



Co-optimización de la energía y reservas en el control automático de generación incluyendo la modelación de la reconfiguración de la red, y considerando criterios de despacho económico y restricciones del sistema de transmisión

Diego Ernesto Llanos Orellana

2025

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor(es) Guía(s):
Dr. Víctor Hinojosa Mateus (UTFSM)

Valparaíso, Octubre del 2025.



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): Memoria o trabajo de título Tesis de Postgrado

Título del trabajo: **Co-optimización de la energía y reservas en el control automático de generación incluyendo la modelación de la reconfiguración de la red, y considerando criterios de despacho económico y restricciones del sistema de transmisión.**

Nombre del candidato(a): **Diego Ernesto Llanos Orellana**

Carrera / Grado: **Ingeniería Civil Eléctrica**

Campus: **Casa Central Valparaíso** Departamento: **Ingeniería Eléctrica**

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Víctor Hugo Hinojosa Mateus, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

6 meses 12 meses 2 años 3 años 5 años 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

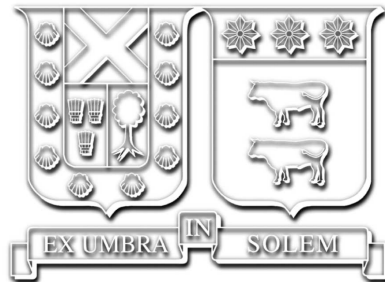
Fecha: 06/11/2025

Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 06/11/2025

Firma: 



Co-optimización de la energía y reservas en el control automático de generación incluyendo la modelación de la reconfiguración de la red, y considerando criterios de despacho económico y restricciones del sistema de transmisión

Diego Ernesto Llanos Orellana

2025

“Nunca es demasiado tarde para ser lo que podrías haber sido”

— *George Eliot*

Agradecimientos

Llegar hasta aquí no fue un camino que recorrí solo. Quiero agradecer a quienes, de una u otra forma, me llevaron hasta este punto.

En primer lugar, agradezco a mi madre, que ha caminado a mi lado incluso cuando yo no sabía hacia dónde ir. Gracias por tu cariño incondicional, por sostenerme en el cansancio, por confiar en mí cuando ni yo lo hacía. Tu paciencia, tu entrega y tu fortaleza fueron el refugio en los días más complejos. Este logro es tan tuyo como mío.

Agradezco a mi profesor guía, Victor Hinojosa, por su paciencia, orientación y valioso conocimiento, que fueron fundamentales para el desarrollo de esta memoria. Extiendo este agradecimiento a todos los profesores que han contribuido a mi formación profesional, inculcándome valores y conocimientos

Finalmente, a mis amigos y compañeros, gracias por las conversaciones, el ánimo y las distracciones necesarias que hicieron este proceso más llevadero.

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos	I
Índice de Figuras	IV
Índice de Tablas	VI
Nomenclatura.	IX
Resumen	1
Abstract	1
1. Introducción	3
1.1. Antecedentes y motivación	3
1.2. Objetivos	4
1.3. Alcance	4
1.4. Modelación y simulación	5
1.5. Estructura de trabajo	5
2. Marco teórico	6
2.1. Fundamentos del control potencia-frecuencia	7
2.1.1. Etapas del control de frecuencia	7
2.2. Modelos dinámicos	8
2.2.1. Modelo del generador	8
2.2.2. Modelo simplificado de la carga	8
2.2.3. Modelo simplificado de la turbina	9
2.2.4. Modelo del regulador de velocidad	10
2.2.5. Modelo general del control primario	11
2.3. Control secundario de frecuencia	11
2.3.1. AGC sin intercambio de potencia entre áreas	11
2.3.2. Implementación del AGC	11
2.4. Control de frecuencia en el SEN	13
2.4.1. Etapas en el control de frecuencia	13
2.4.2. Determinación de reservas de energía	14
2.4.3. Mecanismos de materialización de los SSCC de control de frecuencia	15
2.4.4. Requerimientos técnicos de unidades participantes en el control de frecuencia	15
2.4.5. Remuneración de los SSCC de control de frecuencia	16
3. Modelo técnico-económico para el AGC	19
3.1. Modelo Del AGC	20
3.1.1. Sintonización de filtro AGC	21
3.1.2. Generalidades del modelo de optimización	23
3.2. Modelo de optimización ante eventos de salida de generadores	24
3.2.1. Función objetivo y costos involucrados	24

3.2.2.	Balance de potencia	25
3.2.3.	Modelación de pérdidas en líneas	26
3.2.4.	Restricciones de transmisión	26
3.2.5.	Restricciones de generadores	27
3.3.	Metodología de actualización de los factores de participación ante eventos de salida de generación	28
3.3.1.	Función objetivo	29
3.3.2.	Balance de potencia	29
3.3.3.	Restricciones de transmisión	30
3.3.4.	Modelación de pérdidas en líneas	31
3.3.5.	Restricciones de generadores	31
3.4.	Implementación del modelo	31
3.4.1.	Factores de participación	31
3.4.2.	Metodología del modelo	32
3.4.3.	Consideraciones	33
4.	Análisis de resultados	37
4.1.	Sistema de potencia de 50 barras	38
4.2.	Contingencias de generación para el AGC propuesto	40
4.2.1.	Análisis de la salida de $G7_4$ en el escenario peak	41
4.2.2.	Análisis de sensibilidad del costo de reconfiguración	48
4.3.	Inclusión de esquema de actualización de los factores de participación	48
4.3.1.	Aplicación del esquema de actualización en el sistema base	48
4.3.2.	Incorporación de generación renovable variable y variabilidad de la demanda	51
4.3.3.	Análisis de costos	56
4.4.	Aplicación del esquema de actualización de factores de participación propuesto en el Sistema Eléctrico Nacional	58
4.4.1.	Base de datos del SEN	58
4.4.2.	Condiciones de simulación del SEN	58
4.4.3.	Análisis del escenario	59
5.	Resumen final y conclusiones	61
	Bibliografía	63
	Anexos	65
A.		66
A.1.	Formulación DC basada en factores de sensibilidad	66
A.1.1.	Reconfiguración de la red	67
A.2.	Modelo lineal de pérdidas cuadráticas en líneas	68
A.3.	Verificación de supuestos y aproximaciones realizadas	69
B.		70
B.1.	Datos del Sistema de 50 barras	70
B.1.1.	Datos de Generadores	70
B.1.2.	Datos para la demanda	73
B.1.3.	Datos de las líneas de transmisión	74
B.1.4.	Estado inicial del sistema	75
C.		79
C.1.	Resultados	79
C.1.1.	Resultados caso 1	79
C.1.2.	Resultados caso 2	82
C.1.3.	Resultados caso 3	85

C.1.4.	Resultados esquema de actualización en el sistema base	89
C.1.5.	Resultados esquema de actualización con generación renovable variable y variabilidad de la demanda	94
D.		97
D.1.	Modelo para realizar la variabilidad de la demanda y generación renovable	97
E.		98
E.1.	Datos del SEN	98
E.1.1.	Datos de generadores que participan en el AGC	98

Índice de Figuras

2.1.	Etapas del control de frecuencia [5]	8
2.2.	Modelo simplificado del generador	9
2.3.	Modelo del generador y la carga	9
2.4.	Modelo simplificado del generador y la carga	9
2.5.	Modelo de la turbina	10
2.6.	Modelo del regulador de velocidad	10
2.7.	Modelo simplificado del regulador de velocidad	10
2.8.	Modelo del control primario de frecuencia	11
2.9.	Modelo simplificado del control secundario de frecuencia	12
2.10.	Diagrama de bloques del AGC	12
2.11.	Definición de los tiempos de activación y entrega de los SSCC de control de frecuencia.	14
3.1.	Controlador AGC	20
3.2.	ACE crudo y ACE filtrado con los parámetros óptimos del filtro AGC.	22
3.3.	Modelo AGC con filtro modificado.	23
3.4.	Diagrama de flujos del modelo de optimización del AGC	24
3.5.	Rampa de subida y bajada de potencia de los generadores.	28
3.6.	Diagrama de flujo para la obtención de la base de conocimiento del modelo de optimización.	33
3.7.	Diagrama de flujo para la validación del modelo de optimización.	34
3.8.	Diagrama de flujo del esquema de actualización de factores de participación.	35
4.1.	Sistema de potencia de 50 barras utilizado para la validación del modelo.	39
4.2.	Estado del sistema en el escenario peak, previo a la ocurrencia de la contingencia.	42
4.3.	Estado final del sistema en el escenario peak ocurrida una contingencia en el generador $G7_4$ en el caso I.	43
4.4.	Estado final del sistema en el escenario peak ocurrida una contingencia en el generador $G7_4$ en el caso II.	44
4.5.	Estado final del sistema en el escenario peak ocurrida una contingencia en el generador $G7_4$ en el caso III.	45
4.6.	Frecuencia del sistema para los casos de estudio ocurrida la contingencia de $G7_4$ en el escenario peak	46
4.7.	Cargabilidad de la línea $Line3_4$ para los casos de estudio ocurrida la contingencia de $G7_4$ en el escenario peak	47
4.8.	Frecuencia del sistema para las contingencias de generación en el sistema base	50
4.9.	Demanda del sistema cuando ocurre la contingencia del generador $G3_4$	51
4.10.	Sistema modificado que incluye generación renovable y variabilidad de la demanda.	52
4.11.	Factores de participación actualizables de las unidades en AGC para las contingencias de generación	54
4.12.	Frecuencia del sistema para las contingencias de generación para factores de participación constantes y actualizables	55
4.13.	\dot{P}_{AGC} para las contingencias	56
4.14.	Escenarios de operación del SEN según la base de datos del CEN [21]	58

4.15.	Evolución de la frecuencia del SEN tras la contingencia de la unidad <i>TER SANTA MARÍA U1</i>	60
A.1.	Aproximación lineal por partes de la función de pérdidas cuadráticas de una línea [16]	68
B.1.	Mapa de calor del estado inicial del sistema en el escenario de operación peak.	76
B.2.	Mapa de calor del estado inicial del sistema en el escenario de operación mean.	77
B.3.	Mapa de calor del estado inicial del sistema en el escenario de operación valle.	78
D.1.	Modelo para realizar de la generación renovable	97
D.2.	Modelo para realizar de la variabilidad de la demanda	97

Índice de Tablas

2.1.	Tabla de tiempos de activación y entrega de SC para el control de frecuencia.	14
2.2.	Mecanismo de provisión de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia . . .	16
2.3.	Método de remuneración de los servicios complementarios de control de frecuencia . .	18
3.1.	Valores óptimos de los parámetros del filtro AGC para distintos niveles de suavizado. .	22
4.1.	Error de la estimación de la perturbación P_{AGC} para las contingencias de generación .	40
4.2.	Error de la estimación de la potencia inyectada por los generadores para las contin- gencias de generación	40
4.3.	Costos para los casos de estudio.	40
4.4.	Asignación de unidades de generación que participan en el AGC	41
4.5.	Número de veces que la línea se ha desconectado en la contingencia de cada generador.	41
4.6.	Contingencia de $G7_4$ en el escenario peak	46
4.7.	Desempeño computacional del modelo propuesto	47
4.8.	Resultados del análisis de sensibilidad del costo de reconfiguración	48
4.9.	Número de veces que la línea se ha desconectado en la contingencia de cada generador.	49
4.10.	Medidas de error de los factores de participación actualizados respecto a su valor medio	49
4.11.	Extracto de resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia $G3_4$ para los dos primeros instantes	49
4.12.	Desglose de las unidades de generación en el sistema modificado	53
4.13.	Factores de participación de las unidades en AGC	53
4.14.	Costos de energía adicional por los generadores que participan del AGC en el caso de referencia	57
4.15.	Energía en MWh y costos de energía adicional por los generadores que participan del AGC con generación renovable y variabilidad de la demanda	57
4.16.	Desglose de la generación en el SEN para el escenario peak.	58
4.17.	Costos asociados al CSF en el SEN para la salida de la unidad TER SANTA MARÍA U1.	59
4.18.	Valores asociados a cada unidad generadora.	60
B.1.	Parámetros de las unidades generadoras candidatas a participar en el AGC	70
B.2.	Potencia despachada de los generadores en cada escenario de operación	71
B.3.	Potencia despachada por los generadores de ERV en el escenario peak	72
B.4.	Potencia activa de cargas por escenario	73
B.5.	Datos de líneas	74
C.1.	Resultados obtenidos del caso 1 utilizando el modelo realizado en Gurobi y la valida- ción realizada en DIgSILENT, en el escenario peak	79
C.2.	Diferencia de potencias del caso 1 realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario peak	80
C.3.	Resultados obtenidos del caso 1 utilizando el modelo realizado en Gurobi y la valida- ción realizada en DIgSILENT, en el escenario mean	80
C.4.	Diferencia de potencias del caso 1 realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario mean	80
C.5.	Resultados obtenidos del caso 1 utilizando el modelo realizado en Gurobi y la valida- ción realizada en DIgSILENT, en el escenario valley	81

C.6.	Diferencia de potencias del caso 1 realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario valley	81
C.7.	Resultados obtenidos del caso 2 utilizando el modelo realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario peak	82
C.8.	Diferencia de potencias del caso 2 realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario peak	82
C.9.	Resultados obtenidos del caso 2 utilizando el modelo realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario mean	83
C.10.	Diferencia de potencia del caso 2 realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario mean	83
C.11.	Resultados obtenidos del caso 2 utilizando el modelo realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario valley	83
C.12.	Diferencia de potencias del caso 2 realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario valley	84
C.13.	Resultados obtenidos del caso 3 utilizando el modelo realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario peak	85
C.14.	Diferencia de potencias del caso 3 realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario peak	85
C.15.	Resultados obtenidos del caso 3 utilizando el modelo realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario mean	86
C.16.	Diferencia de potencia del caso 3 realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario mean	86
C.17.	Resultados obtenidos del caso 3 utilizando el modelo realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario valley	86
C.18.	Diferencia de potencia del caso 3 realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario valley	87
C.19.	Número de veces que la línea se ha reconfigurado en la contingencia de cada generador para el caso peak.	87
C.20.	Número de veces que la línea se ha reconfigurado en la contingencia de cada generador para el caso mean.	87
C.21.	Número de veces que la línea se ha reconfigurado en la contingencia de cada generador para el caso valley.	88
C.22.	Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G_{3_2}	89
C.23.	Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G_{7_4}	89
C.24.	Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G_{5_4}	90
C.25.	Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G_{3_4}	90
C.26.	Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G_{5_3}	91
C.27.	Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G_{5_2}	91
C.28.	Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G_{6_1}	92
C.29.	Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G_{5_1}	92
C.30.	Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G_{4_1}	93
C.31.	Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G_{3_2}	94

C.32.	Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia $G7_4$	94
C.33.	Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia $G5_4$	94
C.34.	Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia $G3_4$	95
C.35.	Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia $G5_3$	95
C.36.	Resultados de generación para diferentes unidades	95
C.37.	Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia $G5_2$	95
C.38.	Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia $G6_1$	96
C.39.	Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia $G5_1$	96
C.40.	Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia $G4_1$	96
E.1.	Listado de centrales que pueden participar del AGC con su zona de ubicación, tipo de combustible y disponibilidad.	98
E.2.	Parámetros de las unidades generadoras que pueden participar en el AGC del SEN.	99

Nomenclatura.

ACE	: Error de control de área (<i>Area Control Error</i>)
AGC	: Control automático de generación (<i>Automatic generation control</i>)
CNE	: Comisión Nacional de Energía
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional
CPF	: Control primario de frecuencia
CSF	: Control secundario de frecuencia
CTF	: Control terciario de frecuencia
ISSCC	: Informe de servicios complementarios
NTSSCC	: Norma Técnica de Servicios Complementarios
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional
SEP	: Sistema Eléctrico de Potencia
SI	: Sistema interconectado
SC	: Servicio complementario
SSCC	: Servicios complementarios

Resumen

La memoria aborda el control automático de generación como eje del control secundario de frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional de Chile y lo sitúa en el contexto de una matriz con creciente participación de energías renovables variables. Se parte destacando que el control automático de generación ajusta remotamente la potencia de unidades seleccionadas para restituir la frecuencia nominal, tarea que debe concretarse en horizontes del orden de 15-25 minutos; a la vez, se destaca que el avance de la energías renovables variables y la consecuente variabilidad de la potencia disponible obliga a incorporar modificaciones al control automático de generación.

El objetivo general es desarrollar una metodología que integre explícitamente la reconfiguración de la red de transmisión dentro del control automático de generación, conciliando criterios técnicos y económicos para disminuir costos sin vulnerar restricciones de operación. Esta propuesta añade un nuevo grado de libertad al problema clásico de estabilidad de frecuencia al permitir conmutar líneas para aliviar congestiones y mejorar el despacho conjunto con el control, manteniendo la frecuencia y los flujos dentro de límites seguros.

Se materializa en un modelo de optimización estocástico de dos etapas que, por un lado, selecciona las unidades que participarán en el control automático de generación y asigna sus inyecciones, y por otro lado, decide qué líneas pueden quedar fuera de servicio para reconfigurar la topología del sistema; sobre esa base, se propone además un esquema de actualización de factores de participación que, con información en tiempo real de generación y demanda, ajusta la respuesta del control automático de generación ante la variabilidad propia de las energías renovables variable y de la carga.

La implementación se realiza en Python con el solver Gurobi para resolver las formulaciones y se valida dinámicamente en DIGSILENT PowerFactory en un sistema de 50 barras, contrastando distintos puntos de operación y contingencias. En todos los escenarios, el control automático de generación logra restituir la frecuencia a su valor nominal, cumpliendo el objetivo técnico del control secundario.

Los resultados muestran beneficios técnicos y económicos nítidos cuando se amplía el espacio de decisión. Incorporar la reconfiguración de red dentro del mismo marco de optimización disminuye de manera apreciable el costo total y las congestiones post-contingencia, contribuyendo a operar el sistema dentro de manera más económica.

Por otra parte, el esquema de actualización de factores de participación demuestra ser eficaz para adaptar la respuesta del control automático de generación a contingencias cambiantes y mejorar la gestión de flujos; no obstante, en ciertos casos deriva en una mayor utilización de unidades con costos mayores, elevando levemente el costo respecto de mantener factores fijos. Se llevó a cabo la aplicación de este esquema en el Sistema Eléctrico Nacional, aunque no fue posible obtener resultados concluyentes, probablemente debido a conflictos entre la variabilidad impuesta y los modelos de las máquinas generadoras.

Abstract

This report addresses automatic generation control as the cornerstone of secondary frequency control in Chile's National Electric System and places it in the context of a grid with a growing share of variable renewable energy. It begins by highlighting that the automatic generation control remotely adjusts the power of selected units to restore nominal frequency, a task that must be completed within 15-25 minute time horizons. It also emphasizes that the advancement of variable renewable energy sources and the resulting variability in available power require the incorporation of modifications to the automatic generation control.

The overall objective is to develop a methodology that explicitly integrates transmission grid reconfiguration within the automatic generation control, reconciling technical and economic criteria to reduce costs without violating operating restrictions. This proposal adds a new degree of freedom to the classic frequency stability problem by allowing line switching to alleviate congestion and improve dispatch in conjunction with control, while maintaining frequency and flows within safe limits.

It is embodied in a two-stage stochastic optimization model that, on the one hand, selects the units that will participate in the automatic generation control and assigns their injections, and on the other, decides which lines can be taken out of service to reconfigure the topology. Based on this, a participation factor update scheme is also proposed that, using real-time generation and demand information, adjusts the automatic generation control's response to the variability inherent in the variable renewable energy and load.

The model is implemented in Python using the Gurobi solver for optimization and dynamically validated in DIgSILENT PowerFactory on a 50-bus system, testing multiple operating points and contingencies. In all scenarios, the proposed AGC successfully restores system frequency to its nominal value, achieving the technical goal of secondary control.

The results show clear technical and economic benefits when expanding the decision space. Incorporating network reconfiguration into the same optimization framework significantly reduces total costs and post-contingency congestion, contributing to a more economical system operation.

Furthermore, the participation factor updating scheme proves effective in adapting the AGC response to changing contingencies and improving power flow management; however, in some cases, it leads to higher utilization of units with greater marginal costs, slightly increasing the overall cost compared to fixed factors. The application of this scheme was carried out in the National Electric System, although conclusive results could not be obtained, likely due to conflicts between the imposed variability and the dynamic models of the generating machines within the simulation framework.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Antecedentes y motivación

En Chile, la coordinación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), cuyo objetivo es el de garantizar la seguridad del sistema eléctrico operando de la manera más técnica y económica posible [1]. La seguridad del sistema se logra, entre otros aspectos, mediante el control de frecuencia, que permite regular la frecuencia eléctrica en su valor nominal frente a perturbaciones como variaciones en la carga y generación del sistema. Un componente esencial para asegurar la seguridad del sistema es el control automático de generación (AGC, por sus siglas en inglés), el cual tiene como principal objetivo el controlar de forma remota las unidades generadoras que participan en el control secundario de frecuencia (CSF). Esto se logra enviando consignas para incrementar o reducir la potencia que inyectan al sistema. Es importante mencionar que los generadores que participan del CSF deben entregar la potencia que el AGC les indica en un horizonte del orden de 15 a 25 minutos [2].

Para calcular la variación de potencia total necesaria para devolver la frecuencia a un valor cercano al nominal, se requiere la determinación del error de control de área (ECA) el cual representa la desviación en potencia de la frecuencia con respecto a su valor nominal, y en caso de existir, del intercambio de potencia con otras áreas de control respecto del valor programado. Para asignar la potencia representada por el ECA entre las unidades participantes del AGC, se emplean los denominados factores de participación. Estos factores se calculan conforme a un criterio técnico y económico, que considera los márgenes asignados para subir o bajar generación [2].

Además, se debe tener presente que, en los últimos años la penetración de la energía renovable variable (ERV), que engloba la generación hidráulica, fotovoltaica y eólica, ha experimentado un aumento considerable, pasando de representar un 15,5 % de la potencia instalada total en 2017 al 37,2 % en 2022 [3]. Este crecimiento conlleva una disminución en la generación convencional y, por consiguiente, un aumento en la variabilidad de la potencia disponible, que puede afectar en la seguridad del sistema. Esto se debe a que la disponibilidad del recurso energético (como el viento o el sol) puede variar. Por lo anterior, al ir aumentando la matriz de energía renovable variable, se hace necesario incluir a este tipo de centrales como un factor relevante en el sistema eléctrico. Debiendo añadir en el modelo del AGC la incertidumbre intrínseca que tienen estas centrales, ya que sus potencias máximas disponibles pueden variar. Diversos autores han desarrollado formulaciones y modelos de AGC que incorporan aspectos económicos y topológicos de la red [4], [5], y que incluso consideran la adición de ERV en el CSF [6]; sin embargo, estos no consideran la naturaleza variable de la generación ni de la demanda. Con el fin de incluir la variabilidad de estas centrales en el modelo del AGC, se requiere actualizar el requerimiento de potencia instantánea en todas las unidades participantes, es decir, actualizar la asignación de los factores de las centrales participantes del AGC. De forma similar, este estudio propone añadir al modelo la variabilidad que presenta la demanda, realizando el mismo procedimiento para actualizar los factores de participación del AGC.

En el contexto en el que nos encontramos es siempre beneficioso implementar mejoras en el AGC.

Por ello la finalidad de este estudio es añadir un componente de flexibilidad adicional que introduzca otro grado de libertad al problema de estabilidad de frecuencia: el problema de reconfiguración de la red de transmisión (transmisión switching) [7]. La reconfiguración de red se puede aplicar en dos modalidades: planificada y en tiempo real [8]. La primera corresponde a cambios programados en la topología del sistema, generalmente con fines de mantenimiento o mejora del despacho económico; la segunda, en cambio, se orienta a responder a condiciones dinámicas del sistema, como desviaciones de frecuencia, variaciones en la demanda o contingencias imprevistas. En este trabajo, la reconfiguración de red se plantea como una acción correctiva de corto plazo, integrada dentro del horizonte temporal del AGC, de modo que en conjunto con el esquema de switching operen de manera coordinada. La metodología a desarrollar considera una formulación matemática con criterios de despacho económico y restricciones del sistema de transmisión, con el fin de disminuir los costos del sistema de abastecer la demanda.

Con el propósito de validar la eficacia de la propuesta desarrollada, mediante simulaciones en la red del SEN utilizando el programa DIgSILENT PowerFactory, se evaluará la metodología propuesta para el AGC ante diversos escenarios y se comparará con los resultados obtenidos sin reconfiguración de red.

1.2. Objetivos

– Objetivo general

- Desarrollar una metodología que permita incorporar el problema de reconfiguración de la red de transmisión en el control automático de generación, considerando criterios de despacho económico y restricciones del sistema de transmisión.

– Objetivos específicos

- Revisar la bibliografía disponible respecto del funcionamiento del control automático de generación, despacho económico e inclusión de restricciones del sistema de transmisión.
- Desarrollar un modelo de optimización que permita incluir el problema de reconfiguración de la red en el control automático de generación. La reconfiguración de la red permitirá disminuir congestiones en el sistema de transmisión, logrando abastecer la demanda de forma más económica.
- Analizar el desempeño dinámico del control automático de generación al incluir generación renovable variable y demanda variable. Para ello, se propone un esquema que actualiza la asignación de la generación entre las unidades participantes.
- Implementar la propuesta metodológica utilizando el programa DIgSILENT PowerFactory, validando distintos escenarios operacionales y considerando perturbaciones de demanda y generación, y alta penetración de energía renovable variable.
- Aplicar la metodología al Sistema Eléctrico Nacional de Chile, mediante el programa DIgSILENT PowerFactory, utilizando distintos escenarios de operación con perturbaciones en generación y demanda.
- Comparar simulaciones y resultados obtenidos, analizando los efectos de incluir cada una de las problemáticas analizadas.

1.3. Alcance

Este trabajo de memoria tiene por alcance desarrollar un modelo de optimización del AGC que incluya el problema de reconfiguración de red. Para lo cual se formulará matemáticamente el problema de minimización de costos de operación de las unidades candidatas a participar en el control secundario de frecuencia, ante contingencias en generación y demanda. El problema incorporará restricciones técnicas, tales como limitaciones en los generadores y capacidad de la red de transmisión.

El modelo de optimización propuesto utiliza una formulación estocástica de dos etapas. Seleccionando las unidades que deben participar en el control secundario de frecuencia y asignar la potencia a inyectar de las unidades seleccionadas. También, determina las líneas de transmisión que deben quedar fuera de servicio.

Además, con las unidades seleccionadas que participan en el AGC, se realizará un esquema que permita actualizar la asignación de potencia, en un escenario de generación renovable variable y demanda variable. Para ello, se formulará un nuevo problema de optimización que utiliza la información de generación y demanda disponible en tiempo real, considerando las restricciones técnicas de las unidades y la red de transmisión.

1.4. Modelación y simulación

El computador mediante el cual se ejecutan los algoritmos está equipado con un procesador AMD Ryzen 7 7730U de 2,0 GHz y una memoria RAM de 16 GB. Para la implementación de las formulaciones se utiliza el lenguaje de programación Python [9]. El proceso de optimización se realiza mediante el solver de optimización matemática Gurobi.

1.5. Estructura de trabajo

En el primer capítulo se presentan los objetivos principales, específicos, alcances de este trabajo y las simulaciones.

En el segundo capítulo se presenta el marco teórico del trabajo, abarcando las bases del control de frecuencia haciendo un especial énfasis en la modelación actual del AGC. Además, se presenta la implementación y remuneración de los servicios de control de frecuencia en Chile.

En el tercer capítulo se desarrolla la formulación matemática del problema de planificación de capacidad de generación y transmisión conjunta considerando restricciones de estabilidad en frecuencia, escenarios estocásticos, *Transmission Line Switching*, etc.

En el tercer capítulo se presenta la formulación matemática del problema de minimización de costos de generación y de participación de las unidades candidatas en el AGC, incorporando las restricciones técnicas tanto de los generadores como del sistema de transmisión. También se realiza la formulación del esquema de actualización de los factores de participación. Además, se exponen los criterios y consideraciones necesarias para una operación representativa de un sistema eléctrico real. Finalmente, se describe la base de datos utilizada, incluyendo la definición de los escenarios de operación, las unidades participantes del AGC, y las unidades consideradas candidatas a desconexión.

En el capítulo cuarto se analizan los resultados de diversos ensayos realizados para evaluar tanto técnica como económicamente el desempeño del modelo desarrollado.

Finalmente, en el quinto capítulo se realiza un resumen final, se presentan las conclusiones del estudio y se sitúan los desafíos futuros para incursionar mediante el uso de esta memoria.

Capítulo 2

Marco teórico

En este capítulo se desarrollan y revisan los conceptos fundamentales asociados al control de frecuencia en sistemas eléctricos, con especial énfasis en el AGC, el cual constituye el eje central de este estudio.

En primer lugar, la Sección 2.1 presenta una introducción general al control de frecuencia y sus distintas etapas. Luego, en la Sección 2.2, se abordan los principales componentes del control primario de frecuencia, mediante la descripción del modelo dinámico de la máquina sincrónica y del regulador de velocidad. La Sección 2.3 analiza los fundamentos del control secundario de frecuencia y su implementación a través del AGC.

Finalmente, la Sección 2.4 expone la implementación de los mecanismos de control de frecuencia en el sistema eléctrico chileno, incluyendo su definición normativa, los recursos técnicos necesarios para su funcionamiento y los métodos de remuneración asociados.

2.1. Fundamentos del control potencia-frecuencia

Para que un sistema eléctrico de potencia opere de forma estable y segura es necesario que una serie de sus variables se encuentren en un rango admisible. Una de las variables principales es la frecuencia, que afecta el funcionamiento de los motores [10].

La frecuencia del sistema se encuentra relacionada con el equilibrio entre la potencia eléctrica requerida por las cargas y la potencia mecánica que entregan los generadores. En un estado de equilibrio se tiene que la frecuencia es constante, lo que significa que la potencia eléctrica y mecánica son iguales. Sin embargo, en la operación normal de un SEP, la frecuencia no es constante, sino que tiene desviaciones de su valor nominal. La norma define la máxima desviación de frecuencia que puede tener el sistema [11]. Estas desviaciones son producto de variaciones en la potencia demandada o generada.

Dado que una desviación significativa de la frecuencia es indeseable para la operación segura y estable del sistema eléctrico, resulta fundamental mantener el equilibrio instantáneo entre la potencia generada y la demanda. Ante un desbalance, es necesario ajustar los niveles de generación o consumo. No obstante, las cargas no cuentan con mecanismos que permitan una regulación continua, ya que, en condiciones normales, solo pueden conectarse o desconectarse. En contraste, los generadores disponen de sistemas de control que permiten modificar su potencia activa mediante el ajuste de una señal de referencia, contribuyendo así a la regulación de frecuencia del sistema.

2.1.1. Etapas del control de frecuencia

El control de frecuencia tiene tres etapas, que es desde que ocurre la perturbación hasta que se restablece la frecuencia a su valor nominal, en el caso de Chile a los 50[Hz]. Estas etapas son [10]:

1. **Control primario:** Es el control más rápido, operando en un margen de tiempo entre los 2 y 15 segundos. Este control actúa de manera local y automática en cada uno de los generadores sincrónicos del sistema. La rapidez con que ocurre este control es dada por la propia inercia de los generadores.
2. **Control secundario:** Ocurre posterior al control primario, y opera en un margen entre los 15 segundos y los 15 minutos. Este control es de forma automática y centralizada, actuando ante desviaciones de frecuencia y cuando se producen variaciones en el intercambio de potencia programado con áreas vecinas.
3. **Control terciario:** Este control comienza a actuar desde los 15 minutos a tiempos superiores y se requiere en sistemas eléctricos extensos. Actúa de forma centralizada y manual, y su objetivo es buscar un reparto de cargas optimizado que asegure recuperar las reservas de energía en las unidades que actúan en el control secundario de frecuencia.

La activación de cada etapa del control de frecuencia ocurre en distintos horizontes temporales, los cuales pueden superponerse parcialmente durante la respuesta del sistema. La Figura 2.1 ilustra cómo cada etapa contribuye a la recuperación de la frecuencia y los intervalos de tiempo en que actúan.

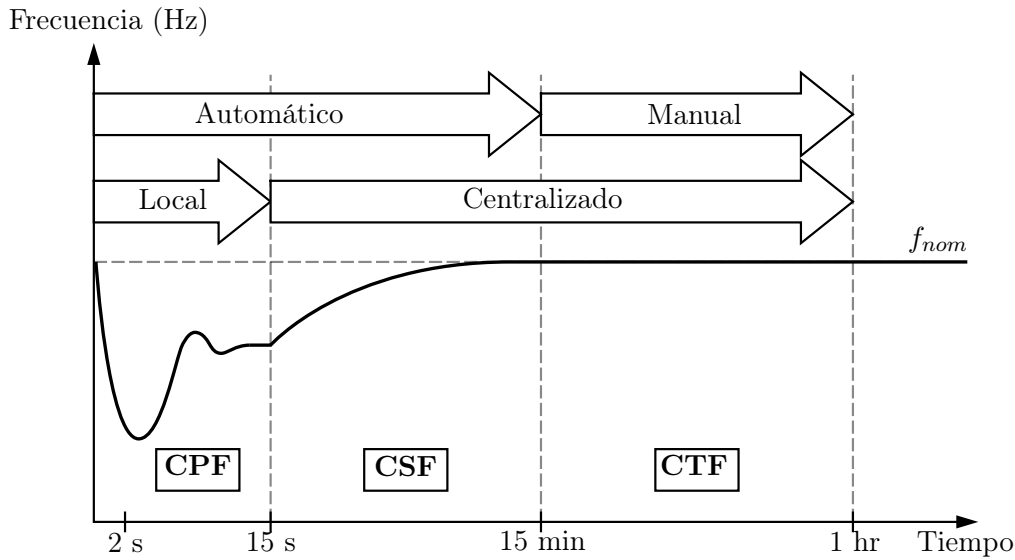


Figura 2.1: Etapas del control de frecuencia [5]

2.2. Modelos dinámicos

2.2.1. Modelo del generador

Un generador sincrónico gira bajo la influencia de dos torques en sentido contrario: el toque mecánico T_m que la acelera, y el torque electromagnético T_e que lo desacelera. La dinámica del generador es gobernada por la ecuación (2.1).

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_e \quad (2.1)$$

Donde J es el momento de inercia del generador y ω_r es la velocidad angular del rotor.

Se puede escribir la ecuación en valores por unidad, considerando una potencia base S_b , una velocidad base ω_b y un torque base T_b que corresponde a $T_b = S_b/\omega_b$, entonces la ecuación se transforma a:

$$2H \frac{d\omega_r}{dt} = 2H \frac{d\Delta\omega_r}{dt} = T_m - T_e \quad (2.2)$$

Donde H es la constante de inercia del generador, que corresponde a (2.3) y que representa la energía cinética almacenada en el generador, mientras que $\Delta\omega_r$ es la desviación de la velocidad angular del rotor que corresponde a $\Delta\omega_r = \omega_r - \omega$, siendo ω la velocidad angular nominal.

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_b^2}{S_b} \quad (2.3)$$

Se puede reescribir la ecuación (2.1) en términos de potencia, teniendo que:

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (2.4)$$

La ecuación (2.4) se conoce como ecuación de oscilación cuyo diagrama de bloques se muestra en la Figura

2.2.2. Modelo simplificado de la carga

Las cargas a modelar pueden ser independientes de la frecuencia como las cargas puramente resistivas o también depender de la frecuencia como las cargas rotatorias. Por lo que, este comportamiento

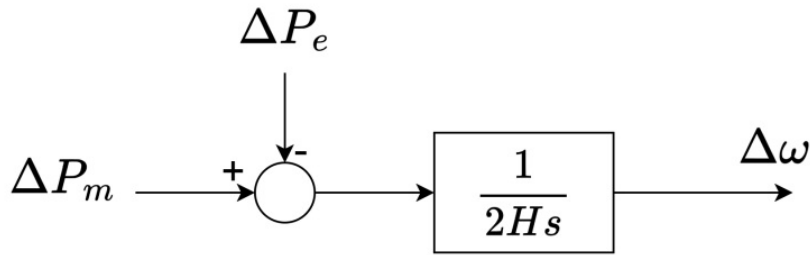


Figura 2.2: Modelo simplificado del generador

puede ser expresado para una variación de frecuencia ω_r que produce una variación de potencia ΔP_e , como se muestra en la ecuación (2.5).

$$\Delta P_e = \Delta P_l + D\Delta\omega_r \quad (2.5)$$

Donde ΔP_l es la variación de potencia independiente de la frecuencia, en cambio $D\Delta\omega_r$ es la variación de potencia que depende de la frecuencia y D es la constante de amortiguamiento de la carga. El diagrama de bloques que modela la carga se muestra en la Figura 2.3.

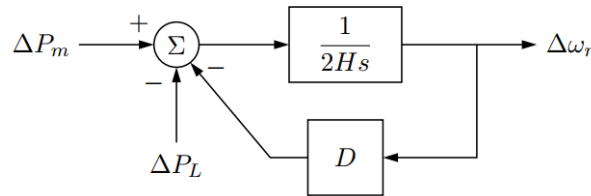


Figura 2.3: Modelo del generador y la carga

Y puede ser reducido a como se muestra en la Figura 2.4

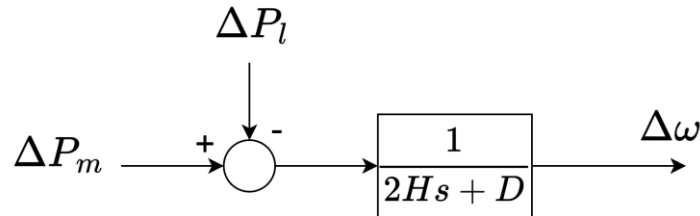


Figura 2.4: Modelo simplificado del generador y la carga

2.2.3. Modelo simplificado de la turbina

El torque mecánico que proporciona la máquina para generar potencia mecánica es producto de la apertura de la válvula de vapor, válvula de gas, o de cualquier sistema que proporcione un torque mecánico aprovechable por el generador.

A partir de lo detallado en la literatura [10], el comportamiento dinámico de la turbina puede ser modelado a partir de una función de transferencia de primer orden expresada en (2.6).

$$\frac{\Delta P_m(s)}{\Delta P_v(s)} = \frac{1}{1 + \tau_t s} \quad (2.6)$$

Donde ΔP_m es el cambio en la potencia mecánica, ΔP_v es el cambio en la posición de la válvula y la constante de tiempo τ_t es la constante de tiempo de la turbina. En la Figura 2.5 se muestra el diagrama de bloques detallado en (2.6).

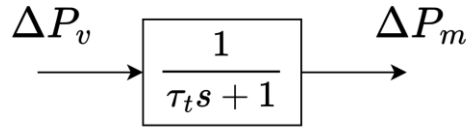


Figura 2.5: Modelo de la turbina

2.2.4. Modelo del regulador de velocidad

Según lo expuesto en la Sección 2.1 y la ecuación 2.4, un desbalance entre la potencia eléctrica y mecánica provoca un cambio en la frecuencia. Este cambio es detectado por el regulador de velocidad, que en respuesta envía una señal de control a la válvula de la turbina para ajustar la potencia mecánica. Con este ajuste, se da inicio al CPF.

El regulador de velocidad más básico se compone de un integrador y un amplificador. En un sistema con un único generador equipado con un regulador de velocidad, opera correctamente, logrando que el error de frecuencia se reduzca a cero, lo que implica que cualquier desbalance entre potencia eléctrica y mecánica debe ser absorbido exclusivamente por dicho generador. Sin embargo, los límites operativos del generador pueden impedirlo, y además, asignarle toda la responsabilidad de regulación no es recomendable, ya que esto lo convierte en un componente crítico dentro del sistema.

Por esta razón, es necesario incorporar múltiples generadores con reguladores de velocidad, de modo que la corrección de potencia sea distribuida entre todos ellos. En este escenario, el uso del regulador de velocidad básico provocaría un comportamiento oscilatorio en la frecuencia del sistema, ya que los generadores tenderían a ajustarse de manera independiente y competirían entre sí para alcanzar su propia velocidad de referencia.

Para mitigar este efecto es necesario modificar el regulador de velocidad básico mediante la incorporación de un lazo de control adicional, como se ve en la Figura 2.6. Este lazo establece una relación entre la frecuencia y la potencia, de modo que el error en la velocidad disminuye progresivamente a medida que la potencia mecánica varíe.

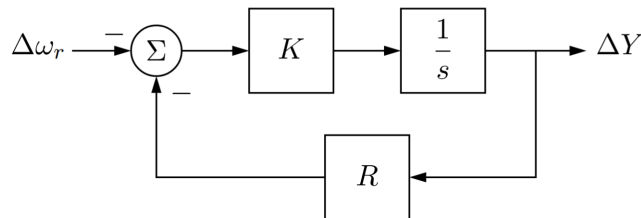


Figura 2.6: Modelo del regulador de velocidad

La función de transferencia puede ser reducida tal como se muestra en la Figura 2.7.

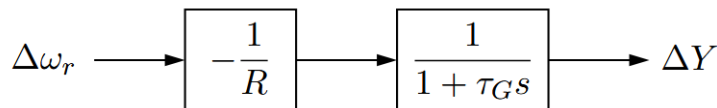


Figura 2.7: Modelo simplificado del regulador de velocidad

El estatismo (R) establece la relación entre la frecuencia y la potencia mecánica en el regulador de velocidad. Esta característica define la razón entre la desviación de frecuencia $\Delta\omega_r$ y la desviación de potencia ΔP . Además, puede expresarse en valor por unidad, utilizando solo términos de la frecuencia, como se muestra a continuación:

$$R = - \frac{\text{desviación porcentual de frecuencia}}{\text{desviación porcentual de la potencia}} = \frac{\omega_v - \omega_{pc}}{\omega_0} \quad (2.7)$$

Donde ω_v es la frecuencia en vacío, ω_{pc} es la frecuencia en estado estacionario a plena carga y ω_0 es la frecuencia nominal.

2.2.5. Modelo general del control primario

Finalmente, de acuerdo a lo mostrado anteriormente, se presenta en la Figura 2.8 el modelo equivalente del control de frecuencia de un generador sincrónico.

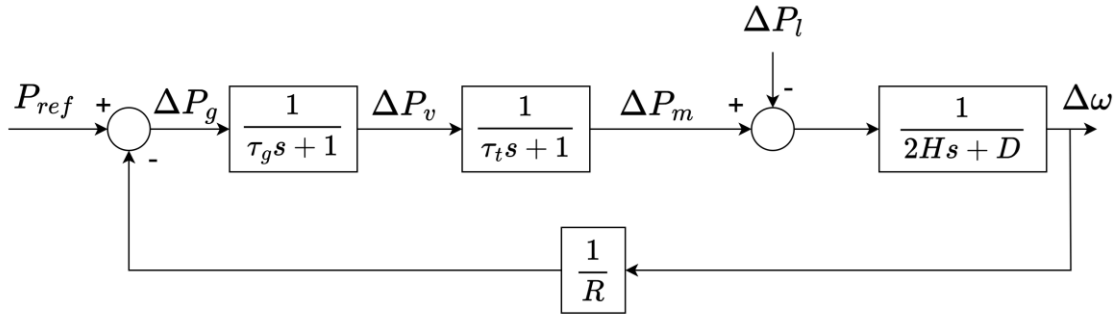


Figura 2.8: Modelo del control primario de frecuencia

2.3. Control secundario de frecuencia

El control secundario de frecuencia tiene como propósito restablecer la frecuencia al valor nominal y mantener el intercambio de potencia entre áreas en su valor programado. Esta función es realizada por el control automático de generación (AGC, por sus siglas en inglés), el cual ajusta la potencia mecánica de un grupo seleccionado de generadores. Además, un objetivo complementario del AGC es optimizar la distribución de la potencia requerida entre las unidades generadoras para minimizar los costos de operación [10]. En el caso de Chile, el AGC del Sistema Eléctrico Nacional no tiene habilitada la función de regulación del intercambio de potencia entre áreas, por lo que su operación se limita exclusivamente al restablecimiento de la frecuencia a su valor nominal.

2.3.1. AGC sin intercambio de potencia entre áreas

Para restablecer la frecuencia a su valor nominal, es necesario incorporar un integrador en el regulador de velocidad de las unidades generadoras que participan en el AGC, como se ilustra en la Figura 2.9. La respuesta del CSF es significativamente más lenta que la del CPF, por lo que su efecto comienza a manifestarse una vez que el CPF ha estabilizado la frecuencia. Al ajustar la potencia mecánica de referencia, el AGC no solo devuelve la frecuencia a su valor nominal, sino que también restablece la potencia mecánica de las unidades generadoras que no participan en el AGC a su valor programado.

Para asegurar la estabilidad del AGC y evitar que los generadores compitan entre sí, de manera similar a lo mencionado en la Sección 2.2.4, es fundamental que las señales de control sean enviadas de manera centralizada a todas las unidades participantes.

2.3.2. Implementación del AGC

El sistema recibe la señal de frecuencia y, a partir de ella, genera las señales de control que se envían a las unidades generadoras, las cuales ajustan su potencia para restablecer el valor nominal de la frecuencia y mantener la estabilidad del sistema. De esta manera, la implementación del AGC es realizada como se muestra en la Figura 2.10.

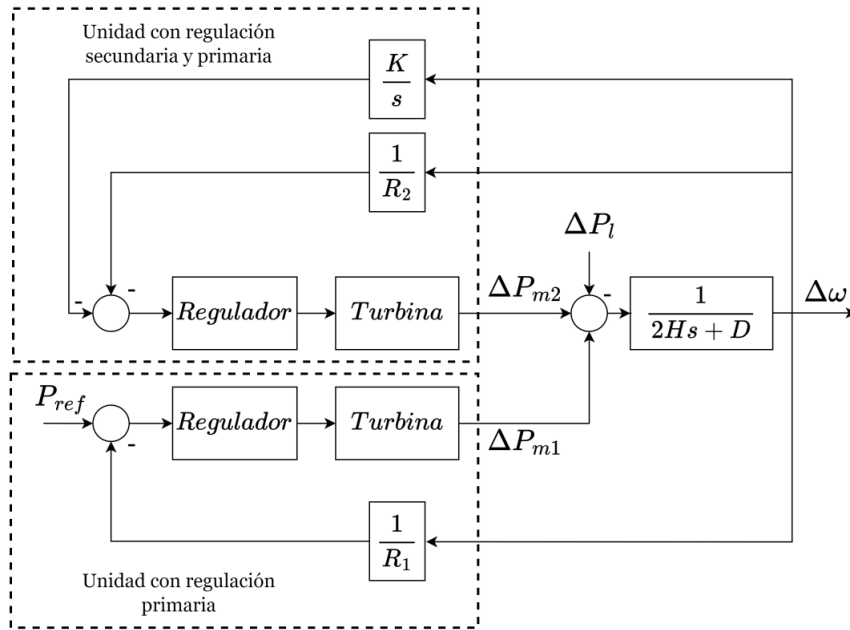


Figura 2.9: Modelo simplificado del control secundario de frecuencia

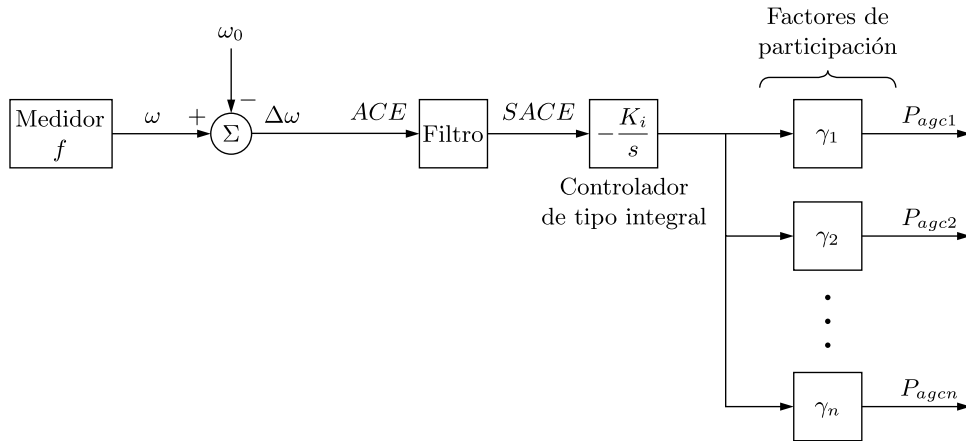


Figura 2.10: Diagrama de bloques del AGC

La señal de frecuencia, para este caso, se considera como el error de control de área (ACE, por sus siglas en inglés), que es procesada mediante un filtro para suavizarla, dando como resultado la señal del error de control de área suavizado (SACE, por sus siglas en inglés). El uso de un filtro es necesario debido a que la mayoría de las variaciones en el ACE provienen de cambios aleatorios en la carga o generación, por lo que el objetivo del filtro es atenuar estas fluctuaciones y suavizar la señal. La señal filtrada es luego enviada a un integrador, el cual se encarga de reducir el error. Finalmente, esta señal es ponderada entre todas las unidades participantes del AGC, indicándoles la cantidad de potencia que debe variar en cada una de ellas para mantener el control adecuado.

La ponderación de la señal se realiza utilizando los factores de participación γ_k , los cuales determinan el porcentaje de la potencia requerida que deben variar las unidades del CSF. Por tanto, se debe cumplir que la suma de los factores de participación sea igual a 1.

2.4. Control de frecuencia en el SEN

El sistema eléctrico chileno está compuesto por tres sistemas independientes, siendo el más importante el SEN que tiene una capacidad instalada de 36.778 [MW] a febrero de 2025 [12].

El control de frecuencia es considerado como uno de los servicios complementarios (SSCC) de balance de potencia del SEN. Es definido por el CEN en su Informe de Servicios Complementarios (ISSCC) [13] como:

"Se define el Servicio complementario (SC) de Control de Frecuencia al conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el Sistema Interconectado.

2.4.1. Etapas en el control de frecuencia

Las acciones básicas para controlar la frecuencia del sistema son descritas en el ISSCCC, que se presentan a continuación:

- **Control rápido de frecuencia (CRF):** *Corresponde a acciones de control automáticas que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de control rápido de frecuencia por subfrecuencia (CRF+) y de control rápido de frecuencia por sobrefrecuencia (CRF-). El tiempo total de activación del servicio será de 1 [s] y su mínimo tiempo de entrega será de 5 [min]. La prestación de esta categoría de servicio se realizará a través de bandas de regulación asimétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia no necesariamente será igual que la reserva por sobrefrecuencia.*
- **Control primario de frecuencia:** *Corresponde a acciones de control automáticas locales orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de control primario de frecuencia por subfrecuencia (CPF+) y de control primario de frecuencia por sobrefrecuencia (CPF-). El tiempo total de activación del servicio CPF será de 10 [s], y su mínimo tiempo de entrega será 5 [min]. La prestación de esta categoría de servicios se realizará a través de bandas de regulación asimétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia no necesariamente será igual que la reserva por sobrefrecuencia.*
- **Control secundario de frecuencia:** *Corresponde a acciones de control destinadas a restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de control secundario de frecuencia por subfrecuencia (CSF+) y de control secundario de frecuencia por sobrefrecuencia (CSF-). El CSF deberá operar de forma centralizada y automática a través de un esquema de control centralizado o AGC. El tiempo total de activación del servicio CSF será de 5 [min], y su mínimo tiempo de entrega será de 15 [min].*
- **Control terciario de frecuencia:** *Corresponde a acciones de control activadas por instrucción del Coordinador en la operación en tiempo real, destinadas a restablecer las reservas del control secundario de frecuencia o incorporar reservas adicionales con el objeto de preparar el sistema eléctrico para responder a desequilibrios respecto de los cuales las reservas por otras categorías de control de frecuencia sean insuficientes. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de control terciario por subfrecuencia (CTF+) y de control terciario por sobrefrecuencia (CTF-). El tiempo de inicio de activación del CTF será de 5 [min] a partir de la instrucción del Coordinador, su tiempo total de activación es de 15 [min] y su máximo tiempo de entrega será de 1 [hr].*

- **Cargas Interrumpibles:** Se entenderá por cargas interrumpibles a la reducción de demanda neta de uno o un grupo de clientes Libres, medida desde el punto de conexión de este al sistema eléctrico, bajo instrucción del Coordinador, con el objetivo de reducir la demanda en periodos de alto consumo y baja generación, de gestionar congestiones, de responder ante emergencias sistémicas, entre otros. El tiempo total de activación será de 30 [min] a partir de la instrucción del Coordinador y el mínimo tiempo de entrega será de 2 [hr].

En la Tabla 2.1, se presenta un resumen de los tiempos y el modo de activación que cumplen los SSCC de control de frecuencia en el SEN. La Figura 2.11 presenta una representación visual de la definición de cada tiempo.

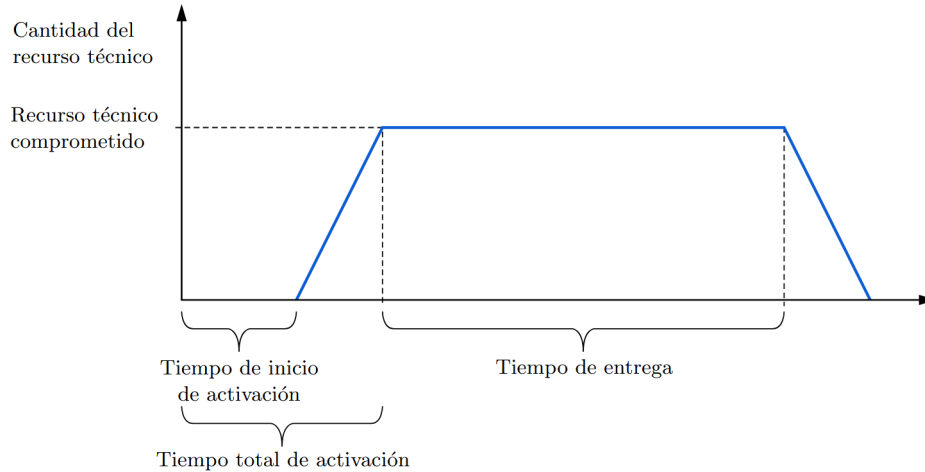


Figura 2.11: Definición de los tiempos de activación y entrega de los SSCC de control de frecuencia.

Característica técnica	Modo de activación	Tiempo de inicio de activación	Tiempo total de activación	Mínimo tiempo de entrega	Máximo tiempo de entrega
CRF	Automático Local	-	1[s]	5[min]	-
CPF	Automático Local	-	10[s]	5[min]	-
CSF	Automático Centralizado	-	5[min]	15[min]	-
CTF	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador	5[min]	15[min]	-	1[hr]
CI	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador	-	30[min]	2[hr]	-

Tabla 2.1: Tabla de tiempos de activación y entrega de SC para el control de frecuencia.

2.4.2. Determinación de reservas de energía

Para que la operación de las distintas etapas del control de frecuencia sea efectiva, es necesario contar con reservas de energía que permitan responder a desequilibrios entre la generación y la demanda. El nivel de reserva es determinado a través del ISSCC, el cual también informa el método de cálculo y los valores específicos.

El CEN determina que la implementación del CRF no es técnicamente necesaria. Debido a que, al considerar los valores de inercia y demanda previstos para el año 2025 en el horizonte de estudio, es posible cumplir los estándares de la NTSSCC y la NTSyCS utilizando únicamente el CPF. Además, el tiempo en el que se alcanza la frecuencia mínima es del orden de 10 segundos, lo que supera el tiempo de activación exigido para el CRF. Sin perjuicio de lo anterior, el ISSCC determina la sustitución

del CRF por el CPF, concluyendo que contar con reservas de CRF es beneficioso, ya que reduce el requerimiento conjunto de CRF-CPF cuando la tasa de sustitución es mayor a uno.

En el análisis de las reservas de CPF se distinguen dos componentes: las variaciones aleatorias de la demanda y de la generación ERV, y otra asociada a soportar contingencias de mayor severidad. La reserva para variaciones aleatoria considera que, para un estado normal de operación, permita mantener la frecuencia dentro de la banda $\pm 0,2$ [Hz] con una probabilidad del 95 %. Por otro lado, la reserva para contingencias de mayor severidad se estima para asegurar que la desconexión de la unidad más grande destinada a la reserva del Control Primario de Frecuencia de sobrefrecuencia (CPF+) no provoque una excursión de frecuencia inferior a 48,9 Hz y que la frecuencia de restablecimiento sea superior a 49,3 Hz. De manera análoga, la reserva para el Control Primario de Frecuencia de subfrecuencia (CPF-) se considera en función de la desconexión de la carga más grande.

Las reservas del CSF deben cubrir, al menos, las variaciones intrahorarias que experimenta la demanda del SEN. Además, la reserva del AGC, según la norma NTSSCC, debe cubrir como mínimo el requerimiento de reserva, determinado por la multiplicación de la máxima excursión admisible de frecuencia (0,2 [Hz]) [11], por el bias de frecuencia del sistema. Adicionalmente, también se determinan las rampas que se asocian a la variación de la demanda neta, por lo cual las reservas deben permitir afrontar estas variaciones. Por tanto, la expresión que determina la reserva mínima del CSF es:

$$R_{CSF} = \text{Max}\{R_{VI}, R_{AGC}, R_{rampas}\} \quad (2.8)$$

Donde:

- R_{VI} : Reserva requerida por variaciones intrahorarias.
- R_{AGC} : Reserva requerida para la operación del AGC.
- R_{Rampa} : Reserva requerida para compensar variaciones de la rampa de demanda neta.

Las reservas del CTF (RCTF) deben complementar las reservas del CSF (RCSF), debiendo compensar las variaciones intrahorarias y la incertidumbre asociada a los errores de previsión. En consecuencia, las RCTF son determinadas según la siguiente expresión:

$$RCTF = R_{conjunta} - RCSF \quad (2.9)$$

donde $R_{conjunta}$ es la reserva de potencia conjunta para RCSF y RCTF.

Las cargas interruptibles corresponden a la reducción de la demanda neta de uno o varios clientes libres. Para determinar el monto de carga interrumpible, se realiza el cálculo de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), con el que se determina la demanda que puede ser abastecida con una certeza del 99 %.

2.4.3. Mecanismos de materialización de los SSCC de control de frecuencia

El CEN debe determinar la provisión que tendrán cada uno de los SSCC, que pueden ser a través de licitaciones o subastas. Para esto, analiza las condiciones de mercado y la naturaleza del servicio a entregar. En el caso de que las condiciones del mercado no sean competitivas o, las licitaciones o subastas sean desiertas, el CEN puede instruir la prestación en forma directa del SC. En la Tabla 2.2 se presenta los mecanismos de previsión para los SSCC de frecuencia para el año 2025 [13]

2.4.4. Requerimientos técnicos de unidades participantes en el control de frecuencia

Para que una unidad generadora sea considerada como candidata para participar en el control de frecuencia, deberá cumplir con una serie de requerimientos técnicos mínimos exigidos para la prestación de este servicio. Estos requerimientos son verificados periódicamente mediante pruebas de desempeño y la medición de parámetros relevantes.

Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC	Mecanismo de provisión
CPF	CPF +	Instrucción directa
	CPF -	Subasta
CSF	CPF +	Subasta
	CPF -	Subasta
CTF	CPF +	Subasta
	CPF -	Subasta

Tabla 2.2: Mecanismo de provisión de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia

Para el CPF las unidades generadoras deben disponer de las características técnicas asociadas al sistema de control carga/velocidad, según lo dispuesto en el artículo 3-17 de la NTSyCS [11]. A continuación, se detallan algunas de las exigencias establecidas por la normativa:

- Estatismo permanente con rango ajustable durante la operación de la unidad con carga, con excepción de las unidades impulsadas por turbinas de vapor
- El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos desde la detección de la sub o sobrefrecuencia hasta el comienzo de la acción.
- Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 segundos para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas, operando conectadas al SEN.
- Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.

Para el CSF, las unidades deberán cumplir con lo especificado en el artículo 4-17 de la NTSyCS y con las exigencias del Coordinador, tales como:

- Cumplir con las especificaciones de diseño del AGC, contenidas en el “Informe de Diseño, Requerimientos Técnicos e Implementación del AGC del SEN” [2].
- Instalar los equipos de control, supervisión y sistemas de comunicaciones, que permitan garantizar la calidad en el servicio de información para monitoreo y control del AGC.
- Limitarse con un retardo máximo a partir del cual las unidades inician su cambio de generación visto en el módulo AGC.

2.4.5. Remuneración de los SSCC de control de frecuencia

La valorización y remuneración de los SSCC dependerá del mecanismo a través del cual se materialice su prestación.

En el caso de instrucción directa, la remuneración dependerá de la situación específica del servicio. Para aquellos servicios cuya licitación o subasta haya sido declarada desierta, la remuneración se determinará de acuerdo con los valores máximos o mecanismos establecidos previamente por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Puede ocurrir que, si no existen condiciones de competencia suficientes para un servicio, su remuneración será definida conforme a lo determinado en el estudio de costos correspondiente.

Cuando la prestación del SSCC se realice mediante subasta, el servicio será adjudicado a las ofertas que permitan una operación más económica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), conforme al proceso de optimización conjunta del despacho de energía y el cumplimiento de los requisitos de reservas operacionales, según lo establecido en la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NTSSCC).

El valor de adjudicación del servicio considerará la suma de los siguientes componentes:

- **Costo de oportunidad real:** Corresponde al costo en que incurre una instalación adjudicada debido a la pérdida de ventas de energía en el mercado de corto plazo, como consecuencia de la utilización parcial o nula de su capacidad de producción al estar destinada a la prestación de un servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador Eléctrico Nacional en el marco de los balances de remuneración de servicios complementarios.
- **Costos por operación a un costo variable mayor al costo marginal real:** Corresponde al costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando su costo variable es mayor al costo marginal del sistema en el mercado de corto plazo. Este costo será determinado por el Coordinador Eléctrico Nacional, cuando corresponda, en el marco de los balances de remuneración de servicios complementarios.
- **Costo de operación adicional real:** Corresponde al costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando opera en un punto de funcionamiento en el cual su rendimiento es inferior, o su consumo específico de combustible es mayor, respecto de lo considerado por el Coordinador en el proceso de programación de la operación. Este sobre costo se evalúa en relación con una operación de referencia en la que la unidad solo vendería energía sin prestar servicios complementarios. El valor correspondiente será calculado por el Coordinador Eléctrico Nacional en el marco de los balances de remuneración de servicios complementarios.
- **Valor ofertado:** Corresponde al valor propuesto por el Coordinado titular de la instalación adjudicada para la prestación de un servicio complementario. Este valor debe incorporar todos aquellos costos no considerados en las componentes previamente descritas, tales como costos por desgaste, mantenimiento, habilitación, implementación y otros costos asociados a la prestación del servicio.

Las remuneraciones por recursos técnicos realizadas a las unidades participante de los SSCC comprende dos componentes:

1. **Disponibilidad (USD/h):** Remuneración por mantener reserva disponible para la prestación del servicio en el periodo requerido.
2. **Activación (USD/MWh):** Remuneración por la energía efectivamente inyectada en la prestación del servicio.

Cada subcategoría del control de frecuencia contará con su propio esquema de remuneración, el cual se determinará en función de las componentes descritas anteriormente. La Resolución Exenta mencionada al inicio de esta sección establece los criterios de remuneración aplicables a cada servicio, entre ellos los asociados al control de frecuencia, los cuales se resumen en la Tabla 2.3.

SSCC	Componente de remuneración	Descripción
CPF+	Disponibilidad	Intervalo de la banda de subfrecuencia por el valor adjudicado en la subasta
	Activación	Inyección de energía por subfrecuencia valorizada al costo marginal de la barra de inyección
CPF-	Activación	Pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor adjudicado en la subasta
CSF+	Disponibilidad	Se remunerará al valor adjudicado en la subasta
	Activación	Inyección de energía por subfrecuencia valorizada al costo marginal de la barra de inyección
CSF-	Activación	Pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor adjudicado en la subasta
CTF+	Disponibilidad	Se remunerará al valor adjudicado en la subasta
	Activación	Inyección de energía por subfrecuencia valorizada al costo marginal de la barra de inyección
CTF-	Activación	Pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor adjudicado en la subasta

Tabla 2.3: Método de remuneración de los servicios complementarios de control de frecuencia

En el caso de los SSCC asociados a la prestación de un recurso técnico, los pagos serán determinados mediante un mecanismo de prorrateo aplicado a los retiros de los suministradores, quienes serán responsables de efectuar el pago conforme a su proporción correspondiente.

A partir de lo expuesto en esta sección, se establece un marco de referencia para la remuneración de los generadores que participen en el CSF. Cada etapa del control de frecuencia se subdivide según si el servicio prestado responde a una condición de subfrecuencia o sobrefrecuencia. Asimismo, cada subcategoría es remunerada a partir de dos componentes: uno asociado a la participación (disponibilidad del recurso) y otro relacionado con la energía efectivamente inyectada durante la prestación del servicio.

Capítulo 3

Modelo técnico-económico para el AGC

En el presente capítulo se describe en detalle el modelo técnico-económico propuesto para optimizar el AGC. El objetivo principal de la formulación es minimizar los costos asociados a las unidades participantes, considerando tanto los costos fijos por disponibilidad como los costos variables de operación.

En la Sección 3.1 se presenta el modelo del AGC implementado en DIgSILENT PowerFactory, detallando su estructura y parámetros clave. También se explica cómo es la metodología a implementar.

En la Sección 3.2 se desarrolla el modelo de optimización aplicable a contingencias de salida de generadores, definiendo la función objetivo y las restricciones técnicas asociadas: balance de potencia, límites de transmisión, modelación de pérdidas y capacidad de generación de las unidades.

La Sección 3.3 introduce el esquema de cálculo de factores de participación, cuyo propósito es mejorar la asignación de potencia entre los generadores que participan en el CSF cuando existen condiciones de variabilidad en la generación renovable y en la demanda del sistema.

Finalmente, la Sección 3.4 describe la metodología de implementación del modelo. Este se integra en un entorno combinado DIgSILENT PowerFactor con Python, donde se generan distintos escenarios de operación y contingencias.

3.1. Modelo Del AGC

La Figura 3.1 presenta el block definition diagram del controlador del AGC, el cual se basa en el modelo descrito en la Sección 2.3.2. En el diagrama, de izquierda a derecha, se aprecia como la señal de frecuencia medida (f_{meas}) se compara con la señal de referencia (f_{ref}), generando una señal de error df . Esta señal pasa a través de un bloque de activación que habilita la acción del AGC tras un tiempo de retardo definido. Posteriormente, el error es procesado por un filtro encargado de suavizar la señal, reduciendo fluctuaciones de alta frecuencia antes de su ingreso al bloque de control proporcional-integral (PI). La salida del controlador PI constituye la señal de control global, la cual se divide entre los generadores participantes del AGC y se pondera por sus respectivos factores de participación, determinando así el ajuste de potencia activa asignado a cada unidad.

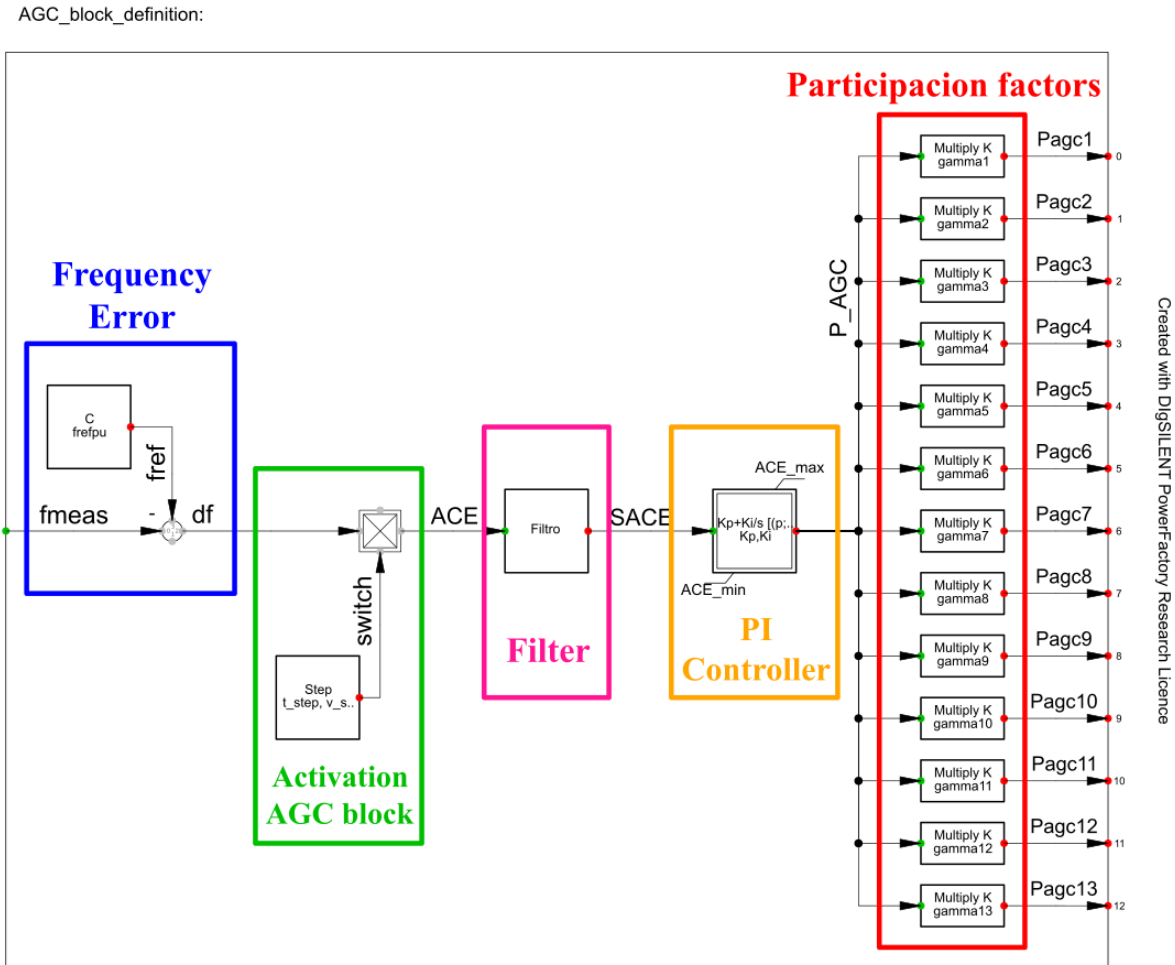


Figura 3.1: Controlador AGC

Los parámetros que definen al controlador AGC son los siguientes:

Nombre	f_{refpu}	f_c	k	K_p	K_i	t_{step}	v_{step}	ACE_{min}	ACE_{max}
Valor	1	0.11	1.414	30	15	30	1	-10	10

Posteriormente este controlador de AGC es modificado cuando se añade la variabilidad de la generación ERV y la demanda, dado que debemos añadir un flipflop para que se realice un muestreo de los datos entre cada intervalo. Además, se reemplaza el filtro pasabajos por una combinación de un promedio móvil y un filtro exponencial.

3.1.1. Sintonización de filtro AGC

El filtro AGC es un componente clave en el sistema de control de frecuencia, ya que permite ajustar la respuesta del sistema a las perturbaciones

En un AGC, el error ACE contiene componentes de alta frecuencia (ruido, oscilaciones, etc.) que pueden hacer que las unidades generadoras reaccionen de forma no deseada. Si el AGC reaccionara directamente ante estas oscilaciones, terminaría sobrerreaccionando, provocando un mayor desgaste en los generadores, oscilaciones no deseadas en la frecuencia o un desempeño ineficiente. Entonces, el filtro actúa como un suavizador para asegurar que el AGC solo reaccione a componentes de baja frecuencia es decir, errores sostenidos en la frecuencia.

La señal filtrada del AGC se construye como una combinación lineal de dos estimaciones del ACE [14]: el promedio aritmético de las últimas n muestras (ACE_{AVG}) y de un filtro exponencial del ACE (ACE_{EXP}). Las ganancias G_{AVG} y G_{EXP} ponderan, respectivamente, la contribución de cada componente.

$$FACE = G_{AVG} \cdot ACE_{AVG} + G_{EXP} \cdot ACE_{EXP} \quad (3.1)$$

La expresión para cada componente son las siguientes:

$$ACE_{AVG}_t^n = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n ACE_{t-i+1} \quad (3.2)$$

$$ACE_{EXP}(t) = ACE_{EXP}(t-1) + \frac{DELTA}{T} \cdot (ACE_t - ACE(t-1)) \quad (3.3)$$

Donde $DELTA$ es el intervalo de tiempo entre ejecuciones de ciclo de control de AGC y T es la constante de tiempo del filtro exponencial. Los parámetros G_{AVG} , G_{EXP} , n y T son los que se deben sintonizar para lograr un buen desempeño del AGC.

En [15] se propone la utilización de un algoritmo de optimización para sintonizar los parámetros del filtro AGC. El objetivo es minimizar la precisión, definida como la diferencia entre el valor ACE crudo y el valor del ACE filtrado FACE, como se muestra a continuación:

$$\text{Min} \quad \frac{1}{p} \sum_{i=1}^p |ACE_i(t) - FACE_i(t)| \quad (3.4)$$

donde p es la longitud de la serie de tiempo.

La restricción que se debe cumplir es mantener constante el valor del suavizado definido en (3.5), el cual cuantifica el grado de suavidad del FACE y la variación de su dirección.

$$smo = \frac{1}{p} \sum_{i=1}^p |FACE_i - 2FACE_{i-1} + FACE_{i-2}| \quad (3.5)$$

Para realizar la determinación de los parámetros del filtro AGC, se utiliza el algoritmo heurístico de optimización Mean Variance Mapping Optimization.

La señal de ACE crudo se obtiene a partir de lo obtenido en el sistema luego de incluir los generadores de energía renovable variable y la demanda variable. Con los valores del ACE crudo, se obtienen los valores para el filtro del ACE para diferentes niveles de suavizado. En la Tabla 3.1 se muestran los valores óptimos obtenidos.

Se observa que los valores obtenidos para n y T resultan idénticos para ambos niveles de suavizado. Esta situación se explica porque los datos del ACE crudo no provienen de un sistema real, sino que han

n (número de muestras)	T(s)	Suavizado (MW)	Precisión(MW)
1	4	0,1	2,67
1	4	3	2,67

Tabla 3.1: Valores óptimos de los parámetros del filtro AGC para distintos niveles de suavizado.

sidó generados mediante un modelo de simulación con entradas carentes de correlación, lo que provoca variaciones significativas en la señal del ACE. En consecuencia, los parámetros n y T probablemente no representan valores óptimos para un sistema real; sin embargo, constituyen la mejor aproximación disponible para el presente caso de estudio.

En la Figura 3.2 se muestra el ACE crudo y el ACE filtrado con los parámetros óptimos del filtro AGC. Se puede observar que el ACE filtrado logra suavizar la señal del ACE crudo, lo que permite una mejor respuesta del AGC a las perturbaciones en la frecuencia.

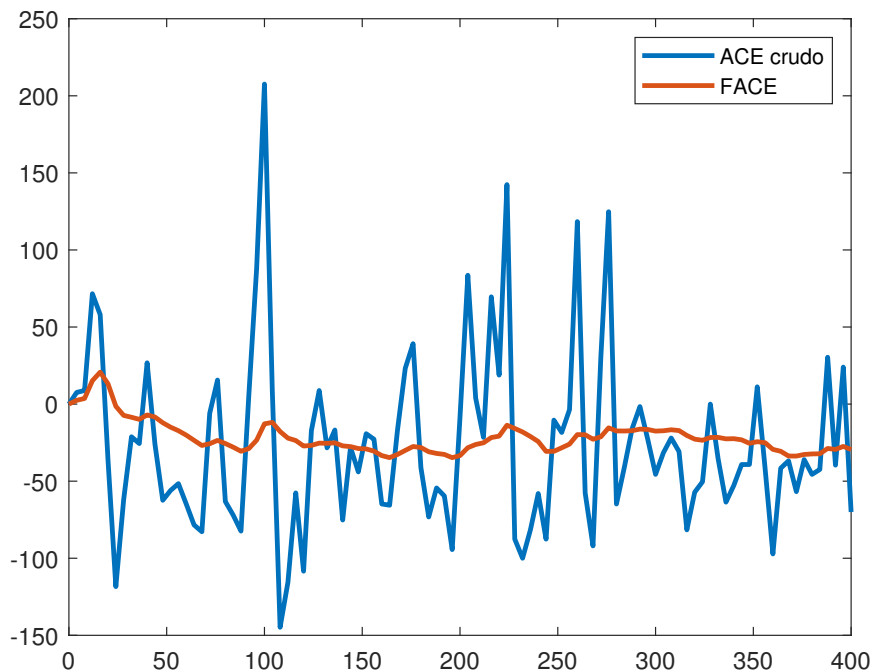


Figura 3.2: ACE crudo y ACE filtrado con los parámetros óptimos del filtro AGC.

En la Figura 3.3 se muestra el modelo del AGC con el filtro modificado, utilizando los parámetros óptimos obtenidos en la Tabla 3.1.

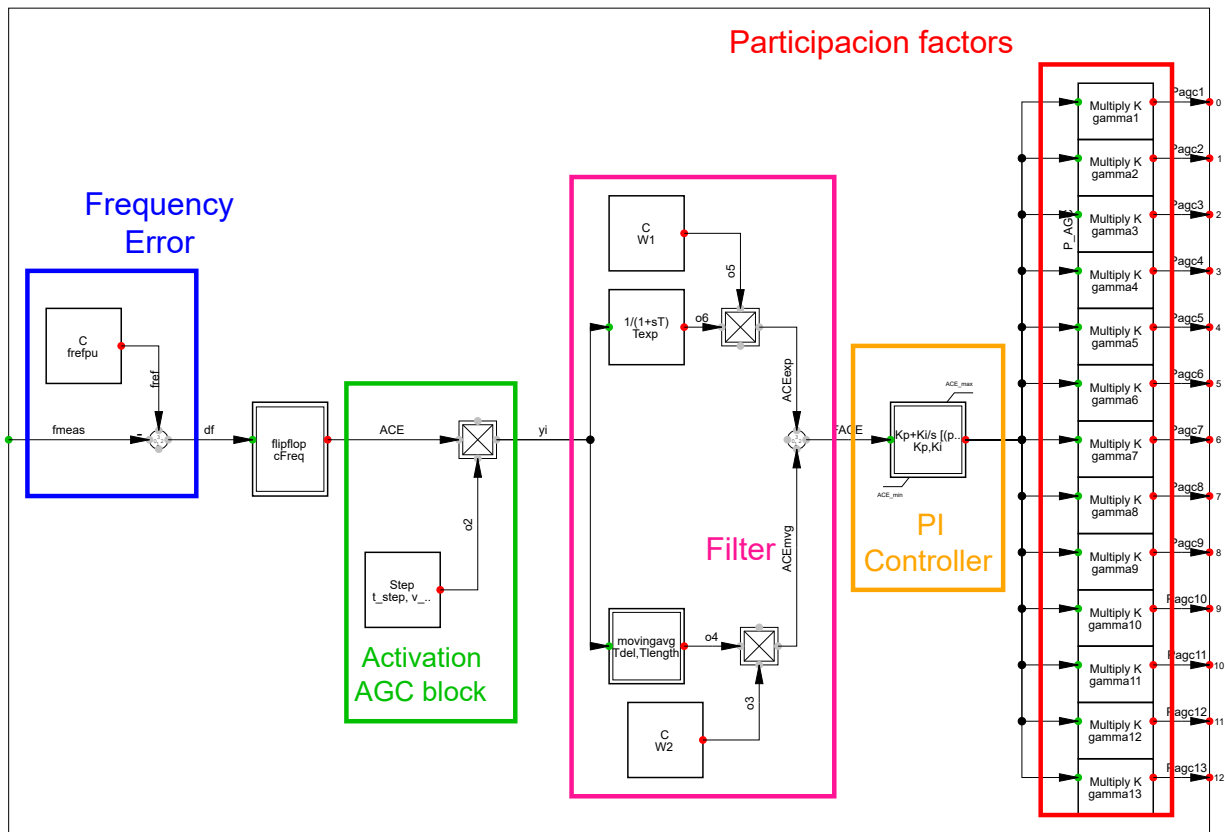


Figura 3.3: Modelo AGC con filtro modificado.

3.1.2. Generalidades del modelo de optimización

La determinación de las unidades que participan en el AGC, junto con la asignación de sus respectivos factores de participación, se obtiene mediante la resolución de un problema de optimización entera mixta (MILP). Este enfoque permite seleccionar de manera simultánea qué unidades deben intervenir en el CSF y con qué proporción de potencia deben contribuir a la corrección del desbalance de generación–demanda. El modelo considera restricciones como los límites de generación, rampas de potencia y el sistema de transmisión orientados a minimizar el costo total de regulación. De este modo, la formulación permite encontrar una configuración óptima del conjunto de unidades participantes, garantizando la estabilidad de la frecuencia y una respuesta eficiente ante perturbaciones del sistema eléctrico.

En la Figura 3.4 se presenta un diagrama de flujos simplificado del modelo de optimización del AGC. El proceso comienza con la selección del primer escenario de operación en el sistema de potencia, seguido por la elección de la primera contingencia a evaluar, hasta completar todas las contingencias definidas. A continuación, se selecciona el siguiente escenario de operación y se repite el proceso hasta evaluar todos los escenarios. Luego, se resuelve el modelo de optimización considerando todos los escenarios y contingencias, obteniendo como resultado las unidades que participarán en el AGC y sus respectivos factores de participación. Finalmente, estos resultados se implementan en el sistema de potencia para su validación dinámica.

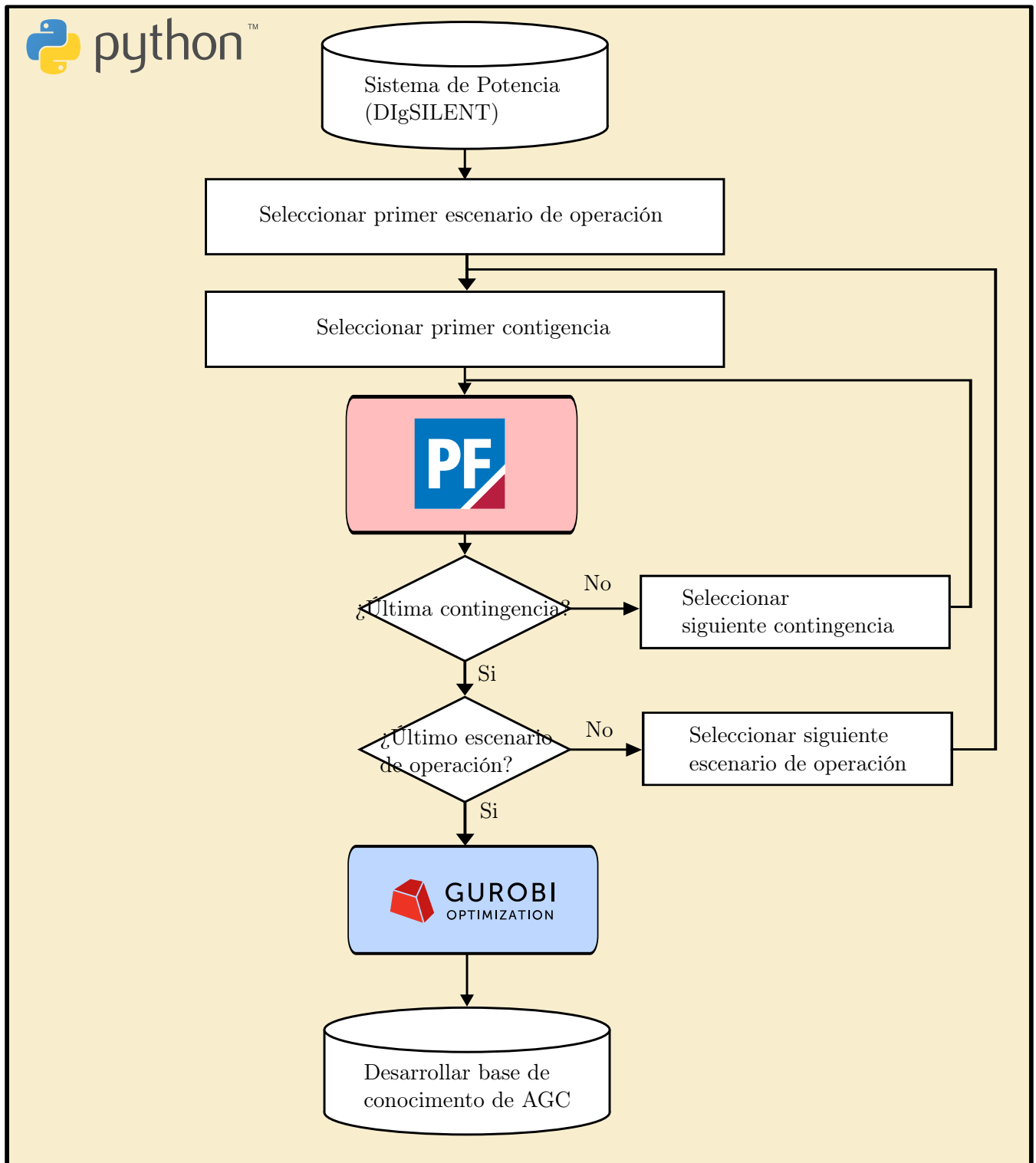


Figura 3.4: Diagrama de flujos del modelo de optimización del AGC

3.2. Modelo de optimización ante eventos de salida de generadores

3.2.1. Función objetivo y costos involucrados

El objetivo principal del modelo de optimización es minimizar los costos de las unidades que participan en el CSF. Para esto, se consideran los costos fijos ($Csfc$) que se deben pagar a la unidad que participa en el CSF y los costos de operación ($Cop_{s,t}$) que están asociados al costo de combustible de cada unidad. Se deben añadir los costos de la energía no suministrada ($Cue_{s,t}$), las cuales se incurre cuando las unidades que participan en el CSF no pueden satisfacer las restricciones del modelo. Es

decir, el modelo no tiene solución. Para el sistema, esto se traduce en un recorte de la demanda. Además, se debe incluir un costo que penalice las pérdidas ($Cpl_{s,t}$). Este costo es necesario para que las pérdidas no se eleven de forma ficticia.

Por último, se añade una componente que representa la desconexión de líneas de transmisión ($Cts_{s,t}$). Este parámetro busca representar de manera simplificada los costos vinculados a la operación de maniobras en el sistema de transmisión, incluyendo aspectos como desgaste de equipos, tiempos de operación, riesgo operativo y posibles impactos en la seguridad del sistema. La inclusión de este valor en el modelo permite penalizar soluciones con un número excesivo de maniobras, favoreciendo configuraciones de red más estables y económicamente eficientes, sin eliminar la flexibilidad que la reconfiguración de la topología puede aportar para mejorar la operación del sistema.

La función objetivo se muestra en la ecuación (3.6), y sus componentes se detallan en las ecuaciones (3.7)-(3.10).

$$Min \ Csfc + \sum_{s \in \mathcal{S}} \pi_s \left[\sum_{t \in \mathcal{T}} (Cop_{s,t} + Cue_{s,t} + Cpl_{s,t} + Cts_{s,t}) \right] \quad (3.6)$$

$$Csfc = \sum_{g \in \mathcal{G}^{AGC}} C_g^{AGC} (v_g^{Inc} + v_g^{Dec}) \quad (3.7)$$

$$Cop_{s,t} = \sum_{g \in \mathcal{G}^{AGC}} C_g^{Fuel} (\Delta p_{g,s,t}^{Inc} + \Delta p_{g,s,t}^{Dec}) \quad (3.8)$$

$$Cue_{s,t} = VOLL \sum_{b \in \mathcal{B}} p_{b,s,t}^{U_e} \quad (3.9)$$

$$Cpl_{s,t} = VOLL \sum_{l \in \mathcal{L}} pl_{l,s,t} \quad (3.10)$$

$$Cts_{s,t} = Costots \sum_{l \in \mathcal{L}_c} (1 - z_{l,s,t}) \quad (3.11)$$

3.2.2. Balance de potencia

La ecuación (3.12) muestra el balance de potencia que se debe cumplir cuando haya finalizado el CSF.

$$\left(\sum_{g \in \mathcal{G}} P_{g,t}^{pre} - P_{s,t}^{out} \right) + \sum_{g \in \mathcal{G}^{AGC}} (\Delta p_{g,s,t}^{Inc} - \Delta p_{g,s,t}^{Dec}) + \sum_{b \in \mathcal{B}} p_{b,s,t}^{U_e} = \sum_{b \in \mathcal{B}} (D_{b,t}^{Pre} - \Delta D_{b,s,t}^{Volt}) + \sum_{l \in \mathcal{L}} (PL_{l,t}^{Pre} - \Delta pl_{l,s,t}^{Volt}); \quad \forall s \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.12)$$

Donde:

$$\Delta D_{b,s,t}^{Volt} = D_{b,t}^{Pre} - D_{b,s,t}^{SFC} \approx D_{b,t}^{Pre} - D_{b,s,t}^{PFC} \quad (3.13)$$

$$\Delta pl_{l,s,t}^{Volt} = PL_{l,t}^{Pre} - pl_{l,s,t} \quad (3.14)$$

El término $\Delta D_{b,s,t}^{Volt}$ es la variación de la demanda en la barra b debido a la variación de la tensión en la barra b . Este valor es obtenido en la ecuación (3.13) como la diferencia entre la demanda inicial y la demanda al final del CSF. Según [5], esta variación puede aproximarse a la diferencia entre la demanda inicial y la demanda al final del PFC, ya que la variación de tensión durante el CSF es pequeña y no afecta significativamente la demanda.

Mientras que la variación de pérdidas $\Delta pl_{l,s,t}^{Voll}$, son la diferencia entre la potencia de pérdidas pre-contingencia y la potencia de pérdidas al final del CSF, como se muestra en la ecuación (3.14).

En el estado de pre-contingencia se debe cumplir el balance de potencia activa, como se observa en la ecuación 3.15.

$$\sum_{g \in \mathcal{G}} P_{g,t}^{Pre} = \sum_{b \in \mathcal{B}} D_{b,t}^{Pre} + \sum_{l \in \mathcal{L}} PL_{l,t}^{Pre} \quad (3.15)$$

Reemplazando la expresión anterior en la ecuación 3.12, se obtiene una expresión equivalente del balance de potencia al finalizar el CSF.

$$\begin{aligned} \sum_{g \in \mathcal{G}^{AGC}} (\Delta p_{g,s,t}^{Inc} - \Delta p_{g,s,t}^{Dec}) + \sum_{b \in \mathcal{B}} p_{b,s,t}^{Ue} = P_{s,t}^{Out} - \\ \sum_{b \in \mathcal{B}} (D_{b,t}^{Pre} - D_{b,s,t}^{SFC}) - \sum_{l \in \mathcal{L}} (PL_{l,t}^{Pre} - pl_{l,s,t}); \quad \forall s \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \end{aligned} \quad (3.16)$$

Se define P^{AGC} como la potencia que deben entregar los generadores que participan en el AGC, y se determina en la ecuación (3.17).

$$P_{s,t}^{AGC} = P_{s,t}^{out} - \sum_{b \in \mathcal{B}} (D_{b,t}^{Pre} - D_{b,s,t}^{SFC}) - \sum_{l \in \mathcal{L}} (PL_{l,t}^{Pre} - pl_{l,s,t}) \quad (3.17)$$

3.2.3. Modelación de pérdidas en líneas

Para el cálculo de las pérdidas se utiliza una aproximación cuadrática por medio de segmentos de pendientes monótonamente crecientes [16]. Lo que hace esta aproximación es subdividir a la función cuadrática en funciones lineales por tramos, si se utilizan suficientes particiones se logra obtener las pérdidas con una buena precisión. La aproximación se detalla en las ecuaciones (3.18)-(3.22).

$$f_{l,s,t} = f_{l,s,t}^{Pos} - f_{l,s,t}^{Neg} \quad \forall l \in \mathcal{L}, \forall s \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.18)$$

$$\sum_{k=1}^K \Delta f_{k,l,s,t} = f_{l,s,t}^{Pos} + f_{l,s,t}^{Neg} \quad \forall l \in \mathcal{L}, \forall s \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.19)$$

$$0 \leq \Delta f_{k,l,s,t} \leq \frac{F_l^M}{K} \quad \forall l \in \mathcal{L}, \forall s \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.20)$$

$$pl_{l,s,t} = (G_l/B_l^2) \sum_{k=1}^K (2k-1) \frac{F_l^M}{K} \Delta f_{k,l,s,t} \quad \forall l \in \mathcal{L}, \forall s \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.21)$$

$$f_{l,s,t}^{Pos}, f_{l,s,t}^{Neg} \geq 0 \quad k = 1, 2, \dots, K \quad (3.22)$$

3.2.4. Restricciones de transmisión

Para determinar el flujo en las líneas de transmisión se utiliza una aproximación lineal, basada en los factores de sensibilidad (*Shift factors*) descritos en el Anexo A.1. Estos factores permiten obtener el flujo en las líneas en función de la potencia inyectada en cada barra. Para que la aproximación sea válida, se deben cumplir 2 condiciones [7] [17]:

1. Las tensiones en las barras del sistema son cercanas a su valor nominal (1 [p.u.]), lo que significa que se elimina la relación Q-V. puede despreciar la resistencia.

2. Los ángulos de las tensiones en las barras son pequeños, de tal forma que $\sin(\theta) \approx \theta$.

Es importante considerar que para realizar una reconfiguración de la red, se debe modelar flujos virtuales $\tilde{f}_{l,s,t}$ asociados a la posible desconexión de alguna línea [7]. La restricción (3.23) es el flujo en las líneas que no son candidatas a desconexión, mientras que la restricción (3.24) es el flujo en las líneas que son candidatas a desconexión.

$$f_{l,s,t} = \sum_{b \in \mathcal{B}} \text{SF}_{l,b}^{\text{Loss}} \left[\sum_{g \in \mathcal{G}} (P_{g,s,t}^{\text{Pre}} - P_{g,s,t}^{\text{Out}}) + p_{b,s,t}^{\text{Ue}} + \sum_{g \in \mathcal{G}^{\text{AGC}}} (\Delta p_{g,s,t}^{\text{Inc}} - \Delta p_{g,s,t}^{\text{Dec}}) - \right. \\ \left. D_{b,s,t}^{\text{PFC}} - 0,5 \sum_{l' \in \mathcal{L}_{nc} | fr(l')=b} pl_{l',s,t} - 0,5 \sum_{l' \in \mathcal{L}_{nc} | to(l')=b} pl_{l',s,t} + \right. \\ \left. \sum_{l' \in \mathcal{L}_c | fr(l')=b} \tilde{f}_{l',s,t} - \sum_{l' \in \mathcal{L}_c | to(l')=b} \tilde{f}_{l',s,t} \right]; \quad \forall l \in \mathcal{L}_{nc}, \forall s \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.23)$$

$$f_{l,s,t} = \sum_{b \in \mathcal{B}} \text{SF}_{l,b}^{\text{Loss}} \left[\sum_{g \in \mathcal{G}_b} (P_{g,s,t}^{\text{Pre}} - P_{g,s,t}^{\text{Out}}) + p_{b,s,t}^{\text{Ue}} + \sum_{g \in \mathcal{G}_b^{\text{AGC}}} (\Delta p_{g,s,t}^{\text{Inc}} - \Delta p_{g,s,t}^{\text{Dec}}) - \right. \\ \left. D_{b,s,t}^{\text{PFC}} - 0,5 \sum_{l' \in \mathcal{L}_c | fr(l')=b} pl_{l',s,t} - 0,5 \sum_{l' \in \mathcal{L}_c | to(l')=b} pl_{l',s,t} + \right. \\ \left. \sum_{l' \in \mathcal{L}_c | fr(l')=b} \tilde{f}_{l',s,t} - \sum_{l' \in \mathcal{L}_c | to(l')=b} \tilde{f}_{l',s,t} \right] - \tilde{f}_{l,s,t}; \quad \forall l \in \mathcal{L}_c, \forall s \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.24)$$

En conjunto con las restricciones anteriores, se deben incluir las restricciones que limitan el flujo en las líneas de transmisión, es decir, las ecuaciones (3.25) y (3.26). Estas restricciones son necesarias para evitar que los flujos excedan la capacidad máxima de las líneas.

$$f_{l,s,t}^{\text{Pos}} + f_{l,s,t}^{\text{Neg}} + 0,5pl_{l,s,t} \leq F_l^M \quad \forall l \in \mathcal{L}_{nc}, \forall s \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.25)$$

$$f_{l,s,t}^{\text{Pos}} + f_{l,s,t}^{\text{Neg}} + 0,5pl_{l,s,t} \leq sl_{s,t} F_l^M \quad \forall l \in \mathcal{L}_c, \forall s \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.26)$$

$$\left| \tilde{f}_{l,s,t} \right| \leq (1 - z_{l,s,t}) M \quad \forall l \in \mathcal{L}_c, \forall s \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.27)$$

Notar que para las líneas candidatas aparece la variable binaria $z_{l,s,t}$ que indica si la línea está conectada o no. Cuando la línea está conectada, $z_{l,s,t} = 1$, el flujo real en la línea no puede exceder su capacidad máxima F_l^M , y el flujo virtual $\tilde{f}_{l,s,t}$ es cero. Por otro lado, cuando la línea está desconectada, $z_{l,s,t} = 0$, el flujo real en la línea es cero, pero aparece el flujo virtual $\tilde{f}_{l,s,t}$ de la línea que representa la potencia que fluiría por la línea si estuviera conectada. Este flujo virtual es necesario para mantener la consistencia en el balance de potencia y en el cálculo de los factores de sensibilidad, permitiendo que el modelo determine adecuadamente los efectos de la reconfiguración de la red. La restricción (3.27) limita este flujo virtual mediante un valor M suficientemente grande, que solo se activa cuando la línea está desconectada.

3.2.5. Restricciones de generadores

Debe incorporarse las limitaciones técnicas que tienen los generadores que participan en el CSF. En cambio, no resulta necesario incluir las restricciones del resto de generadores, ya que se encuentran implícitas en sus sistemas de control y que no son una variable en el modelo de optimización.

Los límites de potencia mínima y máxima a los que esta sujeto cada generador se refleja en las ecuaciones (3.28)-(3.29), donde se restringe el aumento y disminución de la potencia de cada generador,

respectivamente. Se introduce la variable binaria que indica si el generador está en operación o no en el CSF.

$$0 \leq \Delta p_{g,s,t}^{Inc} \leq (P_g^{Max} - P_{g,t}^{Pre})v_g^{Inc} \quad \forall g \in \mathcal{G}^{AGC}; \forall s \in \mathcal{S}; \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.28)$$

$$0 \leq \Delta p_{g,s,t}^{Dec} \leq (P_{g,t}^{Pre} - P_g^{Min})v_g^{Dec} \quad \forall g \in \mathcal{G}^{AGC}; \forall s \in \mathcal{S}; \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.29)$$

También es necesario considerar que las variaciones de potencia de los generadores no ocurren instantáneamente, por lo que se debe incluir una restricción que modele las rampas de subida y bajada de sus potencias. Como se muestra en las ecuaciones (3.30)-(3.31). Se utiliza la potencia al finalizar el CPF como referencia para calcular las rampas de subida y bajada, dado que es el punto de partida para el CSF, como se muestra en la Figura 3.5. Los valores de rampa están en unidades de [MW/min], por lo que se debe multiplicar por el tiempo estimado de duración del CSF (T^{CSF}), el cual se considerará de 15 minutos.

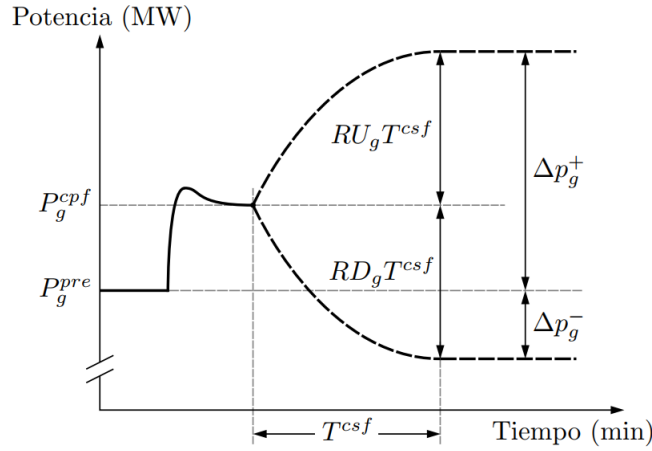


Figura 3.5: Rampa de subida y bajada de potencia de los generadores.

$$\Delta p_{g,s,t}^{Inc} \leq RU_g T^{CSF} + (P_{g,s,t}^{CPF} - P_{g,t}^{Pre}); \quad \forall g \in \mathcal{G}^{AGC}; \forall s \in \mathcal{S}; \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.30)$$

$$\Delta p_{g,s,t}^{Dec} \leq RD_g T^{CSF} + (P_{g,t}^{Pre} - P_{g,s,t}^{CPF}); \quad \forall g \in \mathcal{G}^{AGC}; \forall s \in \mathcal{S}; \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.31)$$

En la ecuación (3.32) se incluye la restricción que modela la energía no suministrada, que corresponde a la disminución de la demanda que se debe realizar en alguna barra cuando no se puede cumplir con las restricciones del sistema.

$$0 \leq p_{b,s,t}^{Ue} \leq D_{b,s,t}^{CPF}; \quad \forall b \in \mathcal{B}; \forall s \in \mathcal{S}; \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.32)$$

3.3. Metodología de actualización de los factores de participación ante eventos de salida de generación

Una de las características de las energías renovables variables, como su nombre lo indican, es que la potencia disponible que pueden entregar es variable. Esto contrasta con el comportamiento de las centrales sincrónicas tradicionales, cuya potencia generada es estable y está determinada por las instrucciones del operador del sistema y por los automatismos de control asociados. En consecuencia, al incorporar unidades renovables dentro del sistema eléctrico, el modelo de optimización presentado en la Sección 3.2 deja de ser completamente adecuado. Dicho modelo asume que las unidades que no participan en el CSF mantienen constante su potencia antes y después de la contingencia, lo que no se cumple en el caso de las centrales con recursos variables, cuya generación puede variar de forma significativa en cortos intervalos de tiempo. De manera análoga, la demanda del sistema también

presenta variaciones naturales asociadas a los cambios en el consumo eléctrico en cada instante. Por esta razón, la hipótesis utilizada en el modelo anterior, que la demanda al inicio y al final del periodo de acción del CSF permanece inalterada, constituye una simplificación que deja de ser válida al considerar estas fluctuaciones. Por tanto, al incorporar tanto la variabilidad inherente de las fuentes renovables como las fluctuaciones de la demanda, es posible obtener una asignación más precisa y eficiente de los recursos de generación.

Para tener una mejor asignación de recursos se propone un esquema de actualización de los factores de participación. Se va a considerar que las ERV no participan en el AGC y que tanto las unidades de ERV como la demanda presentan variaciones normales en su generación y consumo, respectivamente. El esquema consiste en inicialmente realizar la optimización anterior, para escoger las unidades que participarán del CSF y las líneas de transmisión que se desconectarán. Con esta información, al ocurrir la contingencia, se asigna los factores de participación de las unidades que participan del CSF y se desconectan las líneas. A los 4 segundos después, se realiza una nueva optimización de los recursos del sistema considerando las nuevas potencias de las unidades de ERV y la nueva demanda del sistema, obteniendo factores de participación actualizados para las unidades que participan del CSF. Este proceso se repite cada 4 segundos hasta que la frecuencia del sistema se encuentre dentro del rango de normativamente permitido.

3.3.1. Función objetivo

El objetivo de realizar la optimización es reducir los costos de operación Cop_k , que son los costos de combustible de las unidades que participan en el AGC, considerando la información disponible en el intervalo k desde que inicio el CSF. En caso de que el sistema no pueda suplir la demanda o el costo sea muy elevado, se incurre en costos de energía no suministrada Cue_k , que es igual a la potencia no suministrada multiplicada por el valor de la energía no suministrada (VOLL). Por último, se incluye una penalización para las pérdidas, para que el modelo de optimización no aumente de manera ficticia las pérdidas.

$$\text{Min } Cop_k + Cue_k + Cpl_k \quad (3.33)$$

$$Cop_k = \sum_{g \in \mathcal{G}^{AGC}} C_g^{Fuel} (\Delta p_{g,k}^{Inc} + \Delta p_{g,k}^{Dec}) \quad (3.34)$$

$$Cue_k = VOLL \sum_{b \in \mathcal{B}} p_{b,k}^{Ue} \quad (3.35)$$

$$Cpl_k = VOLL \sum_{l \in \mathcal{L}} pl_{l,k} \quad (3.36)$$

3.3.2. Balance de potencia

Al finalizar el CSF se debe cumplir el balance de potencia, que es similar al balance de potencia visto en las secciones anteriores, pero ahora se considera la potencia instantánea generada y consumida. Para el propósito de analizar la ecuación nos situaremos en un instante posterior al inicio del CSF, donde la desviación de frecuencia ha disminuido, pero aún no se ha recuperado a su valor nominal. Notar que en el balance de potencia no aparece el término de la variación de la demanda por la variación de la tensión ΔD_b^{Volt} , ya que se considera que este efecto se encuentra incluido en la variación de la demanda $\Delta D_{b,k}$, que es la variación intrínseca de la demanda.

$$\begin{aligned} & \sum_{g \in \mathcal{G}} (P_g^{Pre} + \Delta P_{g,k}) - P^{Out} + \sum_{g \in \mathcal{G}^{AGC}} (\Delta p_g^{Inc} - \Delta p_g^{Dec}) \\ & + \sum_{b \in \mathcal{B}} p_b^{Ue} = \sum_{b \in \mathcal{B}} (D_b^{Pre} + \Delta D_{b,k}) + \sum_{l \in \mathcal{L}} (PL_l^{Pre} - \Delta pl_l) \end{aligned} \quad (3.37)$$

Donde $\Delta P_{g,k} = P_{g,k} - P_g^{Pre}$ corresponde a la variación de potencia del generador g en el instante k respecto de su potencia antes de la contingencia. De forma análoga, se define la variación de potencia de la barra b como $\Delta D_{b,k} = D_{b,k} - D_b^{Pre}$, representando la diferencia entre la demanda en el instante k y la demanda previa a la contingencia. Estos términos se incorporan considerando que la potencia generada por los generadores de ERV y la demanda del sistema varían durante la operación del CSF.

La ecuación (3.37) se puede escribir de forma equivalente, considerando el balance de potencia antes de ocurrida la contingencia $P_g^{Pre} = D_b^{Pre} + PL_l^{Pre}$, obteniendo la ecuación (3.38).

$$\begin{aligned} & \sum_{g \in \mathcal{G}^{AGC}} (\Delta p_g^{Inc} - \Delta p_g^{Dec}) + \sum_{b \in \mathcal{B}} p_b^{Ue} = \\ P^{Out} + & \sum_{g \in \mathcal{G}} (P_g^{Pre} - P_{g,k}) - \sum_{b \in \mathcal{B}} (D_b^{Pre} - D_{b,k}) - \sum_{l \in \mathcal{L}} (PL_l^{Pre} - pl_l) \end{aligned} \quad (3.38)$$

La variación total de la potencia de los generadores puede descomponerse en tres componentes principales, la variación correspondiente a los generadores que participan en el AGC, la asociada a las unidades de ERV y la proveniente de los generadores convencionales, como se muestra en la ecuación (3.39). Hay que notar que al final del CSF se espera que los generadores convencionales retornen a la potencia generada antes de la contingencia, por lo que se espera que $\Delta P_{g,k} = 0$. Con la excepción de los generadores que participan del AGC y de los generadores con recursos variables, que pueden tener una potencia diferente a la potencia antes de la contingencia.

$$\sum_{g \in \mathcal{G}} (P_g^{Pre} - P_{g,k}) = \sum_{g \in \mathcal{G}^{AGC}} (P_g^{Pre} - P_{g,k}) + \sum_{g \in \mathcal{G}^{ERV}} (P_g^{Pre} - P_{g,k}) + \sum_{g \in \mathcal{G}^{conv}} (P_g^{Pre} - P_{g,k}) \quad (3.39)$$

Por lo que podemos reescribir la ecuación anterior a la siguiente forma:

$$\begin{aligned} & \sum_{g \in \mathcal{G}^{AGC}} (\Delta p_g^{Inc} - \Delta p_g^{Dec}) + \sum_{b \in \mathcal{B}} p_b^{Ue} = \\ P^{Out} + & \sum_{g \in \mathcal{G}^{AGC}} (P_g^{Pre} - P_{g,k}) + \sum_{g \in \mathcal{G}^{ERV}} (P_g^{Pre} - P_{g,k}) - \sum_{b \in \mathcal{B}} (D_b^{Pre} - D_{b,k}) - \sum_{l \in \mathcal{L}} (PL_l^{Pre} - pl_l) \end{aligned} \quad (3.40)$$

A partir de lo anterior, se puede definir la potencia que falta por entregar en cada instante k como:

$$\begin{aligned} \hat{P}_k^{AGC} = & P^{Out} + \sum_{g \in \mathcal{G}^{AGC}} (P_g^{Pre} - P_{g,k}) + \sum_{g \in \mathcal{G}^{ERV}} (P_g^{Pre} - P_{g,k}) \\ & - \sum_{b \in \mathcal{B}} (D_b^{Pre} - D_{b,k}) - \sum_{l \in \mathcal{L}} (PL_l^{Pre} - pl_l) \end{aligned} \quad (3.41)$$

3.3.3. Restricciones de transmisión

Los flujos de potencia en las líneas de transmisión se modelan de forma similar a la Sección 3.2.4. La diferencia se encuentra en que ahora no se consideran los flujos virtuales, ya que no se considera la posibilidad de alguna desconexión de las líneas de transmisión.

Al encontrarnos en un instante posterior al inicio del CSF, se considera que la potencia de los generadores retornará a su valor previo a la contingencia, excepto en el caso de las unidades que participan en el AGC y las centrales de ERV. Por esta razón, para los generadores que retornan a su valor inicial se utiliza directamente la potencia previa a la contingencia, mientras que para aquellos cuya potencia no vuelve al valor previo, se incorpora explícitamente la potencia en el instante analizado. Además, se incluye la demanda en el instante actual del sistema y la potencia faltante que deben inyectar los generadores que participan en el AGC para restablecer la frecuencia del sistema a su valor nominal. Esto es representado en la ecuación (3.42).

$$f_l = \sum_{b \in \mathcal{B}} \text{SF}_{l,b}^{\text{TS}} \left[\sum_{g \in \mathcal{G}_b} (P_g^{\text{Pre}} - P_g^{\text{Out}}) + \sum_{g \in \mathcal{G}_b^{\text{AGC}}} (P_{g,k} - P_g^{\text{Pre}}) + \sum_{g \in \mathcal{G}_b^{\text{ERV}}} (P_{g,k} - P_g^{\text{Pre}}) + p_b^{\text{Ue}} + \sum_{g \in \mathcal{G}_b^{\text{AGC}}} (\Delta p_g^{\text{Inc}} - \Delta p_g^{\text{Dec}}) - D_{b,k} - 0,5 \sum_{l' \in \mathcal{L} | \text{fr}(l')=b} pl_{l',k} - 0,5 \sum_{l' \in \mathcal{L} | \text{to}(l')=b} pl_{l',k} \right]; \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (3.42)$$

Es necesario destacar que los factores de sensibilidad empleados $\text{SF}_{l,b}^{\text{TS}}$ son diferentes a los utilizados en la Sección 3.2.4, ya que ahora son modificados para considerar el efecto de las desconexiones de líneas que se realizaron previamente.

A partir de lo anterior, se puede expresar la limitación de flujos en el sistema de transmisión como se muestra en la ecuación (3.43), donde F_l^M es el flujo máximo permitido en la línea l , donde los términos f_l^{Pos} y f_l^{Neg} corresponden a los flujos positivos y negativos, respectivamente, que fueron definidos en la Sección 3.2.3.

$$f_l^{\text{Pos}} + f_l^{\text{Neg}} + 0,5pl_l \leq F_l^M \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (3.43)$$

3.3.4. Modelación de pérdidas en líneas

La modelación de las pérdidas en las líneas se mantiene igual que en la Sección 3.2.3, utilizando la aproximación cuadrática por medio de segmentos de pendientes monótonamente crecientes. La formulación correspondiente se detalla en las ecuaciones (3.18)-(3.22).

3.3.5. Restricciones de generadores

Las restricciones aplicadas a los generadores que participan en el CSF son análogas a las descritas en la Sección 3.2.5. Las unidades que intervienen en el AGC, es necesario considerar que su potencia puede variar respecto al valor previo a la contingencia. Por esta razón, las restricciones deben aplicarse en función de la potencia correspondiente al instante t analizado, y la limitación de rampa debe ajustarse dinámicamente, disminuyendo progresivamente a medida que avanza el tiempo. Además, es importante destacar que el conjunto de generadores activos en el AGC, denotado como $\hat{\mathcal{G}}^{\text{AGC}}$, constituye un subconjunto del conjunto total de unidades con capacidad de participar en el CSF, (\mathcal{G}^{AGC}). Este subconjunto es determinado a partir de los resultados obtenidos en el modelo de optimización descrito en la Sección 3.2.

$$0 \leq \Delta p_g^{\text{Inc}} \leq (P_g^{\text{Max}} - P_{g,k}) \quad \forall g \in \hat{\mathcal{G}}^{\text{AGC}} \quad (3.44)$$

$$0 \leq \Delta p_g^{\text{Dec}} \leq (P_{g,k} - P_g^{\text{Min}}) \quad \forall g \in \hat{\mathcal{G}}^{\text{AGC}} \quad (3.45)$$

$$\Delta p_g^{\text{Inc}} \leq RU_g(T^{\text{CSF}} - t) + (P_{g,k} - P_g^{\text{Pre}}) \quad \forall g \in \hat{\mathcal{G}}^{\text{AGC}} \quad (3.46)$$

$$\Delta p_g^{\text{Dec}} \leq RD_g(T^{\text{CSF}} - t) + (P_g^{\text{Pre}} - P_{g,k}) \quad \forall g \in \hat{\mathcal{G}}^{\text{AGC}} \quad (3.47)$$

$$0 \leq p_b^{\text{Ue}} \leq D_{b,k} \quad \forall b \in \mathcal{B} \quad (3.48)$$

3.4. Implementación del modelo

3.4.1. Factores de participación

Con los resultados obtenidos de los modelos 3.2 se pueden fijar los factores de participación utilizados en el AGC. Estos factores de participación son las únicas consignas utilizadas en el módulo AGC;

y determinan la potencia que cada generador va a aportar al CSF. Estos factores son calculados con los incrementos y decrementos de potencia de cada generador, como se muestra en la ecuación (3.49).

$$\gamma_{g,s,t} = \frac{\Delta p_{g,s,t}^{Inc} - \Delta p_{g,s,t}^{Dec}}{\hat{P}_{s,t}^{AGC}} \quad (3.49)$$

Notar que cuando la energía no suministrada $p_{b,s,t}^{Ue}$ sea nula, se cumple que la suma de los factores de participación es igual 1.

Para los modelos de optimización con factores de participación variables presentados en las Secciones 3.3, es necesario modificar la expresión previamente definida, considerando que estos modelos se ejecutan en instantes posteriores al inicio del CSF, momento en el cual los generadores participantes del AGC ya han recuperado parcialmente la perturbación del sistema. En consecuencia, para la determinación de los factores de participación se utiliza la potencia generada en el instante t analizado, tal como se establece en la ecuación (3.50). De esta manera, la formulación resultante incluye dos términos: el primero representa el incremento o decremento futuro de potencia del generador g , mientras que el segundo actualiza la potencia que ya ha sido inyectada previamente por dicha unidad. Este segundo término no puede ser omitido, ya que el esquema de actualización asume que la potencia inyectada por los generadores participantes en el AGC se mantiene constante hasta la finalización del CSF.

$$\gamma_{g,k} = \frac{(\Delta p_{g,k}^{Inc} - \Delta p_{g,k}^{Dec}) + (P_{g,k} - P_g^{Pre})}{\hat{P}_k^{AGC}} \quad (3.50)$$

3.4.2. Metodología del modelo

El sistema está modelado en el software de análisis de sistemas eléctricos de potencia *DigSilent PowerFactory* [18], que permite la integración y automatización de sus funciones a través del lenguaje de programación *Python* [9]. Esto posibilita definir y ejecutar simulaciones dinámicas con múltiples escenarios y contingencias. Asimismo, *Python* se emplea para la extracción, procesamiento y gestión de los datos y resultados obtenidos.

Con los datos ya estructurados, la formulación del modelo se realiza en *Python* empleando la interfaz de programación de aplicaciones (API) del solver *Gurobi* [19]. En esta etapa, se construye el modelo matemático, definiendo las variables de decisión, restricciones y la función objetivo. Posteriormente, el modelo es resuelto y los resultados obtenidos se almacenan en la base de datos de conocimiento, la cual registra los estados de las unidades y la asignación de potencia correspondiente a cada una de ellas.

La Figura 3.6 presenta el diagrama de flujo correspondiente al proceso de obtención de la base de conocimiento del modelo 3.2. Inicialmente, se ingresan al sistema los distintos escenarios de operación \mathcal{T} que se desean estudiar. Posteriormente, para cada escenario, se ejecutan en *DigSilent PowerFactory* una serie de contingencias, previamente definidas en el conjunto de contingencias \mathcal{S} . Para cada combinación de escenario y contingencia, se obtiene la desviación de demanda por tensión, así como las potencias al finalizar el CPF de las unidades candidatas a participar en el AGC. Finalmente, se ejecuta el modelo de optimización desarrollado, cuyos resultados son incorporados a la base de conocimiento.

La Figura 3.7 presenta el diagrama de flujo del proceso de validación del modelo de optimización. En este procedimiento, se selecciona un escenario y una contingencia determinados, tras lo cual se recuperan los factores de participación correspondientes desde la base de conocimiento. Con estos valores, se ejecuta una simulación en *DIgSILENT PowerFactory* para contrastar el comportamiento del modelo. Finalmente, se verifica que la frecuencia del sistema se mantenga dentro del rango operativo normal, y que no se excedan los límites térmicos de las líneas ni los límites operativos de los generadores.

La Figura 3.8 muestra el diagrama de flujo correspondiente al esquema de actualización de los factores de participación. En este esquema, el sistema SCADA realiza mediciones y reporta al AGC, en tiempo real y con una frecuencia de actualización de 4 segundos, las potencias efectivamente despachadas por los generadores, junto con la demanda registrada en las cargas del sistema. Esta información

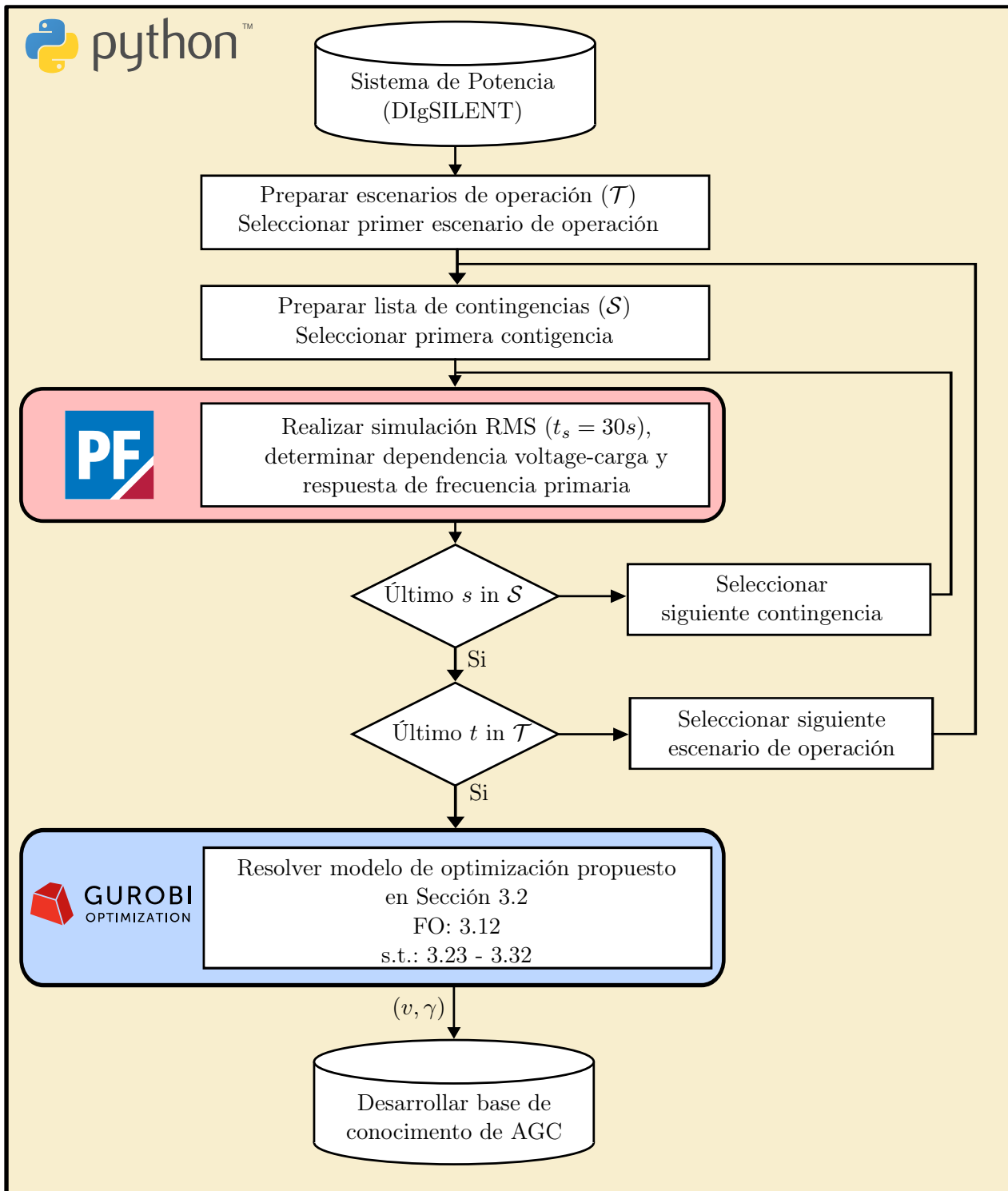


Figura 3.6: Diagrama de flujo para la obtención de la base de conocimiento del modelo de optimización.

es procesada por un algoritmo de selección que identifica el escenario y la contingencia pertinentes, determinando así la entrada específica que debe consultarse en la base de datos. Finalmente, desde la base de conocimiento se extraen los factores de participación calculados por el modelo de optimización, los cuales son integrados en el AGC del sistema para su aplicación en la regulación de frecuencia.

3.4.3. Consideraciones

Se asume que el modelo optimizado de AGC solo se activa ante contingencias en el sistema, es decir, frente a la desconexión repentina de generación o demanda, omitiendo los casos asociados a

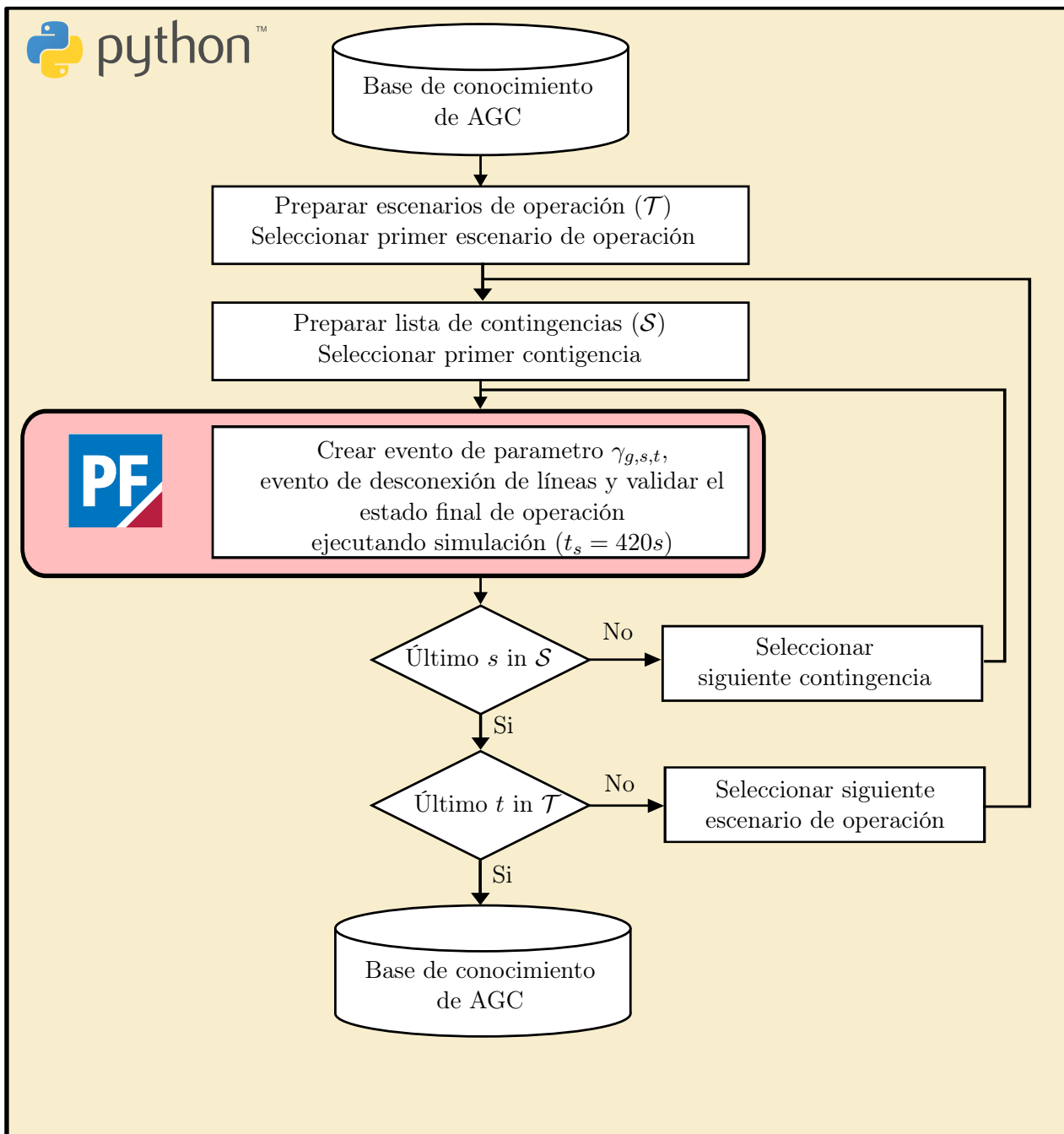


Figura 3.7: Diagrama de flujo para la validación del modelo de optimización.

variaciones normales en la demanda del sistema. Esta decisión se fundamenta en la imposibilidad actual de determinar con precisión la ubicación de la perturbación que origina una variación de frecuencia cuando esta es consecuencia de cambios habituales en la demanda. Por lo tanto, al no disponer de dicha información, no es posible anticipar ni evaluar el impacto que estas variaciones pueden tener sobre el sistema de transmisión, impidiendo incorporar estos aspectos en el modelo.

Por otra parte, se considera la existencia de un SCADA encargado de realizar mediciones y reportar al AGC, en tiempo real y con un tiempo de actualización de 4 segundos, las potencias despachadas por los generadores, así como la demanda de las principales cargas del sistema, de manera análoga al funcionamiento de un sistema SCADA. Asimismo, este sistema de control es capaz de detectar la ocurrencia de contingencias en los elementos supervisados y transmitir la información correspondiente al AGC de manera oportuna.

Se contempla la presencia de un algoritmo de selección con la capacidad de recibir la información proveniente del sistema supervisor y, en base a ella, asociar el estado actual del sistema a un escenario

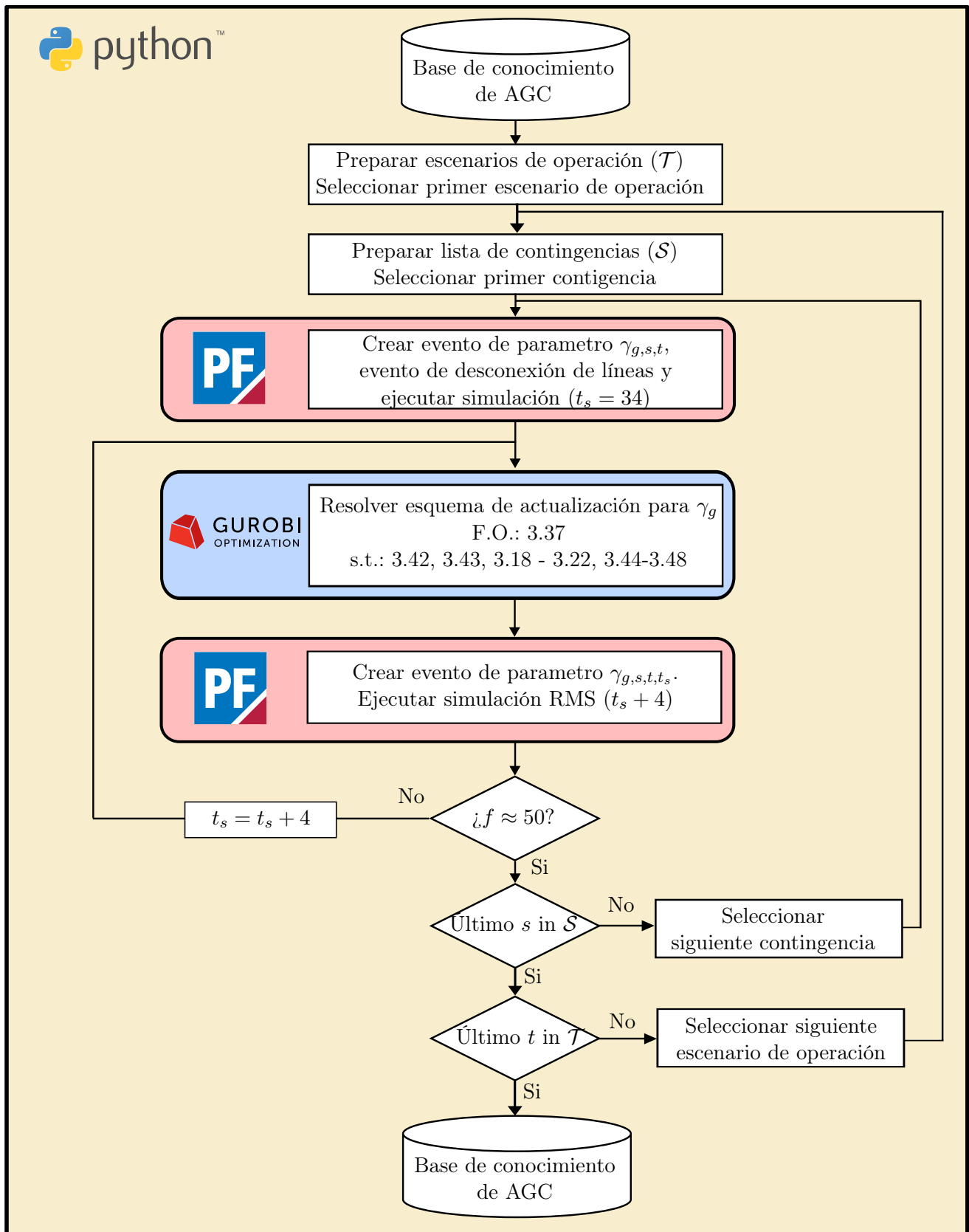


Figura 3.8: Diagrama de flujo del esquema de actualización de factores de participación.

previamente registrado en la base de datos del modelo. Una vez identificado el escenario y la contingencia correspondiente en la base de conocimiento, se envían las consignas de potencia respectivas a cada una de las unidades participantes en el AGC.

Para la ejecución del modelo de optimización se aplica un factor de seguridad de 1,02 sobre los

límites térmicos de las líneas de transmisión. Esta consideración se introduce debido a que la formulación utilizada no incorpora explícitamente los flujos de potencia reactiva, lo que podría generar una subestimación de la carga real en las líneas. El factor busca compensar dicha aproximación y reducir el riesgo de violar los límites térmicos durante la operación.

Capítulo 4

Análisis de resultados

En el presente capítulo se analiza el desempeño técnico y económico del modelo de optimización del AGC propuesto en el Capítulo 3. Para ello, se realizan ensayos dinámicos en DIgSILENT PowerFactory considerando distintos escenarios de operación y múltiples contingencias de generación, evaluando la capacidad del modelo para mantener la frecuencia nominal y gestionar los flujos de potencia dentro de los límites del sistema de transmisión.

En la Sección 4.1 se describe el sistema de potencia de 50 barras utilizado para la validación del modelo, incluyendo sus características principales y los escenarios de operación considerados.

En la Sección 4.2 se describen los casos de estudio planteados para evaluar la respuesta del AGC. Incluye tres configuraciones distintas. Posteriormente, se analizan los resultados técnicos de las simulaciones y el desempeño del modelo en la estimación de la perturbación y la asignación de potencias óptimas. También resulta necesario evaluar la selección de unidades participantes en el AGC y los factores de participación asignados por el modelo para distintas contingencias y escenarios operativos.

En la Sección 4.3 se introduce un esquema de actualización dinámica de los factores de participación, el cual permite ajustar en tiempo real la respuesta de las unidades ante eventos que alteran las condiciones de operación. Se analizan sus efectos sobre la distribución de generación y los costos asociados.

En la Sección 4.4 se presenta la aplicación del modelo propuesto en el SEN, describiendo el escenario de operación, las condiciones para realizar la simulación y un análisis de los resultados obtenidos.

4.1. Sistema de potencia de 50 barras

El sistema de potencia utilizado para la validación del modelo, se muestra en la Figura 4.1 es un sistema que cuenta con:

- 50 barras
- 26 generadores
- 27 transformadores
- 35 líneas de transmisión
- 22 cargas
- 5 compensaciones shunt

En el sistema de potencia, los círculos azules representan los generadores candidatos a participar en el AGC: 4 unidades en la zona 1, 2 unidades en la zona 2, 3 unidades en la zona 3 y 4 unidades en la zona 4. Entre estos candidatos, las unidades G_{41} , G_{71} , G_{42} , G_{43} , G_{63} , G_{44} y G_{64} corresponden a unidades con turbinas de vapor, mientras que G_{21} , G_{31} , G_{32} , G_{23} , G_{24} y G_{34} son unidades con turbinas a gas. Cabe señalar que la notación G_{xy} indica el generador número x ubicado en la zona y . Se incluyen modelos de regulador automático de voltaje y de gobernador para representar el comportamiento dinámico de unidades a gas y a vapor. Los parámetros del sistema se encuentran detallados en el Anexo B.1.

La información correspondiente a cada escenario de operación proviene de la solución de un problema de programación de unidades generadoras (unit commitment en inglés), resuelto previamente. A partir de dicha solución se obtiene el estado operativo de las unidades y la potencia despachada por cada una de ellas para un horizonte de tiempo determinado. Se seleccionan tres escenarios representativos, los cuales se describen a continuación:

1. Escenario peak o de demanda punta: Las cargas del sistema alcanzan su mayor nivel de consumo, representando el caso de máxima demanda dentro de la programación horaria.
2. Escenario mean o demanda media: En este escenario, las cargas consumen aproximadamente el 85% de la demanda correspondiente al escenario peak.
3. Escenario valley o valle: Corresponde al caso de menor demanda, en el cual las cargas consumen cerca del 70% de la demanda registrada en el escenario peak.

Para determinar la potencia despachada por los generadores en cada escenario, se ejecuta previamente un flujo óptimo de potencia, considerando distintas combinaciones de participación de unidades, lo que permite representar de manera más realista la operación del sistema.

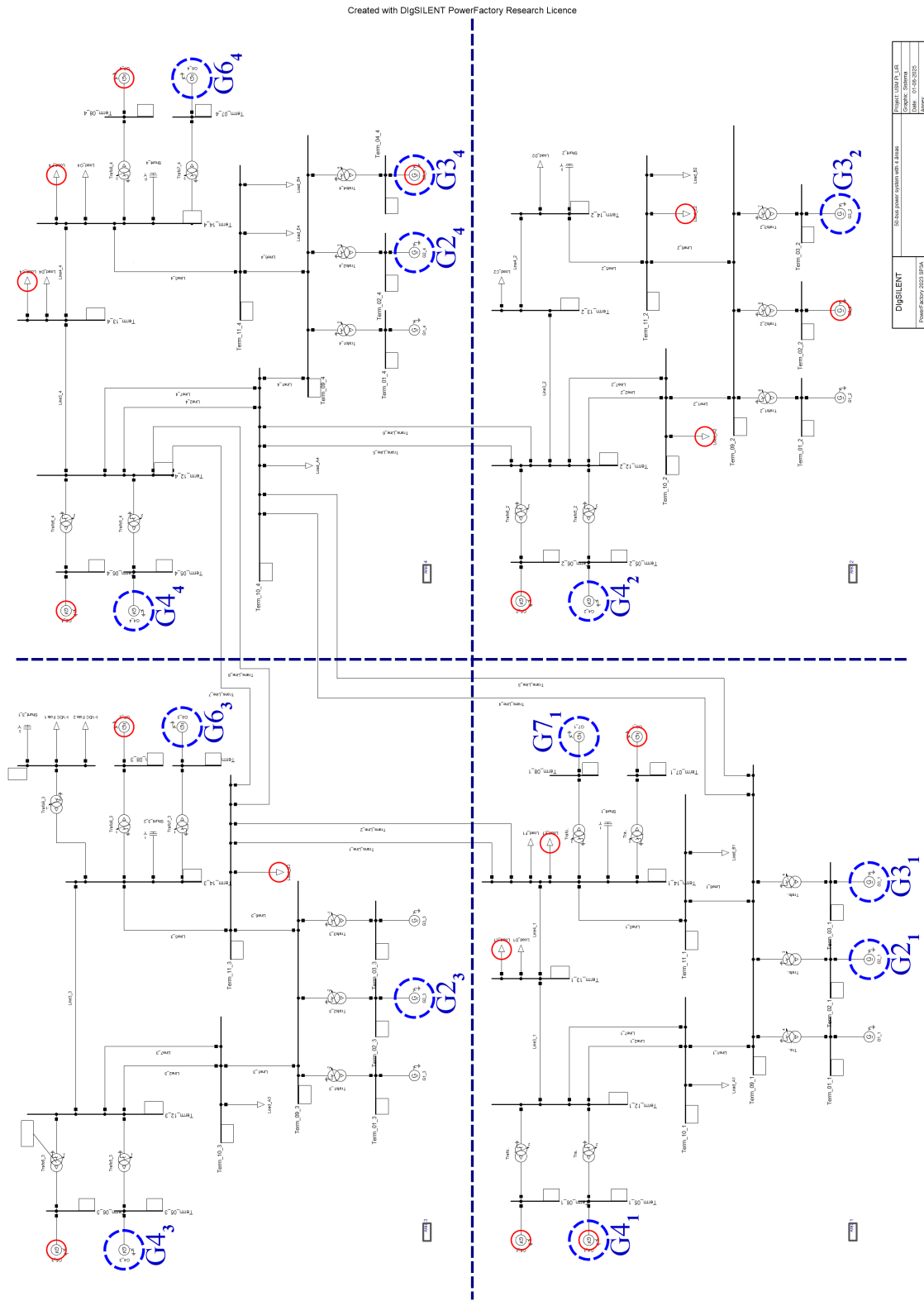


Figura 4.1: Sistema de potencia de 50 barras utilizado para la validación del modelo..

4.2. Contingencias de generación para el AGC propuesto

El análisis considera tres casos de estudio, con el propósito de evaluar el desempeño propuesto bajo diferentes condiciones operativas. En el caso I, se asume que los generadores participantes del AGC únicamente pueden incrementar su potencia respecto a su punto de operación base. En el caso II, se incorpora la posibilidad de que dichos generadores también puedan reducir su potencia, ampliando así su rango de respuesta. Finalmente, el caso III evalúa un escenario en el cual se permite la reconfiguración de la topología del sistema de transmisión, considerando el efecto potencial de la conmutación de líneas en la operación del sistema.

Para los 3 periodos de operación analizados (peak, intermedio y valle) se consideran 9 contingencias de generación (G_{41} , G_{51} , G_{61} , G_{52} , G_{53} , G_{34} , G_{54} , G_{74} y G_{32}).

En lo referente a las desconexiones de las líneas de transmisión, se considera que todas las líneas del sistema son potencialmente candidatas a ser desconectadas durante la optimización, sin restricción previa sobre su elegibilidad. Con el finalidad de reflejar el costo operativo y las implicancias asociadas a cada acción de conmutación, se asigna un valor fijo de 10\$ por cada reconfiguración ejecutada.

Los resultados de las contingencias de generación se muestran en el Anexo C.1. Las medidas de error respecto a la potencia total por recuperar, en cada caso de estudio, se muestran en la Tabla 4.1. Mientras, que en la Tabla 4.2 se muestran los errores que tienen la potencia de los generadores. En todos los escenarios la frecuencia retorna a su valor nominal.

Caso	MSE [MW ²]	MAE [MW]	E_{max} [MW]	E_{min} [MW]
I	13,82	2,15	11,8	0,1
II	13,64	2,08	11,8	0,1
III	42,9	4,98	14,8	0,1

Tabla 4.1: Error de la estimación de la perturbación P_{AGC} para las contingencias de generación

Caso	MSE [MW ²]	MAE [MW]	E_{max} [MW]	E_{min} [MW]
I	0,60	0,27	4,5	0
II	1,05	0,28	4,3	0
III	3,30	0,44	5,6	0

Tabla 4.2: Error de la estimación de la potencia inyectada por los generadores para las contingencias de generación

En la Tabla 4.3 se muestran los costos operacionales para cada uno de los casos de estudio. En el caso III se observa que al permitir la reconfiguración de la topología de la red, presenta un costo total más bajo. En cambio, en el caso I, en que los generadores solo pueden aumentar su potencia, es el que presenta los costos más altos.

Caso	C_{sfc} (\$)	C_{op} (\$)	C_{ue} (\$)	C_{pl} (\$)	C_{ts} (\$)	Total (\$)	Gap %
I	13.600	72.085,08	0	255.311,91	-	340.996,99	0,29
II	14.200	72.334,06	0	255.028,7	-	341.562,76	0,58
III	10.400	70.581,34	0	254.827,24	46,67	335.855,25	0,98

Tabla 4.3: Costos para los casos de estudio.

Al tener la posibilidad de realizar una reconfiguración de la red, el mayor impacto económico se logra por reducir el costo de activación de las unidades en un 25 % en comparación con el caso I.

La Tabla 4.4 muestra la asignación de las 7 unidades de generación capaces de participar en el AGC. En el caso I, solamente participan 7 unidades. En el caso II, se añade el generador G_{64} que se activa para disminuir su potencia, y en el caso III, el generador G_{64} dejar de participar del AGC.

Caso	v_g	$G4_1$	$G4_3$	$G3_2$	$G4_2$	$G3_4$	$G6_4$	$G4_4$
I	v_g^{Inc}	1	1	1	1	1	1	1
II	v_g^{Inc}	1	1	1	1	1	1	1
	v_g^{Dec}	0	0	0	0	0	0	1
III	v_g^{Inc}	1	1	1	1	1	0	1
	v_g^{Dec}	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 4.4: Asignación de unidades de generación que participan en el AGC

La incorporación conjunta de la capacidad de reducción de potencia de las unidades generadoras y la reconfiguración de la red permite disminuir la congestión en el sistema de transmisión, contribuyendo a la obtención de una solución más económica.

En el caso III, la reconfiguración de la red elimina la necesidad de activar el generador $G4_4$ para reducir su potencia. Esto se debe a que la nueva topología del sistema permite una redistribución de los flujos de potencia en las líneas de transmisión, de tal manera que se eliminan las congestiones sin requerir ajustes adicionales en la generación.

La Tabla 4.5 muestra el número de veces que cada línea de transmisión se ha desconectado en cada una de las contingencias de generación analizadas en el caso III. Las líneas $Line2_2$ y $Line7_2$ son las que presentan una mayor frecuencia de desconexión, indicando su relevancia en la reconfiguración del sistema para mitigar las congestiones en las líneas. El resto de las líneas presentan una menor frecuencia de desconexión, lo que sugiere que su impacto es menor en comparación. En el Anexo C.1.3 se muestran las tablas con las líneas desconectadas para cada contingencia y escenario de operación.

Línea	$G4_1$	$G5_1$	$G6_1$	$G5_2$	$G5_3$	$G3_4$	$G5_4$	$G7_4$	$G3_2$
$Line2_1$	-	-	-	1	1	1	-	1	-
$Line5_1$	-	-	-	-	-	-	-	1	-
$Line7_1$	-	-	1	-	1	-	-	-	-
$Line2_2$	2	1	1	1	2	2	1	1	-
$Line7_2$	1	2	1	2	1	1	2	2	-
$Line1_3$	-	-	-	1	-	-	1	-	-
$Line2_3$	-	-	-	-	-	-	1	-	1
$Line1_4$	-	-	-	-	-	1	-	-	-
$Line2_4$	-	-	-	-	-	-	-	1	-
$Line4_4$	-	-	1	1	1	-	-	-	-
$Line5_4$	1	-	-	-	-	-	-	-	-
$Line7_4$	-	-	-	-	-	-	-	1	-
$TransLine3$	1	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 4.5: Número de veces que la línea se ha desconectado en la contingencia de cada generador.

4.2.1. Análisis de la salida de $G7_4$ en el escenario peak

Para realizar una comparación entre los casos de estudio, se analiza la contingencia de la unidad $G7_4$ en el escenario peak. La Tabla 4.6 muestra los factores de participación de las unidades en el AGC para cada caso, de acuerdo a la solución obtenida por Gurobi. Para el caso III, se realiza la desconexión de las líneas $Line5_1$, $Line2_2$, $Line7_2$, $Line2_4$ y $Line7_4$. En la Figura 4.2 se muestra el mapa de calor respecto a la cargabilidad de los elementos en el sistema para el escenario peak, previo a la ocurrencia de la contingencia. En las Figura 4.3, Figura 4.4 y Figura 4.5 se muestran los mapas de calor del sistema para el escenario peak, luego de la ocurrencia de la contingencia de $G7_4$ en el caso I, II y III respectivamente.

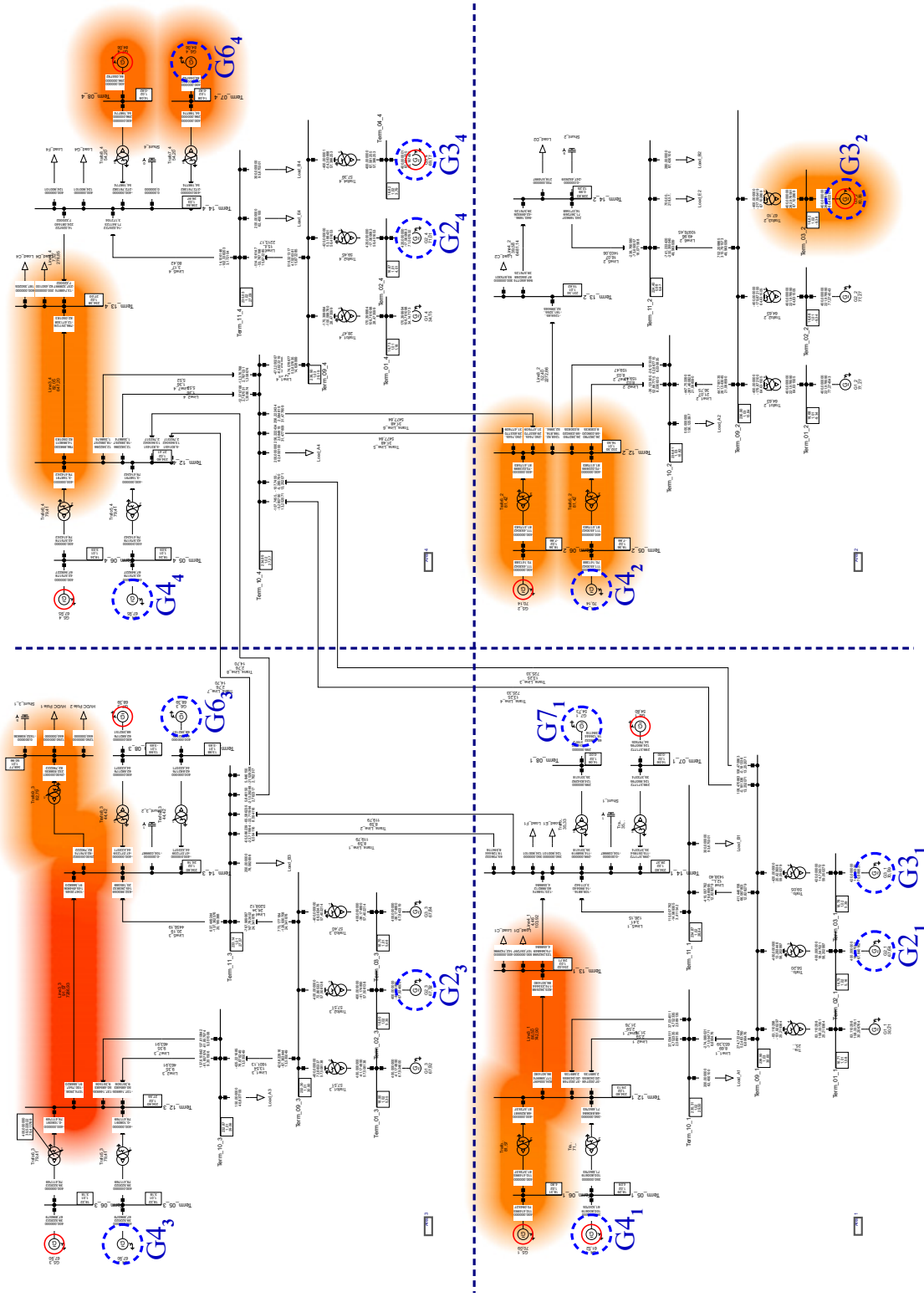


Figura 4.2: Estado del sistema en el escenario peak, previo a la ocurrencia de la contingencia.

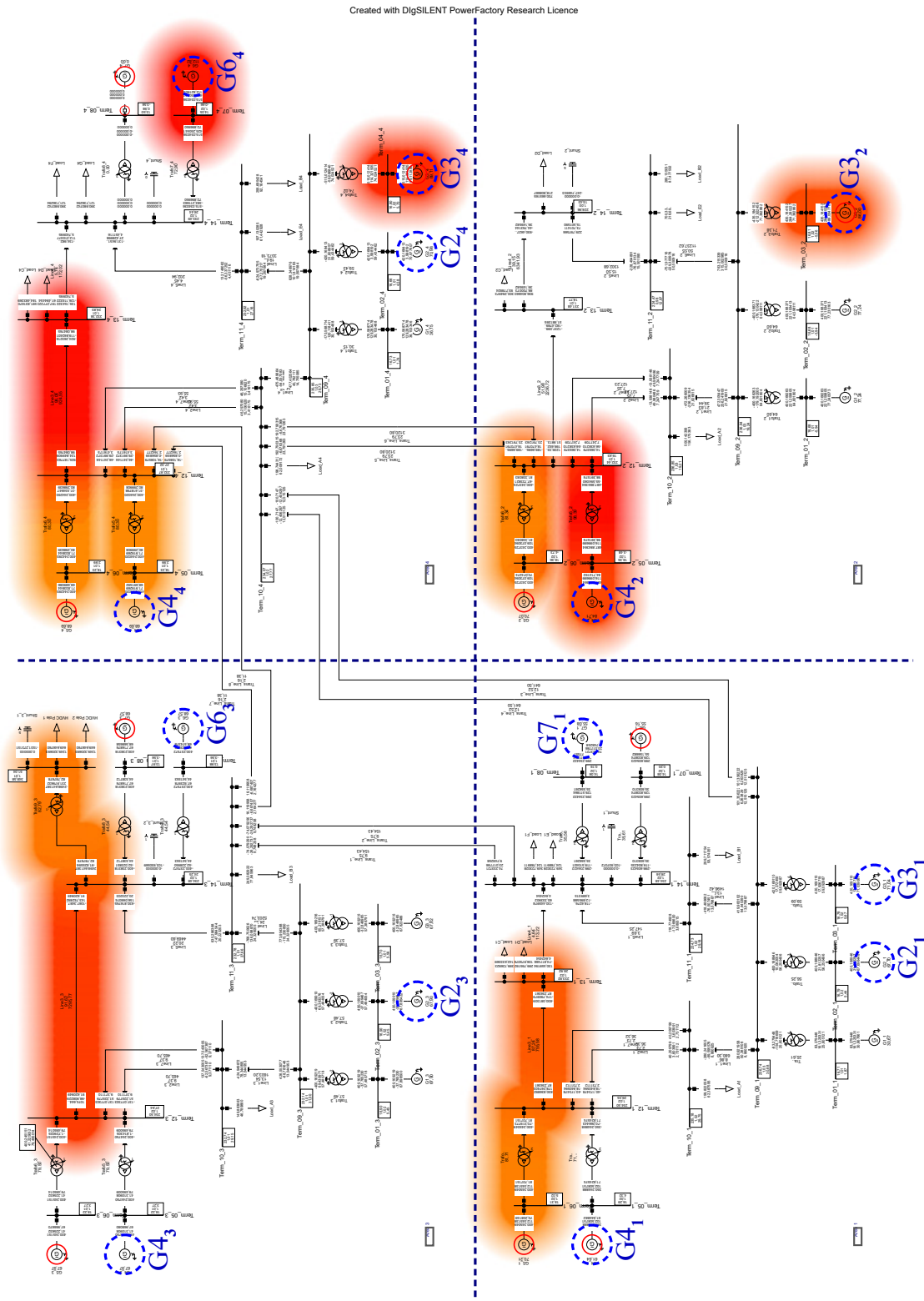


Figura 4.3: Estado final del sistema en el escenario peak ocurrida una contingencia en el generador G_{74} en el caso I.

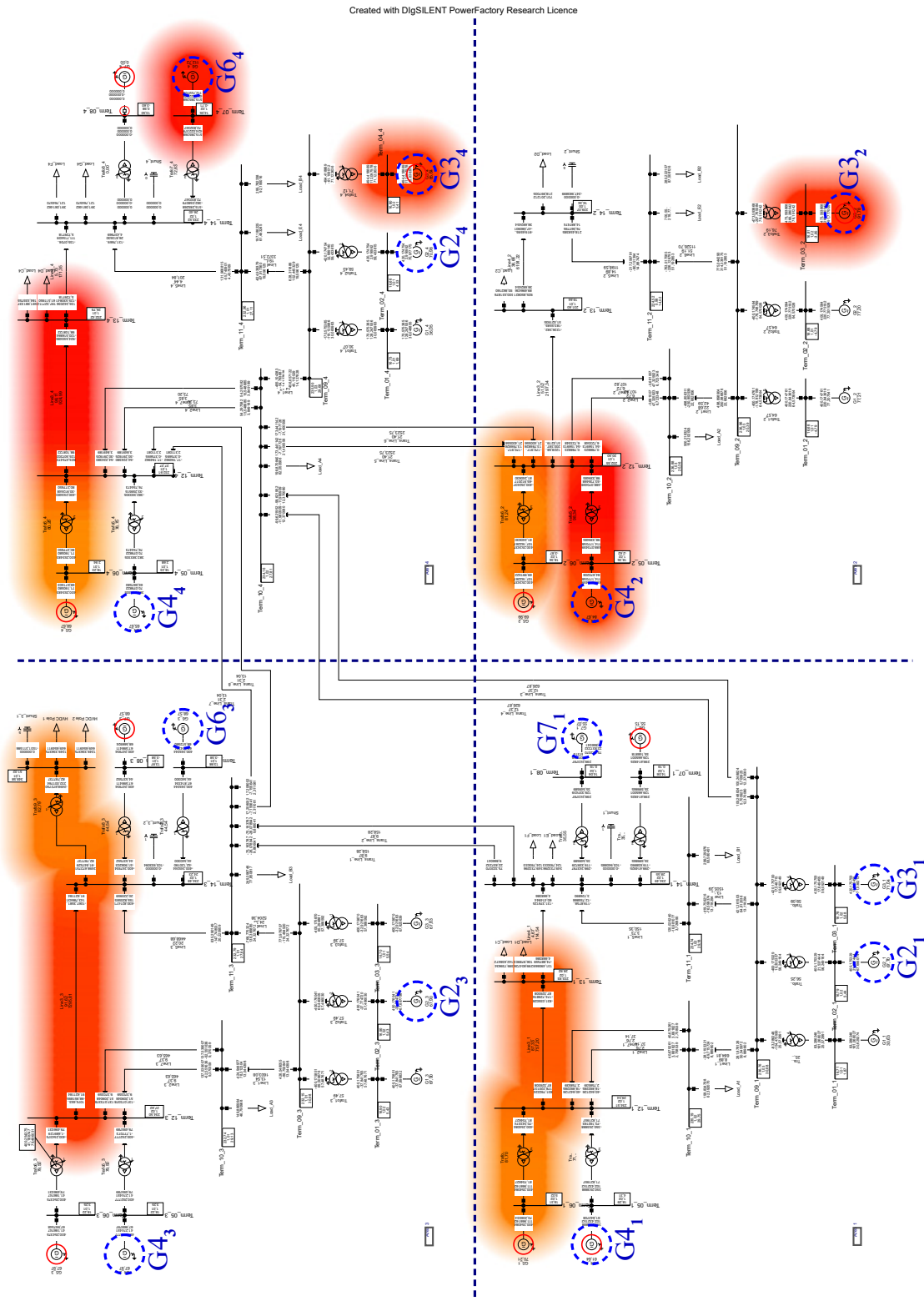


Figura 4.4: Estado final del sistema en el escenario peak ocurrida una contingencia en el generador $G7_4$ en el caso II.

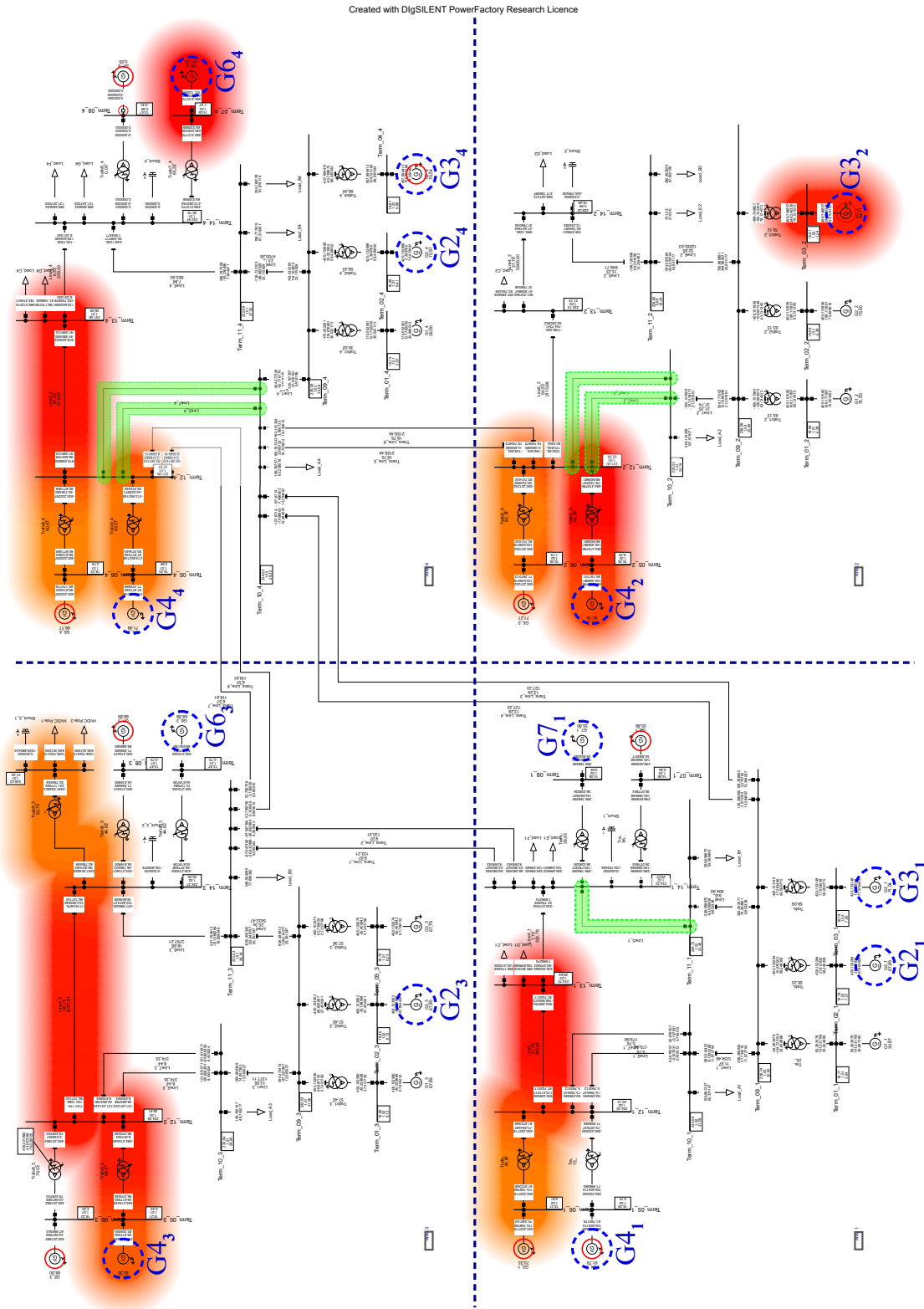


Figura 4.5: Estado final del sistema en el escenario peak ocurrida una contingencia en el generador $G7_4$ en el caso III.

Caso	$G4_1$	$G4_3$	$G3_2$	$G4_2$	$G3_4$	$G6_4$	$G4_4$
I	0	0	9,6	25,3	31,4	33,6	0
II	0	0	20,1	25,4	25,8	33,8	-5,2
III	0	25,4	28,5	25,4	16,5	0	4,1

Tabla 4.6: Contingencia de $G7_4$ en el escenario peak

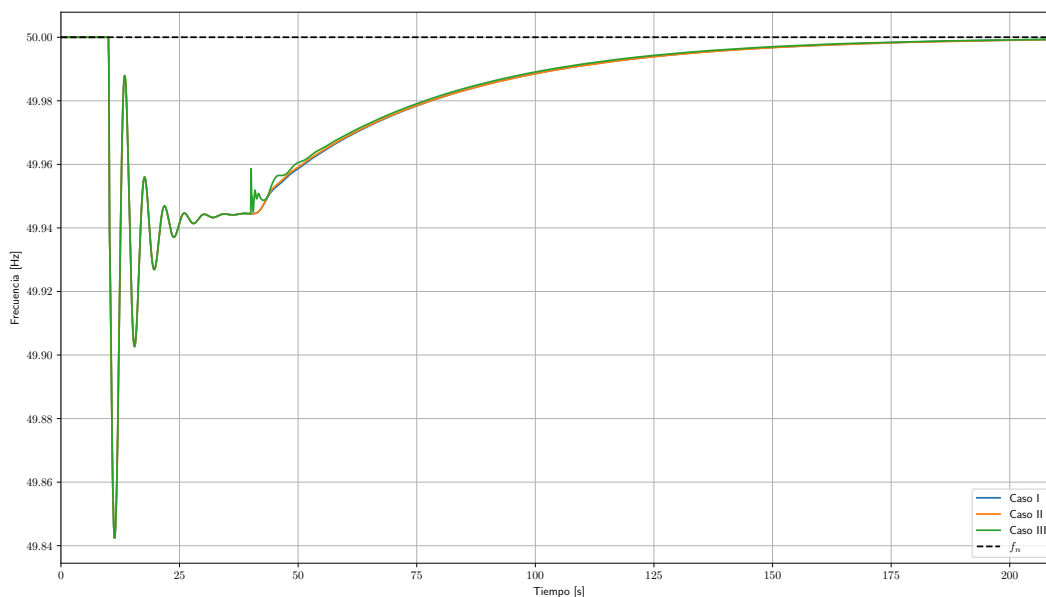
Notamos que los generadores más económicos con respecto al costo de combustible, que se encuentran activos son, en orden ascendente, $G4_1$, $G4_3$, $G4_4$, $G4_2$, $G3_2$, $G3_4$ y $G6_4$.

En el caso I, en la Figura 4.3, se observa que la línea $Line3_4$ se encuentra con una cargabilidad máxima de 98%, producto del factor de seguridad impuesto al sistema.

Para el caso II, el generador $G3_2$ incrementa su participación, mientras que el generador $G3_4$ reduce la potencia entregada, logrando así una operación más económica. Este comportamiento se explica porque, al disminuir la potencia del generador $G4_4$, también se reduce el flujo por la línea $Line3_4$, lo que permite que un generador más económico y con menor sensibilidad respecto a dicha línea incremente su inyección de potencia. El estado final se muestra en la Figura 4.4, donde se observa nuevamente que la línea $Line3_4$ opera cerca de su límite de cargabilidad, alcanzando un 98%.

En la Figura 4.5 se muestran las desconexiones de las líneas anteriormente mencionadas. Las líneas que se desconectan se encuentran resaltadas en color verde, estas se encuentran en 3 de las 4 áreas del sistema, permitiendo que los flujos de potencia se redistribuyan de tal forma que operen unidades más económicas como lo son los generadores $G4_3$ y $G4_4$. También, se observa que la línea $Line3_4$ y $Line3_3$ se encuentran con su cargabilidad máxima.

En la Figura 4.6 se presenta la respuesta de la frecuencia del sistema para los tres casos de estudio. En todos ellos, la frecuencia retorna a su valor nominal de 50 Hz, siguiendo una trayectoria prácticamente idéntica. No obstante, en el caso III se aprecia una ligera desviación al inicio del CSF, originada por la desconexión de líneas, lo que genera un desbalance transitorio mientras los flujos se redistribuyen en la red.

Figura 4.6: Frecuencia del sistema para los casos de estudio ocurrida la contingencia de $G7_4$ en el escenario peak

En la Figura 4.7 se presenta la cargabilidad de la línea $Line3_4$ para los tres casos de estudio.

En los casos I y II, la cargabilidad de la línea sigue la misma trayectoria hasta alcanzar un valor de 98%. En cambio, en el caso III, al inicio del CSF se produce la desconexión de líneas, lo que provoca una redistribución de los flujos que reduce de forma inmediata la cargabilidad de la línea *Line34*. Al finalizar el CSF, la cargabilidad converge a un valor similar para los tres casos. Sin embargo, esto no implica que la desconexión de líneas no haya tenido un efecto positivo, ya que la congestión observada en la línea *Line34* responde ahora a la mayor inyección de potencia de generadores más económicos.

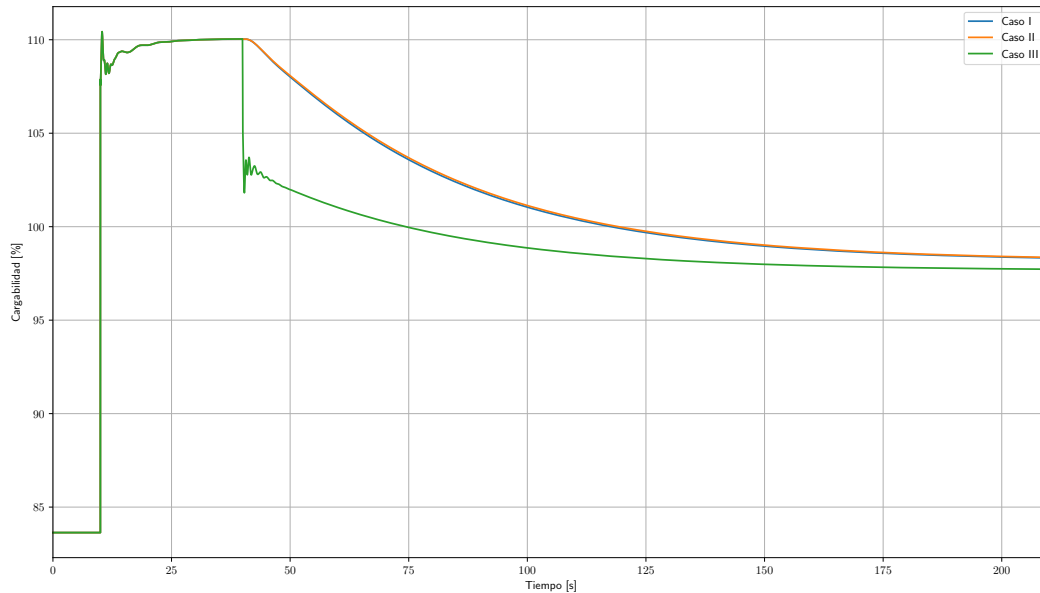


Figura 4.7: Cargabilidad de la línea *Line34* para los casos de estudio ocurrida la contingencia de *G74* en el escenario peak

Resulta necesario analizar el desempeño computacional del modelo propuesto. En la Tabla 4.7 se muestran las variables de decisión (n), restricciones (Θ) y elementos distintos de cero. También, incluyendo el tiempo de solución (t_{sol}) del modelo.

Caso	n	Θ	Non-zero	t_{sol} (s)
I	26824	32211	161298	0.85
II	27188	32913	173529	0.60
III	29078	33345	382320	36.25

Tabla 4.7: Desempeño computacional del modelo propuesto

Para los casos I y II, el modelo se resuelve en menos de un segundo, mientras que para el caso III, el tiempo de solución es altamente superior, aunque sigue siendo adecuado tener una solución con 36 segundos. El aumento del tiempo de solución se debe a que el problema de reconfiguración de la red tiene una complejidad mayor, ya que se requiere la incorporación de variables binarias asociadas al estado operativo de las líneas de transmisión. A diferencia de los modelos continuos, donde las variables pueden tomar un rango de valores dentro de un intervalo, las variables binarias generan una estructura discreta en el espacio de búsqueda. Esto hace que el número total de posibles configuraciones crezca exponencialmente con la cantidad de líneas consideradas, dificultando la exploración eficiente de todas las alternativas. Como consecuencia, se requiere un mayor esfuerzo computacional para identificar la solución óptima o una solución cercana dentro de un umbral de tolerancia aceptable, lo cual se traduce en un aumento considerable del tiempo de cálculo.

4.2.2. Análisis de sensibilidad del costo de reconfiguración

Con el objetivo de evaluar el impacto del costo de reconfiguración en la solución del modelo, se realiza un análisis de sensibilidad en el caso III, variando dicho costo. Para ello, se incrementa en 10\$ el costo de reconfiguración asignado a cada línea y se analiza cómo esta modificación influye en el número de líneas desconectadas y en el costo total del sistema. En la Tabla 4.8 se presentan los resultados obtenidos en los casos en que se produce un cambio en el número de líneas reconfiguradas. Para todos los resultados se obtienen que los costos de energía no suministrada son nulos. También, cabe señalar que cada solución presenta un margen de error asociado al proceso de búsqueda de soluciones del software, que se ve reflejado en el Gap.

A medida que el costo de reconfiguración aumenta, el número de líneas desconectadas tiende a disminuir, lo que, a su vez, puede provocar un incremento en el costo total del sistema. Esto puede deberse a dos razones principales. La primera es que la desconexión de líneas puede eliminar congestiones que limitan la inyección de potencia de generadores más económicos, de modo que un mayor número de desconexiones puede reducir el costo operativo global. La segunda razón es que la desconexión de líneas puede contribuir a disminuir las pérdidas del sistema. Este último efecto se observa en la Tabla 4.8 para los costos de reconfiguración de 80\$ y 90\$, donde los costos de operación son prácticamente iguales, pero el costo asociado a las pérdidas aumenta. Sin embargo, el primer efecto es el relevante, ya que el costo de pérdidas se incorpora principalmente para evitar la aparición de pérdidas ficticias en el modelo.

Costo de reconfiguración	Líneas desconectadas	$Csfc$ (\$)	Cop (\$)	Cpl (\$)	Cts (\$)	Total (\$)	Gap (%)	$t_{sol}(s)$
10	42	10.400	70.581,34	254.827,24	46,67	335.855,25	0,98	36,25
20	18	9.200	69.746,30	256.318,66	40	335.304,96	0,88	3,91
30	19	9.200	69.745,98	256.306,70	63,33	335.315,58	0,88	4,16
40	66	9.200	69.745,28	256.279,88	293,33	335.518,50	0,84	50,74
50	58	9.200	69.716,03	256.716,41	322,22	335.954,66	0,93	29,10
60	53	9.200	69.733,53	255.833,16	353,33	335.120,02	0,67	28,50
70	14	9.200	69.745,36	256.282,19	108,89	335.336,44	0,88	6,43
80	30	9.200	69.739,06	256.043,47	266,67	335.249,19	0,79	12,67
90	27	9.200	69.739,39	256.055,81	270,00	335.265,19	0,79	11,07
100	9	9.200	69.728,96	255.658,93	100,00	334.687,88	0,68	5,04
200	6	9.200	69.753,18	256.579,88	133,33	335.666,39	0,96	2,77
300	2	9.200	69.726,56	255.568,33	66,67	334.561,56	0,62	4,56
400	2	9.200	69.742,51	256.174,62	88,89	335.206,02	0,65	5,28
500	8	9.200	69.742,30	256.166,14	444,44	335.552,89	0,74	5,12
600	1	6.900	71.932,67	257.588,77	66,67	336.488,10	0,92	9,29
700	7	9.800	70.024,20	256.264,59	544,44	336.633,23	0,98	6,50
800	6	9.200	69.749,18	256.427,89	533,33	335.910,40	0,84	4,62
900	6	9.200	69.749,18	256.427,89	600,00	335.977,06	0,85	4,70
1.000	2	9.500	70.301,94	255.997,10	222,22	336.021,27	0,61	13,08

Tabla 4.8: Resultados del análisis de sensibilidad del costo de reconfiguración

4.3. Inclusión de esquema de actualización de los factores de participación

4.3.1. Aplicación del esquema de actualización en el sistema base

Con el propósito de evaluar de forma aislada el desempeño del esquema de actualización de factores de participación, en esta sección se analiza dicha metodología utilizando el sistema base empleado en los análisis previos mostrado en la Figura 4.1, únicamente para el escenario peak con los datos de generación y demanda fijos.

Los resultados derivados de la aplicación del esquema de actualización de factores de participación

se presentan en el Anexo C.1.4. Las líneas que son reconfiguradas se muestran en la Tabla 4.9.

Línea	$G4_1$	$G5_1$	$G6_1$	$G5_2$	$G5_3$	$G3_4$	$G5_4$	$G7_4$	$G3_2$
<i>Line2</i> ₁	-	-	-	1	1	1	-	-	-
<i>Line4</i> ₁	-	1	-	-	-	-	1	-	-
<i>Line5</i> ₁	-	-	-	-	-	-	-	-	1
<i>Line7</i> ₁	-	-	1	-	-	-	-	-	-
<i>Line2</i> ₂	-	1	1	-	1	1	1	1	-
<i>Line7</i> ₂	1	1	1	1	1	1	-	1	-
<i>Line2</i> ₄	-	-	-	-	-	1	-	1	-
<i>Line7</i> ₄	-	-	-	-	-	1	-	1	-
<i>TransLine</i> ₇	-	-	-	-	-	-	-	1	-
<i>TransLine</i> ₈	-	-	-	-	-	-	-	1	-

Tabla 4.9: Número de veces que la línea se ha desconectado en la contingencia de cada generador.

Tal como se aprecia en las Figuras 4.8, la respuesta de la frecuencia mantiene un comportamiento prácticamente idéntico tanto al emplear factores de participación constantes (FPC) como factores de participación actualizables (FPA). Esto evidencia que el esquema de actualización de los factores de participación no produce un impacto en la evolución de la frecuencia del sistema cuando no existen otras entradas.

Con el propósito de evaluar el efecto de la actualización de los factores de participación, se calcula la varianza de dichos factores respecto a su valor medio, tal como se presenta en la Tabla 4.10. En este cálculo se excluyen los valores iniciales de los factores de participación, dado que no provienen del esquema de actualización.

Contingencia	MSE	MAE
$G3_2$	0,000870	0,018
$G7_4$	0,000093	0,074
$G5_4$	0,000059	0,006
$G3_4$	0,000016	0,003
$G5_3$	0,000354	0,014
$G5_2$	0,000210	0,011
$G6_1$	0,000052	0,005
$G5_1$	0,000033	0,004
$G4_1$	0,000016	0,003

Tabla 4.10: Medidas de error de los factores de participación actualizados respecto a su valor medio

Para el caso particular de la contingencia asociada al generador $G3_4$, donde se observa que la varianza de los factores de participación actualizados es baja. No obstante, al comparar estos valores con los factores de participación iniciales, se evidencia una diferencia significativa en el generador $G4_1$. En la Tabla 4.11 se presentan los factores de participación correspondientes a los dos primeros instantes de tiempo, lo que permite apreciar de manera puntual dichas diferencias.

Tiempo	$G4_1$	$G3_2$	$G4_2$	$G4_4$
40	0,273124	0,30735	0,231835	0,187691
44	0,196379	0,321448	0,241086	0,241086

Tabla 4.11: Extracto de resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia $G3_4$ para los dos primeros instantes

En la Figura 4.9 se presenta la evolución de la demanda del sistema ante la contingencia del generador $G3_4$. A los 10 segundos de ocurrida la contingencia, la demanda disminuye abruptamente hasta aproximadamente 9550[MW], para luego incrementarse y estabilizarse temporalmente en torno

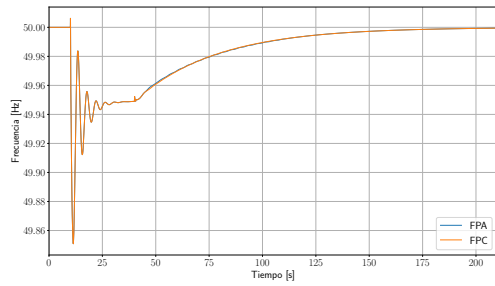
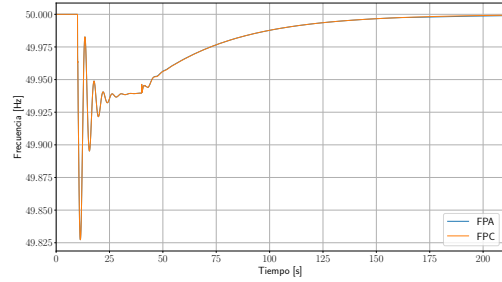
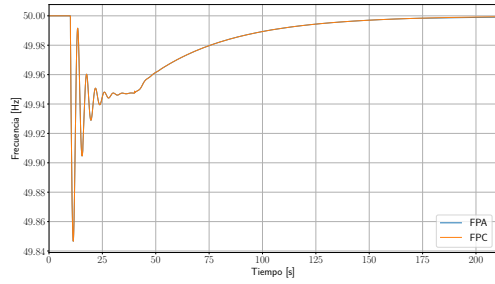
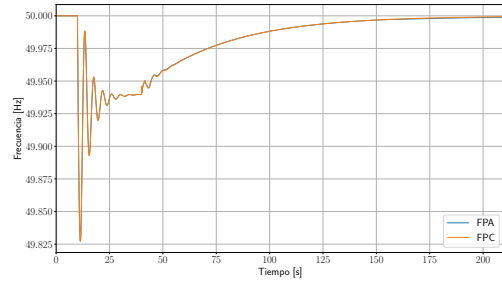
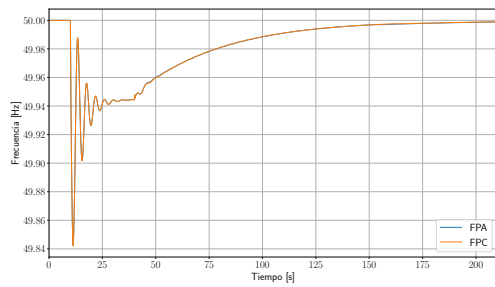
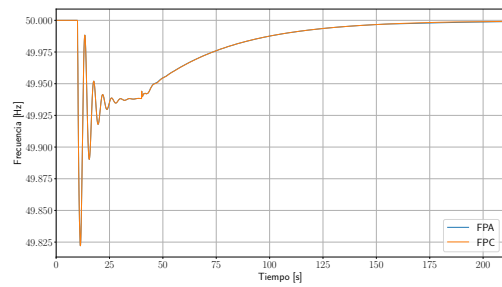
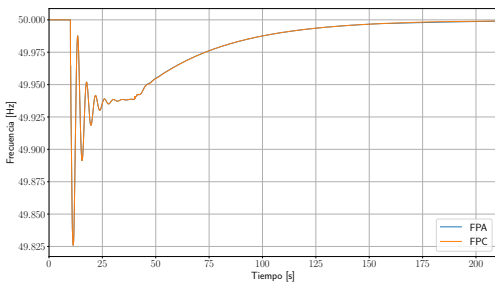
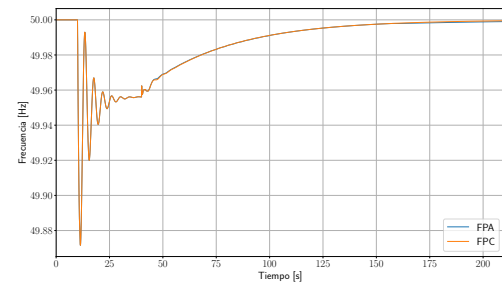
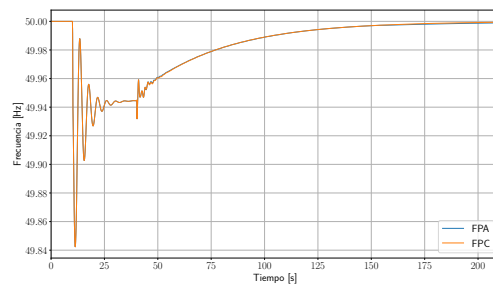
(a) Contingencia de $G3_2$ (b) Contingencia de $G3_4$ (c) Contingencia de $G4_1$ (d) Contingencia de $G5_1$ (e) Contingencia de $G5_2$ (f) Contingencia de $G5_3$ (g) Contingencia de $G5_4$ (h) Contingencia de $G6_1$ (i) Contingencia de $G7_4$

Figura 4.8: Frecuencia del sistema para las contingencias de generación en el sistema base

a 9635[MW]. Posteriormente, a los 40 segundos, se produce una nueva disminución abrupta hasta aproximadamente 9620[MW], seguida de oscilaciones que tienden a estabilizarse en torno a este valor.

Este comportamiento se explica por variaciones en las tensiones de las barras del sistema provocadas por la desconexión de líneas, lo que genera una reducción de la demanda. En consecuencia, el AGC requiere recuperar una menor cantidad de potencia respecto a la inicialmente estimada, por lo que el esquema ajusta los factores de participación para reflejar esta nueva condición operativa.

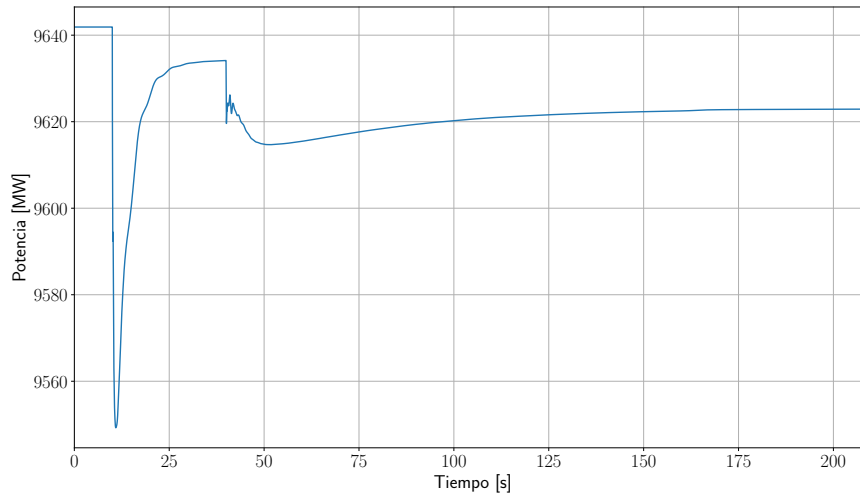


Figura 4.9: Demanda del sistema cuando ocurre la contingencia del generador $G3_4$

4.3.2. Incorporación de generación renovable variable y variabilidad de la demanda

El caso de estudio anterior es modificado, añadiendo 16 unidades de generación renovable, como se muestra en la Figura 4.10. Quedan fuera de servicio 6 generadores sincrónicos, mientras que las cargas no se modifican. El desglose del recurso energético de cada unidad se muestran en la Tabla 4.12. La selección de las unidades encendidas es la solución de un problema de optimización de programación de unidades generadoras (Unit Commitment). Con lo cual, luego se realiza un flujo óptimo de potencia para determinar las potencias de operación de cada unidad.

Las nuevas unidades eólicas y solares son caracterizadas por perfiles de generación variable en el tiempo. Adicionalmente, se asigna un perfil de demanda individual para cada carga del sistema, con el objetivo de representar de forma más realista la variabilidad en las condiciones de operación. Esto se realiza utilizando el modelo descrito en el Anexo D.1. El horizonte temporal de cada perfil se establece en 15 minutos, con datos muestreados cada 2 segundos para capturar la dinámica del sistema. Los datos utilizados provienen de registros reales de centrales de generación renovable y de demanda, los cuales fueron ajustados proporcionalmente para adecuarse a la potencia nominal de cada unidad modelada.

Tipo de unidad	Cantidad	Potencia [MW]	% de participación
Eólica	8	1977	20,47 %
Solar	8	2829	29,29 %
Sincrónicas	20	4852	50,23 %
Total	36	9658	100 %

Tabla 4.12: Desglose de las unidades de generación en el sistema modificado

Debido a la presencia de esta variabilidad en la generación y la demanda, la medición de la frecuencia no se realizará de manera continua, sino que se realizará un muestreo cada 4 segundos, reflejando así una condición más cercana a la realidad operativa de los sistemas eléctricos. En consecuencia, se introducen modificaciones al modelo dinámico del AGC con el fin de capturar este comportamiento, ajustando el filtro aplicado al cálculo del ACE. Dicho ajuste, detallado en la Sección 3.1.1, permite representar de manera más precisa la respuesta del sistema ante señales de control basadas en mediciones discretas de frecuencia.

De forma similar a lo hecho anteriormente, se realizará un análisis del modelo de AGC propuesto en Sección 3.2, para luego incluir el esquema de actualización de los factores de participación. Para este caso de estudio solo se considera el escenario de operación peak.

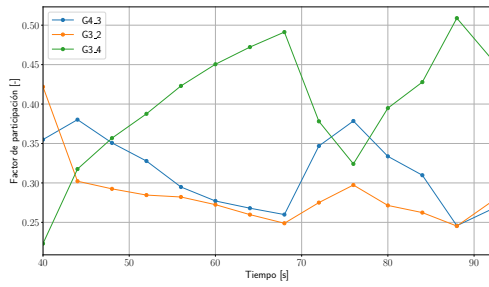
Del modelo de optimización formulado en la Sección 3.2 se obtiene que los generadores que participan del AGC son $G3_2$, $G4_3$ y $G3_4$. Solamente se desconectan 2 líneas que son $Line2_2$ y $Line7_2$ en la contingencia del generador $G3_4$. Los factores de participación de las unidades son mostrados en la Tabla 4.13.

s	$G4_3$	$G3_2$	$G3_4$
$G4_1$	35,5	42,2	22,3
$G5_1$	100	0	0
$G6_1$	30,5	35,1	34,3
$G5_2$	32,6	37,6	29,8
$G5_3$	100	0	0
$G3_4$	67,5	32,5	0
$G5_4$	29,4	33,5	37,1
$G7_4$	12,2	57,8	30
$G3_2$	41,5	0	58,5

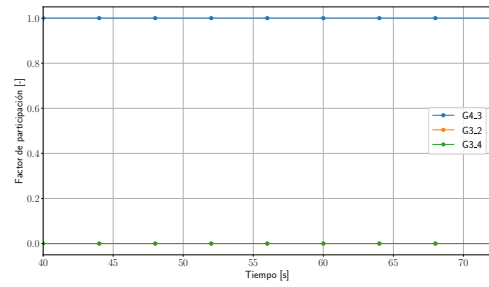
Tabla 4.13: Factores de participación de las unidades en AGC

Al aplicar el esquema de actualización de los factores de participación, se obtienen los valores mostrados en el Anexo C.1.5, cuya representación gráfica se presenta en la Figura 4.11. Los factores de participación de las unidades muestran variaciones significativas a lo largo del tiempo, reflejando el efecto dinámico del esquema de actualización en la distribución de la respuesta del AGC. Un fenómeno particularmente interesante se aprecia en las contingencias $G4_1$, $G6_1$, $G5_2$ y $G5_4$ donde la unidad $G3_4$ reduce progresivamente su participación, mientras que otras dos unidades incrementan la suya, lo que sugiere una modificación de las condiciones del sistema.

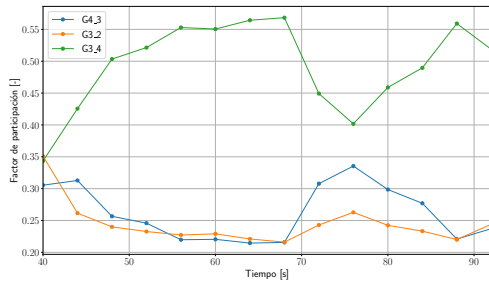
En la Figura 4.12 se presentan las curvas de frecuencia para cada contingencia analizada. En todos los casos, la frecuencia retorna a su valor nominal entre los 75 y 90 segundos posteriores a la contingencia. Los resultados obtenidos al utilizar factores de participación constantes (FPC) y factores de participación actualizados (FPA) exhiben un comportamiento muy similar; sin embargo, en general, el modelo con FPA tiende a presentar valores de frecuencia ligeramente inferiores a los del modelo con FPC.



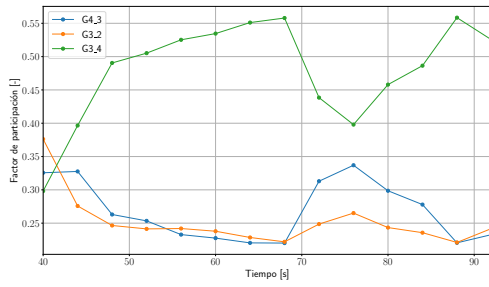
(a) Contingencia $G4_1$



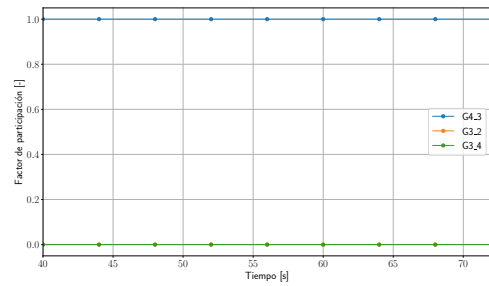
(b) Contingencia $G5_1$



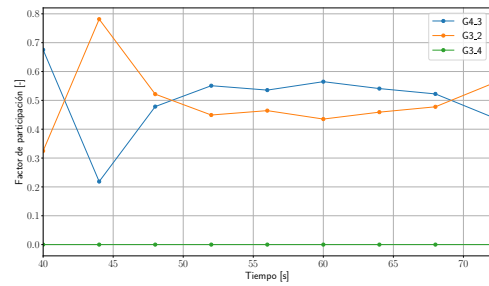
(c) Contingencia $G6_1$



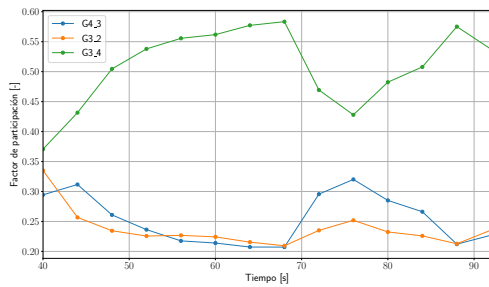
(d) Contingencia $G5_2$



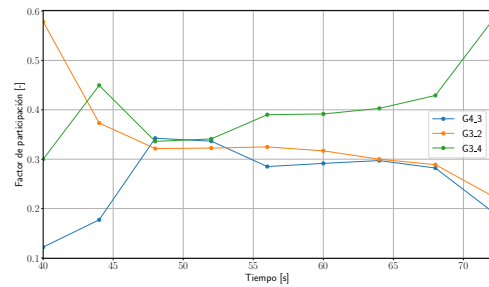
(e) Contingencia $G5_3$



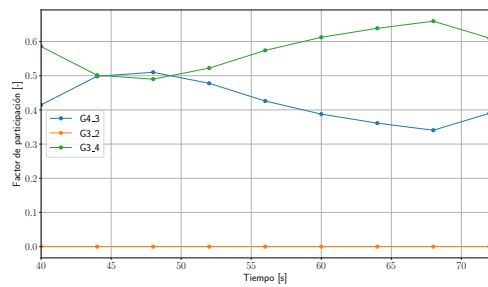
(f) Contingencia $G3_4$



(g) Contingencia $G5_4$



(h) Contingencia $G7_4$



(i) Contingencia $G3_2$

Figura 4.11: Factores de participación actualizables de las unidades en AGC para las contingencias de generación

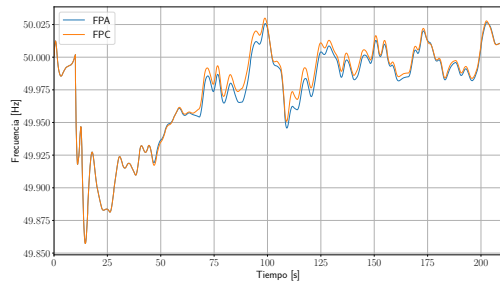
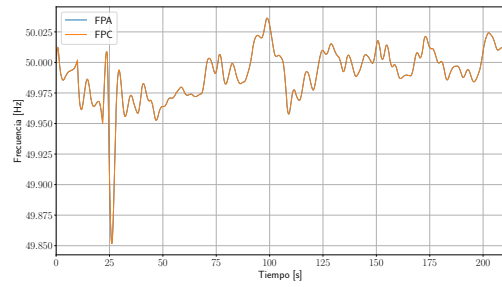
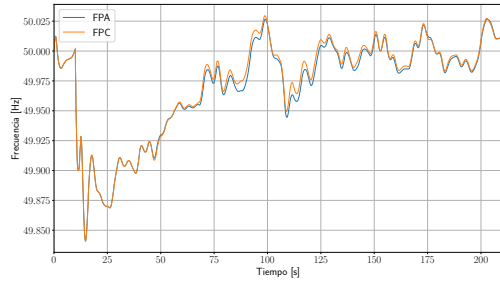
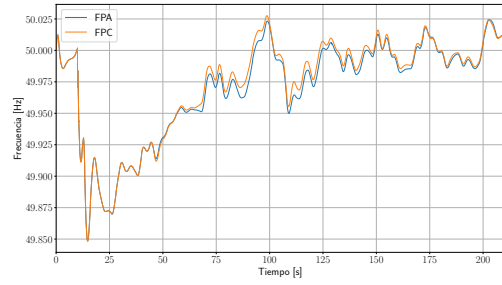
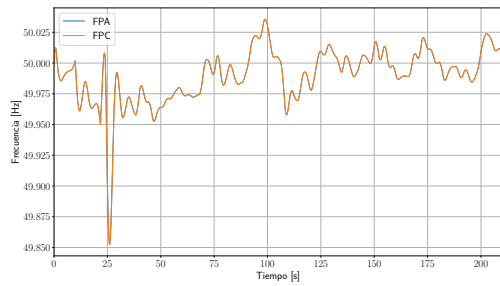
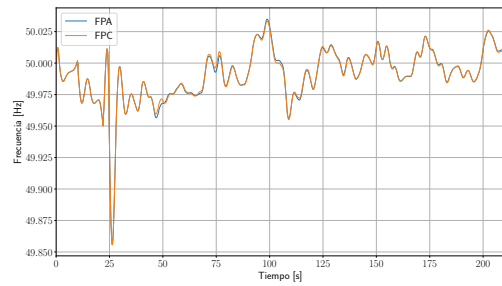
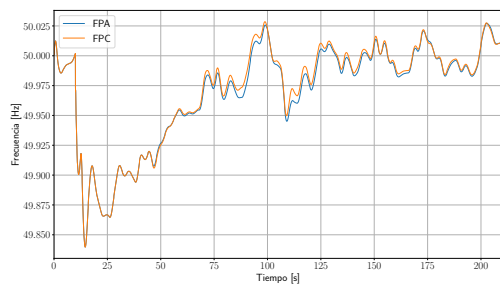
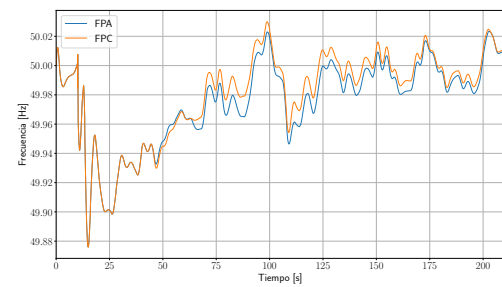
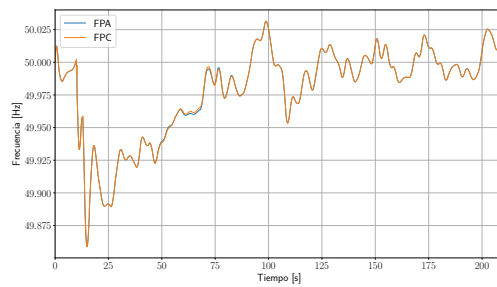
(a) Contingencia $G4_1$ (b) Contingencia $G5_1$ (c) Contingencia $G6_1$ (d) Contingencia $G5_2$ (e) Contingencia $G5_3$ (f) Contingencia $G3_4$ (g) Contingencia $G5_4$ (h) Contingencia $G7_4$ (i) Contingencia $G3_2$

Figura 4.12: Frecuencia del sistema para las contingencias de generación para factores de participación constantes y actualizables

Por último, la Figura 4.13 muestra la evolución de la potencia estimada necesaria para que se recupere la frecuencia en un horizonte comprendido entre los 50 y 95 segundos. Corresponde al valor definido en (3.41). Se observa una tendencia decreciente común en todas las unidades, lo que indica que la necesidad de regulación secundaria disminuye progresivamente a medida que el sistema se acerca al equilibrio entre generación y demanda. Esta respuesta es coherente con el comportamiento esperado del AGC, cuyo objetivo es corregir el desbalance de frecuencia hasta restablecer las condiciones nominales de operación. Varios generadores, en particular G_{4_1} , G_{5_2} , G_{7_4} , G_{3_2} , G_{5_4} y G_{6_1} , presentan valores muy similares en la potencia adicional requerida. Este comportamiento ocurre porque, al momento de la contingencia, dichas unidades inyectaban similares niveles de potencia, lo que origina una asignación comparable de los factores de participación y, en consecuencia, respuestas dinámicas prácticamente equivalentes.

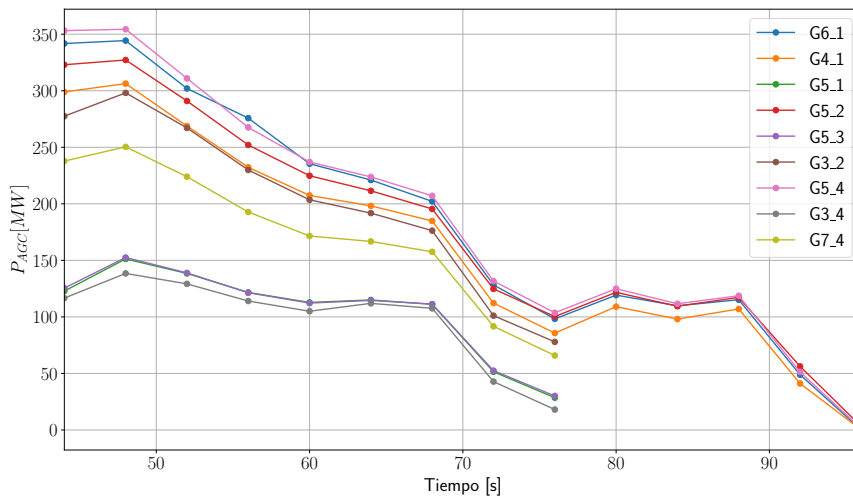


Figura 4.13: \hat{P}_{AGC} para las contingencias

4.3.3. Análisis de costos

El costo asociado a la componente de activación de las unidades candidatas al AGC no se incorpora en este análisis, dado que dicho costo no se ve afectado por la incorporación del esquema de actualización de los factores de participación. Asimismo, no resulta factible realizar una comparación directa entre los costos obtenidos mediante el modelo de optimización y los derivados de la aplicación del esquema de actualización. Esto se debe a que, bajo el esquema propuesto, cada ejecución del AGC se modela considerando que la frecuencia del sistema retorna a su valor nominal tras la corrección correspondiente. En consecuencia, una eventual agregación de costos entre ejecuciones sucesivas conduciría a una contabilización múltiple de un mismo evento de desviación de frecuencia, es decir, sobrestimando los costos.

Con el objetivo de realizar una comparación más representativa entre ambos casos de estudio, el modelo con factores de participación fijos y el modelo extendido con esquema de actualización, se opta por analizar la energía adicional inyectada por cada generador que participa del AGC durante el CSF. Este enfoque permite cuantificar el efecto de la actualización sobre el esfuerzo de regulación realizado por las unidades, sin incurrir en duplicidades en el cálculo de los costos. Los costos de energía adicional de cada generador se presentan en las Tablas 4.14 y 4.15.

En ambos casos se observa un aumento de los costos cuando se utiliza el esquema de actualización de los factores de participación. En el caso de referencia, sin variabilidad de la generación y la demanda, el costo total de energía adicional es de \$207.945 con factores de participación fijos, mientras que con factores de participación actualizables asciende a \$208.475. Este incremento es relativamente pequeño, del orden del 0,25%. Una posible causa de este incremento podría estar asociada a la penalización de

s	Costos (\$)
$G4_1$	24.330
$G5_1$	23.703
$G6_1$	19.122
$G5_2$	23.117
$G5_3$	24.916
$G3_4$	24.494
$G5_4$	24.859
$G7_4$	22.578
$G3_2$	20.826
Total	207.945

(a) Factores de participación fijos

s	Costos (\$)
$G4_1$	24.060
$G5_1$	23.772
$G6_1$	19.191
$G5_2$	23.097
$G5_3$	24.975
$G3_4$	24.415
$G5_4$	25.086
$G7_4$	22.598
$G3_2$	21.281
Total	208.475

(b) Factores de participación actualizables

Tabla 4.14: Costos de energía adicional por los generadores que participan del AGC en el caso de referencia

s	$G4_3$	$G3_2$	$G3_4$	Costos (\$)
$G4_1$	6,64	5,13	4,54	1.247
$G5_1$	7,23	-	-	362
$G6_1$	6,21	5,12	7,37	1.508
$G5_2$	6,76	5,13	6,61	1.461
$G5_3$	7,31	-	-	365
$G3_4$	4,54	2,29	-	433
$G5_4$	6,16	5,12	8,15	1.583
$G7_4$	2,40	5,16	5,53	1.137
$G3_2$	6,06	-	8,99	1.202
Total			9.298	

(a) Factores de participación fijos

s	$G4_3$	$G3_2$	$G3_4$	Costos (\$)
$G4_1$	4,58	4,69	7,70	1.421
$G5_1$	7,24	-	-	362
$G6_1$	4,58	4,68	9,92	1.642
$G5_2$	4,51	4,66	9,93	1.638
$G5_3$	7,31	-	-	365
$G3_4$	3,08	3,79	-	495
$G5_4$	4,56	4,69	10,63	1.713
$G7_4$	2,93	3,33	7,86	1.232
$G3_2$	5,74	-	9,32	1.219
Total			10.087	

(b) Factores de participación actualizables

Tabla 4.15: Energía en MWh y costos de energía adicional por los generadores que participan del AGC con generación renovable y variabilidad de la demanda

las pérdidas considerada en el esquema de actualización, la cual podría inducir distorsiones a la solución óptima. Sin embargo, este aumento de costos es marginal y no representa un cambio significativo en el funcionamiento del AGC.

Para el caso con generación renovable y demanda variable, se aprecia un aumento en la energía inyectada a través del generador $G3_2$ y $G3_4$. Si bien en algunos casos la energía total por contingencia se mantiene relativamente constante, en otros se evidencia un ligero incremento respecto al esquema de factores fijos. Este cambio en la distribución se traduce en un aumento del costo total, que pasa de \$9.298 en el modelo base a \$10.087 al aplicar el esquema de actualización, lo que representa un incremento aproximado del 8,5%. La causa principal de este aumento parece estar asociada a una mayor participación de unidades con costos marginales más elevados, lo que incrementa sus costos unitarios. Esto significa que el esquema de actualización de factores de participación puede permitir una mejor estimación de recursos, aunque también puede interpretarse que cambiar los factores de participación de las unidades resulta en una peor dinámica del sistema para recuperar la frecuencia.

4.4. Aplicación del esquema de actualización de factores de participación propuesto en el Sistema Eléctrico Nacional

4.4.1. Base de datos del SEN

Para la aplicación del esquema de actualización de factores de participación en el SEN se utiliza la base de datos publicada por el CEN en Julio de 2022 [20]. Dicha base de datos contiene distintos escenarios de operación del SEN, los cuales son mostrados en la Figura 4.14.

	Escenario	Fecha	Hora
Laboral	Alta	13-07-2022	19:22
	Baja	08-07-2022	4:56
	Media	07-07-2022	13:55
Sábado	Alta	09-07-2022	18:54
	Baja	09-07-2022	4:22
	Media	09-07-2022	11:06
Domingo	Alta	10-07-2022	19:07
	Baja	10-07-2022	8:02
	Media	10-07-2022	12:17
Penetración ERV	Máxima	09-07-2022	12:37
	Mínima	11-07-2022	7:06

Figura 4.14: Escenarios de operación del SEN según la base de datos del CEN [21]

Solamente se utilizará el escenario *Laboral: Escenario Alta*, al cual se hará referencia como escenario peak del SEN. Este corresponde a un día laboral caracterizado por una alta demanda del sistema. Dada la hora en que ocurre este escenario, el despacho de generación está dominado principalmente por centrales eólicas, mientras que la participación de las centrales solares es menor.

En el escenario peak del SEN hay un total de 10.519[MW] de generación que abastecen a una demanda de 10.169[MW]. En la Tabla 4.16 se muestra el desglose de la generación del SEN según el tipo de unidad. La mayor parte de la generación proviene de generadores sincrónicos convencionales.

Tipo de Central	Cantidad	Potencia Total [MW]	% del Total
Generadores sincrónicos	150	9178,8	87,3
ERV + BESS	39	1282,4	12,2
Generador asincrónico	3	57,8	0,5
Total	192	10519	-

Tabla 4.16: Desglose de la generación en el SEN para el escenario peak.

Los costos variables C_g^{Fuel} de las unidades que participan en el AGC se obtienen del informe de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo [22]. En el caso de las centrales hidroeléctricas, se considera un costo variable igual a cero. Los costos fijos de operación C_g^{AGC} corresponden a los utilizados en [6], los cuales fueron definidos de manera arbitraria. Cabe señalar que el informe de SSCC del año 2024 [23] contiene un total de 75 unidades que participan en el AGC; sin embargo, en [6] se verificó el correcto funcionamiento de solamente 43 de estas unidades. Por esta razón, únicamente dichas unidades se incluyen en el presente análisis.

4.4.2. Condiciones de simulación del SEN

Dado el alto esfuerzo computacional asociado a la simulación del SEN considerando la variabilidad de la generación y la demanda, se opta por analizar una única contingencia, correspondiente a la unidad

TER SANTA MARÍA U1, la cual inyecta 289,7 [MW] al sistema. Por esta razón, la desconexión de dicha unidad se realiza al segundo 1 de la simulación, en lugar de a los 30 segundos, como en los casos anteriores. No obstante, debido a la dinámica del SEN, se requiere un mayor tiempo para completar el CPF, se considera que este proceso finaliza al segundo 50 de la simulación.

De acuerdo con el análisis reportado en [6], la demanda al término del CSF converge a un nivel comparable al previo a la contingencia. En consecuencia, se ajusta la formulación del modelo de la Sección 3.2 para reflejar esta característica, imponiendo que el término de variación de la demanda por sensibilidad con la tensión sea nulo, es decir, $\Delta D_{b,s,t}^{Volt} = 0$.

Los perfiles de generación renovable y demanda variable fueron incorporados siguiendo la metodología descrita en la Sección 4.3.2. Cada perfil considera un horizonte temporal de 15 minutos, con datos muestreados cada 2 segundos. Los registros utilizados corresponden a mediciones reales de centrales de generación renovable y de demanda, los cuales fueron escalados proporcionalmente para ajustarse a la potencia nominal de cada unidad y carga modelada. En total, se incorporaron perfiles para 39 centrales renovables y 958 cargas del sistema, lo que permite representar de manera más realista la variabilidad inherente a la operación del SEN.

El controlador de AGC utilizado corresponde al mismo que esta presente en la Sección 4.3.2, que contiene un muestreo de la frecuencia cada 4 segundos y un filtro ajustado para capturar la dinámica del sistema con estas características.

Debido a la elevada complejidad del sistema, el modelo de optimización considera únicamente las restricciones térmicas de las líneas de transmisión con tensiones nominales superiores a 220 [kV]. En las líneas de menor nivel de tensión, se asigna un valor de flujo máximo suficientemente grande para evitar que estas impongan limitaciones al despacho. Con el fin de simplificar la resolución del problema base descrito en la Sección 3.2, los generadores habilitados para participar en el AGC pueden tanto incrementar como reducir su potencia de generación, sin tener la posibilidad de reconfigurar la topología de la red.

4.4.3. Análisis del escenario

En la Tabla 4.17 se presentan los costos asociados a la solución del problema de optimización inicial, correspondiente al escenario *peak* del SEN ante la desconexión de la unidad *TER SANTA MARÍA U1*. El tiempo de solución del problema de optimización fue de 271,9 segundos.

Csfc(\$)	Cop (\$)	Cue (\$)	Cpl (\$)	Total (\$)
3.750	20.846,37	0	592.777,09	617.373,46

Tabla 4.17: Costos asociados al CSF en el SEN para la salida de la unidad *TER SANTA MARÍA U1*.

Por otra parte, la Tabla 4.18 muestra las 12 unidades que participan del AGC, junto con los factores de participación determinados por el modelo. Las unidades que más contribuyen a la regulación secundaria son las centrales hidroeléctricas *HE RALCO U1*, *HE ANTUCO U1* y *HE PEHUENCHE U1*, las cuales en conjunto aportan más del 60% de la capacidad total asignada al AGC.

En la Figura 4.15 se muestra la evolución de la frecuencia del sistema tras la desconexión de la unidad *TER SANTA MARÍA U1*. Se observa que, hacia el final del CPF, aproximadamente a los 22 segundos, la frecuencia comienza a presentar oscilaciones, para luego, a partir de los 28 segundos, decaer de manera sostenida. Se realizaron pruebas modificando tanto el número de unidades ERV que ajustan su potencia como la cantidad de cargas con demanda variable, obteniéndose resultados similares en todos los casos analizados. Las pruebas se extendieron hasta un 25% de generación o demanda variable, ya que valores inferiores resultan poco representativos de una condición real del sistema. Esto sugiere que la causa del comportamiento observado no depende de la proporción de unidades o cargas variables, sino de la propia presencia de variabilidad en el sistema. Dicho fenómeno podría deberse a la interacción entre los modelos dinámicos de las centrales síncronas y la variabilidad temporal de la generación y la demanda.

Unidad	Factor de participación
TER COCHRANE U1	2,77
TER COCHRANE U2	1,64
TER ANGAMOS U1	2,80
TER TOCOPILLA U16 - TG - TV	9,43
TER CAMPICHE U1	0,07
TER NUEVA VENTANAS U1	3,94
TER CANDELARIA U2	9,56
HE PEHUENCHE U1	12,75
TER SAN ISIDRO II CC1 - TG	5,60
HE ANTUCO U1	22,18
HE PANGUE U1	5,82
HE RALCO U1	25,43

Tabla 4.18: Valores asociados a cada unidad generadora.

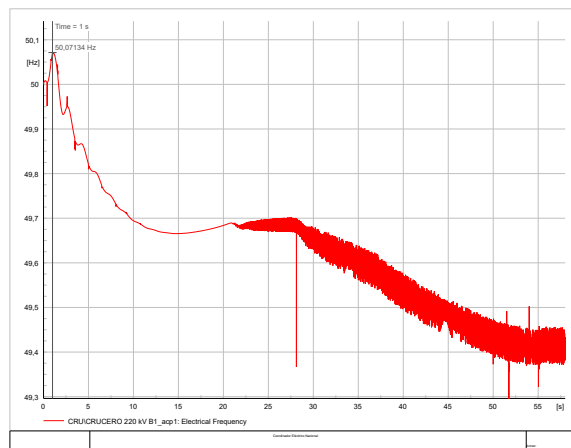


Figura 4.15: Evolución de la frecuencia del SEN tras la contingencia de la unidad *TER SANTA MARÍA U1*.

A pesar de lo anterior, los resultados obtenidos de la optimización inicial resultan válidos, ya que solamente toman en cuenta las condiciones iniciales del sistema previo a la contingencia. Esto es un caso particular dado que una de las consideraciones es que la variación de demanda por sensibilidad con la tensión es nula.

Capítulo 5

Resumen final y conclusiones

El propósito principal de esta memoria ha sido desarrollar una metodología para optimizar el Control Automático de Generación (AGC), incorporando mecanismos que permitan operar el sistema eléctrico bajo criterios técnicos y económicos más exigentes. En particular, se abordaron las restricciones de la red de transmisión y las contingencias que afectan el equilibrio entre generación y demanda. El enfoque propuesto integra, durante la operación posterior a una contingencia, la posibilidad de reconfigurar la red y flexibilizar la respuesta del sistema, con el objetivo de obtener soluciones más económicas y cumpliendo los requerimientos técnicos. Esta propuesta responde a la necesidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de adaptarse al aumento de la generación renovable variable y a la creciente variabilidad de la demanda.

Para ello, se realizó un análisis teórico del control de frecuencia, del funcionamiento del AGC y de la normativa vigente en el SEN. Luego, se formuló un modelo de optimización de dos etapas implementado en Python-Gurobi, que incorpora variables binarias para seleccionar unidades y conmutar líneas de transmisión. El modelo genera una base de conocimiento que permite actualizar en tiempo real los factores de participación del AGC frente a contingencias.

La validación del modelo se realizó mediante simulaciones en DIgSILENT PowerFactory sobre un sistema de 50 barras, considerando distintos escenarios operativos. Los resultados indican que el AGC propuesto mantiene la frecuencia del sistema dentro de los límites normativos. Además, la incorporación de la reconfiguración de red permitió reducir los costos operativos y mitigar las congestiones post-contingencia. A su vez, la posibilidad de que las unidades ajusten su potencia tanto al alza como a la baja mejoró la asignación de recursos y favoreció una respuesta más estable y equilibrada del sistema.

Asimismo, la actualización de los factores de participación permitió que el AGC adaptara su respuesta ante distintas condiciones operativas. No obstante, en algunos casos esta actualización provocó una redistribución de potencia hacia unidades con mayores costos marginales, lo que se tradujo en un leve incremento del costo total respecto del esquema con factores fijos. Se llevó a cabo la aplicación de este esquema en el SEN, aunque no fue posible obtener resultados concluyentes, probablemente debido a conflicto entre la variabilidad impuesta y la representación dinámica de las máquinas generadoras dentro del modelo de simulación.

Finalmente, se destaca que para la implementación de la metodología propuesta en un sistema real sería necesario contar con un sistema supervisor capaz de entregar en tiempo casi real (con actualizaciones del orden de algunos segundos) información sobre el estado operativo, las potencias despachadas por las unidades, los flujos en líneas de transmisión y la detección de contingencias. Esta información es fundamental para que el modelo pueda actualizar correctamente la base de conocimiento y enviar consignas dinámicas y coherentes al AGC, asegurando una respuesta eficiente y segura ante variaciones de generación y demanda.

En síntesis, el trabajo desarrollado demuestra que es posible mejorar el desempeño del AGC tradicional mediante la integración de técnicas de optimización, flexibilidad en la respuesta de las unidades y reconfiguración de red. Esto se traduce en una operación más económica, confiable y resiliente del

sistema eléctrico, aportando una herramienta que puede resultar de utilidad frente a los desafíos de los sistemas modernos con alta penetración de renovables y mayor incertidumbre operativa. No obstante, su efectividad práctica dependerá del desarrollo de sistemas de supervisión adecuados y de la disponibilidad de una base de conocimiento suficientemente amplia que permita cubrir la mayor cantidad de contingencias relevantes en la operación real.

Bibliografía

- [1] Coordinador Eléctrico Nacional, “Objetivos y funciones | Coordinador Eléctrico Nacional” <https://www.coordinador.cl/coordinador/objetivos-y-funciones/> (acceso 27 jun. 24)
- [2] Coordinador Eléctrico Nacional, Operación, “Informe de Diseño, Requerimientos Técnicos e Implementación del AGC del SEN”, 2020.
- [3] Generadoras de Chile, “Generadoras de Chile - Generación Eléctrica en Chile” <https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile> (acceso 27 jun. 24).
- [4] V. H. Hinojosa, D. Bolbarán, E. Gil y G. Gutiérrez-Alcaraz, “Enhancing Automatic Generation Control Performance Under Uncertainty and Congestion through Detailed Transmission Modeling and Strategic Selection of Unit”, IEEE Transactions on Power Systems, En Revisión
- [5] D. Bolbarán, “Implementación del control automático de generación en sistemas de potencia considerando asignación óptima de generación y restricciones de transmisión”, Tesis de Pregrado, Departamento de Ingeniería Eléctrica – Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, Chile, 2022.
- [6] M. Eterovic, “Participación de centrales renovables y baterías en el control automático de generación considerando asignación óptima de generación y restricciones de transmisión”, Tesis de Pregrado, Departamento de Ingeniería Eléctrica – Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, Chile, 2024.
- [7] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, Power Generation, Operation and Control. John Wiley & Sons, 1996.
- [8] K. W. Hedman, R. P. O’Neill, E. B. Fisher and S. S. Oren, “Optimal Transmission Switching with Contingency Analysis” in IEEE Trans. on Power Systems, vol. 24, no. 3, pp. 1577–1586, Aug. 2009.
- [9] Python Software Foundation. Python Language [Online] <https://www.python.org/>
- [10] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, McGraw- Hill, New York, 1994.
- [11] Comisión Nacional de Energía, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio”, 2025 [Online]. Disponible: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/01/NTSyCS-Ene-2025.pdf>
- [12] Coordinador Eléctrico Nacional. “Sistema Eléctrico Nacional”. [Online] <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/>
- [13] Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe de Servicios Complementarios 2025”, Dic 2024 [Online]. Disponible: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/2024.12.20-Informe_SSCC_2025.pdf
- [14] ABB “Estudio de Diseño, Programa e Implementación del AGC del CDEC SIC”, 2015
- [15] J. Enriquez, J. Cepeda and O. de Lima, “Dynamic Multimachine Modeling and Optimal Tuning of Automatic Generation Control”, in IEEE Latin America Transactions, vol. 22, no. 2, pp. 126-135, Feb. 2024

- [16] H. Zhang, V. Vittal, G. Heydt, and J. Quintero, “A mixed-integer linear programming approach for multi-stage security-constrained transmission planning”, *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 1125-1133, 2012
- [17] V. H. Hinojosa and J. Sepúlveda, “Solving the stochastic generation and transmission capacity planning problem applied to large-scale power systems using generalized shift-factors” *Energies*, vol. 13, no. 3, p. 516, 2020.
- [18] DigSILENT. PowerFactory. [Online] <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>
- [19] Gurobi Optimizer Version 11.0.1. Gurobi Optimization LLC. [Online] <https://www.gurobi.com/>
- [20] Coordinador Eléctrico Nacional. “Modelación del SEN” [Online]. <https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/documentos/bd-operacion/>
- [21] Coordinador Eléctrico Nacional. “Informe de definición de escenarios para la base de Operación de DigSilent Julio 2022” [Online]. <https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/documentos/bd-operacion/>
- [22] Comisión Nacional de Energía. “Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2023”. [Online]. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/02/ITD-PNCP-Ene-2023.pdf>
- [23] Coordinador Eléctrico Nacional. “Informe de Servicios Complementarios Año 2024”. [Online]. <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/ano-2024/informe-de-sscc-2024-version-definitiva>
- [24] E. B. Fisher, R. P. O’Neill and M. C. Ferris, “Optimal Transmission Switching” in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1346-1355, Aug. 2008.
- [25] K. W. Hedman, R. P. O’Neill, E. B. Fisher and S. S. Oren, “Optimal Transmission Switching—Sensitivity Analysis and Extensions” in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1469-1479, Aug. 2008.
- [26] K. W. Hedman, M. C. Ferris, R. P. O’Neill, E. B. Fisher and S. S. Oren, “Co-Optimization of Generation Unit Commitment and Transmission Switching With N-1 Reliability” in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 2, pp. 1052-1063, May 2010.

Anexos

Anexos A

A.1. Formulación DC basada en factores de sensibilidad

El problema de flujo de potencia óptimo DC considera las variables de potencia activa y ángulos de fase de voltaje en cada barra del sistema, estas variables traen consigo restricciones para cada generador, línea y barra. Esta formulación, incluso para un sistema pequeño, significa un gran número de variables y restricciones de alto costo computacional para su resolución. Por lo tanto, es positivo considerar una formulación alternativa que reduzca el número de variables y restricciones, manteniendo una calidad razonable en la solución. A continuación, se utilizan los factores de sensibilidad PTDF (*Power Transfer Distribution Factors*) para modelar el sistema de transmisión. [7]

Los PTDF son definidos como:

$$PTDF_{i,j,l} = \frac{\Delta f_l}{\Delta P_{i,j}} \quad (\text{A.1})$$

Que representa la variación del flujo Δf_l de la línea l al inyectar una potencia $\Delta P_{i,j}$ en la barra i y extraer la misma potencia de la barra j .

Un caso particular de los PTDF son los *Shift Factors* (SF), que cumplen la condición que todos los cambios de potencia son compensados por el generador de referencia. Se definen los *Shift Factors* como:

$$SF_{l,i} = PTDF_{i,\text{ref},l} = \frac{\Delta f_l}{\Delta P_{i,\text{ref}}} \quad (\text{A.2})$$

Donde ref es la barra de referencia. Es posible ordenar todos los *Shift Factors* en una matriz $[SF]$ de tamaño $n_l \times n_b$, donde n_l es el número de líneas y n_b es el número de barras del sistema. Resulta sencillo calcular los valores de esta matriz, para lo cual solo se deben utilizar las ecuaciones (A.3) y (A.4), que corresponden al balance de potencia en cada barra y a la ley de Kirchhoff, respectivamente.

$$P_n = B_{bus} \cdot \delta \quad (\text{A.3})$$

$$F = \text{diag}(y) \cdot A \cdot \delta \quad (\text{A.4})$$

En las ecuaciones anteriores, se tiene que la matriz $[B_{bus}]$ es la matriz de susceptancia completa (es decir es la parte imaginaria de la conocida matriz $[Y_{bus}]$), el vector δ de tamaño n_l es el ángulo de la tensión en cada barra, el vector y de tamaño n_l contiene la admitancia de cada línea, y $[A]$ es la matriz de incidencia de tamaño $n_l \times n_b$ que entrega información de como es la conexión de las líneas entre las barras.

Por lo que al despejar el vector δ de la ecuación (A.3) y sustituirlo en la ecuación (A.4), se obtiene la matriz de *Shift Factors* como se detalla en las expresiones (A.5) y (A.6). Notar que la matriz $[B_{bus}]$ es de tipo singular, por lo que se debe utilizar la matriz de identidad reducida $[I_r]$ para reducir una fila y una columna de la matriz de susceptancia y poder obtener la matriz inversa de esta.

$$F = \text{diag}(y) \cdot A \cdot I_r \cdot (I_r^T \cdot B_{bus} \cdot I_r)^{-1} \cdot I_r^T \cdot P_n \quad (\text{A.5})$$

$$SF = \text{diag}(y) \cdot A \cdot I_r \cdot (I_r^T \cdot B_{bus} \cdot I_r)^{-1} \cdot I_r^T \quad (\text{A.6})$$

Como se puede observar, los *Shift Factors* (y también los PTDF) son factores lineales. Por tanto, se puede utilizar el principio de superposición para determinar el flujo de potencia en cualquier línea del sistema. Para hacerlo, se multiplica la matriz de *Shift Factors* SF por la potencia neta inyectada en cada barra del sistema P_n , obteniendo el vector F con los flujos en cada línea como se muestra en (A.7):

$$F = SF \cdot P_n \quad (\text{A.7})$$

Entonces, si consideramos que inyectamos potencia en la barra i y extraemos la misma potencia de la barra j , el flujo de la línea debe ser la expresión (A.8). Utilizando la matriz de incidencia se puede simplificar, de tal manera de obtener (A.9). Notamos que esa es la expresión que se utiliza para los PTDF en (A.2).

$$\Delta f_l = SF_{l,i} \cdot \Delta P_{i,ref} + SF_{l,j} \cdot \Delta P_{j,ref} = SF_{l,i} \cdot \Delta P - SF_{l,j} \cdot \Delta P \quad (\text{A.8})$$

$$\Delta f_l = SF_l \cdot A_{ij}^T \cdot \Delta P \quad (\text{A.9})$$

Por tanto, podemos obtener la matriz de PTDF como se muestra en (A.10).

$$PTDF = SF \cdot A^T \quad (\text{A.10})$$

A.1.1. Reconfiguración de la red

Con la introducción de la optimización topológica de la red [24] se muestra que existen ahorros significativos incluso para modelos que incorporan la restricción N-1 como [25] y [26].

Para analizar la reconfiguración de la red se utiliza el concepto de flujos virtuales, que permite redistribuir los flujos de las líneas cuando se desconecta alguna de ellas. Es útil por qué no se requiere modificar la matriz de *Shift Factors*. Para tal propósito, se debe añadir una inyección y una extracción de la misma potencia en las barras de la línea que se desea desconectar, esto es similar a como fueron descritos los PTDF en la Sección A.1. A pesar de eso, para mejorar la comprensión, se decide mostrar explícitamente la matriz como en (A.10).

Para determinar las ecuaciones de los flujos de las líneas se realiza el siguiente análisis. En la red habrá 2 tipos de líneas: candidatas a desconexión y las que se deben mantener conectadas. Primero, nos enfocaremos en los flujos de las líneas que se deben mantener conectadas F_i , para las cuales nos encontramos que el flujo por estas líneas debe ser igual al flujo previo más el efecto del flujo virtual de las líneas que fueron desconectadas \tilde{F}_c . Que se puede expresar como en la ecuación (A.11).

$$F_i = SF_i \cdot P_n + SF_i \cdot A_c^T \cdot \tilde{F}_c \quad (\text{A.11})$$

Es importante notar que las matrices SF_i y A_c^T son un subconjunto de las matrices de *Shift Factors* y de incidencia, respectivamente. Donde, la matriz SF_i tiene las filas correspondientes a las líneas que se mantienen conectadas y la matriz A_c^T tiene las columnas correspondientes a las líneas que se desconectan.

Por último, para las líneas que son candidatas a desconexión, existen dos posibilidades: que efectivamente se desconecten o que no. En el caso de que alguna de estas líneas se mantenga conectada, sería similar a lo expresado en la ecuación (A.11), con la condición adicional de que el flujo virtual de la línea deba ser nulo. En cambio, sí se desconecta, el flujo por la línea debe ser igual al flujo virtual y

no debe estar restringido por el límite de flujo F^M de la línea. Para lograr esto, se debe agregar una variable binaria z_c que toma el valor de 0 si la línea se desconecta y 1 si no. Obteniendo las ecuaciones (A.12) y (A.13). La segunda expresión contiene la variable M que es un número muy grande, de modo que no restrinja el flujo virtual por la línea.

$$|SF_c \cdot P_n - (I - SF_c \cdot A_c^T) \cdot \tilde{F}_c| \leq s_c \cdot F_c^M \quad (\text{A.12})$$

$$|\tilde{F}_c| \leq (1 - z_c) \cdot M \quad (\text{A.13})$$

A.2. Modelo lineal de pérdidas cuadráticas en líneas

A partir de lo detallado en [16], las pérdidas de una línea k son directamente proporcionales al flujo P_k , que circula por esa línea, tal como se detalla en (A.14):

$$P_k^{loss} = \left(\frac{G_k}{B_k^2} \right) \cdot P_k^2 \quad (\text{A.14})$$

Siendo G_k y B_k la conductancias y susceptancia de la línea k respectivamente. Sobre la base de lo anterior, en [16] se propone la siguiente formulación matemática para linealizar la ecuación (A.14):

$$P_k = P_k^+ - P_k^- \quad (\text{A.15})$$

$$|P_k| = \sum_{l=1}^L \Delta P_k(l) = P_k^+ + P_k^- \quad (\text{A.16})$$

$$0 \leq \Delta P_k(l) \leq P_k^{max} / L \quad (\text{A.17})$$

$$P_k^{loss} = (G_k / B_k^2) \sum_{l=1}^L k(l) \Delta P_k(l) \quad (\text{A.18})$$

$$k(l) = (2l - 1) P_k^{max} / L \quad (\text{A.19})$$

$$P_k^+, P_k^- \geq 0 \quad (\text{A.20})$$

Siendo las variables P_k^+ y P_k^- las representaciones del sentido del flujo P_k de la línea k . La representación de la linealización de la función de pérdidas cuadráticas por una línea se ejemplifica en la Figura A.1:

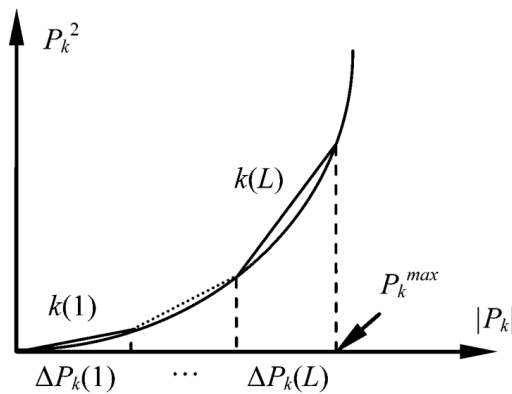


Figura A.1: Aproximación lineal por partes de la función de pérdidas cuadráticas de una línea [16]

A.3. Verificación de supuestos y aproximaciones realizadas

Un análisis de los supuestos y aproximaciones realizadas en el modelo de AGC propuesto, requiere verificar si estos son válidos. Para poder cuantificar el impacto de los supuestos y aproximaciones, se utilizarán las siguientes medidas de dispersión:

- **Error medio cuadrático:** Es el promedio de los cuadrados de las diferencias entre los valores reales y los valores estimados. Se define como:

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\hat{x}_i - x_i)^2 \quad (\text{A.21})$$

donde \hat{x}_i es el valor estimado y x_i es el valor real de las n predicciones.

- **Error medio absoluto:** Es el promedio de las diferencias absolutas entre los valores reales y los valores estimados. Se define como:

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |\hat{x}_i - x_i| \quad (\text{A.22})$$

- **Desviación máxima (E_{max}):** Es la diferencia máxima entre los valores reales y los valores estimados.
- **Desviación mínima (E_{min}):** Es la diferencia mínima entre los valores reales y los valores estimados.

Anexos B

B.1. Datos del Sistema de 50 barras

B.1.1. Datos de Generadores

La Tabla B.1 presenta las especificaciones técnicas de las unidades generadoras que participan del AGC, incluyendo la barra a la que están conectadas, el tipo de turbina, los límites mínimos y máximos de operación, las tasas de incremento y reducción de potencia, el coeficiente lineal del costo de combustible y el costo fijo asociado a la participación en el CSF.

Nombre	Barra	Turbina	Pmin [MW]	Pmax [MW]	RD [MW/min]	RU [MW/min]	C_g^{Fuel} [\$/MWh]	C^{csf} [\$]
G_{21}	Term_02_1	GAS	50	520	8	8	200	3000
G_{31}	Term_03_1	GAS	50	520	6	6	160	2500
G_{41}	Term_05_1	VAPOR	50	500	6	6	50	1800
G_{71}	Term_08_1	VAPOR	50	500	5	5	60	2100
G_{32}	Term_03_2	GAS	50	520	7	7	90	500
G_{42}	Term_05_2	VAPOR	50	500	6	6	60	2800
G_{23}	Term_02_3	GAS	50	520	8	8	210	1500
G_{43}	Term_05_3	VAPOR	50	500	5	5	50	3500
G_{63}	Term_07_3	VAPOR	50	500	7	7	80	4600
G_{24}	Term_02_4	GAS	50	520	8	8	300	12000
G_{34}	Term_04_4	GAS	50	520	8	8	100	1200
G_{44}	Term_05_4	VAPOR	50	500	5	5	50	600
G_{64}	Term_07_4	VAPOR	50	520	7	7	160	3200

Tabla B.1: Parámetros de las unidades generadoras candidatas a participar en el AGC

En la Tabla B.2 se muestra la potencia despachada por los generadores convencionales en los tres escenarios considerados (Valley, Mean y Peak). Mientras que la Tabla B.3 presenta la potencia despachada correspondientes al nuevo sistema que incluye los generadores de ERV en el escenario peak.

G_s	Valley	Mean	Peak
G_{11}	-	-	83,11
G_{21}	50	400	400
G_{31}	154,832	420	420
G_{41}	350	350	350
G_{51}	400	400	400
G_{61}	298,028	298,538	299,176
G_{71}	298,028	298,538	299,176
G_{12}	-	50	400
G_{22}	50	400	400
G_{32}	400	400	400
G_{42}	400	400	400
G_{52}	400	400	400
G_{13}	-	-	400
G_{23}	50	269,573	400
G_{33}	238,185	400	400
G_{43}	400	400	400
G_{53}	400	400	400
G_{63}	400	400	400
G_{73}	400	400	400
G_{14}	-	50	170,401
G_{24}	50	420	420
G_{34}	400	400	400
G_{44}	400	400	400
G_{54}	400	400	400
G_{64}	400	400	400
G_{74}	400	400	400

Tabla B.2: Potencia despachada de los generadores en cada escenario de operación

G_s	Peak
$PV - 09_1$	346,5
$PV - 09_2$	297
$PV - 09_3$	396
$PV - 09_4$	400
$PV - 12_1$	396
$PV - 12_3$	297
$PV - 13_2$	400
$PV - 14_4$	297
$WT - 09_1$	400
$WT - 09_2$	337,5
$WT - 09_3$	360
$WT - 12_2$	100
$WT - 12_4$	180
$WT - 13_1$	200
$WT - 14_3$	100
$WT - 14_4$	300
G_{21}	100
G_{31}	100
G_{41}	339,1
G_{51}	400
G_{61}	401
G_{71}	400
G_{12}	100
G_{22}	100
G_{32}	404,2
G_{52}	400
G_{23}	100
G_{33}	100
G_{43}	308,6
G_{53}	100
G_{73}	400
G_{24}	100
G_{34}	100
G_{44}	400
G_{54}	400
G_{74}	400

Tabla B.3: Potencia despachada por los generadores de ERV en el escenario peak

B.1.2. Datos para la demanda

La Tabla B.4 muestra la demanda de potencia activa de cada carga, conectada a su respectiva barra, bajo condiciones de operación peak, mean y valley, junto con el factor de potencia (FP) correspondiente.

Nombre	Área	Barra	Potencia activa por escenario [MW]			FP
			Peak	Mean	Valley	
Load_A1	Área 1	Term_10.1	200	170	140	0,9545478
Load_B1	Área 1	Term_11.1	300	255	210	0,9545476
Load_C1	Área 1	Term_13.1	400	340	280	0,941827
Load_D1	Área 1	Term_13.1	300	255	210	0,941827
Load_E1	Área 1	Term_14.1	350	297,5	245	0,941827
Load_F1	Área 1	Term_14.1	350	297,5	245	0,941827
Load_A2	Área 2	Term_10.2	500	425	350	0,9545477
Load_B2	Área 2	Term_11.2	280	238	196	0,9545478
Load_C2	Área 2	Term_13.2	300	255	210	0,9545476
Load_D2	Área 2	Term_14.2	700	595	490	0,9545479
Load_E2	Área 2	Term_11.2	700	595	490	0,9545479
HVDC Pole 1	Área 3	Term_15.3	1250	1062,5	875	0,8872168
HVDC Pole 2	Área 3	Term_15.3	1250	1062,5	875	0,8872168
Load_A3	Área 3	Term_10.3	150	127,5	105	0,9545475
Load_B3	Área 3	Term_11.3	250	212,5	175	0,9545477
Load_A4	Área 4	Term_10.4	200	170	140	0,9545478
Load_B4	Área 4	Term_11.4	300	255	210	0,9545478
Load_C4	Área 4	Term_13.4	600	510	420	0,9545478
Load_D4	Área 4	Term_13.4	200	170	140	0,9545478
Load_E4	Área 4	Term_11.4	200	170	140	0,9545478
Load_F4	Área 4	Term_14.4	400	340	280	0,9545478
Load_G4	Área 4	Term_14.4	400	340	280	0,9545478

Tabla B.4: Potencia activa de cargas por escenario

B.1.3. Datos de las líneas de transmisión

La Tabla B.5 presenta los datos de las líneas de transmisión utilizadas en este estudio. Para cada línea, se indican las barras de envío y recepción, la resistencia y reactancia serie, la susceptancia total en derivación y la capacidad térmica.

Tabla B.5: Datos de líneas

Nombre	Terminal 1	Terminal 2	R [Ω]	X [Ω]	S_{max} [MVA]
Line1_1	Term_10.1	Term_09.1	0,460	4	1524,2
Line2_1	Term_12.1	Term_10.1	1,150	10	762,1
Line3_1	Term_12.1	Term_13.1	0,058	0,5	457,3
Line4_1	Term_13.1	Term_14.1	0,288	2,5	1524,2
Line5_1	Term_14.1	Term_10.1	0,575	5	1524,2
Line6_1	Term_11.1	Term_09.1	0,460	4	1524,2
Line7_1	Term_12.1	Term_10.1	1,150	10	762,1
Line1_2	Term_10.2	Term_09.2	0,008	0,067	1143,2
Line2_2	Term_12.2	Term_10.2	2,300	20	381,1
Line3_2	Term_12.2	Term_13.2	0,077	0,667	1143,2
Line4_2	Term_13.2	Term_14.2	0,383	3,333	1143,2
Line5_2	Term_14.2	Term_10.2	1,150	10	762,1
Line6_2	Term_11.2	Term_09.2	0,920	8	762,1
Line7_2	Term_12.2	Term_10.2	2,300	20	381,1
Line1_3	Term_10.3	Term_09.3	0,460	4	1524,2
Line2_3	Term_12.3	Term_10.3	1,150	10	762,1
Line3_3	Term_12.3	Term_14.3	0,345	3	552,5
Line5_3	Term_14.3	Term_10.3	0,575	5	1524,2
Line6_3	Term_11.3	Term_09.3	0,460	4	1524,2
Line7_3	Term_12.3	Term_10.3	1,150	10	762,1
Line1_4	Term_10.4	Term_09.4	0,460	4	1524,2
Line2_4	Term_12.4	Term_10.4	1,150	10	762,1
Line3_4	Term_12.4	Term_14.4	0,150	0,4	447,4
Line4_4	Term_13.4	Term_14.4	0,288	2,5	1524,2
Line5_4	Term_14.4	Term_10.4	0,575	5	1524,2
Line6_4	Term_11.4	Term_09.4	0,460	4	1524,2
Line7_4	Term_12.4	Term_10.4	1,150	10	762,1
Trans_Line_1	Term_11.3	Term_12.3	1,380	12	381,1
Trans_Line_2	Term_11.3	Term_14.1	1,380	12	381,1
Trans_Line_3	Term_11.1	Term_09.1	4,600	40	381,1
Trans_Line_4	Term_10.4	Term_12.9	4,350	40	381,1
Trans_Line_5	Term_10.4	Term_09.1	3,600	30	381,1
Trans_Line_6	Term_10.4	Term_12.2	4,600	40	381,1
Trans_Line_7	Term_12.4	Term_11.3	2,300	20	381,1
Trans_Line_8	Term_12.4	Term_11.3	2,300	20	381,1

B.1.4. Estado inicial del sistema

En las Figura B.1, Figura B.2 y Figura B.3 se presentan los mapas de calor correspondientes a los tres escenarios de operación considerados: peak, mean y valley, respectivamente, antes de la ocurrencia de alguna contingencia.

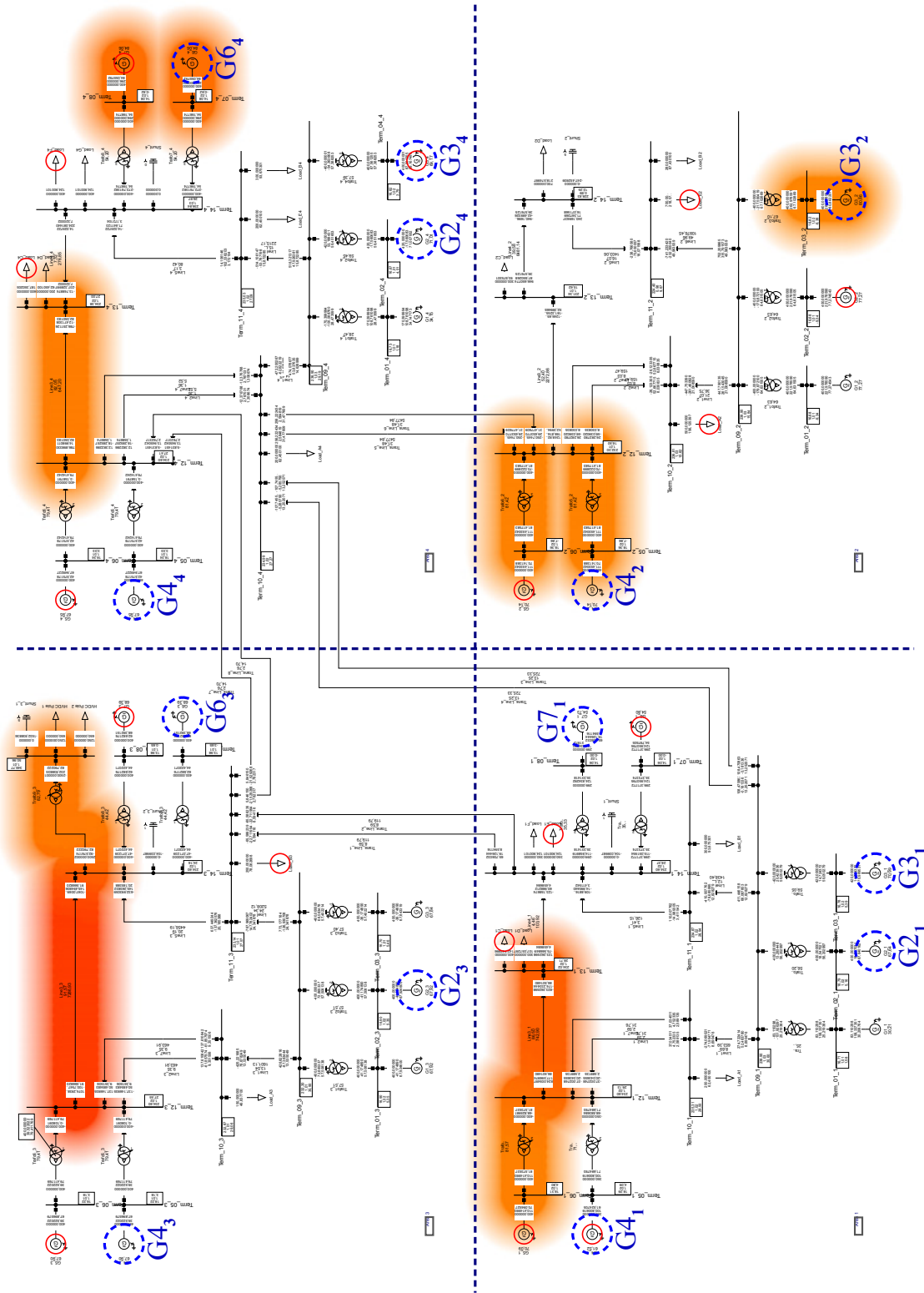


Figura B.1: Mapa de calor del estado inicial del sistema en el escenario de operación peak.

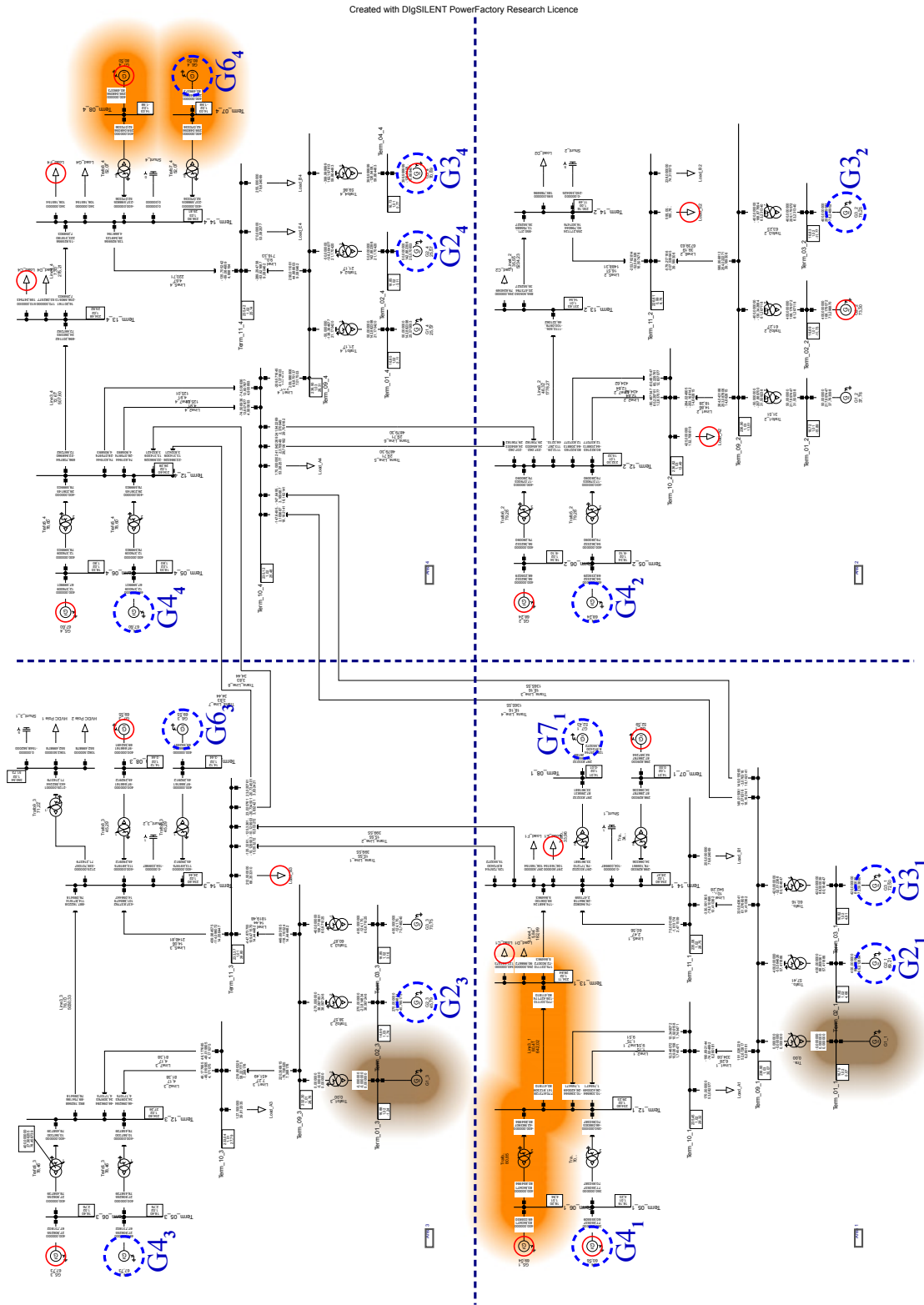


Figura B.2: Mapa de calor del estado inicial del sistema en el escenario de operación mean.

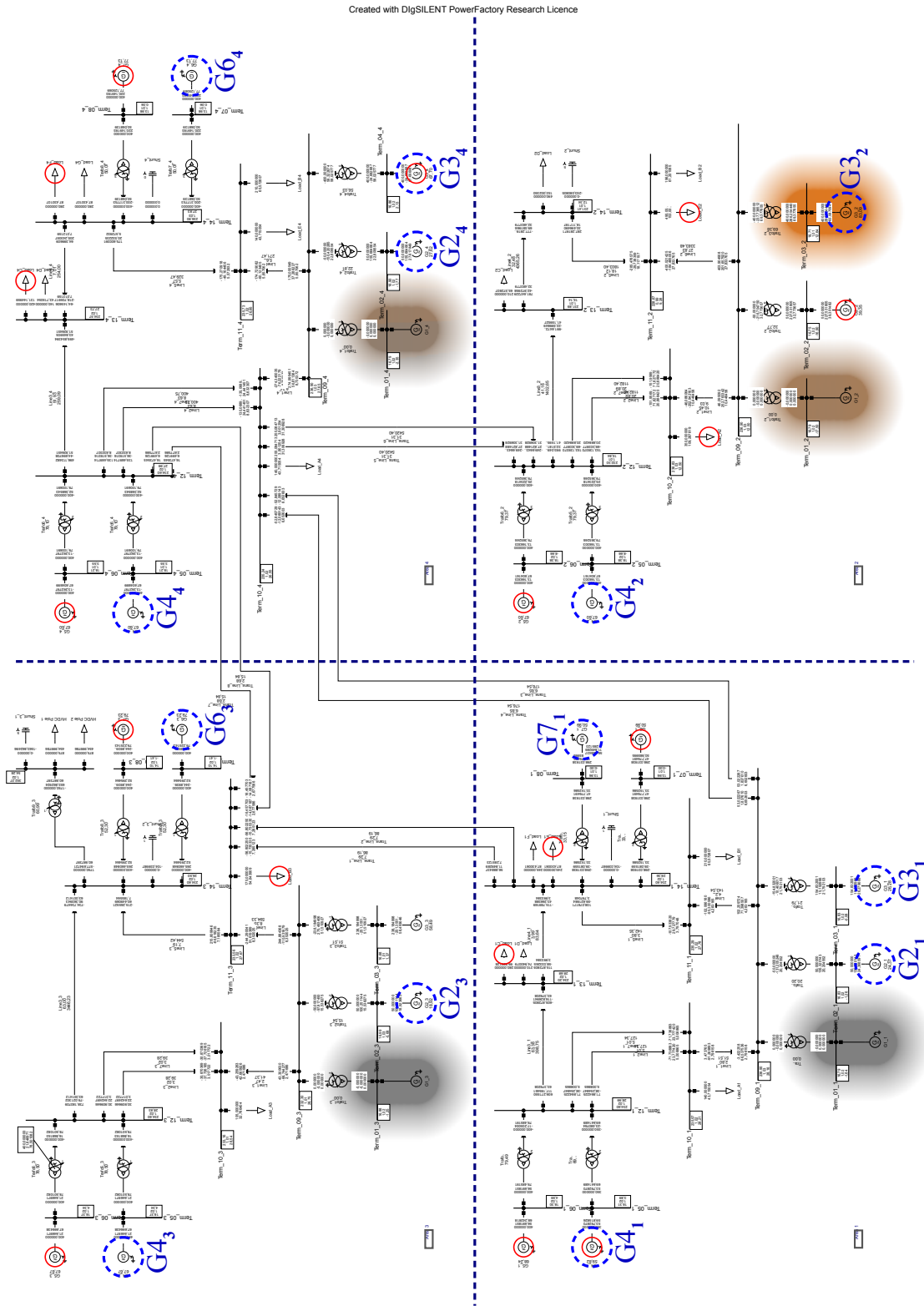


Figura B.3: Mapa de calor del estado inicial del sistema en el escenario de operación valle.

Anexos C

C.1. Resultados

En las secciones C.1.1, C.1.2 y C.1.3 se presentan los resultados correspondientes a los tres casos de estudio analizados en este trabajo. Para cada escenario, se incluyen las tablas comparativas entre los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas en DIgSILENT PowerFactory y aquellos derivados de la resolución del modelo propuesto mediante Gurobi. Asimismo, se muestran los errores existentes entre ambos conjuntos de resultados, con el fin de evaluar la concordancia y validez del modelo planteado. Para el caso III, se añaden tablas adicionales que detallan las líneas desconectadas en cada contingencia analizada por escenario.

C.1.1. Resultados caso 1

<i>s</i>	Resultado	G_{2_1}	G_{3_1}	G_{4_1}	G_{7_1}	G_{2_3}	G_{4_3}	G_{6_3}	G_{3_2}	G_{4_2}	G_{2_4}	G_{3_4}	G_{6_4}	G_{4_4}	P_{age}
G_{4_1}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	88,3	-	120,0	88,7	-	-	-	37,8	334,8
	Gurobi	-	-	-	-	-	89,6	-	117,5	90,0	-	-	-	38,3	335,3
G_{5_1}	DIgSILENT	-	-	105,7	-	-	68,1	-	120,0	89,1	-	-	-	-	382,9
	Gurobi	-	-	106,8	-	-	68,7	-	119,3	90,0	-	-	-	-	384,8
G_{6_1}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	72,4	-	119,7	88,5	-	-	-	-	280,6
	Gurobi	-	-	-	-	-	73,6	-	115,4	90,0	-	-	-	-	279,0
G_{5_2}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	49,5	-	120,0	93,5	-	-	-	93,5	356,5
	Gurobi	-	-	-	-	-	47,5	-	118,2	90,0	-	-	-	90,0	345,6
G_{5_3}	DIgSILENT	-	-	55,4	-	-	89,2	-	120,0	89,2	-	-	-	38,2	392,0
	Gurobi	-	-	55,7	-	-	90,0	-	119,6	90,0	-	-	-	38,3	393,7
G_{3_4}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	87,7	-	120,0	89,3	-	-	-	89,3	386,3
	Gurobi	-	-	-	-	-	88,4	-	119,3	90,0	-	-	-	90,0	387,7
G_{5_4}	DIgSILENT	-	-	1,6	-	-	89,5	-	120,0	89,5	-	-	-	89,5	390,1
	Gurobi	-	-	1,3	-	-	90,0	-	119,5	90,0	-	-	-	90,0	390,8
G_{7_4}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	-	-	35,2	87,9	-	115,0	115,0	-	353,1
	Gurobi	-	-	-	-	-	-	-	34,1	90,0	-	111,7	119,5	-	355,3
G_{3_2}	DIgSILENT	-	-	59,8	-	-	89,2	-	-	89,9	-	-	-	89,2	328,1
	Gurobi	-	-	59,8	-	-	89,2	-	-	90,0	-	-	-	89,2	328,2

Tabla C.1: Resultados obtenidos del caso 1 utilizando el modelo realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario peak

s	$G2_1$	$G3_1$	$G4_1$	$G7_1$	$G2_3$	$G4_3$	$G6_3$	$G3_2$	$G4_2$	$G2_4$	$G3_4$	$G6_4$	$G4_4$	P_{agc}
$G4_1$	-	-	-	-	-	-1,3	-	2,5	-1,3	-	-	-	-0,5	-0,5
$G5_1$	-	-	-1,1	-	-	-0,6	-	0,7	-0,9	-	-	-	-	-1,9
$G6_1$	-	-	-	-	-	-1,2	-	4,3	-1,5	-	-	-	-	1,6
$G5_2$	-	-	-	-	-	2,0	-	1,8	3,5	-	-	-	3,5	10,9
$G5_3$	-	-	-0,3	-	-	-0,8	-	0,4	-0,8	-	-	-	-0,1	-1,7
$G3_4$	-	-	-	-	-	-0,7	-	0,7	-0,7	-	-	-	-0,7	-1,4
$G5_4$	-	-	0,3	-	-	-0,5	-	0,5	-0,5	-	-	-	-0,5	-0,7
$G7_4$	-	-	-	-	-	-	-	0,9	-2,1	-	3,3	-4,5	-	-2,2
$G3_2$	-	-	0	-	-	0	-	-	-0,1	-	-	-	0	-0,1

Tabla C.2: Diferencia de potencias del caso 1 realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario peak

s	Resultado	$G2_1$	$G3_1$	$G4_1$	$G7_1$	$G2_3$	$G4_3$	$G6_3$	$G3_2$	$G4_2$	$G2_4$	$G3_4$	$G6_4$	$G4_4$	P_{agc}
$G4_1$	DIgSILENT	-	-	-	-	-	60,8	-	120,0	88,9	-	-	-	67,7	337,4
	Gurobi	-	-	-	-	-	61,5	-	118,5	90,0	-	-	-	68,5	338,5
$G5_1$	DIgSILENT	-	-	107,3	-	-	60,8	-	120,0	89,2	-	-	-	9,5	386,8
	Gurobi	-	-	108,2	-	-	61,2	-	120,0	90,0	-	-	-	9,3	388,8
$G6_1$	DIgSILENT	-	-	-	-	-	60,4	-	120,0	88,4	-	-	-	16,1	284,9
	Gurobi	-	-	-	-	-	61,4	-	116,4	90,0	-	-	-	16,3	284,1
$G5_2$	DIgSILENT	-	-	-	-	-	71,0	-	120,0	93,1	-	-	-	93,1	377,2
	Gurobi	-	-	-	-	-	68,6	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	368,6
$G5_3$	DIgSILENT	-	-	5,6	-	-	89,3	-	120,0	89,3	-	-	-	89,3	393,5
	Gurobi	-	-	5,3	-	-	90,0	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	395,3
$G3_4$	DIgSILENT	-	-	17,4	-	-	89,4	-	120,0	89,4	-	-	-	89,4	405,7
	Gurobi	-	-	17,4	-	-	90,0	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	407,4
$G5_4$	DIgSILENT	-	-	5,6	-	-	89,6	-	120,0	89,6	-	-	-	89,6	394,4
	Gurobi	-	-	5,3	-	-	90,0	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	395,3
$G7_4$	DIgSILENT	-	-	-	-	-	11,3	-	120,0	90,0	-	-	52,9	88,7	362,9
	Gurobi	-	-	-	-	-	11,0	-	119,6	90,0	-	-	53,8	88,7	363,0
$G3_2$	DIgSILENT	-	-	81,6	-	-	89,4	-	-	89,4	-	-	-	89,4	349,8
	Gurobi	-	-	82,1	-	-	90,0	-	-	90,0	-	-	-	90,0	352,1

Tabla C.3: Resultados obtenidos del caso 1 utilizando el modelo realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario mean

s	$G2_1$	$G3_1$	$G4_1$	$G7_1$	$G2_3$	$G4_3$	$G6_3$	$G3_2$	$G4_2$	$G2_4$	$G3_4$	$G6_4$	$G4_4$	P_{agc}
$G4_1$	-	-	-	-	-	-0,7	-	1,5	-1,1	-	-	-	-0,8	-1,1
$G5_1$	-	-	-0,9	-	-	-0,4	-	0	-0,8	-	-	-	0,2	-2,0
$G6_1$	-	-	-	-	-	-1,0	-	3,6	-1,6	-	-	-	-0,2	0,8
$G5_2$	-	-	-	-	-	2,4	-	0	3,1	-	-	-	3,1	8,6
$G5_3$	-	-	0,3	-	-	-0,7	-	0	-0,7	-	-	-	-0,7	-1,8
$G3_4$	-	-	0	-	-	-0,6	-	0	-0,6	-	-	-	-0,6	-1,7
$G5_4$	-	-	0,3	-	-	-0,4	-	0	-0,4	-	-	-	-0,4	-0,9
$G7_4$	-	-	-	-	-	0,3	-	0,4	0	-	-	-0,9	0	-0,1
$G3_2$	-	-	-0,5	-	-	-0,6	-	-	-0,6	-	-	-	-0,6	-2,3

Tabla C.4: Diferencia de potencias del caso 1 realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario mean

s	Resultado	G_{2_1}	G_{3_1}	G_{4_1}	G_{7_1}	G_{2_3}	G_{4_3}	G_{6_3}	G_{3_2}	G_{4_2}	G_{2_4}	G_{3_4}	G_{6_4}	G_{4_4}	P_{agc}
G_{4_1}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	89,4	-	120,0	90,0	-	-	-	42,3	341,7
	Gurobi	-	-	-	-	-	89,4	-	119,8	90,0	-	-	-	42,2	341,4
G_{5_1}	DIgSILENT	-	-	110,0	-	-	43,7	-	120,0	90,0	-	-	-	27,9	391,6
	Gurobi	-	-	110,0	-	-	43,6	-	120,0	90,0	-	-	-	27,7	391,3
G_{6_1}	DIgSILENT	-	-	75,5	-	-	4,2	-	120,0	89,6	-	-	-	-	289,3
	Gurobi	-	-	75,8	-	-	4,0	-	117,6	90,0	-	-	-	-	287,4
G_{5_2}	DIgSILENT	-	-	55,0	-	-	26,4	-	120,0	94,0	-	-	-	94,0	389,4
	Gurobi	-	-	52,5	-	-	25,1	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	377,6
G_{5_3}	DIgSILENT	-	-	5,8	-	-	89,8	-	120,0	89,8	-	-	-	89,8	395,2
	Gurobi	-	-	5,6	-	-	90,0	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	395,6
G_{3_4}	DIgSILENT	-	-	74,6	-	-	23,2	-	120,0	90,2	-	-	-	90,2	398,2
	Gurobi	-	-	74,4	-	-	22,9	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	397,3
G_{5_4}	DIgSILENT	-	-	39,4	-	-	58,3	-	120,0	90,1	-	-	-	90,1	397,9
	Gurobi	-	-	39,2	-	-	58,1	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	395,3
G_{7_4}	DIgSILENT	-	-	38,9	-	-	32,6	-	120,0	90,4	-	-	-	90,4	372,3
	Gurobi	-	-	38,6	-	-	32,2	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	370,9
G_{3_2}	DIgSILENT	-	-	106,0	-	-	38,2	-	-	90,0	-	-	-	90,0	324,2
	Gurobi	-	-	106,0	-	-	38,1	-	-	90,0	-	-	-	90,0	324,1

Tabla C.5: Resultados obtenidos del caso 1 utilizando el modelo realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario valley

s	G_{2_1}	G_{3_1}	G_{4_1}	G_{7_1}	G_{2_3}	G_{4_3}	G_{6_3}	G_{3_2}	G_{4_2}	G_{2_4}	G_{3_4}	G_{6_4}	G_{4_4}	P_{agc}
G_{4_1}	-	-	-	-	-	0	-	0,2	0	-	-	-	0,1	0,3
G_{5_1}	-	-	0	-	-	0,1	-	0	0	-	-	-	0,2	0,3
G_{6_1}	-	-	-0,3	-	-	0,2	-	2,4	-0,4	-	-	-	-	1,9
G_{5_2}	-	-	2,5	-	-	1,3	-	0	4,0	-	-	-	4,0	11,8
G_{5_3}	-	-	0,2	-	-	-0,2	-	0	-0,2	-	-	-	-0,2	-0,4
G_{3_4}	-	-	0,2	-	-	0,3	-	0	0,2	-	-	-	0,2	0,9
G_{5_4}	-	-	0,2	-	-	0,2	-	0	0,1	-	-	-	0,1	0,6
G_{7_4}	-	-	0,3	-	-	0,4	-	0	0,4	-	-	-	0,4	1,4
G_{3_2}	-	-	0	-	-	0,1	-	-	0	-	-	-	0	0,1

Tabla C.6: Diferencia de potencias del caso 1 realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario valley

C.1.2. Resultados caso 2

s	Resultado	G_{2_1}	G_{3_1}	G_{4_1}	G_{7_1}	G_{2_3}	G_{4_3}	G_{6_3}	G_{3_2}	G_{4_2}	G_{2_4}	G_{3_4}	G_{6_4}	G_{4_4}	P_{agc}
G_{4_1}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	88,3	-	120,0	88,7	-	-	-	37,8	334,8
	Gurobi	-	-	-	-	-	89,6	-	117,5	90,0	-	-	-	38,3	335,3
G_{5_1}	DIgSILENT	-	-	105,7	-	-	68,1	-	120,0	89,1	-	-	-	-	382,9
	Gurobi	-	-	106,8	-	-	68,7	-	119,3	90,0	-	-	-	-	384,8
G_{6_1}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	72,4	-	119,7	88,5	-	-	-	-	280,6
	Gurobi	-	-	-	-	-	73,6	-	115,4	90,0	-	-	-	-	279,0
G_{5_2}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	49,5	-	120,0	93,5	-	-	-	93,5	356,5
	Gurobi	-	-	-	-	-	47,5	-	118,2	90,0	-	-	-	90,0	345,6
G_{5_3}	DIgSILENT	-	-	55,4	-	-	89,2	-	120,0	89,2	-	-	-	38,2	392,0
	Gurobi	-	-	55,7	-	-	90,0	-	119,6	90,0	-	-	-	38,3	393,7
G_{3_4}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	87,7	-	120,0	89,3	-	-	-	89,3	386,3
	Gurobi	-	-	-	-	-	88,4	-	119,3	90,0	-	-	-	90,0	387,7
G_{5_4}	DIgSILENT	-	-	1,6	-	-	89,5	-	120,0	89,5	-	-	-	89,5	390,1
	Gurobi	-	-	1,3	-	-	90,0	-	119,5	90,0	-	-	-	90,0	390,8
G_{7_4}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	-	-	73,6	88,1	-	94,4	115,3	-17,6	353,8
	Gurobi	-	-	-	-	-	-	-	71,3	90,0	-	91,5	119,5	-18,3	355,3
G_{3_2}	DIgSILENT	-	-	59,8	-	-	89,2	-	-	89,9	-	-	-	89,2	328,1
	Gurobi	-	-	59,8	-	-	89,2	-	-	90,0	-	-	-	89,2	328,2

Tabla C.7: Resultados obtenidos del caso 2 utilizando el modelo realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario peak

s	G_{2_1}	G_{3_1}	G_{4_1}	G_{7_1}	G_{2_3}	G_{4_3}	G_{6_3}	G_{3_2}	G_{4_2}	G_{2_4}	G_{3_4}	G_{6_4}	G_{4_4}	P_{agc}
G_{4_1}	-	-	-	-	-	-1,3	-	2,5	-1,3	-	-	-	-0,5	-0,5
G_{5_1}	-	-	-1,1	-	-	-0,6	-	0,7	-0,9	-	-	-	-	-1,9
G_{6_1}	-	-	-	-	-	-1,2	-	4,3	-1,5	-	-	-	-	1,6
G_{5_2}	-	-	-	-	-	2,0	-	1,8	3,5	-	-	-	3,5	10,9
G_{5_3}	-	-	-0,3	-	-	-0,8	-	0,4	-0,8	-	-	-	-0,1	-1,7
G_{3_4}	-	-	-	-	-	-0,7	-	0,7	-0,7	-	-	-	-0,7	-1,4
G_{5_4}	-	-	0,3	-	-	-0,5	-	0,5	-0,5	-	-	-	-0,5	-0,7
G_{7_4}	-	-	-	-	-	-	-	2,3	-1,9	-	-	-	0,7	-0,2
G_{3_2}	-	-	0	-	-	0	-	-	-0,1	-	-	-	0	-0,1

Tabla C.8: Diferencia de potencias del caso 2 realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario peak

s	Resultado	G_{2_1}	G_{3_1}	G_{4_1}	G_{7_1}	G_{2_3}	G_{4_3}	G_{6_3}	G_{3_2}	G_{4_2}	G_{2_4}	G_{3_4}	G_{6_4}	G_{4_4}	P_{agc}
G_{4_1}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	60,8	-	120,0	88,9	-	-	-	67,7	337,4
	Gurobi	-	-	-	-	-	61,5	-	118,5	90,0	-	-	-	68,5	338,5
G_{5_1}	DIgSILENT	-	-	107,3	-	-	60,8	-	120,0	89,2	-	-	-	9,5	386,8
	Gurobi	-	-	108,2	-	-	61,2	-	120,0	90,0	-	-	-	9,3	388,8
G_{6_1}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	60,4	-	120,0	88,4	-	-	-	16,1	284,9
	Gurobi	-	-	-	-	-	61,4	-	116,4	90,0	-	-	-	16,3	284,1
G_{5_2}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	71,0	-	120,0	93,1	-	-	-	93,1	377,2
	Gurobi	-	-	-	-	-	68,6	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	368,6
G_{5_3}	DIgSILENT	-	-	5,6	-	-	89,3	-	120,0	89,3	-	-	-	89,3	393,5
	Gurobi	-	-	5,3	-	-	90,0	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	395,3
G_{3_4}	DIgSILENT	-	-	17,5	-	-	89,4	-	120,0	89,4	-	-	-	89,4	405,7
	Gurobi	-	-	17,4	-	-	90,0	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	407,4
G_{5_4}	DIgSILENT	-	-	5,6	-	-	89,6	-	120,0	89,6	-	-	-	89,6	394,4
	Gurobi	-	-	5,3	-	-	90,0	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	395,3
G_{7_4}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	11,3	-	120,0	90,0	-	-	52,9	88,7	362,9
	Gurobi	-	-	-	-	-	11,0	-	119,6	90,0	-	-	53,8	88,7	363,0
G_{3_2}	DIgSILENT	-	-	81,6	-	-	89,4	-	-	89,9	-	-	-	89,4	349,8
	Gurobi	-	-	82,1	-	-	90,0	-	-	90,0	-	-	-	90,0	352,1

Tabla C.9: Resultados obtenidos del caso 2 utilizando el modelo realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario mean

s	G_{2_1}	G_{3_1}	G_{4_1}	G_{7_1}	G_{2_3}	G_{4_3}	G_{6_3}	G_{3_2}	G_{4_2}	G_{2_4}	G_{3_4}	G_{6_4}	G_{4_4}	P_{agc}
G_{4_1}	-	-	-	-	-	-0,7	-	1,5	-1,1	-	-	-	-0,8	-1,1
G_{5_1}	-	-	-0,9	-	-	-0,4	-	0	-0,8	-	-	-	0,2	-2,0
G_{6_1}	-	-	-	-	-	-1,0	-	3,6	-1,6	-	-	-	-0,2	0,8
G_{5_2}	-	-	-	-	-	2,4	-	0	3,1	-	-	-	3,1	8,6
G_{5_3}	-	-	0,3	-	-	-0,7	-	0	-0,7	-	-	-	-0,7	-1,8
G_{3_4}	-	-	0,1	-	-	-0,6	-	0	-0,6	-	-	-	-0,6	-1,7
G_{5_4}	-	-	0,3	-	-	-0,4	-	0	-0,4	-	-	-	-0,4	-0,9
G_{7_4}	-	-	-	-	-	0,3	-	0,4	0	-	-	-0,9	0	-0,1
G_{3_2}	-	-	-0,5	-	-	-0,6	-	-	-0,1	-	-	-	-0,6	-2,3

Tabla C.10: Diferencia de potencia del caso 2 realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario mean

s	Resultado	G_{2_1}	G_{3_1}	G_{4_1}	G_{7_1}	G_{2_3}	G_{4_3}	G_{6_3}	G_{3_2}	G_{4_2}	G_{2_4}	G_{3_4}	G_{6_4}	G_{4_4}	P_{agc}
G_{4_1}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	89,4	-	120,0	90,0	-	-	-	42,3	341,7
	Gurobi	-	-	-	-	-	89,4	-	119,8	90,0	-	-	-	42,2	341,4
G_{5_1}	DIgSILENT	-	-	110,0	-	-	43,7	-	120,0	90,0	-	-	-	27,9	391,6
	Gurobi	-	-	110,0	-	-	43,6	-	120,0	90,0	-	-	-	27,7	391,3
G_{6_1}	DIgSILENT	-	-	75,5	-	-	4,2	-	120,0	89,6	-	-	-	-	289,3
	Gurobi	-	-	75,8	-	-	4,0	-	117,6	90,0	-	-	-	-	287,4
G_{5_2}	DIgSILENT	-	-	55,0	-	-	26,4	-	120,0	94,0	-	-	-	94,0	389,4
	Gurobi	-	-	52,5	-	-	25,1	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	377,6
G_{5_3}	DIgSILENT	-	-	5,8	-	-	89,8	-	120,0	89,8	-	-	-	89,8	395,2
	Gurobi	-	-	5,6	-	-	90,0	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	395,6
G_{3_4}	DIgSILENT	-	-	74,6	-	-	23,2	-	120,0	90,2	-	-	-	90,2	398,2
	Gurobi	-	-	74,4	-	-	22,9	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	397,3
G_{5_4}	DIgSILENT	-	-	39,4	-	-	58,3	-	120,0	90,1	-	-	-	90,1	397,9
	Gurobi	-	-	39,2	-	-	58,1	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	397,3
G_{7_4}	DIgSILENT	-	-	38,9	-	-	32,6	-	120,0	90,4	-	-	-	90,4	372,3
	Gurobi	-	-	38,6	-	-	32,2	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	370,9
G_{3_2}	DIgSILENT	-	-	106,0	-	-	38,2	-	-	90,0	-	-	-	90,0	324,2
	Gurobi	-	-	106,0	-	-	38,1	-	-	90,0	-	-	-	90,0	324,1

Tabla C.11: Resultados obtenidos del caso 2 utilizando el modelo realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario valley

s	G_{2_1}	G_{3_1}	G_{4_1}	G_{7_1}	G_{2_3}	G_{4_3}	G_{6_3}	G_{3_2}	G_{4_2}	G_{2_4}	G_{3_4}	G_{6_4}	G_{4_4}	P_{agc}
G_{4_1}	-	-	-	-	-	0	-	0,2	0	-	-	-	0,1	0,3
G_{5_1}	-	-	0	-	-	0,1	-	0	0	-	-	-	0,2	0,3
G_{6_1}	-	-	-0,3	-	-	0,2	-	2,4	-0,4	-	-	-	-	1,9
G_{5_2}	-	-	2,5	-	-	1,3	-	0	4,0	-	-	-	4,0	11,8
G_{5_3}	-	-	0,2	-	-	-0,2	-	0	-0,2	-	-	-	-0,2	-0,4
G_{3_4}	-	-	0,2	-	-	0,3	-	0	0,2	-	-	-	0,2	0,9
G_{5_4}	-	-	0,2	-	-	0,2	-	0	0,1	-	-	-	0,1	0,6
G_{7_4}	-	-	0,3	-	-	0,4	-	0	0,4	-	-	-	0,4	1,4
G_{3_2}	-	-	0	-	-	0,1	-	-	0	-	-	-	0	0,1

Tabla C.12: Diferencia de potencias del caso 2 realizado en Gurobi y la validación realizada en DIGSI-LENT, en el escenario valley

C.1.3. Resultados caso 3

s	Resultado	G_{2_1}	G_{3_1}	G_{4_1}	G_{7_1}	G_{2_3}	G_{4_3}	G_{6_3}	G_{3_2}	G_{4_2}	G_{2_4}	G_{3_4}	G_{6_4}	G_{4_4}	P_{agc}
G_{4_1}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	84,0	-	116,1	84,4	-	-	-	35,9	320,4
	Gurobi	-	-	-	-	-	89,6	-	117,5	90,0	-	-	-	38,1	335,2
G_{5_1}	DIgSILENT	-	-	103,4	-	-	66,6	-	120,0	87,2	-	-	-	-	377,2
	Gurobi	-	-	106,8	-	-	68,6	-	119,3	90,0	-	-	-	-	384,7
G_{6_1}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	70,1	-	116,1	85,9	-	-	-	-	272,1
	Gurobi	-	-	-	-	-	73,4	-	115,4	90,0	-	-	-	-	278,8
G_{5_2}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	45,7	-	119,9	86,6	-	-	-	86,6	338,8
	Gurobi	-	-	-	-	-	47,4	-	118,2	90,0	-	-	-	90,0	345,6
G_{5_3}	DIgSILENT	-	-	32,4	-	-	86,9	-	120,0	86,9	-	-	-	58,6	384,8
	Gurobi	-	-	33,3	-	-	90,0	-	119,6	90,0	-	-	-	60,6	393,5
G_{3_4}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	85,7	-	120,0	87,3	-	-	-	87,3	380,3
	Gurobi	-	-	-	-	-	88,3	-	119,3	90,0	-	-	-	90,0	387,6
G_{5_4}	DIgSILENT	-	-	1,4	-	-	87,5	-	120,0	87,5	-	-	-	87,5	383,9
	Gurobi	-	-	1,2	-	-	90,0	-	119,5	90,0	-	-	-	90,0	390,7
G_{7_4}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	84,4	-	99,7	84,4	-	57,9	-	14,0	340,4
	Gurobi	-	-	-	-	-	90,0	-	100,9	90,0	-	58,5	-	14,7	354,0
G_{3_2}	DIgSILENT	-	-	59,8	-	-	89,2	-	-	89,9	-	-	-	89,2	328,1
	Gurobi	-	-	59,8	-	-	89,2	-	-	90,0	-	-	-	89,2	328,2

Tabla C.13: Resultados obtenidos del caso 3 utilizando el modelo realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario peak

s	G_{2_1}	G_{3_1}	G_{4_1}	G_{7_1}	G_{2_3}	G_{4_3}	G_{6_3}	G_{3_2}	G_{4_2}	G_{2_4}	G_{3_4}	G_{6_4}	G_{4_4}	P_{agc}
G_{4_1}	-	-	-	-	-	-5,6	-	-1,4	-5,6	-	-	-	-2,2	-14,8
G_{5_1}	-	-	-3,4	-	-	-2,0	-	0,7	-2,8	-	-	-	-	-7,5
G_{6_1}	-	-	-	-	-	-3,3	-	0,7	-4,1	-	-	-	-	-6,7
G_{5_2}	-	-	-	-	-	-1,7	-	1,7	-3,4	-	-	-	-3,4	-6,8
G_{5_3}	-	-	-0,9	-	-	-3,1	-	0,4	-3,1	-	-	-	-2,0	-8,7
G_{3_4}	-	-	-	-	-	-2,6	-	0,7	-2,7	-	-	-	-2,7	-7,3
G_{5_4}	-	-	0,2	-	-	-2,5	-	0,5	-2,5	-	-	-	-2,5	-6,8
G_{7_4}	-	-	-	-	-	-5,6	-	-1,2	-5,6	-	-0,6	-	-0,7	-13,6
G_{3_2}	-	-	0	-	-	0	-	-	-0,1	-	-	-	0	-0,1

Tabla C.14: Diferencia de potencias del caso 3 realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario peak

s	Resultado	G_{2_1}	G_{3_1}	G_{4_1}	G_{7_1}	G_{2_3}	G_{4_3}	G_{6_3}	G_{3_2}	G_{4_2}	G_{2_4}	G_{3_4}	G_{6_4}	G_{4_4}	P_{agc}
G_{4_1}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	60,2	-	120,0	88,0	-	-	-	67,0	335,2
	Gurobi	-	-	-	-	-	61,5	-	118,5	90,0	-	-	-	68,5	338,5
G_{5_1}	DIgSILENT	-	-	106,3	-	-	60,3	-	120,0	88,4	-	-	-	9,3	384,3
	Gurobi	-	-	108,2	-	-	61,2	-	120,0	90,0	-	-	-	9,2	388,7
G_{6_1}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	58,0	-	115,6	84,8	-	-	-	15,4	273,8
	Gurobi	-	-	-	-	-	61,4	-	116,4	90,0	-	-	-	16,2	284,1
G_{5_2}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	68,9	-	120,0	90,4	-	-	-	90,4	369,7
	Gurobi	-	-	-	-	-	68,5	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	368,5
G_{5_3}	DIgSILENT	-	-	5,1	-	-	85,4	-	120,0	85,4	-	-	-	85,4	381,3
	Gurobi	-	-	5,2	-	-	90,0	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	395,2
G_{3_4}	DIgSILENT	-	-	17,3	-	-	88,6	-	120,0	88,6	-	-	-	88,6	403,1
	Gurobi	-	-	17,3	-	-	90,0	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	407,3
G_{5_4}	DIgSILENT	-	-	5,4	-	-	88,4	-	120,0	88,4	-	-	-	88,4	390,6
	Gurobi	-	-	5,3	-	-	90,0	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	395,3
G_{7_4}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	-	-	120,0	86,4	-	114,1	-	39,6	360,1
	Gurobi	-	-	-	-	-	-	-	119,6	90,0	-	112,7	-	41,1	363,4
G_{3_2}	DIgSILENT	-	-	81,3	-	-	89,1	-	-	89,1	-	-	-	89,1	348,6
	Gurobi	-	-	82,1	-	-	90,0	-	-	90,0	-	-	-	90,0	352,1

Tabla C.15: Resultados obtenidos del caso 3 utilizando el modelo realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario mean

s	G_{2_1}	G_{3_1}	G_{4_1}	G_{7_1}	G_{2_3}	G_{4_3}	G_{6_3}	G_{3_2}	G_{4_2}	G_{2_4}	G_{3_4}	G_{6_4}	G_{4_4}	P_{agc}
G_{4_1}	-	-	-	-	-	-1,3	-	1,5	-2,0	-	-	-	-1,5	-3,3
G_{5_1}	-	-	-1,9	-	-	-0,9	-	0	-1,6	-	-	-	0,1	-4,4
G_{6_1}	-	-	-	-	-	-3,4	-	-0,8	-5,2	-	-	-	-0,8	-10,3
G_{5_2}	-	-	-	-	-	0,4	-	0	0,4	-	-	-	0,4	1,2
G_{5_3}	-	-	-0,1	-	-	-4,6	-	0	-4,6	-	-	-	-4,6	-13,9
G_{3_4}	-	-	0	-	-	-1,4	-	0	-1,4	-	-	-	-1,4	-4,2
G_{5_4}	-	-	0,1	-	-	-1,6	-	0	-1,6	-	-	-	-1,6	-4,7
G_{7_4}	-	-	-	-	-	-	-	0,4	-3,6	-	1,4	-	-1,5	-3,3
G_{3_2}	-	-	-0,7	-	-	-0,9	-	-	-0,9	-	-	-	-0,9	-3,5

Tabla C.16: Diferencia de potencia del caso 3 realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario mean

s	Resultado	G_{2_1}	G_{3_1}	G_{4_1}	G_{7_1}	G_{2_3}	G_{4_3}	G_{6_3}	G_{3_2}	G_{4_2}	G_{2_4}	G_{3_4}	G_{6_4}	G_{4_4}	P_{agc}
G_{4_1}	DIgSILENT	-	-	-	-	-	89,4	-	120,0	90,0	-	-	-	42,3	341,7
	Gurobi	-	-	-	-	-	89,4	-	119,8	90,0	-	-	-	42,2	341,4
G_{5_1}	DIgSILENT	-	-	110,0	-	-	43,7	-	120,0	90,0	-	-	-	27,9	391,6
	Gurobi	-	-	110,0	-	-	43,6	-	120,0	90,0	-	-	-	27,7	391,3
G_{6_1}	DIgSILENT	-	-	75,5	-	-	4,2	-	120,0	89,6	-	-	-	-	289,3
	Gurobi	-	-	75,8	-	-	4,0	-	117,6	90,0	-	-	-	-	287,4
G_{5_2}	DIgSILENT	-	-	73,0	-	-	5,5	-	120,0	90,8	-	-	-	90,8	380,1
	Gurobi	-	-	72,3	-	-	5,2	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	377,5
G_{5_3}	DIgSILENT	-	-	5,8	-	-	89,5	-	120,0	89,5	-	-	-	89,5	394,3
	Gurobi	-	-	5,6	-	-	90,0	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	395,6
G_{3_4}	DIgSILENT	-	-	62,2	-	-	33,5	-	120,0	88,5	-	-	-	88,5	392,7
	Gurobi	-	-	63,2	-	-	34,0	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	397,2
G_{5_4}	DIgSILENT	-	-	39,4	-	-	58,3	-	120,0	90,2	-	-	-	90,2	398,1
	Gurobi	-	-	39,2	-	-	58,1	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	397,3
G_{7_4}	DIgSILENT	-	-	38,9	-	-	32,6	-	120,0	90,4	-	-	-	90,4	372,3
	Gurobi	-	-	38,6	-	-	32,2	-	120,0	90,0	-	-	-	90,0	370,9
G_{3_2}	DIgSILENT	-	-	106,0	-	-	38,2	-	-	90,0	-	-	-	90,0	324,2
	Gurobi	-	-	106,0	-	-	38,1	-	-	90,0	-	-	-	90,0	324,1

Tabla C.17: Resultados obtenidos del caso 3 utilizando el modelo realizado en Gurobi y la validación realizada en DIgSILENT, en el escenario valley

s	$G2_1$	$G3_1$	$G4_1$	$G7_1$	$G2_3$	$G4_3$	$G6_3$	$G3_2$	$G4_2$	$G2_4$	$G3_4$	$G6_4$	$G4_4$	P_{agc}
$G4_1$	-	-	-	-	-	0	-	0,2	0	-	-	-	0,1	0,3
$G5_1$	-	-	0	-	-	0,1	-	0	0	-	-	-	0,2	0,3
$G6_1$	-	-	-0,3	-	-	0,2	-	2,4	-0,4	-	-	-	-	1,9
$G5_2$	-	-	0,7	-	-	0,3	-	0	0,8	-	-	-	0,8	2,6
$G5_3$	-	-	0,2	-	-	-0,5	-	0	-0,5	-	-	-	-0,5	-1,3
$G3_4$	-	-	-1,0	-	-	-0,5	-	0	-1,5	-	-	-	-1,5	-4,5
$G5_4$	-	-	0,2	-	-	0,2	-	0	0,2	-	-	-	0,2	0,8
$G7_4$	-	-	0,3	-	-	0,4	-	0	0,4	-	-	-	0,4	1,4
$G3_2$	-	-	0	-	-	0,1	-	-	0	-	-	-	0	0,1

Tabla C.18: Diferencia de potencia del caso 3 realizado en Gurobi y la validación realizada en DIGSI-LENT, en el escenario valley

Línea	$G4_1$	$G5_1$	$G6_1$	$G5_2$	$G5_3$	$G3_4$	$G5_4$	$G7_4$	$G3_2$
<i>Line2₁</i>									
<i>Line5₁</i>								1	
<i>Line7₁</i>			1		1				
<i>Line2₂</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	
<i>Line7₂</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	
<i>Line1₃</i>									
<i>Line2₃</i>									
<i>Line1₄</i>									
<i>Line2₄</i>								1	
<i>Line4₄</i>					1				
<i>Line5₄</i>	1								
<i>Line7₄</i>								1	
<i>TransLine₃</i>	1								

Tabla C.19: Número de veces que la línea se ha reconfigurado en la contingencia de cada generador para el caso peak.

Línea	$G4_1$	$G5_1$	$G6_1$	$G5_2$	$G5_3$	$G3_4$	$G5_4$	$G7_4$	$G3_2$
<i>Line2₁</i>				1				1	
<i>Line5₁</i>									
<i>Line7₁</i>									
<i>Line2₂</i>	1				1	1			
<i>Line7₂</i>		1		1			1	1	
<i>Line1₃</i>									
<i>Line2₃</i>							1		1
<i>Line1₄</i>									
<i>Line2₄</i>									
<i>Line4₄</i>			1		1				
<i>Line5₄</i>									
<i>Line7₄</i>									
<i>TransLine₃</i>									

Tabla C.20: Número de veces que la línea se ha reconfigurado en la contingencia de cada generador para el caso mean.

Línea	$G4_1$	$G5_1$	$G6_1$	$G5_2$	$G5_3$	$G3_4$	$G5_4$	$G7_4$	$G3_2$
<i>Line2</i> ₁					1	1			
<i>Line5</i> ₁									
<i>Line7</i> ₁									
<i>Line2</i> ₂									
<i>Line7</i> ₂							1		
<i>Line1</i> ₃				1			1		
<i>Line2</i> ₃									
<i>Line1</i> ₄						1			
<i>Line2</i> ₄									
<i>Line4</i> ₄				1					
<i>Line5</i> ₄									
<i>Line7</i> ₄									
<i>TransLine</i> ₃									

Tabla C.21: Número de veces que la línea se ha reconfigurado en la contingencia de cada generador para el caso valley.

C.1.4. Resultados esquema de actualización en el sistema base

Time	G2 ₁	G3 ₁	G4 ₁	G7 ₁	G2 ₃	G4 ₃	G6 ₃	G3 ₂	G4 ₂	G2 ₄	G3 ₄	G6 ₄	G4 ₄
40	0	0	0,237249	0	0	0	0	0	0,274073	0	0,216991	0	0,271687
44	0	0	0,070712	0	0	0	0	0	0,278786	0	0,371715	0	0,278786
48	0	0	0,080357	0	0	0	0	0	0,276517	0	0,366609	0	0,276517
52	0	0	0,095728	0	0	0	0	0	0,277106	0	0,35006	0	0,277106
56	0	0	0,109607	0	0	0	0	0	0,277631	0	0,33513	0	0,277631
60	0	0	0,122276	0	0	0	0	0	0,277857	0	0,277857	0	0,277857
64	0	0	0,133843	0	0	0	0	0	0,277887	0	0,310384	0	0,277887
68	0	0	0,144389	0	0	0	0	0	0,2778	0	0,300011	0	0,2778
72	0	0	0,153979	0	0	0	0	0	0,277645	0	0,293133	0	0,277645
76	0	0	0,16268	0	0	0	0	0	0,277451	0	0,282418	0	0,277451
80	0	0	0,170557	0	0	0	0	0	0,277238	0	0,274967	0	0,277238
84	0	0	0,177679	0	0	0	0	0	0,277018	0	0,268284	0	0,277018
88	0	0	0,184098	0	0	0	0	0	0,276794	0	0,262313	0	0,276794
92	0	0	0,189882	0	0	0	0	0	0,27657	0	0,256978	0	0,27657
96	0	0	0,195094	0	0	0	0	0	0,276357	0	0,252193	0	0,276357
100	0	0	0,199789	0	0	0	0	0	0,276157	0	0,247897	0	0,276157
104	0	0	0,204018	0	0	0	0	0	0,275966	0	0,244049	0	0,275966

Tabla C.22: Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G3₂

Time	G2 ₁	G3 ₁	G4 ₁	G7 ₁	G2 ₃	G4 ₃	G6 ₃	G3 ₂	G4 ₂	G2 ₄	G3 ₄	G6 ₄	G4 ₄
40	0	0	0,156283	0	0	0	0	0,334345	0,254686	0	0	0	0,254686
44	0	0	0,070276	0	0	0	0	0,371169	0,278377	0	0	0	0,278377
48	0	0	0,063133	0	0	0	0	0,374747	0,281006	0	0	0	0,281006
52	0	0	0,0654	0	0	0	0	0,37384	0,28038	0	0	0	0,28038
56	0	0	0,070569	0	0	0	0	0,371772	0,278829	0	0	0	0,278829
60	0	0	0,076077	0	0	0	0	0,369569	0,277177	0	0	0	0,277177
64	0	0	0,081351	0	0	0	0	0,36746	0,275595	0	0	0	0,275595
68	0	0	0,086234	0	0	0	0	0,365506	0,27413	0	0	0	0,27413
72	0	0	0,090721	0	0	0	0	0,363712	0,272784	0	0	0	0,272784
76	0	0	0,094782	0	0	0	0	0,362087	0,271565	0	0	0	0,271565
80	0	0	0,098445	0	0	0	0	0,360622	0,270467	0	0	0	0,270467
84	0	0	0,101721	0	0	0	0	0,359312	0,269484	0	0	0	0,269484
88	0	0	0,104648	0	0	0	0	0,358141	0,268606	0	0	0	0,268606
92	0	0	0,107253	0	0	0	0	0,357099	0,267824	0	0	0	0,267824
96	0	0	0,109585	0	0	0	0	0,356166	0,267124	0	0	0	0,267124
100	0	0	0,111647	0	0	0	0	0,355341	0,266506	0	0	0	0,266506
104	0	0	0,113505	0	0	0	0	0,354598	0,265949	0	0	0	0,265949

Tabla C.23: Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G7₄

Time	G2 ₁	G3 ₁	G4 ₁	G7 ₁	G2 ₃	G4 ₃	G6 ₃	G3 ₂	G4 ₂	G2 ₄	G3 ₄	G6 ₄	G4 ₄
40	0	0	0,237334	0	0	0	0	0,304361	0,229153	0	0	0	0,229153
44	0	0	0,187213	0	0	0	0	0,325115	0,243836	0	0	0	0,243836
48	0	0	0,181028	0	0	0	0	0,327589	0,245692	0	0	0	0,245692
52	0	0	0,183553	0	0	0	0	0,326579	0,244934	0	0	0	0,244934
56	0	0	0,187482	0	0	0	0	0,325007	0,243755	0	0	0	0,243755
60	0	0	0,191456	0	0	0	0	0,323418	0,242563	0	0	0	0,242563
64	0	0	0,195291	0	0	0	0	0,321884	0,241413	0	0	0	0,241413
68	0	0	0,198886	0	0	0	0	0,320446	0,240334	0	0	0	0,240334
72	0	0	0,202201	0	0	0	0	0,31912	0,23934	0	0	0	0,23934
76	0	0	0,205236	0	0	0	0	0,317905	0,238429	0	0	0	0,238429
80	0	0	0,207981	0	0	0	0	0,316807	0,237606	0	0	0	0,237606
84	0	0	0,210454	0	0	0	0	0,315819	0,236864	0	0	0	0,236864
88	0	0	0,212668	0	0	0	0	0,314933	0,2362	0	0	0	0,2362
92	0	0	0,214661	0	0	0	0	0,314135	0,235602	0	0	0	0,235602
96	0	0	0,216458	0	0	0	0	0,313418	0,235065	0	0	0	0,235065
100	0	0	0,218059	0	0	0	0	0,312776	0,234512	0	0	0	0,234512
104	0	0	0,219493	0	0	0	0	0,312203	0,234152	0	0	0	0,234152
108	0	0	0,220774	0	0	0	0	0,31169	0,233768	0	0	0	0,233768
112	0	0	0,22192	0	0	0	0	0,311232	0,233424	0	0	0	0,233424

Tabla C.24: Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia $G5_4$

Time	G2 ₁	G3 ₁	G4 ₁	G7 ₁	G2 ₃	G4 ₃	G6 ₃	G3 ₂	G4 ₂	G2 ₄	G3 ₄	G6 ₄	G4 ₄
40	0	0	0,273124	0	0	0	0	0,30735	0,231835	0	0	0	0,187691
44	0	0	0,196379	0	0	0	0	0,321448	0,241086	0	0	0	0,241086
48	0	0	0,187786	0	0	0	0	0,324886	0,243664	0	0	0	0,243664
52	0	0	0,178768	0	0	0	0	0,324893	0,24367	0	0	0	0,24367
56	0	0	0,189471	0	0	0	0	0,324212	0,243159	0	0	0	0,243159
60	0	0	0,191477	0	0	0	0	0,323409	0,242557	0	0	0	0,242557
64	0	0	0,195347	0	0	0	0	0,322581	0,241933	0	0	0	0,241933
68	0	0	0,195566	0	0	0	0	0,321774	0,24133	0	0	0	0,24133
72	0	0	0,197486	0	0	0	0	0,321006	0,240754	0	0	0	0,240754
76	0	0	0,199262	0	0	0	0	0,320295	0,240222	0	0	0	0,240222
80	0	0	0,200881	0	0	0	0	0,319648	0,239726	0	0	0	0,239726
84	0	0	0,202347	0	0	0	0	0,319061	0,239296	0	0	0	0,239296
88	0	0	0,203666	0	0	0	0	0,318534	0,2389	0	0	0	0,2389
92	0	0	0,20485	0	0	0	0	0,31806	0,238545	0	0	0	0,238545
96	0	0	0,205911	0	0	0	0	0,317651	0,238227	0	0	0	0,238227
100	0	0	0,20686	0	0	0	0	0,317256	0,237942	0	0	0	0,237942
104	0	0	0,207708	0	0	0	0	0,316917	0,237688	0	0	0	0,237688
108	0	0	0,208467	0	0	0	0	0,316613	0,23746	0	0	0	0,23746

Tabla C.25: Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia $G3_4$

Time	G2 ₁	G3 ₁	G4 ₁	G7 ₁	G2 ₃	G4 ₃	G6 ₃	G3 ₂	G4 ₂	G2 ₄	G3 ₄	G6 ₄	G4 ₄
40	0	0	0,241591	0	0	0	0	0,302773	0,227818	0	0	0	0,227818
44	0	0	0,262718	0	0	0	0	0,3236	0,2427	0	0	0	0,170982
48	0	0	0,270351	0	0	0	0	0,319794	0,244285	0	0	0	0,165557
52	0	0	0,273977	0	0	0	0	0,320144	0,243464	0	0	0	0,162557
56	0	0	0,276828	0	0	0	0	0,320814	0,242374	0	0	0	0,159985
60	0	0	0,278828	0	0	0	0	0,32144	0,241273	0	0	0	0,164454
64	0	0	0,261674	0	0	0	0	0,320268	0,240171	0	0	0	0,177865
68	0	0	0,251794	0	0	0	0	0,318895	0,239171	0	0	0	0,190184
72	0	0	0,24278	0	0	0	0	0,317658	0,238243	0	0	0	0,201319
76	0	0	0,234599	0	0	0	0	0,316548	0,237411	0	0	0	0,211441
80	0	0	0,227193	0	0	0	0	0,315546	0,23666	0	0	0	0,220801
84	0	0	0,220482	0	0	0	0	0,314646	0,235984	0	0	0	0,228888
88	0	0	0,215412	0	0	0	0	0,313835	0,235376	0	0	0	0,235387
92	0	0	0,217243	0	0	0	0	0,313103	0,234827	0	0	0	0,234827
96	0	0	0,218943	0	0	0	0	0,312439	0,234329	0	0	0	0,234329
100	0	0	0,22045	0	0	0	0	0,31182	0,233865	0	0	0	0,233865
104	0	0	0,221786	0	0	0	0	0,311286	0,233464	0	0	0	0,233464
108	0	0	0,222985	0	0	0	0	0,310806	0,233105	0	0	0	0,233105
112	0	0	0,224053	0	0	0	0	0,310379	0,232784	0	0	0	0,232784

Tabla C.26: Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia $G5_3$

Time	G2 ₁	G3 ₁	G4 ₁	G7 ₁	G2 ₃	G4 ₃	G6 ₃	G3 ₂	G4 ₂	G2 ₄	G3 ₄	G6 ₄	G4 ₄
40	0	0	0,137843	0	0	0	0	0,341684	0,260236	0	0	0	0,260236
44	0	0	0,067007	0	0	0	0	0,373197	0,279898	0	0	0	0,279898
48	0	0	0,06019	0	0	0	0	0,375924	0,281943	0	0	0	0,281943
52	0	0	0,06627	0	0	0	0	0,373492	0,280119	0	0	0	0,280119
56	0	0	0,074372	0	0	0	0	0,370251	0,277688	0	0	0	0,277688
60	0	0	0,082293	0	0	0	0	0,367083	0,275312	0	0	0	0,275312
64	0	0	0,089751	0	0	0	0	0,3641	0,273075	0	0	0	0,273075
68	0	0	0,095642	0	0	0	0	0,361359	0,271019	0	0	0	0,271019
72	0	0	0,102822	0	0	0	0	0,358871	0,269153	0	0	0	0,269153
76	0	0	0,108417	0	0	0	0	0,356633	0,267475	0	0	0	0,267475
80	0	0	0,113427	0	0	0	0	0,354629	0,265972	0	0	0	0,265972
84	0	0	0,11789	0	0	0	0	0,352844	0,264633	0	0	0	0,264633
88	0	0	0,121866	0	0	0	0	0,351253	0,26344	0	0	0	0,26344
92	0	0	0,125405	0	0	0	0	0,349838	0,262374	0	0	0	0,262374
96	0	0	0,128554	0	0	0	0	0,348579	0,261434	0	0	0	0,261434
100	0	0	0,131385	0	0	0	0	0,347458	0,260593	0	0	0	0,260593
104	0	0	0,133851	0	0	0	0	0,34646	0,259845	0	0	0	0,259845
108	0	0	0,136075	0	0	0	0	0,34557	0,259177	0	0	0	0,259177

Tabla C.27: Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia $G5_2$

Time	G2 ₁	G3 ₁	G4 ₁	G7 ₁	G2 ₃	G4 ₃	G6 ₃	G3 ₂	G4 ₂	G2 ₄	G3 ₄	G6 ₄	G4 ₄
40	0	0	0,163003	0	0	0	0	0,413621	0,322581	0	0	0	0,100795
44	0	0	0,140695	0	0	0	0	0,463984	0,347988	0	0	0	0,047334
48	0	0	0,147496	0	0	0	0	0,454721	0,351426	0	0	0	0,046537
52	0	0	0,148564	0	0	0	0	0,455688	0,349881	0	0	0	0,045866
56	0	0	0,150291	0	0	0	0	0,456313	0,347926	0	0	0	0,045471
60	0	0	0,151935	0	0	0	0	0,456992	0,345993	0	0	0	0,045141
64	0	0	0,153308	0	0	0	0	0,457849	0,343983	0	0	0	0,044846
68	0	0	0,157082	0	0	0	0	0,45618	0,342135	0	0	0	0,044564
72	0	0	0,161452	0	0	0	0	0,453816	0,340362	0	0	0	0,04437
76	0	0	0,165341	0	0	0	0	0,45171	0,338783	0	0	0	0,044167
80	0	0	0,168761	0	0	0	0	0,449862	0,337397	0	0	0	0,043965
84	0	0	0,17183	0	0	0	0	0,448213	0,336159	0	0	0	0,043787
88	0	0	0,174606	0	0	0	0	0,44673	0,335047	0	0	0	0,043617
92	0	0	0,17712	0	0	0	0	0,445399	0,334049	0	0	0	0,043432
96	0	0	0,179397	0	0	0	0	0,444206	0,333155	0	0	0	0,043242

Tabla C.28: Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia $G6_1$

Time	G2 ₁	G3 ₁	G4 ₁	G7 ₁	G2 ₃	G4 ₃	G6 ₃	G3 ₂	G4 ₂	G2 ₄	G3 ₄	G6 ₄	G4 ₄
40	0	0	0,277414	0	0	0	0	0,309942	0,233863	0	0	0	0,178781
44	0	0	0,348941	0	0	0	0	0,343544	0,257658	0	0	0	0,049857
48	0	0	0,35105	0	0	0	0	0,340822	0,260698	0	0	0	0,04743
52	0	0	0,351823	0	0	0	0	0,341131	0,260185	0	0	0	0,046459
56	0	0	0,352522	0	0	0	0	0,34193	0,25909	0	0	0	0,046459
60	0	0	0,353446	0	0	0	0	0,342531	0,257874	0	0	0	0,046149
64	0	0	0,355332	0	0	0	0	0,342158	0,256619	0	0	0	0,045891
68	0	0	0,358263	0	0	0	0	0,340518	0,255389	0	0	0	0,045582
72	0	0	0,361307	0	0	0	0	0,338977	0,254233	0	0	0	0,045482
76	0	0	0,363905	0	0	0	0	0,337588	0,253191	0	0	0	0,045351
80	0	0	0,366264	0	0	0	0	0,33633	0,252247	0	0	0	0,04516
84	0	0	0,368417	0	0	0	0	0,335186	0,25139	0	0	0	0,044976
88	0	0	0,370392	0	0	0	0	0,334145	0,250609	0	0	0	0,044853
92	0	0	0,372189	0	0	0	0	0,333208	0,249906	0	0	0	0,044698
96	0	0	0,373823	0	0	0	0	0,332365	0,249274	0	0	0	0,044539
100	0	0	0,37531	0	0	0	0	0,33162	0,248706	0	0	0	0,044369
104	0	0	0,376665	0	0	0	0	0,33093	0,248198	0	0	0	0,044207
108	0	0	0,377903	0	0	0	0	0,330322	0,247741	0	0	0	0,044034

Tabla C.29: Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia $G5_1$

Time	G2 ₁	G3 ₁	G4 ₁	G7 ₁	G2 ₃	G4 ₃	G6 ₃	G3 ₂	G4 ₂	G2 ₄	G3 ₄	G6 ₄	G4 ₄
40	0	0	0	0	0	0	0	0,349505	0,267809	0	0,116009	0	0,266678
44	0	0	0	0	0	0	0	0,362192	0,271644	0	0,094519	0	0,271644
48	0	0	0	0	0	0	0	0,365973	0,27448	0	0,085068	0	0,27448
52	0	0	0	0	0	0	0	0,365976	0,274482	0	0,085059	0	0,274482
56	0	0	0	0	0	0	0	0,36515	0,273863	0	0,087124	0	0,273863
60	0	0	0	0	0	0	0	0,364221	0,273166	0	0,089446	0	0,273166
64	0	0	0	0	0	0	0	0,3633	0,272475	0	0,091393	0	0,272475
68	0	0	0	0	0	0	0	0,362428	0,271821	0	0,09393	0	0,271821
72	0	0	0	0	0	0	0	0,36162	0,271215	0	0,095895	0	0,271215
76	0	0	0	0	0	0	0	0,360882	0,270662	0	0,097795	0	0,270662
80	0	0	0	0	0	0	0	0,360216	0,270162	0	0,099693	0	0,270162
84	0	0	0	0	0	0	0	0,359618	0,269714	0	0,100954	0	0,269714
88	0	0	0	0	0	0	0	0,359085	0,269314	0	0,102288	0	0,269314
92	0	0	0	0	0	0	0	0,35861	0,268957	0	0,103476	0	0,268957
96	0	0	0	0	0	0	0	0,358187	0,268684	0	0,104523	0	0,268684
100	0	0	0	0	0	0	0	0,35781	0,268358	0	0,105474	0	0,268358
104	0	0	0	0	0	0	0	0,357475	0,268107	0	0,106311	0	0,268107

Tabla C.30: Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia $G4_1$

C.1.5. Resultados esquema de actualización con generación renovable variable y variabilidad de la demanda

Tiempo	G2 ₁	G3 ₁	G4 ₁	G7 ₁	G2 ₃	G4 ₃	G3 ₂	G2 ₄	G3 ₄	G4 ₄
40	0	0	0	0	0	0,414663	0	0	0,585337	0
44	0	0	0	0	0	0,498493	0	0	0,501507	0
48	0	0	0	0	0	0,509989	0	0	0,490011	0
52	0	0	0	0	0	0,477786	0	0	0,522214	0
56	0	0	0	0	0	0,425966	0	0	0,574034	0
60	0	0	0	0	0	0,387673	0	0	0,612327	0
64	0	0	0	0	0	0,361247	0	0	0,638753	0
68	0	0	0	0	0	0,340482	0	0	0,659518	0
72	0	0	0	0	0	0,389929	0	0	0,610071	0

Tabla C.31: Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G3₂

Tiempo	G2 ₁	G3 ₁	G4 ₁	G7 ₁	G2 ₃	G4 ₃	G3 ₂	G2 ₄	G3 ₄	G4 ₄
40	0	0	0	0	0	0,12193	0,578256	0	0,299814	0
44	0	0	0	0	0	0,177259	0,373237	0	0,449504	0
48	0	0	0	0	0	0,342401	0,321502	0	0,336097	0
52	0	0	0	0	0	0,336517	0,322471	0	0,341012	0
56	0	0	0	0	0	0,28509	0,324814	0	0,390097	0
60	0	0	0	0	0	0,29145	0,316995	0	0,391555	0
64	0	0	0	0	0	0,297166	0,299913	0	0,402921	0
68	0	0	0	0	0	0,282053	0,288857	0	0,42909	0
72	0	0	0	0	0	0,19514	0,226407	0	0,578453	0

Tabla C.32: Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G7₄

Tiempo	G2 ₁	G3 ₁	G4 ₁	G7 ₁	G2 ₃	G4 ₃	G3 ₂	G2 ₄	G3 ₄	G4 ₄
40	0	0	0	0	0	0,294413	0,335001	0	0,370586	0
44	0	0	0	0	0	0,311682	0,256751	0	0,431567	0
48	0	0	0	0	0	0,260921	0,234498	0	0,504581	0
52	0	0	0	0	0	0,236366	0,225681	0	0,537953	0
56	0	0	0	0	0	0,217608	0,226778	0	0,555614	0
60	0	0	0	0	0	0,213984	0,224266	0	0,561755	0
64	0	0	0	0	0	0,207307	0,215461	0	0,577322	0
68	0	0	0	0	0	0,207194	0,209451	0	0,583355	0
72	0	0	0	0	0	0,295556	0,235057	0	0,469387	0
76	0	0	0	0	0	0,320128	0,251923	0	0,427949	0
80	0	0	0	0	0	0,275819	0,232478	0	0,491703	0
84	0	0	0	0	0	0,266216	0,225913	0	0,507871	0
88	0	0	0	0	0	0,212107	0,212792	0	0,575101	0
92	0	0	0	0	0	0,227142	0,235736	0	0,537122	0

Tabla C.33: Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G5₄

Tiempo	G2 ₁	G3 ₁	G4 ₁	G7 ₁	G2 ₃	G4 ₃	G3 ₂	G2 ₄	G3 ₄	G4 ₄
40	0	0	0	0	0	0,675303	0,324697	0	0	0
44	0	0	0	0	0	0,21854	0,78146	0	0	0
48	0	0	0	0	0	0,478427	0,521573	0	0	0
52	0	0	0	0	0	0,550788	0,449212	0	0	0
56	0	0	0	0	0	0,535594	0,464406	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0,564821	0,435179	0	0	0
64	0	0	0	0	0	0,540867	0,459133	0	0	0
68	0	0	0	0	0	0,522329	0,477671	0	0	0
72	0	0	0	0	0	0,443101	0,556899	0	0	0

Tabla C.34: Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G3₄

Tiempo	G2 ₁	G3 ₁	G4 ₁	G7 ₁	G2 ₃	G4 ₃	G3 ₂	G2 ₄	G3 ₄	G4 ₄
40	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
48	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
52	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
56	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
64	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
68	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
72	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0

Tabla C.35: Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G5₃

Tabla C.36: Resultados de generación para diferentes unidades

Tiempo	G2 ₁	G3 ₁	G4 ₁	G7 ₁	G2 ₃	G4 ₃	G3 ₂	G2 ₄	G3 ₄	G4 ₄
40	0	0	0	0	0	0,32563	0,376194	0	0,298176	0
44	0	0	0	0	0	0,327631	0,275801	0	0,396568	0
48	0	0	0	0	0	0,263005	0,2465	0	0,490494	0
52	0	0	0	0	0	0,253424	0,241386	0	0,50519	0
56	0	0	0	0	0	0,23283	0,241943	0	0,525227	0
60	0	0	0	0	0	0,227547	0,237884	0	0,534568	0
64	0	0	0	0	0	0,220389	0,228507	0	0,551103	0
68	0	0	0	0	0	0,220094	0,221983	0	0,557922	0
72	0	0	0	0	0	0,312956	0,248599	0	0,438445	0
76	0	0	0	0	0	0,336929	0,265115	0	0,397956	0
80	0	0	0	0	0	0,298603	0,243379	0	0,457994	0
84	0	0	0	0	0	0,277893	0,235698	0	0,486409	0
88	0	0	0	0	0	0,220476	0,221056	0	0,558468	0
92	0	0	0	0	0	0,232771	0,241899	0	0,52533	0

Tabla C.37: Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G5₂

Tiempo	G2 ₁	G3 ₁	G4 ₁	G7 ₁	G2 ₃	G4 ₃	G3 ₂	G2 ₄	G3 ₄	G4 ₄
40	0	0	0	0	0	0,305452	0,351118	0	0,34343	0
44	0	0	0	0	0	0,312801	0,261573	0	0,425625	0
48	0	0	0	0	0	0,256656	0,240027	0	0,503407	0
52	0	0	0	0	0	0,245825	0,232733	0	0,521442	0
56	0	0	0	0	0	0,219817	0,227236	0	0,552947	0
60	0	0	0	0	0	0,220441	0,229048	0	0,550512	0
64	0	0	0	0	0	0,214568	0,221087	0	0,564346	0
68	0	0	0	0	0	0,215577	0,216029	0	0,568393	0
72	0	0	0	0	0	0,307855	0,242907	0	0,449238	0
76	0	0	0	0	0	0,33547	0,262788	0	0,401743	0
80	0	0	0	0	0	0,298636	0,242448	0	0,458297	0
84	0	0	0	0	0	0,277033	0,233321	0	0,489646	0
88	0	0	0	0	0	0,220787	0,220047	0	0,559166	0
92	0	0	0	0	0	0,237251	0,244188	0	0,518562	0

Tabla C.38: Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G6₁

Tiempo	G2 ₁	G3 ₁	G4 ₁	G7 ₁	G2 ₃	G4 ₃	G3 ₂	G2 ₄	G3 ₄	G4 ₄
40	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
48	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
52	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
56	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
64	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
68	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
72	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0

Tabla C.39: Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G5₁

Tiempo	G2 ₁	G3 ₁	G4 ₁	G7 ₁	G2 ₃	G4 ₃	G3 ₂	G2 ₄	G3 ₄	G4 ₄
40	0	0	0	0	0	0,354995	0,421889	0	0,223116	0
44	0	0	0	0	0	0,380235	0,302174	0	0,317591	0
48	0	0	0	0	0	0,350733	0,292489	0	0,356778	0
52	0	0	0	0	0	0,309777	0,284602	0	0,387624	0
56	0	0	0	0	0	0,294858	0,282165	0	0,422977	0
60	0	0	0	0	0	0,277106	0,272444	0	0,450454	0
64	0	0	0	0	0	0,267963	0,259808	0	0,472229	0
68	0	0	0	0	0	0,259785	0,248866	0	0,491256	0
72	0	0	0	0	0	0,346842	0,275066	0	0,378098	0
76	0	0	0	0	0	0,378504	0,297346	0	0,324150	0
80	0	0	0	0	0	0,333704	0,271462	0	0,394834	0
84	0	0	0	0	0	0,307826	0,262388	0	0,429786	0
88	0	0	0	0	0	0,245760	0,245320	0	0,508920	0
92	0	0	0	0	0	0,266469	0,275990	0	0,457540	0

Tabla C.40: Resultados del esquema de actualización de los factores de participación para la contingencia G4₁

Anexos D

D.1. Modelo para realizar la variabilidad de la demanda y generación renovable

El modelo utilizado para los generadores renovables corresponde al mostrado en la Figura D.1.

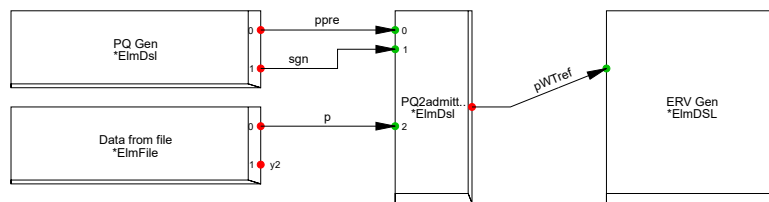


Figura D.1: Modelo para realizar de la generación renovable

En el bloque *PQ Gen* se selecciona el generador renovable cuya potencia será modificada. Este bloque obtiene tanto la potencia activa previa como la potencia nominal del generador. El bloque *Data from file* contiene la serie temporal que representa la variabilidad de la generación renovable. En el bloque central se realiza la multiplicación entre la potencia nominal del generador y dicha serie temporal, obteniendo así la nueva potencia activa del generador renovable. Finalmente, el bloque *ERV GEN* actualiza la potencia activa del generador renovable en el sistema.

De manera análoga, se implementa el esquema para representar la variabilidad de la demanda, como se muestra en la Figura D.2. Existen dos diferencias principales: la primera es que el bloque *PQ Load* obtiene tanto la potencia activa previa como el factor de potencia de la carga; la segunda es que el bloque final, *Single Phase Load*, actualiza tanto la potencia activa como la potencia reactiva.

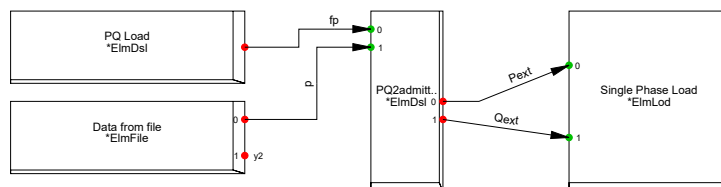


Figura D.2: Modelo para realizar de la variabilidad de la demanda

Anexos E

E.1. Datos del SEN

E.1.1. Datos de generadores que participan en el AGC

En la Tabla E.1 se presenta la zona de ubicación, el tipo de recurso utilizado y la disponibilidad en el escenario peak de cada una de las centrales generadoras que participan en el AGC del SEN.

Nombre Central	Zona	Combustible	Disponibilidad
TER COCHRANE U1	00 - Norte Grande	Carbón	1
TER COCHRANE U2	00 - Norte Grande	Carbón	1
TER ATACAMA CC1-TG1	00 - Norte Grande	Ciclo combinado	1
TER ATACAMA CC1-TG2	00 - Norte Grande	Ciclo combinado	1
TER ATACAMA CC2-TG1	00 - Norte Grande	Ciclo combinado	1
TER ATACAMA CC2-TG2	00 - Norte Grande	Ciclo combinado	0
TER ANGAMOS U1	00 - Norte Grande	Carbón	1
TER ANGAMOS U2	00 - Norte Grande	Carbón	0
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	00 - Norte Grande	Ciclo combinado	1
TER CAMPIACHE U1	03 - Chilquinta Aconcagua	Carbón	1
TER NUEVA VENTANAS U1	03 - Chilquinta Aconcagua	Carbón	1
TER VENTANAS U1	03 - Chilquinta Aconcagua	Carbón	0
TER VENTANAS U2	03 - Chilquinta Aconcagua	Carbón	1
TER CANDELARIA U1	05 - Colbún	Ciclo combinado	1
TER CANDELARIA U2	05 - Colbún	Ciclo combinado	1
TER NEHUENCO 9B U1	06 - Troncal Qui-Cha	Ciclo combinado	0
HE PEHUENCHE U1	06 - Troncal Qui-Cha	Hidráulica Embalse	1
HE PEHUENCHE U2	06 - Troncal Qui-Cha	Hidráulica Embalse	1
TER QUINTERO U1	06 - Troncal Qui-Cha	Gas Natural	1
TER QUINTERO U2	06 - Troncal Qui-Cha	Gas Natural	0
HE RAPEL U1	06 - Troncal Qui-Cha	Hidráulica Embalse	0
HE RAPEL U2	06 - Troncal Qui-Cha	Hidráulica Embalse	0
HE RAPEL U3	06 - Troncal Qui-Cha	Hidráulica Embalse	0
HE RAPEL U4	06 - Troncal Qui-Cha	Hidráulica Embalse	0
HE RAPEL U5	06 - Troncal Qui-Cha	Hidráulica Embalse	0
TER SAN ISIDRO II CC1-TG	07 - Sistema 154-66 kV	Gas Natural	1
HE CIPRESES U1	07 - Sistema 154-66 kV	Hidráulica Embalse	0
HE CIPRESES U2	07 - Sistema 154-66 kV	Hidráulica Embalse	0
HE CIPRESES U3	07 - Sistema 154-66 kV	Hidráulica Embalse	1
HE ANTUCO U1	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse	1
HE ANTUCO U2	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse	0
HE EL TORO U1	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse	0
HE EL TORO U2	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse	0
HE EL TORO U3	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse	0
HE EL TORO U4	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse	1
HE PANGUE U1	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse	0
HE PANGUE U2	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse	1
HE RALCO U1	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse	1
HE RALCO U2	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse	1
TER ANTILHUE U1	10 - Araucanía	Diésel	0
TER ANTILHUE U2	10 - Araucanía	Diésel	0
HE CANUTILLAR U1	10 - Araucanía	Hidráulica Embalse	1
HE CANUTILLAR U2	10 - Araucanía	Hidráulica Embalse	1

Tabla E.1: Listado de centrales que pueden participar del AGC con su zona de ubicación, tipo de combustible y disponibilidad.

En la Tabla E.2 se muestran los parámetros técnicos de las unidades generadoras que participan en el AGC del SEN, como los límites de mínimos y máximos de operación, las tasas de incremento y reducción de potencia, el coeficiente lineal de costo de combustible y el costo fijo asociado a la participación en el CSF.

Nombre Central	F_a [\$/MWh]	C^{AGC} [\$/h]	P^m [MW]	P^M [MW]	RD/RU [MW]
TER COCHRANE U1	137,1	230	85	280,5	40,5
TER COCHRANE U2	137,1	230	85	280,5	40,5
TER ATACAMA CC1-TG1	248,1	235	27	98,8	75
TER ATACAMA CC1-TG2	248,1	235	25	98,8	75
TER ATACAMA CC2-TG1	248,1	230	25	115,6	45
TER ATACAMA CC2-TG2	241,5	230	25	115,6	75
TER ANGAMOS U1	119,1	250	80	280	60
TER ANGAMOS U2	119,1	250	80	281,3	60
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	160,6	215	110	362,3	150
TER CAMPICHE U1	143,5	190	84	280,5	105
TER NUEVA VENTANAS U1	137,6	150	82	280,5	105
TER VENTANAS U1	162,4	185	55	120	30
TER VENTANAS U2	162,4	185	90	222,5	30
TER CANDELARIA U1	239,6	170	18,5	132,5	150
TER CANDELARIA U2	239,6	170	18,5	132,5	150
TER NEHUENCO 9B U1	372,2	150	13,4	100	75
HE PEHUENCHE U1	0	600	126	285	300
HE PEHUENCHE U2	0	600	126	285	300
TER QUINTERO U1	160,3	170	5	144,9	135
TER QUINTERO U2	160,3	170	5	144,9	135
HE RAPEL U1	0	530	45	72,2	300
HE RAPEL U2	0	530	40	72,2	300
HE RAPEL U3	0	530	45	75,6	300
HE RAPEL U4	0	530	40	72,2	300
HE RAPEL U5	0	530	45	72,2	300
TER SAN ISIDRO II CC1-TG	156,8	230	105	259,3	30
HE CIPRESES U1	0	570	34	135	135
HE CIPRESES U2	0	570	20	34	135
HE CIPRESES U3	0	570	0	34	135
HE ANTUCO U1	0	450	80	160	750
HE ANTUCO U2	0	450	80	160	750
HE EL TORO U1	0	500	0	112	300
HE EL TORO U2	0	500	0	112	300
HE EL TORO U3	0	500	0	112	300
HE EL TORO U4	0	500	0	112	300
HE PANGUE U1	0	435	10	230	120
HE PANGUE U2	0	435	10	230	270
HE RALCO U1	0	420	90	381,9	300
HE RALCO U2	0	420	90	381,9	300
TER ANTILHUE U1	360,4	165	1,6	50,8	75
TER ANTILHUE U2	366,4	165	1,6	50,8	154,5
HE CANUTILLAR U1	0	575	40	80	225
HE CANUTILLAR U2	0	575	40	86	225

Tabla E.2: Parámetros de las unidades generadoras que pueden participar en el AGC del SEN.