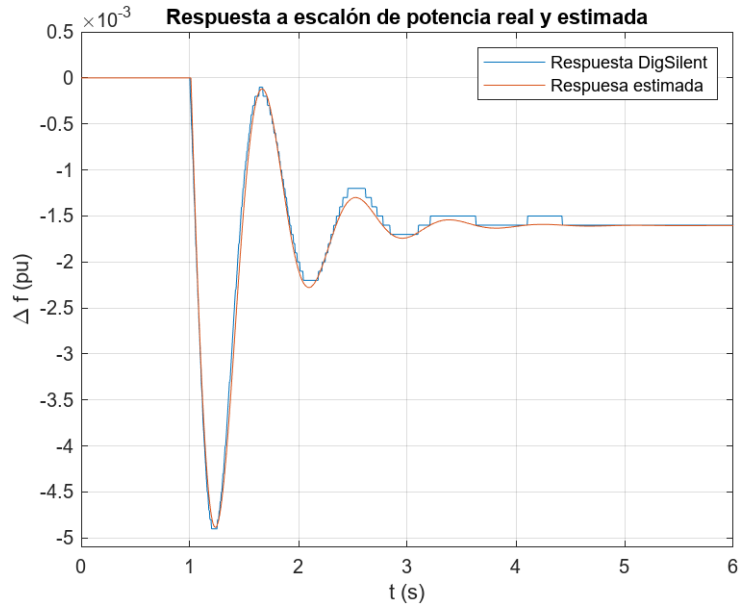


Figura A.16: Respuesta a escalón de potencia unidad 5748 Tehuelche.

En la Figura A.16 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.21 resume los parámetros estimados para el regulador de velocidad.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.1284	1	0.0322	0.0511	0.4227

Tabla A.21: Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5748 Tehuelche.

En la Tabla A.22 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5806 de la central Tehuelche. En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5748 de la central Tehuelche.

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.04	-0.0385	3.878
Nadir [pu]	-0.0049	-0.00494	0.306
Δf_{ss} [pu]	-0.0016	-0.001604	0.269

Tabla A.22: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5748 Tehuelche.

Unidad U5112 - Central Chacabuco

La unidad 5112 posee una inercia rotacional de 0.9 [s] referida a su capacidad nominal. El ensayo RMS se ajusta con una potencia inicial de 0.6 [MW], correspondientes al 50 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.06 MW y se ejecuta la simulación.

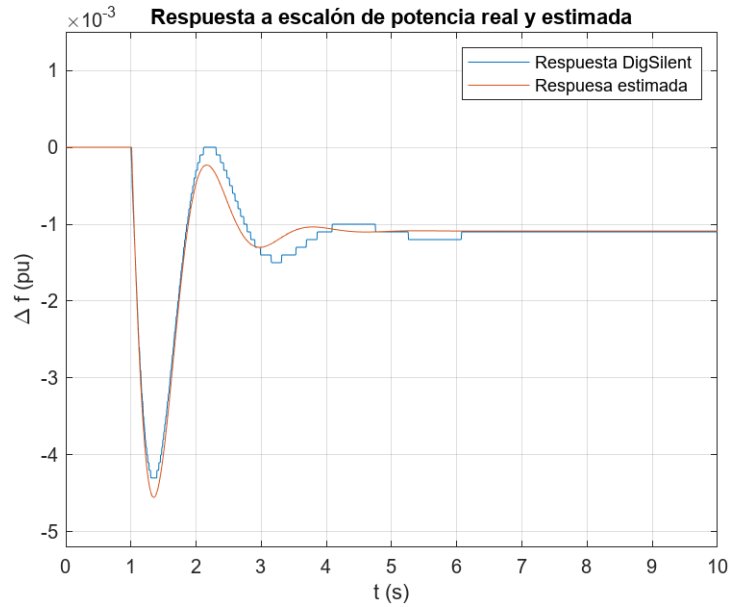


Figura A.17: Respuesta a escalón de potencia unidad 5112 Chacabuco.

En la Figura A.17 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.23 resume los parámetros estimados para el regulador de velocidad.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.1565	1	0.0218	0.104	1.4281

Tabla A.23: Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5112 Chacabuco.

En la Tabla A.24 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5806 de la central Chacabuco. En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5112 de la central Chacabuco.

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.03	-0.0278	7.438
Nadir [pu]	-0.0043	-0.0046	5.875
Δf_{ss} [pu]	-0.0011	-0.001099	1.053

Tabla A.24: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5112 Chacabuco.

Unidad U5113 - Central Chacabuco

La unidad 5113 posee una inercia rotacional de 0.9 [s] referida a su capacidad nominal. El ensayo RMS se ajusta con una potencia inicial de 0.6 [MW], correspondientes al 50 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.06 MW y se ejecuta la simulación.

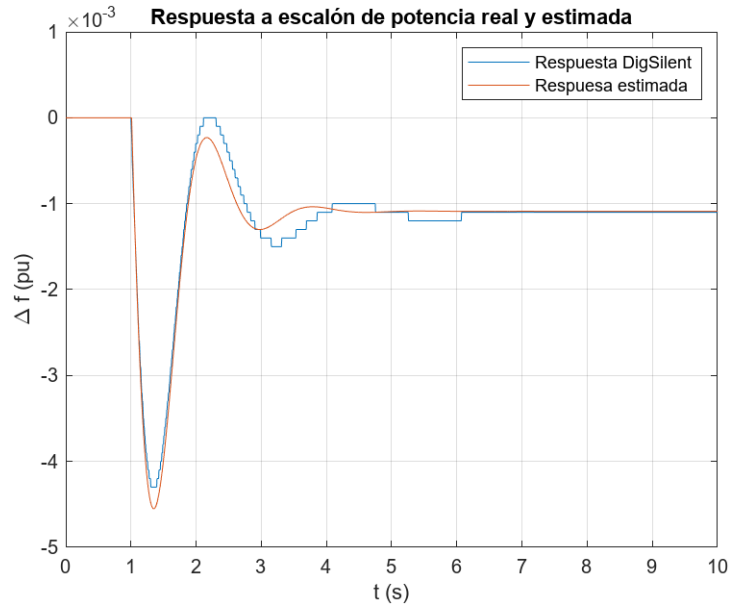


Figura A.18: Respuesta a escalón de potencia unidad 5113 Chacabuco.

En la Figura A.18 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.25 resume los parámetros estimados para el regulador de velocidad.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.9278	1	0.0239	0.0572	1.3213

Tabla A.25: Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5113 Chacabuco.

En la Tabla A.26 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5806 de la central Chacabuco. En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5113 de la central Chacabuco.

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.03	-0.0278	7.469
Nadir [pu]	-0.0047	-0.0051	9.102
Δf_{ss} [pu]	-0.0012	-0.001206	2.578

Tabla A.26: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5113 Chacabuco.

Unidad U5148 - Central Chacabuco

La unidad 5148 posee una inercia rotacional de 0.7 [s] referida a su capacidad nominal. El ensayo RMS se ajusta con una potencia inicial de 1.2 [MW], correspondientes al 50 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.08 MW y se ejecuta la simulación.

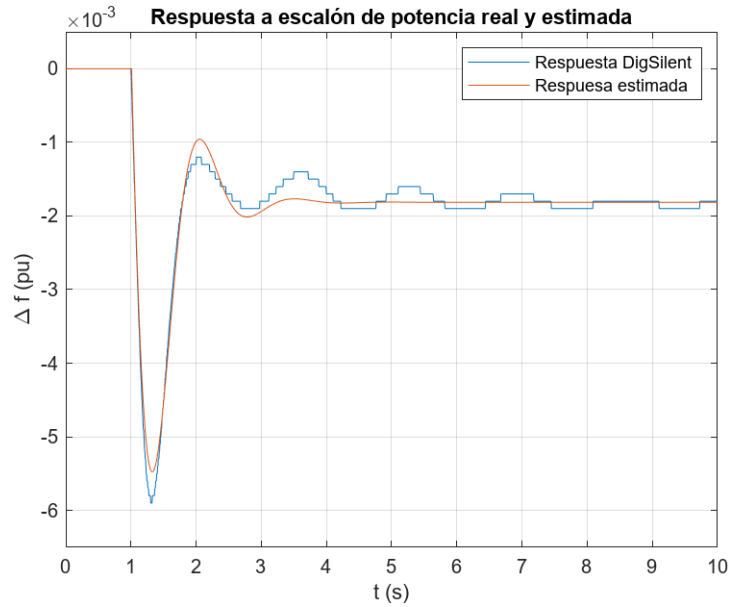


Figura A.19: Respuesta a escalón de potencia unidad 5148 Chacabuco.

En la Figura A.19 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.27 resume los parámetros estimados para el regulador de velocidad.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.4295	1	0.0369	0.1312	0.8669

Tabla A.27: Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5148 Chacabuco.

En la Tabla A.28 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5148 de la central Chacabuco. En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5148 de la central Chacabuco.

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.03	-0.0278	7.469
Nadir [pu]	-0.0047	-0.0051	9.102
Δf_{ss} [pu]	-0.0012	-0.001215	2.5378

Tabla A.28: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5148 Chacabuco.

Unidad U5805 - Central Chacabuco

La unidad 5805 posee una inercia rotacional de 0.6602 [s] referida a su capacidad nominal. El ensayo RMS se ajusta con una potencia inicial de 1,42 [MW], correspondientes al 50 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.143 MW y se ejecuta la simulación.

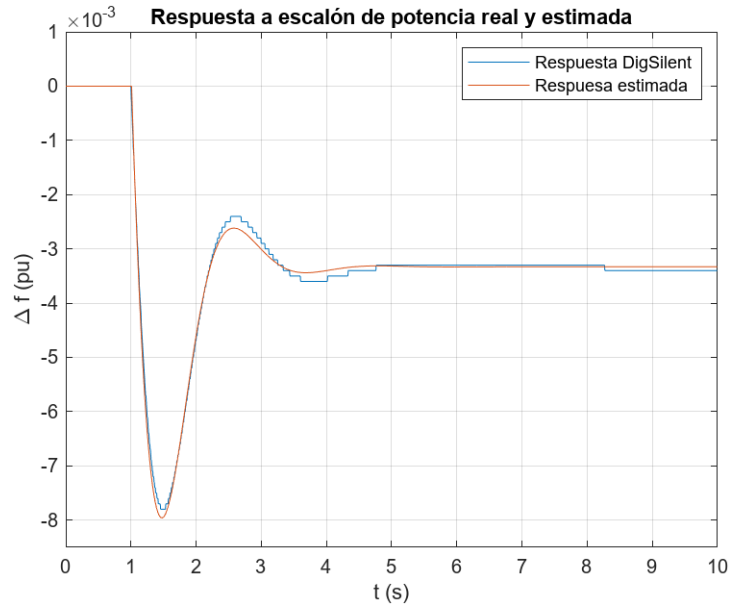


Figura A.20: Respuesta a escalón de potencia unidad 5805 Chacabuco.

En la Figura A.19 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.29 resume los parámetros estimados para el regulador de velocidad.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.2041	1	0.0675	0.2023	1.0394

Tabla A.29: Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5805 Chacabuco.

En la Tabla A.30 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5806 de la central Chacabuco. En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5805 de la central Chacabuco.

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.032	-0.0379	18.276
Nadir [pu]	-0.0078	-0.008	2.035
Δf_{ss} [pu]	-0.0034	-0.0033	2.053

Tabla A.30: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5805 Chacabuco.

Unidad U5804 - Central Chacabuco

La unidad 5804 posee una inercia rotacional de 0.6635 [s] referida a su capacidad nominal. El ensayo RMS se ajusta con una potencia inicial de 1,42 [MW], correspondientes al 50 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.143 MW y se ejecuta la simulación.

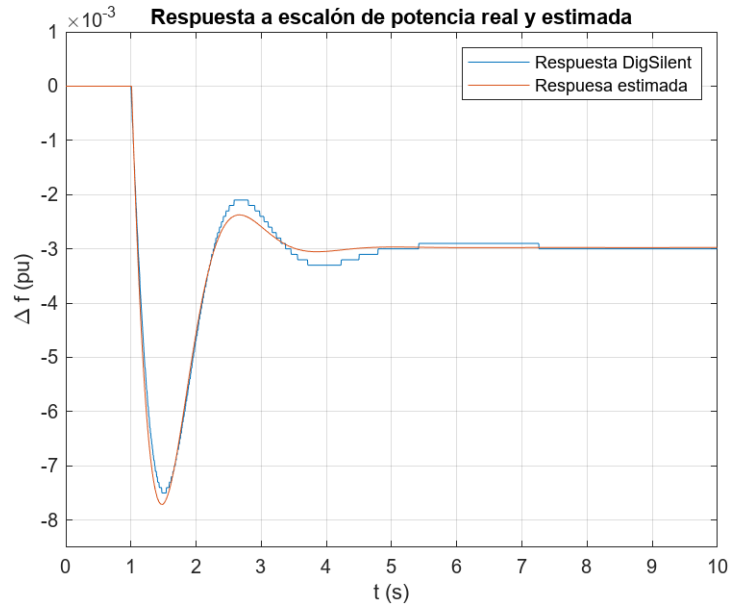


Figura A.21: Respuesta a escalón de potencia unidad 5804 Chacabuco.

En la Figura A.20 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.31 resume los parámetros estimados para el regulador de velocidad.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.9293	1	0.063	0.1653	1.269

Tabla A.31: Parámetros estimados del gobernador. Unidad 5804 Chacabuco.

En la Tabla A.32 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5806 de la central Chacabuco. En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5804 de la central Chacabuco.

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.04	-0.03826	5.849
Nadir [pu]	-0.0075	-0.00762	2.814
Δf_{ss} [pu]	-0.003	-0.00295	0.81

Tabla A.32: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5804 Chacabuco.

Unidad U5114 - Central Puerto Aysén

La unidad 5114 posee una inercia rotacional de 1.05 [s] referida a su capacidad nominal. El ensayo RMS se ajusta con una potencia inicial de 1,14 [MW], correspondientes al 95 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.06 MW y se ejecuta la simulación.

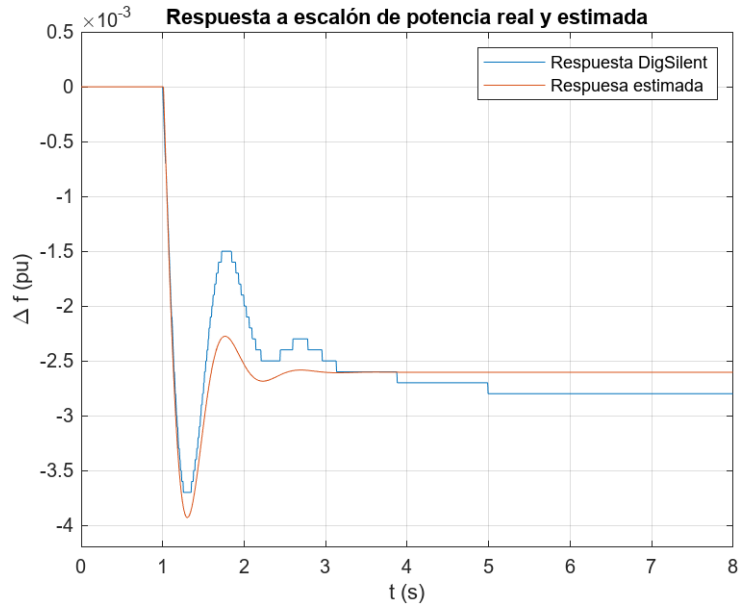


Figura A.22: Respuesta a escalón de potencia unidad 5114 Puerto Aysén.

En la Figura A.22 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.33 resume los parámetros estimados para el regulador de velocidad.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.0001	1	0.0521	0.0001	0.1659

Tabla A.33: Parámetros estimados del gobernador. 5114 Puerto Aysén.

En la Tabla A.34 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5114 de la central Puerto Aysén. En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5114 de la central Puerto Aysén.

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.02	-0.0238	18.973
Nadir [pu]	-0.0037	-0.0039	6.216
Δf_{ss} [pu]	-0.0028	-0.0026	6.998

Tabla A.34: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5114 Puerto Aysén.

Unidad U5657- Central Puerto Aysén

La unidad 5657 posee una inercia rotacional de 0.58 [s] referida a su capacidad nominal. El ensayo RMS se ajusta con una potencia inicial de 2.16 [MW], correspondientes al 80 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.135 MW y se ejecuta la simulación.

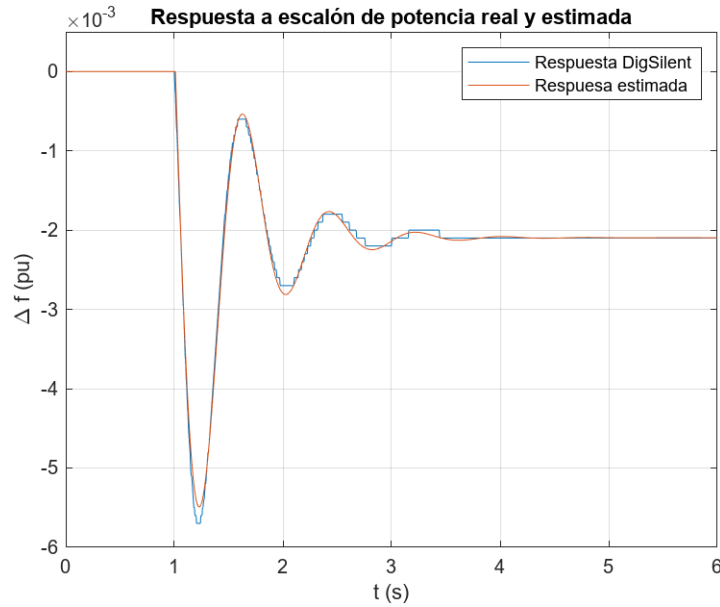


Figura A.23: Respuesta a escalón de potencia unidad 5657 Puerto Aysén.

En la Figura A.23 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.35 resume los parámetros estimados para el regulador de velocidad.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.079	1	0.0421	0.0306	0.3113

Tabla A.35: Parámetros estimados del gobernador. 5657 Puerto Aysén.

En la Tabla A.36 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5118 de la central Puerto Aysén. En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5657 de la central Puerto Aysén

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.036	-0.0431	19.692
Nadir [pu]	-0.0057	-0.0054	4.912
Δf_{ss} [pu]	-0.0021	-0.0021	0.197

Tabla A.36: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5657 Puerto Aysén.

Unidad U5116 - Central Puerto Aysén

La unidad 5116 posee una inercia rotacional de 3.37 [s] referida a su capacidad nominal. El ensayo RMS se ajusta con una potencia inicial de 1.14 [MW], correspondientes al 95 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.06 MW y se ejecuta la simulación.

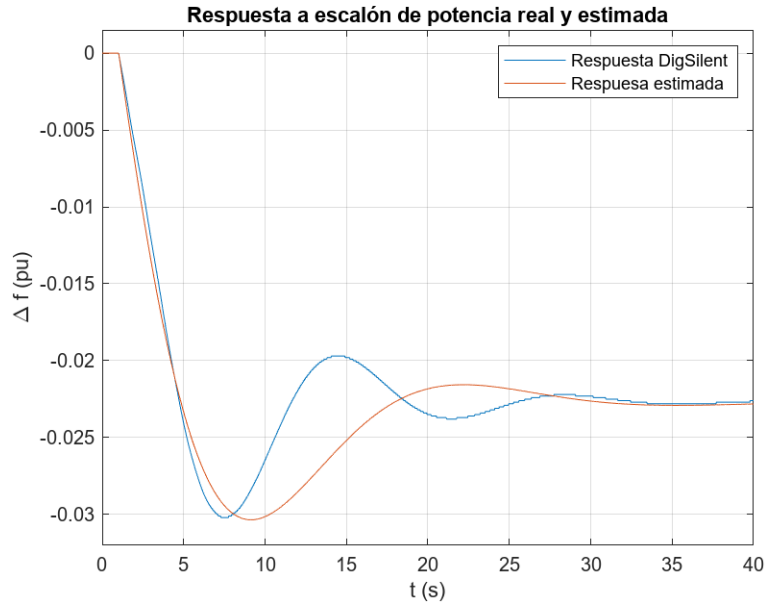


Figura A.24: Respuesta a escalón de potencia unidad 5116 Puerto Aysén.

En la Figura A.24 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.33 resume los parámetros estimados para el regulador de velocidad.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.1499	1	0.4878	0.0813	4.155

Tabla A.37: Parámetros estimados del gobernador. 5116 Puerto Aysén.

En la Tabla A.38 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5116 de la central Puerto Aysén. En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5116 de la central Puerto Aysén

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.0061	-0.007418	21.61
Nadir [pu]	-0.0302	-0.03026	0.1987
Δf_{ss} [pu]	-0.0226	-0.02264	0.5668

Tabla A.38: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5116 Puerto Aysén.

Unidad U5117 - Central Puerto Aysén

La unidad 5117 posee una inercia rotacional de 2.475 [s] referida a su capacidad nominal. El ensayo RMS se ajusta con una potencia inicial de 0.675 [MW], correspondientes al 75 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.045 MW y se ejecuta la simulación.

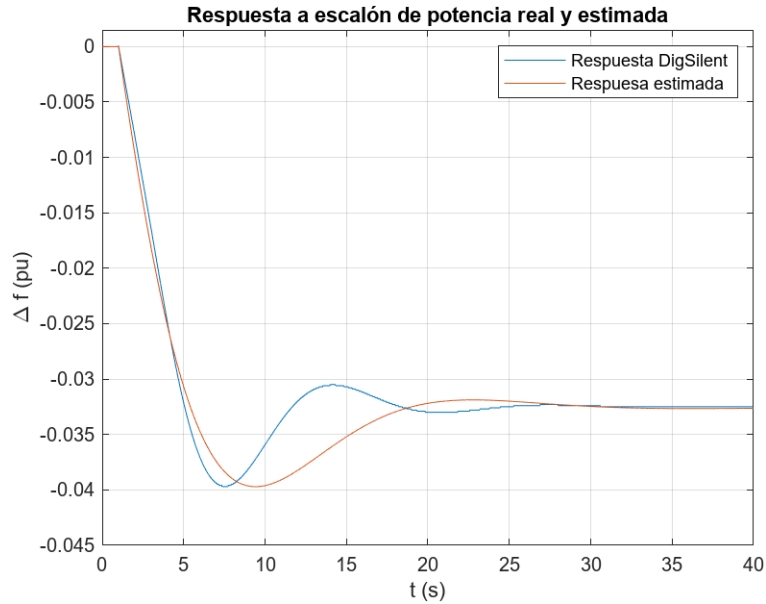


Figura A.25: Respuesta a escalón de potencia unidad 5117 Puerto Aysén.

En la Figura A.25 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.39 resume los parámetros estimados para el regulador de velocidad.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.22	1	0.76104	0.0974	3.6376

Tabla A.39: Parámetros estimados del gobernador. 5117 Puerto Aysén.

En la Tabla A.40 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5117 de la central Puerto Aysén. En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5117 de la central Puerto Aysén

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.009792	-0.0101	3.1556
Nadir [pu]	-0.0397	-0.03981	0.2771
Δf_{ss} [pu]	-0.0325	-0.0326	0.2914

Tabla A.40: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5117 Puerto Aysén.

Unidad U5118- Central Puerto Aysén

La unidad 5118 posee una inercia rotacional de 2.1 [s] referida a su capacidad nominal. El ensayo RMS se ajusta con una potencia inicial de 2.16 [MW], correspondientes al 80 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.135 MW y se ejecuta la simulación.

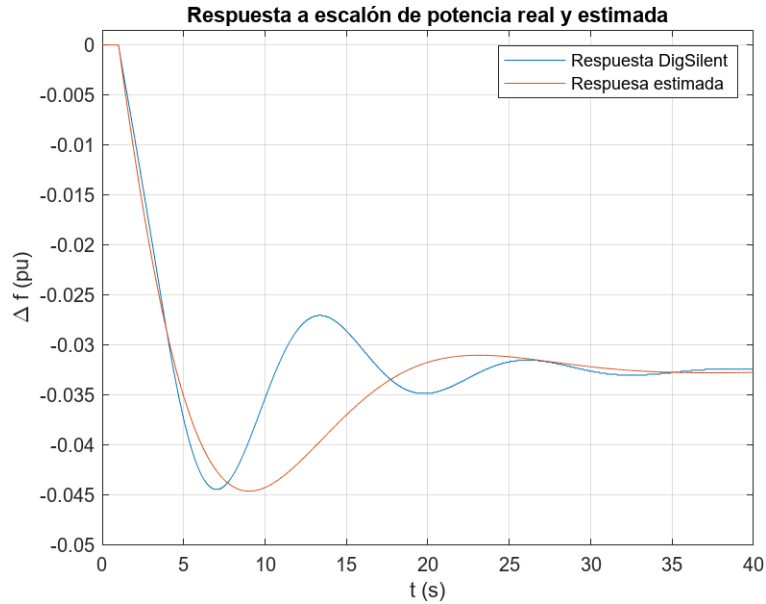


Figura A.26: Respuesta a escalón de potencia unidad 5118 Puerto Aysén.

En la Figura A.26 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.41 resume los parámetros estimados para el regulador de velocidad.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.28436	1	0.79925	0.09862	5.1884

Tabla A.41: Parámetros estimados del gobernador. 5118 Puerto Aysén.

En la Tabla A.42 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad 5118 de la central Puerto Aysén. En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad 5118 de la central Puerto Aysén

métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.01	-0.011905	19.048
Nadir [pu]	-0.0444	-0.04449	0.2027
Δf_{ss} [pu]	-0.0325	-0.032562	0.1907

Tabla A.42: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad 5118 Puerto Aysén.

Unidad SV Central San Víctor

La unidad SV posee una inercia rotacional de 0.6955 [s] referida a su capacidad nominal. Tal como se indicó en la sección precedente, la unidad hidráulica de la Central San Víctor aún no posee asignada un modelo dinámico en la base de datos PF DigSilent del SM Aysén, en tanto para efectos del presente trabajo se empleará el modelo dinámico de la unidad 5143 Central Monreal, y se parametrizada con ajustes típicos de unidades hidráulicas. El ensayo RMS se ajusta con una potencia inicial de 2.5 [MW], correspondientes al 83 % de su potencia nominal, el escalón de carga se ajusta a 0.15 MW y se ejecuta la simulación.

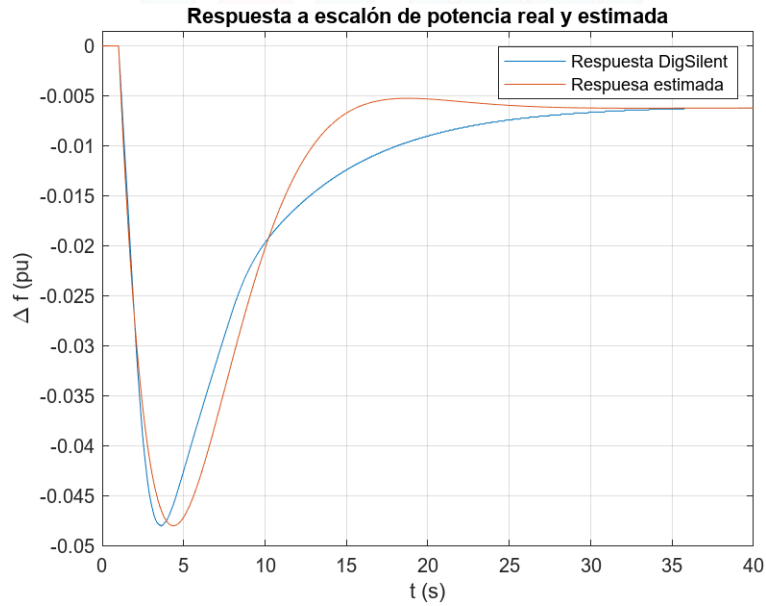


Figura A.27: Respuesta a escalón de potencia unidad SV San Víctor

En la Figura A.27 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia obtenida a partir del ensayo RMS y la respuesta obtenida mediante la aproximación de parámetros en Simulink. La Tabla A.43 resume los parámetros estimados para el regulador de velocidad.

Parámetro	D_g [pu]	K_g [-]	R_g [pu]	F_g [-]	T_g [s]
Valor	0.0401	1	0.1245	0.0822	49.9481

Tabla A.43: Parámetros estimados del gobernador. SV San Víctor.

En la Tabla A.44 se presentan las métricas de la frecuencia para el ensayo de toma de carga de la unidad SV de la central San Víctor. En consideración de los resultados, se puede determinar que los parámetros estimados aproximan correctamente la respuesta real de la unidad SV de la central San Víctor

Métrica	PF DigSilent	Estimación Simulink	Error [%]
RoCoF [pu/s]	-0.03	-0.0359	19.774
Nadir [pu]	-0.048	-0.047954	0.096
Δf_{ss} [pu]	-0.0062	-0.00619	0.111

Tabla A.44: Métricas de cada respuesta estudiada y errores porcentuales. Unidad SV Central San Víctor.

Los gráficos anteriores permiten apreciar que, a través de los parámetros estimados de los reguladores de velocidad, la respuesta dinámica en frecuencia simulada se ajusta adecuadamente a la desarrollada en el modelo de PowerFactory DigSilent. En la Tabla A.45, se presentan de manera resumida los valores de inercia rotacional en los generadores y los parámetros dinámicos estimados de los reguladores de velocidad que se encuentran en funcionamiento en el SM Aysén.

Central	Unidad	S_n [MVA]	H [s]	D [-]	F [-]	K [-]	R [pu]	T [s]
Tehuelche	5101	2.50	1.2292	0.4251	0.1628	1	0.0578	3.4364
	5102	2.50	1.15	1.1354	0.1958	1	0.0602	2.6217
	5103	2.94	1.92	0.1328	0.0866	1	0.0273	0.4040
	5147	2.00	0.74	0.1480	0.0898	1	0.0381	0.5524
	5736	2.00	0.63	0.1473	0.0801	1	0.0320	0.5024
	5748	2.00	0.65	0.1283	0.0450	1	0.0322	0.4233
	5806	3.55	0.6512	0.2542	0.2168	1	0.0467	1.1882
	5807	3.55	0.6927	0.2499	0.1557	1	0.0467	1.6550
Lago Atravesado	5106	6.47	2.35	0.0675	0.0894	1	0.0496	102.590
	5107	6.47	2.27	1.1992	0.1134	1	0.0411	102.476
Monreal	5143	3.75	2.9	0.0517	0.1701	1	0.1210	44.9950
Chacabuco	5112	1.5	0.9	0.1680	0.1041	1	0.0221	1.1757
	5113	1.50	0.9	0.1423	0.0670	1	0.0242	0.9124
	5148	2.00	0.7	0.1314	0.0525	1	0.0372	0.5939
	5804	3.55	0.6635	1.3070	0.2243	1	0.0582	1.5518
	5805	3.55	0.6602	0.2243	0.2195	1	0.0675	1.0636
Puerto Aysén	5114	2.50	1.05	0.4150	0.1799	1	0.0575	0.1725
	5116	3.75	3.37	0.1499	0.0813	1	0.4878	4.1550
	5117	1.125	2.475	0.2200	0.0974	1	0.7610	3.6376
	5118	3.375	2.1	0.2844	0.0986	1	0.7993	5.1884
	5657	2.02	0.58	0.4227	0.0763	1	0.0426	0.4453
San Victor	SV	3.66	0.6955	0.0401	0.0822	1	0.1245	49.948

Tabla A.45: Resumen parámetros dinámicos estimados para las unidades de generación del SM Aysén.

Finalmente, con los resultados de las simulaciones RMS y los resultados de la estimación de parámetros presentados en la presente sección es posible ejecutar el problema de pre-despacho con restricciones dinámicas.