



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

CONTROL DE CARGAS ELÉCTRICAS PARA LA REDUCCIÓN DE TRANSIENTES  
EN LA RESPUESTA DE FRECUENCIA DE LA RED ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

NIBALDO IGNACIO FOIX SÁNCHEZ

PROFESORA GUÍA:  
CONSTANZA AHUMADA SANHUEZA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
RICARDO ÁLVAREZ MALEBRÁN  
DIEGO ORTIZ VILLALBA

SANTIAGO DE CHILE  
2022

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO  
POR: NIBALDO IGNACIO FOIX SÁNCHEZ  
FECHA: 2022  
PROF. GUÍA: CONSTANZA ANDREA AHUMADA SANHUEZA

## **CONTROL DE CARGAS ELÉCTRICAS PARA LA REDUCCIÓN DE TRANSIENTES EN LA RESPUESTA DE FRECUENCIA DE LA RED ELÉCTRICA**

Ya sea por los planes de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero como por la disminución en los precios de estas tecnologías, la incorporación de las energías renovables no convencionales ha visto un extraordinario crecimiento en las matrices eléctricas de numerosos países, incluido Chile, en los últimos años. Pese a las innegables virtudes de dichas tecnologías, una alta penetración de estas tecnologías no está exenta de problemas, donde se destacan la impredecibilidad del recurso energético primario y la menor inercia de la red, al disponer de menos máquinas rotatorias. Ambos problemas hacen que la frecuencia de la red sea vea afectada más fácilmente ante una falla en la red, dificultando la labor de los mecanismos de control de frecuencia existentes.

Como respuesta a la problemática descrita, se plantea la desconexión de cargas eléctricas con contratos de desconexión previamente establecidos ante la detección de una falla importante en la red, lo que tiene una capacidad de acción rápida y efectiva sobre problemas frecuenciales generados en esta. En este contexto, se diseña una estrategia de desconexión de cargas, la cual corresponde a la generación de una lista de mérito dinámica, donde, según los datos online tomados de la red, cada carga con un contrato de desconexión disponible recibe un puntaje valorando su posible desconexión. Así, si se considera que una desconexión de carga es necesaria, se procede a desconectar aquellas de mayor puntaje.

La estrategia de desconexión de cargas propuesta es implementada a través de un algoritmo en Python, desde donde se comandan simulaciones en el programa Power Factory de DIgSILENT, utilizando la red “IEEE 39-Bus” y una adaptación de esta con mayor penetración de energía eólica. De esta forma, se realizan 3 análisis, los cuales se encargan de abordar un aspecto del trabajo a la vez. El primer análisis compara la desconexión únicamente de cargas completas frente a la posibilidad de realizar desconexiones parciales de estas cargas, mientras que, el segundo análisis compara distintas funciones para otorgar el puntaje de las cargas en la lista de mérito. Debido a que los dos primeros análisis son probados en la red “IEEE 39-Bus” original, el tercer análisis se encarga de probar el algoritmo en la red con alta penetración de energía eólica. Para cada uno de estos análisis se consideran 3 casos de estudio, correspondiendo a 3 fallas en la red.

# Agradecimientos

Quiero agradecer a mi madre Silvia y a mi padre Nivaldo, a quienes les debo todo y gracias a quienes he logrado llegar donde estoy hoy.

También quiero agradecer a la profesora Constanza, por su gran ayuda, guía y disposición a lo largo de este proceso.

A mis hermanas, mi abuelo y mi familia en general, incluyendo a quienes ya no están. A los amigos que he conocido a lo largo del largo camino universitario, quienes han hecho de esta experiencia un agradable recuerdo para toda la vida.

A los distintos profesores y funcionarios de la facultad, destacando a Rodrigo Palma, José Pino y Manuel del Pino, quienes me ayudaron en la fase de postulación de mi programa de doble titulación.

A todas las personas que han estado allí en momentos difíciles, de los que no he estado exento estos últimos años, en especial a Michelle.

Se agradece el apoyo del proyecto ANID/FONDECYT Iniciación 11200866 “REDUCTION OF TORSIONAL VIBRATIONS IN SHIPS (ROTORVIS)”.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Objetivos . . . . .	2
1.1.1. Objetivo general . . . . .	2
1.1.2. Objetivos específicos . . . . .	2
1.2. Estructura del trabajo . . . . .	3
1.3. Alcances del trabajo . . . . .	3
<b>2. Marco teórico y estado del arte</b>	<b>5</b>
2.1. Control de frecuencia . . . . .	5
2.1.1. Respuesta a la demanda . . . . .	8
2.2. Sistema Eléctrico Nacional . . . . .	8
2.2.1. Coordinador Eléctrico Nacional . . . . .	10
2.2.2. Clientes libres . . . . .	11
2.3. Servicios Complementarios (SSCC) . . . . .	12
2.3.1. Control Primario de Frecuencia (CPF) . . . . .	14
2.3.2. Control Secundario de Frecuencia (CSF) . . . . .	15
2.3.3. Control Terciario de Frecuencia (CTF) . . . . .	15
2.3.4. Control Rápido de Frecuencia (CRF) . . . . .	16
2.3.5. Cargas Interrumpibles (CI) . . . . .	16
2.3.6. Esquema de Desconexión Automático de Cargas (EDAC) . . . . .	17
2.3.7. Desconexión Manual de Cargas (DMC) . . . . .	17

2.4.	Respuesta a la demanda en Europa . . . . .	18
2.4.1.	Francia . . . . .	19
2.4.2.	Alemania . . . . .	19
2.4.3.	España . . . . .	20
2.5.	Estrategias de desconexión de carga . . . . .	20
2.5.1.	Optimizadores . . . . .	21
2.5.2.	Listas de mérito . . . . .	22
2.6.	Otras herramientas para el control de frecuencia . . . . .	24
2.6.1.	Respuesta implícita a la demanda . . . . .	24
2.6.2.	Uso de baterías (BESS) . . . . .	24
2.6.3.	Uso de vehículos eléctricos . . . . .	25
<b>3.</b>	<b>Metodología</b>	<b>26</b>
3.1.	Diseño del algoritmo . . . . .	27
3.1.1.	Estimación de déficit de potencia generada . . . . .	29
3.1.2.	Elaboración del puntaje utilizado . . . . .	30
3.2.	Códigos Python utilizados . . . . .	33
<b>4.</b>	<b>Descripción de la red utilizada</b>	<b>34</b>
4.1.	Red IEEE 39-Bus . . . . .	34
4.2.	Red IEEE 39-Bus ERNC . . . . .	37
4.3.	Comportamiento de las redes . . . . .	39
4.3.1.	Salida de funcionamiento de generador . . . . .	40
4.3.2.	Aumento repentino de carga . . . . .	44
4.3.3.	Cortocircuito de línea y despeje . . . . .	46
<b>5.</b>	<b>Detección de desequilibrio de potencia</b>	<b>48</b>
5.1.	Red IEEE 39-Bus . . . . .	48
5.2.	Red IEEE 39-Bus ERNC . . . . .	52

<b>6. Resultados y análisis</b>	<b>54</b>
6.1. Desconexión parcial o total de carga . . . . .	58
6.1.1. Caso 1: Salida de funcionamiento de generador 2 . . . . .	60
6.1.2. Caso 2: Salida de funcionamiento de generador 5 . . . . .	64
6.1.3. Caso 3: Aumento de carga . . . . .	69
6.1.4. Análisis desconexión parcial o total de cargas . . . . .	74
6.2. Comparación de puntajes . . . . .	75
6.2.1. Caso 1: Salida de funcionamiento de generador 2 . . . . .	76
6.2.2. Caso 2: Salida de funcionamiento de generador 5 . . . . .	79
6.2.3. Caso 3: Aumento de carga . . . . .	82
6.2.4. Análisis resultados comparación de puntajes . . . . .	85
6.3. Resultados para red IEEE 39-Bus ERNC . . . . .	86
6.3.1. Caso 1: Salida de funcionamiento de generador convencional . . . . .	86
6.3.2. Caso 2: Salida de funcionamiento de generador eólico . . . . .	89
6.3.3. Caso 3: Aumento de carga . . . . .	91
6.3.4. Análisis resultados red con 30% de generación eólica . . . . .	93
<b>7. Conclusiones</b>	<b>94</b>
7.1. Trabajo futuro . . . . .	95
<b>Bibliografía</b>	<b>97</b>
<b>Anexos</b>	<b>100</b>
<b>Anexo A. Código utilizado</b>	<b>101</b>
A.1. Archivo <i>desconexion_cargas.py</i> . . . . .	101
A.1.1. Ejemplo de uso . . . . .	112
<b>Anexo B. Manual de uso del código</b>	<b>113</b>
B.1. Network Manager . . . . .	113

B.1.1. Entradas . . . . .	113
B.1.2. Atributos . . . . .	113
B.1.3. Métodos . . . . .	114
B.2. Desconexión Cargas . . . . .	116
B.2.1. Entradas . . . . .	117
B.2.2. Atributos . . . . .	117
B.2.3. Métodos . . . . .	119
<b>Anexo C. Comparación modelos de carga</b>	<b>123</b>
<b>Anexo D. Resultados adicionales</b>	<b>125</b>
D.1. Respuesta de la red convencional ante cambios de carga . . . . .	125
D.2. Gráficos de <i>ROCOF</i> para distintos valores de $dt$ ante fallas en la red convencional	127
D.3. Respuesta de la red con 30% de generación eólica ante cambios de carga . . . . .	128

# Índice de Tablas

2.1. Intervalos para registrar las variaciones de frecuencia . . . . .	6
4.1. Detalle de potencias de cargas . . . . .	36
4.2. Despacho inicial de generadores . . . . .	36
4.3. Resumen de reemplazos realizados . . . . .	38
4.4. Despacho inicial de generadores para red con 30% de generación eólica . . .	39
4.5. Resultados obtenidos al desconectar cada generador por separado para la red IEEE 39-Bus . . . . .	40
4.6. Resultados obtenidos al desconectar cada generador por separado para la red IEEE 39-Bus ERNC . . . . .	41
5.1. <i>ROCOF</i> iniciales y frecuencias finales para desconexión de generadores . . .	49
6.1. Costos de desconexión por carga utilizados . . . . .	58
6.2. Resumen cargas desconectadas para desconexiones totales en el caso 1. . . .	61
6.3. Resumen cargas desconectadas para desconexiones parciales en el caso 1. . .	63
6.4. Tabla comparativa de resultados desconexiones totales o parciales de carga para el caso 1. . . . .	64
6.5. Resumen cargas desconectadas para desconexiones totales en el caso 2. . . .	66
6.6. Resumen cargas desconectadas para desconexiones parciales en el caso 2. . .	68
6.7. Tabla comparativa de resultados desconexiones totales o parciales de carga para el caso 2. . . . .	69
6.8. Resumen cargas desconectadas para desconexiones totales en el caso 3. . . .	71
6.9. Resumen cargas desconectadas para desconexiones parciales en el caso 3. . .	72



6.10. Tabla comparativa de resultados desconexiones totales o parciales de carga para el caso 3. . . . .	74
6.11. Resumen cargas desconectadas para puntaje 2 en el caso 1. . . . .	77
6.12. Resumen cargas desconectadas para puntaje 3 en el caso 1. . . . .	77
6.13. Tabla comparativa de resultados para tres funciones de puntaje para el caso 1. . . . .	79
6.14. Resumen cargas desconectadas para puntaje 2 en el caso 2. . . . .	79
6.15. Resumen cargas desconectadas para puntaje 3 en el caso 2. . . . .	80
6.16. Tabla comparativa de resultados para tres funciones de puntaje para el caso 2. . . . .	82
6.17. Resumen cargas desconectadas para puntaje 2 en el caso 3. . . . .	82
6.18. Resumen cargas desconectadas para puntaje 3 en el caso 3. . . . .	83
6.19. Tabla comparativa de resultados para tres funciones de puntaje para el caso 3. . . . .	85
6.20. Resumen cargas desconectadas para el caso 1 en la red eólica. . . . .	87
6.21. Comparación uso del algoritmo en la red con 30 % de generación eólica para el caso 1. . . . .	88
6.22. Resumen cargas desconectadas para el caso 2 en la red eólica. . . . .	89
6.23. Comparación uso del algoritmo en la red con 30 % de generación eólica para el caso 2. . . . .	90
6.24. Resumen cargas desconectadas para el caso 3 en la red eólica. . . . .	91
6.25. Comparación uso del algoritmo en la red con 30 % de generación eólica para el caso 3. . . . .	92
C.1. Parámetros no nulos del modelo de carga “Original”. . . . .	123
C.2. Tabla comparativa desconexión de generador 3 para distintos modelos de carga. . . . .	123
D.1. <i>ROCOF</i> iniciales y frecuencias finales para aumentos de cargas . . . . .	125
D.2. <i>ROCOF</i> iniciales y frecuencias finales para desconexión de cargas . . . . .	126
D.3. Respuesta de la red eólica ante aumentos de carga . . . . .	128
D.4. Respuesta de la red eólica ante desconexión de carga . . . . .	129

# Índice de Figuras

2.1. Respuesta de un sistema eléctrico ante déficit de generación. . . . .	8
2.2. Capacidad neta instalada en el SEN según tipo. . . . .	9
2.3. Generación eléctrica en el SEN según tipo para el año 2020. . . . .	10
2.4. Número de clientes libres en el actual SEN por año. . . . .	12
2.5. Clasificación Servicios Complementarios en Chile. . . . .	14
2.6. Desarrollo de respuesta a la demanda explícita en Europa. . . . .	18
3.1. Diagrama de flujo del algoritmo. . . . .	28
3.2. Metodología elaboración estimación déficit de potencia. . . . .	30
4.1. Diagrama de la red convencional utilizada. . . . .	35
4.2. Diagrama de la red con 30 % de generación eólica. . . . .	38
4.3. Frecuencia obtenida tras falla de salida de funcionamiento del generador 3 para la red IEEE 39-Bus. . . . .	42
4.4. Tensiones obtenidas tras falla de salida de funcionamiento del generador 3 para la red IEEE 39-Bus. . . . .	42
4.5. Potencias de los generadores obtenidas tras falla de salida de funcionamiento del generador 3 para la red IEEE 39-Bus. . . . .	43
4.6. Zoom de la frecuencia obtenida tras salida de funcionamiento del generador 3 para la red IEEE 39-Bus. . . . .	43
4.7. Comparación de generación y demandas totales ante falla del generador 3 para la red IEEE 39-Bus. . . . .	44
4.8. Frecuencia obtenida tras aumento de carga en la barra 16 para la red IEEE 39-Bus. . . . .	44

4.9. Tensiones obtenidas tras aumento de carga en la barra 16 para la red IEEE 39-Bus. . . . .	45
4.10. Potencias de los generadores obtenidas tras aumento de carga en la barra 16 para la red IEEE 39-Bus. . . . .	45
4.11. Comparación de generación y demandas totales ante aumento de carga en la barra 16 para la red IEEE 39-Bus. . . . .	46
4.12. Tensiones de algunas barras tras una falla de la línea 16 - 17 en la red IEEE 39-Bus. . . . .	47
4.13. Frecuencia de algunas barras del sistema tras una falla de la línea 16 - 17 en la red IEEE 39-Bus. . . . .	47
5.1. Pendientes de frecuencia iniciales para $\Delta t = 0,1[s]$ . . . . .	50
5.2. Frecuencias de estabilización ante distintos déficit de potencia. . . . .	50
5.3. Pendientes de frecuencia iniciales para $\Delta t = 0,1[s]$ para la red con 30 % de generación eólica. . . . .	52
5.4. Frecuencias de estabilización según déficit de potencia para la red con 30 % de generación eólica. . . . .	53
6.1. Ubicación de la falla del caso 1 en la red con 30 % de generación eólica. . . .	55
6.2. Ubicación de la falla del caso 2 en la red con 30 % de generación eólica. . . .	56
6.3. Ubicación de la falla del caso 3 en la red con 30 % de generación eólica. . . .	57
6.4. Evolución temporal de la frecuencia para el caso 1 sin desconexiones de carga. . . .	60
6.5. Evolución temporal de la frecuencia para el caso 1 con desconexiones totales de carga. . . . .	61
6.6. Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 1 con desconexiones totales de carga. . . . .	62
6.7. Evolución temporal de la frecuencia para el caso 1 con desconexiones parciales de carga. . . . .	62
6.8. Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 1 con desconexiones parciales de carga. . . . .	63
6.9. Comparación frecuencias promedio de las 3 soluciones para el caso 1. . . . .	64
6.10. Evolución temporal de la frecuencia para el caso 2 sin desconexiones de carga. . . .	65
6.11. Evolución temporal de la frecuencia para el caso 2 con desconexiones totales de carga. . . . .	66

6.12. Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 2 con desconexiones totales de carga. . . . .	67
6.13. Evolución temporal de la frecuencia para el caso 2 con desconexiones parciales de carga. . . . .	67
6.14. Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 2 con desconexiones parciales de carga. . . . .	68
6.15. Comparación frecuencias promedio de las 3 soluciones para el caso 2. . . . .	69
6.16. Evolución temporal de la frecuencia para el caso 3 sin desconexiones de carga. . . . .	70
6.17. Evolución temporal de la frecuencia para el caso 3 con desconexiones totales de carga. . . . .	70
6.18. Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 3 con desconexiones totales de carga. . . . .	71
6.19. Evolución temporal de la frecuencia para el caso 3 con desconexiones parciales de carga. . . . .	72
6.20. Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 3 con desconexiones parciales de carga. . . . .	73
6.21. Comparación frecuencias promedio de las 3 soluciones para el caso 3. . . . .	73
6.22. Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 1 con la función de puntaje 2. . . . .	77
6.23. Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 1 con la función de puntaje 3. . . . .	78
6.24. Comparación de la frecuencia promedio para la utilización de distintas funciones de puntaje para el caso 1. . . . .	78
6.25. Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 2 con la función de puntaje 2. . . . .	80
6.26. Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 2 con la función de puntaje 3. . . . .	81
6.27. Comparación de la frecuencia promedio para la utilización de distintas funciones de puntaje para el caso 2. . . . .	81
6.28. Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 3 con la función de puntaje 2. . . . .	83
6.29. Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 3 con la función de puntaje 3. . . . .	84

6.30. Comparación de la frecuencia promedio para la utilización de distintas funciones de puntaje para el caso 3. . . . .	84
6.31. Potencias de las cargas desconectadas en la red con generadores eólicos para el caso 1. . . . .	87
6.32. Respuesta de frecuencia de la red usando el algoritmo en la red con generadores eólicos para el caso 1. . . . .	88
6.33. Potencias de las cargas desconectadas en la red con generadores eólicos para el caso 2. . . . .	89
6.34. Respuesta de frecuencia de la red usando el algoritmo en la red con generadores eólicos para el caso 2. . . . .	90
6.35. Potencias de las cargas desconectadas en la red con generadores eólicos para el caso 3. . . . .	91
6.36. Respuesta de frecuencia de la red usando el algoritmo en la red con generadores eólicos para el caso 3. . . . .	92
B.1. Respuesta obtenida al código B.4. . . . .	115
B.2. Eventos creados en Power Factory con el código B.5. . . . .	116
B.3. Ejemplo de DataFrame <i>self.C_cargas</i> . . . . .	117
B.4. Ejemplo de DataFrame <i>self.V</i> . . . . .	118
B.5. Respuesta generada tras aplicación del código B.13. . . . .	120
B.6. Respuesta generada tras aplicación del código B.14. . . . .	120
B.7. Respuesta generada tras aplicación del código B.15. . . . .	121
B.8. Respuesta generada tras el código B.16 . . . . .	122
B.9. Respuesta generada tras el código B.17 . . . . .	122
D.1. <i>ROCOF</i> inicial para $dt = 2[s]$ ante fallas en red convencional. . . . .	127
D.2. <i>ROCOF</i> inicial para $dt = 0,3[s]$ ante fallas en red convencional. . . . .	127

# Capítulo 1

## Introducción

Es innegable que desde aproximadamente una década, Chile, al igual que numerosos países, está viviendo una revolución energética, gracias a los programas de descarbonización y a la fuerte entrada de las centrales de energías renovables no convencionales (ERNC), ligada a la reducción de sus costos de inversión y muy bajos costos de operación. Desde esta perspectiva, son abundantes los beneficios de la implementación de este tipo de energías, pero, a su vez, no son pocos los desafíos y problemas de su aplicación a gran escala, sobre todo, siguiendo con los paradigmas de los sistemas eléctricos de hace décadas. Entre los desafíos de las ERNC se encuentran su alta intermitencia e impredecibilidad del recurso primario, además de la falta de inercia de las tecnologías que usan convertidores de potencia para su conexión a la red, como generadores eólicos y fotovoltaicos. Es por esto que uno de los aspectos que trae esta revolución son importantes cambios de los paradigmas de diseño y operación de las redes y sistemas eléctricos, tratando de ser capaces de enfrentarse a los problemas descritos.

Uno de los paradigmas tradicionales que ha estado presente en los sistemas eléctricos es que, el equilibrio entre generación eléctrica y demanda, necesario para mantener una frecuencia aceptable en la red, es garantizado por los generadores. Por un lado, esto implica que la generación se adapta prácticamente a cualquier nivel y perfil diario de demanda, pudiendo implicar costos de operación altos, y por otro lado, que el control de frecuencia en casos de contingencias es realizado desde los generadores, requiriendo que estos dispongan de reservas para aumentar sus despachos en caso de haber un problema en la red, como la salida de funcionamiento de un generador.

Tomando en cuenta los desafíos propios de las ERNC, con el aumento de la presencia de este tipo de centrales el control tradicional de la frecuencia se hace más difícil, ya que la energía de estas centrales trata de ser utilizada en su totalidad, no existiendo reservas, además de que, al disponer de una menor inercia, los cambios de frecuencia ante una contingencia se hacen más pronunciados. Esto último implica que, ante una misma contingencia, un sistema con una menor inercia necesita de una respuesta de balance de potencia más rápida que para un sistema con mayor inercia, si se quiere evitar un problema de frecuencia grave, lo que puede llevar incluso a la caída del sistema.

Ante estas nociones, nace la idea de complementar el control de frecuencia desde la demanda (respuesta a la demanda), pudiendo desconectar o disminuir el consumo de ciertas cargas no críticas en momentos donde el control de frecuencia se dificulta, como periodos de alta demanda y baja generación o emergencias tales como la caída de un generador o un aumento intempestivo de demanda. En el caso de este trabajo, es de interés estudiar el aporte que la desconexión rápida de cargas puede traer a mejorar la respuesta de frecuencia de la red ante contingencias, al complementar los sistemas de control de frecuencia tradicionales.

Tomando en cuenta lo expuesto en los párrafos anteriores, este trabajo de titulación pretende desarrollar un algoritmo que plantea la implementación de una estrategia de desconexión y reconexión de cargas durante contingencia (caída de un generador o aumento intempestivo de demanda), identificando las cargas eléctricas cuya desconexión es óptima tras la detección de un problema de frecuencia, velando así por el mejoramiento de la estabilidad de frecuencia de la red eléctrica en que se aplica. La implementación de la estrategia de control de cargas diseñada se realiza en Python, desde donde se manejan simulaciones dinámicas en el programa Power Factory de DIgSILENT.

Esta memoria se enmarca dentro de un proyecto que pretende crear un amplio código que permite la conexión y manejo de Power Factory desde Python, el cual, es llamado Network Manager. Este proyecto cuenta con la participación del profesor Ricardo Álvarez de la Universidad Técnica Federico Santa María, quien es coguía del trabajo.

## 1.1. Objetivos

A continuación, se plantean los objetivos general y específicos del trabajo de titulación:

### 1.1.1. Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es el diseño e implementación en Python de un algoritmo para ejecutar una estrategia de control eficiente de cargas, con el fin de mejorar la estabilidad de frecuencia de la red eléctrica, evaluando su funcionamiento en la red de 39 nodos de la IEEE modificada para una mayor participación de ERNC utilizando el programa Power Factory de DIgSILENT.

### 1.1.2. Objetivos específicos

- Diseñar el algoritmo de optimización de desconexión de cargas, que permita mejorar la estabilidad de frecuencia de la red.
- Diseñar los escenarios en que es probado el algoritmo, donde se incluyan 3 fallas que afecten la estabilidad de la frecuencia de la red.
- Implementar el algoritmo diseñado en el programa Power Factory de DIgSILENT mediante Python, utilizando un modelo de 39 barras con alta penetración de energías

renovables no convencionales.

- Evaluar el modelo y su efectividad en mejorar la estabilidad de frecuencia de la red e identificar las cargas escogidas para su desconexión.

## 1.2. Estructura del trabajo

Esta memoria está estructurada en 7 capítulos, contando el presente capítulo introductorio, donde se describe el contexto y la motivación del trabajo y los objetivos de este. Los capítulos siguientes son: Marco Teórico y Estado del Arte, Metodología, Descripción de la red utilizada, Detección de desequilibrio de potencia, Resultados y Análisis, y Conclusiones.

El capítulo de Marco Teórico y Estado del Arte se encarga de presentar los conceptos teóricos que guían el trabajo realizado y aquellos que son útiles para entenderlo, además de mostrar qué soluciones han sido probadas o propuestas para resolver los problemas de frecuencia propios de la escasez de generación eléctrica, y otras nociones de trabajos que sirven para plantear la solución propuesta.

Por su parte, el capítulo de Metodología explica cómo es abordado el trabajo realizado, proponiendo el diseño de la solución a implementar a posteriori a partir de aspectos abordados en el capítulo anterior. Continuando, en el capítulo Descripción de la red utilizada se estudian aspectos de esta red, describiendo sus componentes, distribución y punto de operación considerado para la realización del trabajo. Además, se describe el comportamiento de la red ante eventos problemáticos, desde los que se crean los casos de estudio en que se implementa el algoritmo.

Posteriormente, el capítulo Detección de desequilibrio de potencia narra la elaboración de un mecanismo que identifica y aproxima la magnitud de un problema de frecuencia en la red, que es utilizado en este trabajo.

Siguiendo con los capítulos, se llega al de Resultados y Análisis, donde se muestran y analizan los resultados obtenidos al implementar la solución diseñada y descrita en Metodología sobre tres casos de estudio elegidos. Este capítulo se divide en tres secciones, las que corresponden a tres estudios distintos. En cada uno de estos estudios se comparan aspectos distintos de la solución propuesta, realizando simulaciones para los tres casos de estudio en cada sección. Finalmente, en Conclusiones, se lleva a cabo una reflexión final sobre el trabajo realizado, evaluando el cumplimiento de los objetivos previamente propuesto.

## 1.3. Alcances del trabajo

Los alcances del trabajo realizado son los siguientes:

- Se limita la implementación del algoritmo en la red de 39 barras de la IEEE y en una versión modificada de esta con mayor adopción de ERNC.



- Se considera un solo punto de operación del sistema, implementando el algoritmo diseñado en 3 casos de estudios, correspondiendo a dos fallas de generadores y un aumento intempestivo de carga.
- Los costos de desconexión de las cargas son asignados de manera aleatoria, sin tener una referencia real para estos valores. De igual forma, se considera que cada carga corresponde a un solo consumidor, teniendo un costo de desconexión único por barra.

# Capítulo 2

## Marco teórico y estado del arte

En el presente capítulo, se describen distintos conceptos y nociones teóricas relevantes para el entendimiento y realización del trabajo, además de mostrar cómo se aborda el problema de un desequilibrio entre generación y demanda en la actualidad y qué soluciones se proponen.

### 2.1. Control de frecuencia

Un primer punto que es importante manejar para el entendimiento de este trabajo es la importancia de mantener una frecuencia lo más constante posible en la red eléctrica. Esta necesidad se debe a que, como se plantea en [1], tanto cargas como equipos eléctricos pueden ser dañados por cambios de frecuencia, pudiendo producirse fallas en cadena que incluso amenacen la operación del sistema. Para que un sistema eléctrico mantenga una frecuencia constante, a cada instante la generación de electricidad debe ser igual a la demanda de esta. Esto se ve reflejado en la ecuación del *swing* (2.1) obtenida de [2], donde  $P_m$  representa la potencia mecánica de la máquina,  $P_e$  la potencia eléctrica demandada,  $H$  es la inercia del sistema,  $f_{nom}$  la frecuencia nominal de la red y  $\frac{df}{dt}$  el cambio de frecuencia. Así, esta ecuación muestra, para el caso de una red con un generador, la relación entre una diferencia entre potencia generada y demanda con un cambio en la frecuencia de la red. La ecuación puede ser interpolada al caso global, viendo el conjunto de generadores como una sola máquina.

$$P_m - P_e = \frac{2H}{f_{nom}} \cdot \frac{df}{dt} \quad (2.1)$$

Debido a que tanto  $H$  como  $f_{nom}$  son constantes, de la ecuación anterior se desprende que, cualquier diferencia entre la generación y demanda del sistema provoca que el término de cambio de frecuencia se haga distinto de cero. Esto implica que, en caso de alzas de demanda o caídas de generación, la frecuencia del sistema cae hasta que se vuelva a alcanzar la igualdad entre generación y demanda. En caso contrario, tanto una disminución del consumo como un aumento de generación provoca un aumento en la frecuencia de la red.

Al lograrse una nueva igualdad entre  $P_e$  y  $P_m$ , la frecuencia se estabiliza, sin embargo, esta no vuelve a su valor original hasta que se compense el cambio de frecuencia anterior. Así, para restablecer la frecuencia nominal tras una caída de frecuencia, es necesario que la generación supere la demanda por un tiempo suficiente. Como también se puede ver de la ecuación 2.1, la tasa de cambio de la frecuencia depende de qué tan grande es el desequilibrio entre  $P_e$  y  $P_m$  presentado, así, si el desequilibrio de potencias es provocado por la caída de un generador, la frecuencia cae más rápido mientras mayor potencia tiene el generador afectado. Esta tasa de cambio de la frecuencia se denomina *ROCOF*, por sus siglas en inglés “Rate of Change of Frequency” [3].

$$ROCOF = \frac{df}{dt} \quad (2.2)$$

Debido a la imposibilidad de que la potencia generada sea exactamente igual a la demandada en cada instante, se establece una banda aceptable para la frecuencia alrededor del valor nominal de la red. Por ejemplo, para el caso chileno, la Comisión Nacional de Energía establece en [4] que, para las redes de distribución, la frecuencia tiene un estado normal si esta se encuentra entre 49,5 y 50 [Hz]. Adicionalmente, se establecen otras 4 categorías de estado de la frecuencia, los cuales se detallan en la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Intervalos para registrar las variaciones de frecuencia.  
Fuente: [4]

Estado de la frecuencia	Intervalo de frecuencia [Hz]
Sub frecuencia Extrema	$f < 47,0$
Sub frecuencia	$47,0 \leq f < 49,5$
Normal	$49,5 \leq f < 50,5$
Sobre frecuencia	$50,5 \leq f < 52,0$
Sobre frecuencia Extrema	$52,0 \leq f$

Al existir un déficit de generación, existen 2 fenómenos que permiten contrarrestar el problema sin necesidad de medidas de control, impidiendo que la frecuencia siga cayendo infinitamente. Un primer efecto que se opone a una eventual caída de frecuencia se refleja en la ecuación 2.1, donde se advierte que la inercia  $H$  del sistema se opone a un cambio de frecuencia en caso de desequilibrio de las potencias mecánica y eléctrica, disminuyendo la tasa de cambio ( $\frac{df}{dt}$ ) al aumentar  $H$ . Debido a lo anterior, en sistemas de mayor inercia los cambios de frecuencia son menos pronunciados.

Como se plantea en [3], el segundo factor que ayuda a reducir el desequilibrio es la respuesta propia de las cargas, ya que la potencia demandada por las cargas, por lo general, depende en cierto grado de la frecuencia a la que está sometida, disminuyendo la demanda ante una menor frecuencia, lo que produce una respuesta amortiguada. La magnitud de este efecto depende de la naturaleza de las cargas alimentadas. Según [5], los valores típicos del coeficiente de amortiguamiento de la carga se encuentran entre un 1 y un 2%, indicando cuánto cambia la potencia de las cargas por un cambio de un 1% de la frecuencia.

Adicionalmente a los fenómenos naturales mencionados anteriormente, existen medidas de control que se encargan de frenar la caída de frecuencia y reponer la frecuencia nominal de la red. Tradicionalmente, el control de frecuencia está a cargo de los generadores síncronos de la red [1], cambiando su potencia generada según el error de frecuencia de la red. Para esto, hay generadores que no operan a su capacidad máxima y otros que se encuentran disponibles para ser encendidos, generando una reserva de potencia destinada al control de frecuencia. Según [1], esta reserva puede ser dividida en reserva de contención de frecuencia (FCR), reserva de restauración de frecuencia (FRR) y reserva de reemplazo (RR), defendiéndose distintos servicios para cada categoría según cada país.

Según [1], la activación de la FCR es automática y tiene como objetivo estabilizar la frecuencia del sistema, llevando el *ROCOF* a cero. Generalmente, su tiempo de activación es de entre 0 y 30 [s], manteniéndose activa por hasta 15 [min]. En Chile, al igual que en numerosos países, este mecanismo es denominado Control Primario de Frecuencia (CPF), teniendo un tiempo de activación de 10 [s] y un tiempo de entrega de al menos 5 [min] [6].

Por su parte, [1] plantea que el objetivo de la FRR es devolver la frecuencia a su valor nominal y reemplazar las reservas FCR, pudiendo ser activadas de forma automática (aFRR) o manual (mFRR). Para el caso chileno, esta reserva corresponde al Control Secundario de Frecuencia (CSF), activándose 5 [min] tras la orden y manteniéndose por al menos 15 [min] [6]. Su activación es centralizada y automática, considerándose una aFRR.

Finalmente, el objetivo de la RR es restablecer la FRR, además de llevar la frecuencia a su valor nominal en caso que la activación de la FRR no logre cumplir su objetivo. Su activación es manual y su periodo de funcionamiento de entre 30 y 120 [min] [1]. En el caso chileno, esta reserva es denominada Control Terciario de Frecuencia (CTF), requiriendo de un tiempo de activación de 15 [min] y manteniéndose activa por al menos 60 [min] [6].

Considerando el conjunto de mecanismos previamente descritos, la evolución de la frecuencia ante un déficit de potencia, generalmente provocado por la caída de un generador, es aquella mostrada en la figura 2.1. Este comportamiento consiste en una caída inicial de la frecuencia tras la falla, cuya pendiente depende de la inercia del sistema y del tamaño del desequilibrio, viéndose levemente amortiguada por la respuesta de las cargas. Cuando la frecuencia se encuentra en caída, la FCR se activa, contrarrestando el desequilibrio, logrando que la caída se detenga y alcanzando un valor mínimo de frecuencia, denominado nadir [3]. Posteriormente, se activa la FRR, el cual se encarga de que la frecuencia vuelva a su valor nominal, para, por último, activarse la RR, lo que permite reponer las reservas del control secundario.

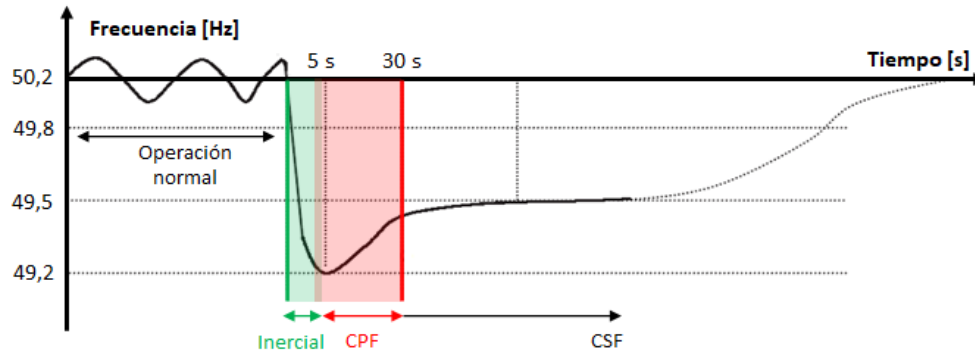


Figura 2.1: Respuesta de un sistema eléctrico ante déficit de generación.

Fuente: [3].

### 2.1.1. Respuesta a la demanda

Como se desprende de la ecuación 2.1, el balance de potencias de un sistema eléctrico y el control de su frecuencia no tiene porqué ser realizado exclusivamente por sus generadores, sino que también puede ser establecido desde la demanda. En este contexto, se define la respuesta a la demanda como el conjunto de medidas que implican modificaciones intencionales al patrón de consumo de electricidad de los clientes finales con el objetivo de alterar en el tiempo el nivel de demanda instantánea [7].

La respuesta a la demanda puede ser separada en explícita e implícita. La respuesta explícita a la demanda se refiere a aquellos mecanismos en que los recursos de respuesta a la demanda son intercambiados en un mercado, como los mecanismos de balance de potencia, recibiendo los consumidores pagos directos por cambios en sus patrones de consumo [8]. Por otro lado, la respuesta implícita a la demanda se refiere a una reacción propia de los consumidores, adaptando su nivel de consumo a señales de precio de la energía que cambian durante un periodo temporal. Un ejemplo de respuesta explícita a la demanda es la participación de desconexión de cargas en los mecanismos de control de frecuencia, mientras que un ejemplo de respuesta implícita a la demanda es una tarifa eléctrica con el precio spot.

Los beneficios de la respuesta a la demanda pueden ser revisados en [9], donde se destaca un aumento en la flexibilidad del sistema y un uso más eficiente de los activos y recursos de este, facilitando una mayor penetración de energías renovables. Otros beneficios son menores costos operativos del sistema, un uso más rentable de interconexiones, reducciones en los requisitos de capacidad de generación, gestión de la congestión de la red de transmisión y distribución y una mayor eficiencia económica.

## 2.2. Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) corresponde al sistema eléctrico más grande de Chile, que abarca las regiones comprendidas entre las regiones de Arica y Parinacota y de Los Lagos.

Su origen se remonta a la interconexión de los antiguos Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) producida en el año 2017 [10].

Según datos de la Comisión Nacional de Energía [11], a noviembre de 2021 el Sistema Eléctrico Nacional contaba con una capacidad instalada neta de 26.638,52 [MW], de los cuales, 8.004,58 [MW] (30,05 %) corresponden a energías renovables no convencionales (ERNC), 6.193,86 [MW] (23,25 %) a centrales hidroeléctricas convencionales y 12.880,08 [MW] (46,7 %) a centrales térmicas. Dentro de las ERNC, se incluyen centrales solares, eólicas, algunas hidroeléctricas de pasada de pequeña escala, térmicas de biomasa y biogas y una central geotérmica. Entre las instalaciones de ERNC se destaca principalmente las centrales solares, con una capacidad instalada de 4.367,04 [MW] (16,30 % de la capacidad del total del sistema), y las eólicas, con una capacidad instalada de 2.570,55 [MW] (9,65 % de la capacidad total del sistema). La figura 2.2 muestra el desglose de la capacidad instalada del SEN según el recurso primario utilizado.

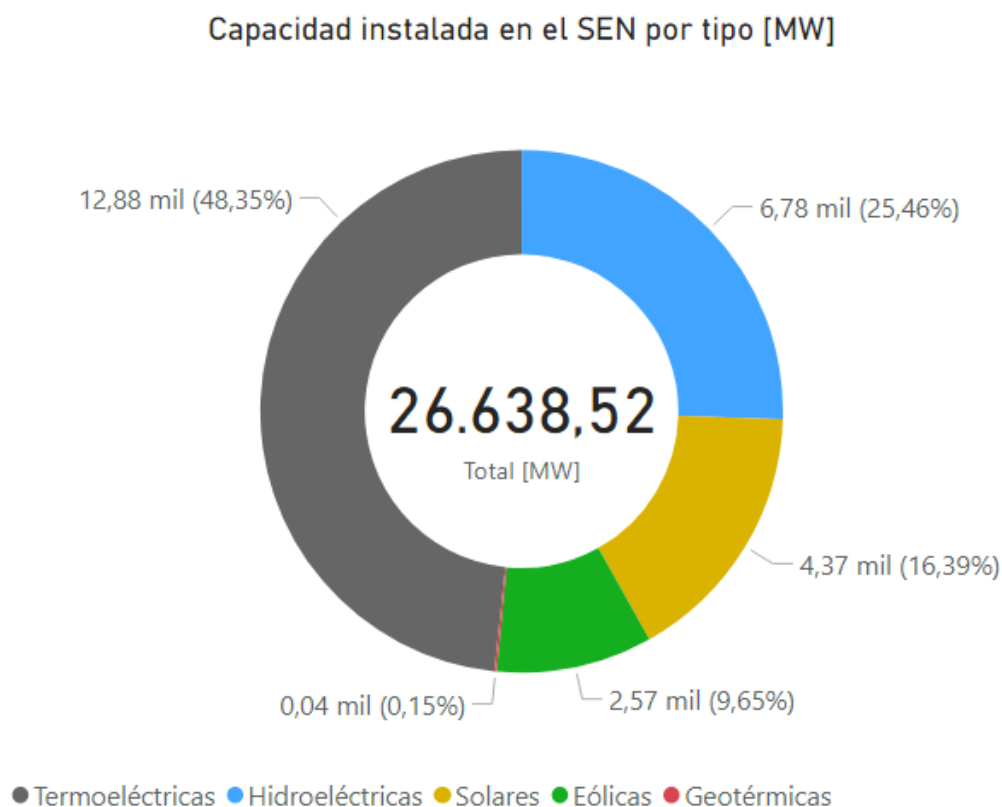


Figura 2.2: Capacidad neta instalada en el SEN según tipo.

Fuente: Elaboración propia con datos de [11].

En cuanto a la generación total anual del sistema, para el año 2020 esta alcanzaron los 77.696 [GWh], correspondiendo en un 53,81 % a fuentes convencionales de combustibles fósiles y en un 46,19 % a fuentes renovables, incluyendo ERNC e hidráulicas. La figura 2.3 muestra el desglose de la energía generada del SEN según el recurso primario utilizado, destacándose una producción conjunta de energía solar y eólica de un 16,9 %, lo que, al compararse con el

0,6% que significaban estas fuentes en 2012 <sup>1</sup> (primer año con generación solar registrada), ejemplifica el vertiginoso aumento de estos tipos de energía, cuyos generadores cuentan con una baja inercia. Por otro lado, la máxima generación horaria histórica del sistema, considerando datos hasta noviembre de 2021, es de 11.235 [MW], producida en julio de 2021 [12].

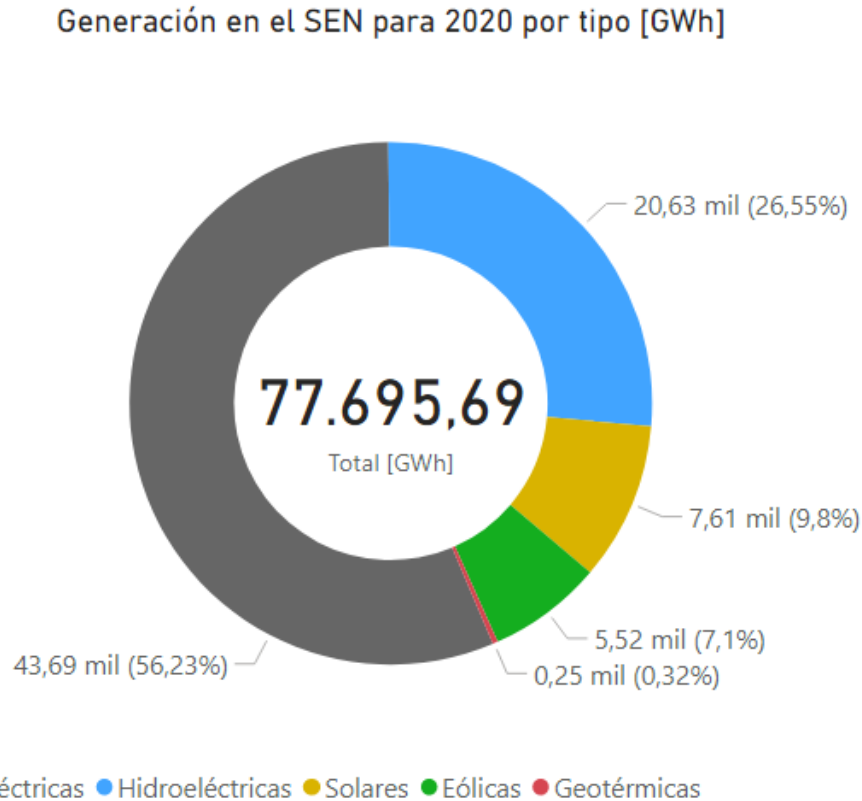


Figura 2.3: Generación eléctrica en el SEN según tipo para el año 2020.  
Fuente: Elaboración propia con datos de [12].

Por otra parte, según estimaciones obtenidas desde Energía Abierta en [13], al analizar los retiros de energía del mes de diciembre de 2020 (último disponible a diciembre de 2021), a dicho mes existían alrededor de 3.227 puntos de retiro del sistema producida en julio de 2021, lo que da un orden de magnitud de la cantidad de cargas conectadas al sistema. Para obtener la cantidad de puntos de retiro del sistema, se considera el conteo de los clientes abastecidos, diferenciados por comuna y subsector económico, pero no por suministrador, en el mes de diciembre de 2020.

### 2.2.1. Coordinador Eléctrico Nacional

Según lo expuesto en su sitio web [14], el Coordinador Eléctrico Nacional es una corporación autónoma de derecho público sin fines de lucro creada en 2016. Entre sus tareas

<sup>1</sup>Considerando los sistemas SIC y SING

destacan la coordinación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional y de las transferencias económicas entre los distintos participantes del mercado eléctrico, además de exigir el cumplimiento de la normativa técnica y elaborar el informe de Servicios Complementarios. El informe de Servicios Complementarios es importante para esta memoria debido a que es en dicho documento donde se definen los servicios en que se pueden enmarcar las desconexiones de carga, regulando, por ejemplo, los requisitos para brindarlos, la forma en que se otorgan y cómo se remuneran.

Los distintos participantes del mercado eléctrico nacional que son sometidos a la instrucción del Coordinador Eléctrico Nacional son denominados Coordinados. Según el Artículo 10 del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado en el decreto 125 del 20 de diciembre de 2019, “son Coordinados los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes operen o exploten, a cualquier título...: Centrales o unidades generadoras, sistemas de transmisión, instalaciones destinadas a la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución, instalaciones de clientes libres y pequeños medios de generación distribuida” [15].

### **2.2.2. Clientes libres**

Los clientes libres son aquellos grandes consumidores de electricidad que no están sujetos a la regulación de precios. Este tipo de clientes puede negociar directamente sus contratos eléctricos con empresas generadoras, permitiendo ajustar la oferta eléctrica a sus preferencias de precio, fuente energética y tipo de tarifa, como podría ser una diferenciación por bloques horarios. Según la legislación nacional, todo consumidor con una potencia mayor a los 5.000 [kW] es un cliente libre, mientras que aquellos con una potencia de entre 500 [kW] y 5.000 [kW] pueden elegir entre ser clientes regulados o libres [16].

Como se observa en la figura 2.4, el número de clientes libres en el Sistema Eléctrico Nacional ha aumentado considerablemente en los últimos años, sobre todo desde 2017, desde cuando se permite a los clientes con una potencia de entre 500 [kW] y 5.000 [kW] acceder a este sistema.



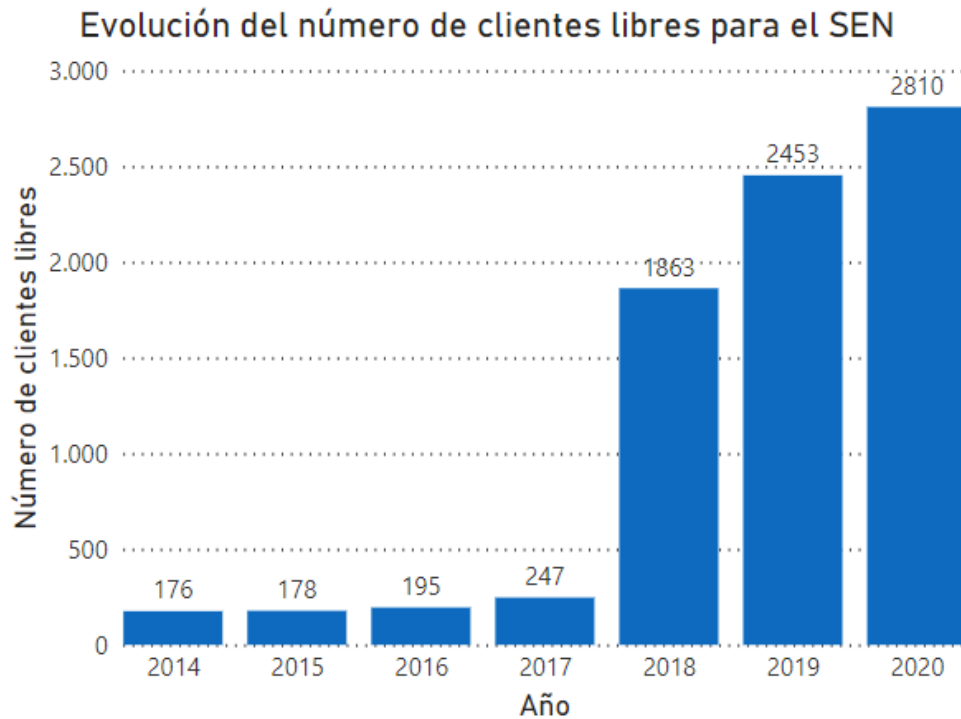


Figura 2.4: Número de clientes libres en el actual SEN por año.

Fuente: Elaboración propia con datos de [17]

La proyección de demanda eléctrica [18], realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional en Enero de 2020, considera que, durante el año 2019, un 47,57% del consumo energético provino de clientes libres. Dentro del consumo inquirido por clientes libres, un 69,62% corresponde a empresas productoras de cobre. Este mismo estudio plantea que para el año 2039, la demanda eléctrica nacional alcanzará los 144.715 [GWh], de los cuales un 31,74% correspondería a consumo de clientes libres. Cabe destacar que dicho estudio no contempla cambios legislativos como una posible aprobación de algún proyecto de portabilidad eléctrica que reduciría la potencia mínima para migrar de cliente regulado a libre.

El aumento de los clientes libres es una oportunidad para una implementación a mayor escala de programas de respuesta a la demanda, como la desconexión rápida de cargas planteada para este trabajo, ya que este tipo de cliente tiene acceso a los mercados eléctricos de manera directa, pudiendo buscar alternativas en que se valore una posible desconexión bajo una figura útil para sí mismo.

### 2.3. Servicios Complementarios (SSCC)

Otro punto necesario de abordar en esta sección son los Servicios Complementarios, los cuales corresponden a las prestaciones adicionales a la generación energética y a la disponibilidad de potencia. El objetivo de estos servicios es de preservar la seguridad del sistema eléctrico y, en casos, hacer más económica la operación del sistema. Debido a que cada país define de manera propia sus SSCC, no existe una única definición, aunque en [1] se menciona

que por lo general son considerados como los servicios y funciones necesarios para respaldar la operación segura y confiable del sistema de energía. En el caso chileno, los Servicios Complementarios, al igual que la generación energética, están a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional, y son definidos en el Artículo 255°.-z) de la Ley General de Servicios Eléctricos [19] como “prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema”, definiéndose que “son servicios complementarios al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias”.

Los servicios pueden ser separados en locales o globales, de lo que depende quién puede presentarse a la subasta y quién paga por el servicio. Los pagos son realizados entre todos los generadores del área afectada por el servicio, con excepción de la infraestructura, la que es financiada por los consumidores. Los montos monetarios de las ofertas de las subastas excluyen pagos laterales, los cuales son determinados después de la operación. Los pagos laterales de los Servicios Complementarios corresponden a los costos de oportunidad del servicio y los sobrecostos incurridos. El primer costo hace referencia a lo que el prestador del servicio deja de percibir por brindarlo, mientras que los sobrecostos se refieren al gasto extra del prestador a la hora de realizar el servicio en comparación a no brindarlo.

En caso de demostrarse condiciones de competitividad estos servicios son sometidos a subastas o licitaciones, donde todo coordinado facultado según el tipo de servicio e interesado en participar puede realizar una oferta. Por otro lado, en caso de no existir tales condiciones o de que la subasta se declare desierta, la disponibilidad del servicio se garantiza con una instrucción directa sobre el coordinado designado.

Como se muestra en la figura 2.5, actualmente, el mercado de los Servicios Complementarios en Chile se divide en cuatro grupos: el control de frecuencia, el control de tensión, el control de contingencias y la recuperación de servicios [6]. Para el presente trabajo, los servicios de interés, donde se considera que la desconexión de cargas puede ayudar a la estabilidad del sistema, son el control de frecuencia y el control de contingencias.

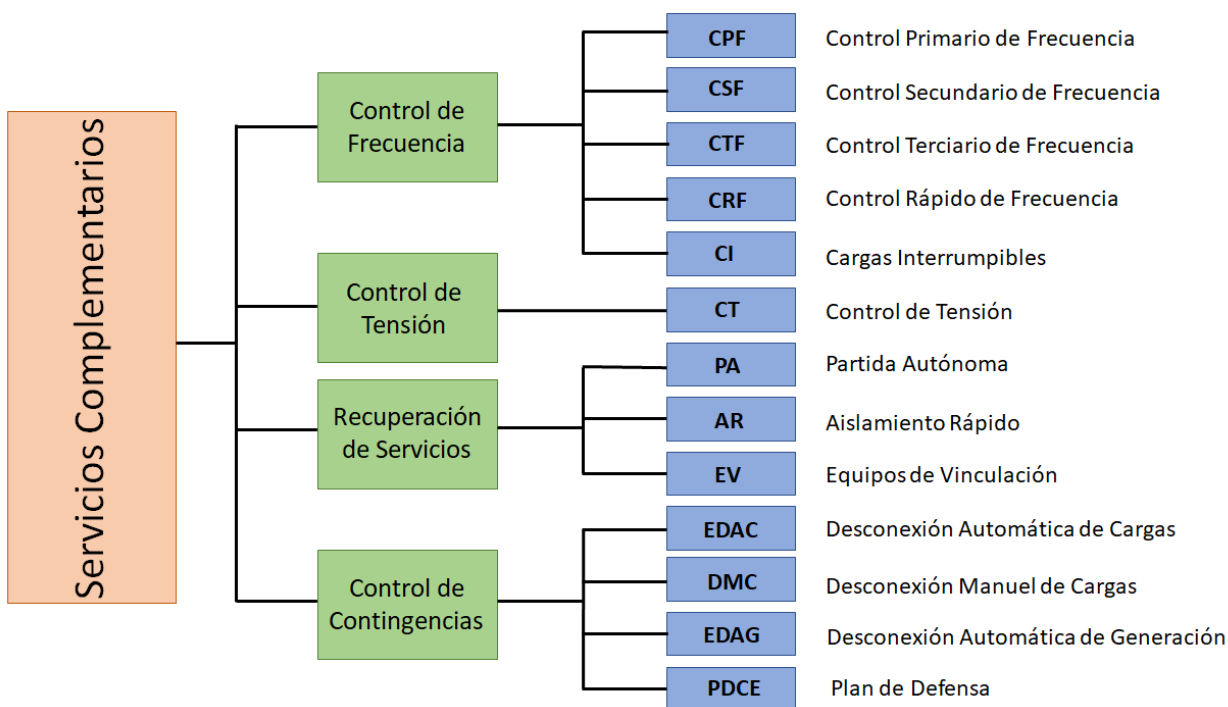


Figura 2.5: Clasificación Servicios Complementarios en Chile.  
Fuente: Elaboración propia según información de [6]

Como se observa en la figura 2.5, los servicios de control de frecuencia normados en Chile corresponden al Control Primario de Frecuencia (CPF), Control Secundario de Frecuencia (CSF), Control Terciario de Frecuencia (CTF), Control Rápido de Frecuencia (CRF) y las Cargas Interrumpibles (CI). Sin embargo, a septiembre de 2022, los servicios de CRF y de CI no han sido utilizados, al no considerar necesario el servicio en el informe anual de SSCC del Coordinador [20] para el caso del CRF, y al declarar la licitación de 2022 de las CI como desierta <sup>2</sup>, siendo el primer año en que se considera dicho servicio. Por otro lado, los servicios de control de contingencia corresponden al Esquema de Desconexión Automática de Cargas (EDAC), la Desconexión Manual de Cargas (DMC), el Esquema de Desconexión o Reducción Automática de Generación (EDAG o ERAG) y al Plan de Defensa contra Contingencias Extremas o Críticas (PDCE o PDCC). A continuación, se describen los principales aspectos de cada servicio de control de frecuencia y de los servicios de control de contingencia ligados a la desconexión de carga: EDAC y DMC.

### 2.3.1. Control Primario de Frecuencia (CPF)

El CPF es un servicio que corresponde a acciones de activación automática y local, ante cambios en el valor de frecuencia de la red [6]. En condiciones de operación normal, este sistema tiene por objetivo enfrentar las variaciones de la demanda respecto del valor programado

<sup>2</sup>Coordinador Eléctrico Nacional: Acta Licitación Desierta CI. Disponible en <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/licitacion-carga-interrumpible/2022-licitacion-carga-interrumpible/acta-licitacion-ci/> (consultado el 10 de septiembre de 2022)

para el despacho, para disminuir el error de frecuencia de la red, mientras que en condiciones de contingencia, su objetivo es frenar el cambio de frecuencia [20], representando una reserva FCR. Es importante destacar que el Coordinador establece el estado de contingencia al haber una desviación de frecuencia mayor a 0,2 [Hz].

Este servicio se separa en Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF+) y Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF-), donde, para CPF+, existen pagos tanto por la activación como por la disponibilidad del servicio, mientras que para CPF-, los pagos son únicamente por la activación. En ambos casos, el tiempo de activación del servicio es de entre 0 y 10 [s], mientras que el tiempo de entrega mínimo es de 5 [min] [6]. El CPF+ es instruido de forma directa, mientras que el CPF- es sometido a subastas.

El servicio está diseñado principalmente para unidades de generación sincrónicas, aunque está abierto a parques eólicos y fotovoltaicos si estos cumplen con las exigencias técnicas presentadas en [20]. Adicionalmente, dicho documento menciona que “este SC podría ser prestado por otras instalaciones, en la medida que cumplan con los requisitos y exigencias técnicas definidos por el Coordinador.”, pero no hace mención de la prestación por parte de cargas.

### **2.3.2. Control Secundario de Frecuencia (CSF)**

El CSF tiene por objetivo restablecer la frecuencia nominal de la red, teniendo una activación automática y centralizada, a través de un esquema de control centralizado (AGC) [6]. Debido a lo anterior, se categoriza como una reserva aFRR. Al igual que para el CPF, se separa en Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+) y Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-), donde, para CSF+, existen pagos tanto por la activación como por la disponibilidad del servicio, mientras que para CSF-, los pagos son únicamente por la activación.

El tiempo total de activación del CSF es de 5 [min], mientras que su tiempo mínimo de entrega es de 15 [min] [6]. Debido a su sistema de control centralizado, solo las unidades integradas al AGC pueden participar del servicio, reservándose a los generadores que cumplan con las condiciones mencionadas en [20]. La materialización tanto de CSF+ como CSF- es realizada a través de subastas.

### **2.3.3. Control Terciario de Frecuencia (CTF)**

En el caso del CTF, su objetivo es, por un lado, restablecer las reservas del Control Secundario de Frecuencia, y por otro, 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 [6], correspondiendo a una reserva RR. Al igual que para el CPF y CSF, se divide en Control Terciario de Frecuencia por Subfrecuencia (CTF+) y Control Terciario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CTF-), donde, para CTF+, existen pagos tanto por la activación como por la disponibilidad del servicio, mientras que para CTF-, los pagos son únicamente por la activación. Al igual que

el CSF, la totalidad de este servicio es tratado por medio de subastas.

La activación de este servicio se realiza de forma manual tras la instrucción del Coordinador, respetando una lista de mérito entre quienes brindan el servicio, buscando minimizar los costos variables (CTF+) o los costos totales del sistema (CTF-) [6]. El tiempo de inicio de activación es de 5 [min], requiriendo una completa activación a los 15 [min] y teniendo un tiempo máximo de entrega de 1 [h].

Además de generadores, el CTF puede ser brindado por usuarios finales, cumpliendo con ciertos requisitos ligados a la verificación por parte del Coordinador del cumplimiento efectivo del servicio descrito en [20]. De igual forma, está permitida la agregación de consumidores a través de un Agregador.

### **2.3.4. Control Rápido de Frecuencia (CRF)**

El CRF corresponde a acciones de control automáticas locales que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico [6]. El tiempo total de activación del servicio es de 1 [s], y su mínimo tiempo de entrega de 5 [min]. Al igual que los otros servicios de control frecuencial, es dividido en CRF+ (Subfrecuencia) y CRF- (Sobrefrecuencia), presentando pagos por disponibilidad y activación en el primer caso y solo por activación en el segundo.

El Coordinador Eléctrico establece en [20] que el servicio debe ser prestado solo ante contingencias o excursiones de la frecuencia que no respondan a variaciones naturales de la demanda neta del sistema, aunque en el mismo documento para el año 2022 establece que “no se verifica una necesidad en el SEN a nivel técnico de la implementación de este SC”, por lo que no es utilizado hasta el momento.

### **2.3.5. Cargas Interrumpibles (CI)**

El servicio de CI se refiere a una prestación donde se reduce demanda neta de uno o un grupo de usuarios finales en periodos de alto consumo y baja generación, congestiones o emergencias [20]. La activación de este servicio es manual, tras la instrucción del Coordinador, teniendo un tiempo total de activación de 30 [min] y un mínimo tiempo de entrega de 2 [h]. Al igual que para el CTF, las reducciones de demanda eléctrica pueden ser ofrecidas por los consumidores finales de manera individual o agrupadamente, a través de un Agregador. El servicio de CI incluye pagos por disponibilidad y activación.

En el informe de SSCC del año 2022 [20], el Coordinador establece que el servicio es requerido para los meses de junio, julio y agosto, estableciendo un máximo de 15 activaciones del servicio por prestador para los tres meses y un máximo de una activación diaria para cada uno. Los requisitos para prestar el servicio son enviar mensualmente el registro de potencia activa que muestre la disponibilidad del servicio y su activación si corresponde, además de tener un medidor de clase de facturación, ya que el registro de potencia debe provenir de este elemento.

Para el año 2022, por primera vez se establece la necesidad de la prestación de este servicio, estableciéndose únicamente para los meses de junio, julio y agosto, siendo sometido a una licitación. Como se ha mencionado anteriormente, dicha licitación se ha declarado desierta, al no haberse recibido ofertas para la prestación del servicio en el plazo dispuesto por las bases de la licitación <sup>3</sup>.

### 2.3.6. Esquema de Desconexión Automático de Cargas (EDAC)

El servicio de EDAC corresponde a un sistema automático de desconexión de cargas que se activa solo en caso de contingencias de distinta índole, generalmente relacionadas a disminución de la frecuencia. El principal motivo de activación es una subfrecuencia extrema, aunque también se podría activar ante gradientes de disminución de frecuencia, señales de desenganche, subtensión, entre otros. En Chile, el EDAC por subfrecuencia es activado al alcanzarse los 49 [Hz] [21].

Al ser un servicio cuya activación solo se da en casos extremos, los pagos relacionados solo implican la activación del EDAC y no la disponibilidad del servicio. Para la elaboración de este esquema en el caso de subfrecuencia, se divide el Sistema Eléctrico Nacional en zonas, estableciendo cargas a participar en el EDAC en cada una de estas, sumando cierto porcentaje de la capacidad de generación en cada zona. Además, las cargas seleccionadas reparten su eventual desconexión en escalones de frecuencia. Debido a que la interconexión entre el SING y el SIC es reciente, aún existen diferencias entre los protocolos de ambos ex-sistemas, existiendo 8 escalones para el SING y 6 para el SIC, sumando un 30 % y un 21,6 % de la generación respectivamente [21].

Históricamente, el EDAC es designado por instrucción directa (sin licitación), ya que no se considera que haya condiciones de competencia. Sin embargo, desde 2021, en las zonas del Norte Grande, Atacama y Concepción sí se consideran condiciones de competencia, por lo que el EDAC se licita para 2022 en dichas zonas. Al igual que en el caso de las CI, dicha licitación es declarada desierta <sup>4</sup>, por lo que el EDAC sigue siendo materializado por instrucción directa [20].

### 2.3.7. Desconexión Manual de Cargas (DMC)

En [20], se define este servicio como la instrucción impartida por el Coordinador para el desprendimiento o limitación de consumo de clientes finales, con el fin de preservar los estándares de seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico. La instrucción de DMC puede ser dada en tiempo real o de forma programada. En [6], se enfatiza en que la activación

---

<sup>3</sup>Coordinador Eléctrico Nacional: Acta Licitación Desierta CI. Disponible en <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/licitacion-carga-interrumpible/2022-licitacion-carga-interrumpible/acta-licitacion-ci/> (consultado el 10 de septiembre de 2022)

<sup>4</sup>Coordinador Eléctrico Nacional: Acta Licitación EDAC BF Desierta Proceso 2021. Disponible en <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/licitacion-edac/2021-licitacion-edac/declaracion-licitacion-desierta/> (consultado el 10 de septiembre de 2022)

de este servicio debe ser instruida como último recurso para preservar la seguridad del sistema eléctrico, contemplando únicamente pagos por activación.

Tomando en cuenta las definiciones y alcances de los distintos SSCC en Chile, se observa que los servicios donde directamente se regula la desconexión de carga corresponden a las CI y al EDAC. No obstante, la desconexión de cargas también podría ser parte de otros servicios de control de frecuencia, como el CTF y potencialmente el CRF y CPF.

## 2.4. Respuesta a la demanda en Europa

En el caso europeo, cada país tiene su propio reglamento respecto a sus Servicios Complementarios, por lo que existen distintos niveles de participación de la demanda en el mercado de los SSCC, los cuales son mostrados en la figura 2.6.

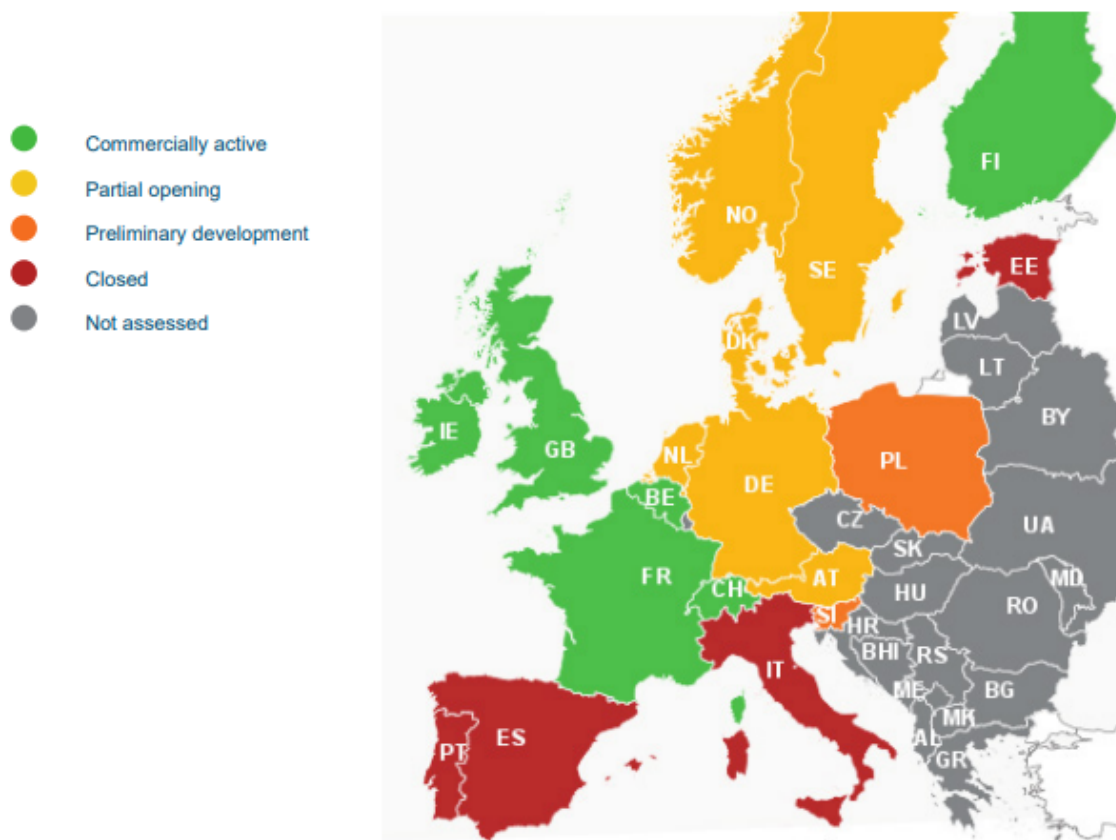


Figura 2.6: Desarrollo de respuesta a la demanda explícita en Europa.  
Fuente: [8]

En la figura anterior, se puede ver cómo países como Francia o el Reino Unido permiten ampliamente la respuesta explícita a la demanda a partir de sus SSCC, mientras que en países como España o Portugal, esto no está permitido. A continuación, se describe el caso de tres países: Francia, Alemania y España, representando un país por cada nivel de apertura a la

participación de la demanda, según lo planteado por [8].

### 2.4.1. Francia

Como lo muestra la figura 2.6, actualmente, Francia es uno de los países europeos más abiertos a la participación de la demanda en sus distintos mecanismos de control de la frecuencia. En este país, se permite la participación de consumidores conectados tanto a redes de transmisión como a redes de distribución a todos los SSCC de regulación de frecuencia existentes. Estos servicios son el Control Primario de Frecuencia (FCR), el Control Secundario de Frecuencia (aFRR), las Reservas Rápidas (mFRR), la Reserva Complementaria (RR) y una reserva adicional exclusiva de demanda llamada *Appel d'Offres d'Effacement* (DSR-RR). Cabe destacar que el CSF es solo accesible para la demanda de forma indirecta, a través del sub-contrato del servicio desde un generador [8].

Para los servicios FCR, aFRR y DSR-RR, se establece un mínimo de 1 [MW] como requerimiento para la participación en el servicio, mientras que los servicios de mFRR y RR tienen un mínimo de 10 [MW]. Los tiempos de notificación máximos son de 30 [s] para la FCR, 400 [s] para la aFRR, 13 [min] para la mFRR, 30 [min] para la RR y 2 [h] para la DSR-RR. La activación de CPF (FCR) y CSF (aFRR) son automáticas, mientras que los otros 3 servicios tienen una activación manual. Además, el servicio DSR-RR es el único que cuenta con un límite de activaciones, con un máximo de 40 días de activación al año [8].

Según [8], para el año 2017 la participación de la respuesta a la demanda representaba cerca de un 10 % del total de la capacidad del CPF y 480 [MW] de los 1500 [MW] de los servicios del conjunto de reservas de activación manual (mFRR y RR), además de sumar hasta 1400 [MW] en el servicio DSR-RR para dicho año.

### 2.4.2. Alemania

En el caso alemán, [8] plantea que aún existen importantes barreras regulatorias que impiden el desarrollo total del potencial de la respuesta a la demanda. Estas barreras incluyen el impedimento de la respuesta a la demanda a participar en algunos servicios, falta de incentivos a promover el aumento de la flexibilidad de las redes de distribución en lugar de invertir en su expansión, tarifas diseñadas para incentivar un perfil de consumo plano y el alto componente de impuestos en el precio, diluyendo las señales de precios.

Se permite la participación de cargas en los servicios de CPF (FCR), CSF (aFRR), CTF (mFRR) y el servicio de cargas interrumpibles, mientras que no está permitida la participación de cargas en servicios como la “reserva de invierno”. El servicio de cargas interrumpibles permite la reducción o interrupción de la demanda de grandes unidades de consumo por un tiempo mínimo preestablecido y bajo previa notificación, con un mínimo de 5 [MW] [8]. Este servicio es separado en cargas inmediatamente interrumpibles (SOL), de accionamiento automático, y cargas rápidamente interrumpibles, de activación manual, donde en el primer caso la respuesta tarda menos de 1 [s] y en el segundo menos de 15 [min]. El tiempo mínimo



de duración de la activación es de 15 [min], mientras que el máximo es de 8 [h] <sup>5</sup>.

Por otro lado, los tiempos de notificación del CPF, CSF y CTF son 30 [s], 5 [min] y 15 [min] respectivamente, teniendo duraciones máximas de activación de 1 semana, 12 horas y 4 horas respectivamente [8], teniendo en cuenta que ninguno de los 3 servicios cuenta con un límite de activaciones por día. Las potencias mínimas de los prestadores de estos servicios son de 1 [MW] para el CPF y 5 [MW] para el CSF y CTF, pudiendo reducirse a 1 [MW] en caso de no haber suficientes oferentes.

### 2.4.3. España

En España, la participación de la demanda está permitida exclusivamente en servicios de tipo RR, siendo estos el CTF y las cargas interrumpibles [8]. El servicio de cargas interrumpibles es activado únicamente en caso de emergencia, existiendo distintos tipos de contrato, permitiendo tiempos de notificación de 2 [h], 15 [min] y casos sin notificación previa a la desconexión. La duración de desconexión es establecida entre 1 y 12 [h], mientras que los bloques de carga pueden ser de 5 [MW] o 90 [MW]. La carga puede ser desconectada como máximo 1 vez al día y 5 veces por semana, teniendo como límite 240 horas al año y 40 horas al mes para los bloques de 5 [MW], y 360 horas al año y 60 horas al mes para los bloques de 90 [MW]. La activación del servicio se realiza de forma automática.

La agregación de demanda se permite únicamente en el CTF y no para las cargas interrumpibles, limitando en la práctica la participación únicamente a consumidores industriales. En horas peak, esta reserva se acerca a 2 [GW], lo que es cercano a un 5% de la demanda máxima del país [8].

## 2.5. Estrategias de desconexión de carga

A partir de la revisión bibliográfica realizada, se logra apreciar que existen dos enfoques a la hora de crear una estrategia de desconexión de carga. Por un lado, aparecen los optimizadores propiamente tales, donde el objetivo es minimizar o maximizar una función en específico, estando sujeto a las distintas restricciones del problema, mientras que, por otro lado, surge el enfoque de la realización de una lista de mérito, ya sea fija o dinámica, donde se ordena a las cargas según la prioridad de su desconexión. A continuación, se profundiza en las principales características y aspectos rescatables de ambos tipos de enfoque, al igual que las características principales de algunos ejemplos de su utilización y elementos que pueden ser rescatados para la elaboración del algoritmo de desconexión de cargas.

---

<sup>5</sup>REGELLEISTUNG.NET: Joint call for tenders for interruptible loads. Disponible en <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla> (consultado el 10 de septiembre de 2022)

### 2.5.1. Optimizadores

Como se ha dicho anteriormente, este tipo de enfoque implica el planteamiento de un problema de optimización clásico, teniendo una función objetivo a minimizar o maximizar, y un listado de restricciones a las que se está sujeto. Al lograr optimizar una solución global, es natural aplicar este enfoque sobre un espacio de tiempo mayor a un solo instante, siendo capaz de coordinar las decisiones de desconexión en distintos instantes de tiempo de manera conjunta, reduciendo los costos totales del periodo de interés o maximizando los beneficios. Debido a lo anterior, se puede decir que este es un enfoque que tiene un carácter previsor, logrando una respuesta óptima, pero necesitando previsiones acertadas de la evolución de la demanda y generación en el periodo de interés, así como de las funciones de costos de desconexión y valorización de la energía en cada barra en caso de ser necesarias.

En [22], se desarrolla un optimizador de desconexión de cargas que tiene dos focos. En el primero de ellos, se proponen desconexiones comandadas por el operador del sistema eléctrico dadas ante la falla de un generador, denominadas reactivas, por lo que se busca encontrar una solución que compense la pérdida de generación, minimizando los pagos los consumidores que sufren de desconexiones. Por otro lado, en la segunda parte del trabajo, se estudia la desconexión proactiva de cargas por parte del operador, incluyendo las reducciones de consumo en el problema de despacho de las unidades de generación, buscando maximizar los beneficios del operador, implicando que se ordena una desconexión en caso de que el costo de desconexión sea menor al de proveer la demanda respectiva.

Las restricciones del problema corresponden a las propias de un problema de despacho de generadores, como límites de transmisión de las líneas del sistema y límites angulares para asegurar la estabilidad del sistema, además de restricciones que imposibilitan que las barras de carga tengan generación eléctrica. El optimizador es evaluado en redes de 14, 57 y 114 barras, aplicando funciones de valorización de la energía y costos distintos para cada barra

Otra aplicación de un optimizador es la mostrada en [23], donde se desarrolla un optimizador de gestión de demanda descentralizado, minimizando los costos de cada usuario en un sistema residencial, el cual considera cargas de tipo comercial y residencial, donde cada una de ellas cuenta con generación fotovoltaica. El objetivo es minimizar el costo por electricidad para los clientes al programar horarios de encendido de los electrodomésticos durante los períodos de operación. Algunas de las factores considerados son los precios dinámicos de la electricidad y la generación fotovoltaica disponible localmente. Adicionalmente se asume que el programa de gestión de demanda se programa con un día de anticipación en bloques de media hora.

La función objetivo del optimizador es la minimización de costos totales para un consumidor, donde estos costos tienen una componente por costo de electricidad y otro por penalizaciones. Algunas de las restricciones del problema son el límite de potencia máxima y un costo de electricidad siempre positivo. El optimizador es probado por separado para una carga residencial y para una carga comercial, mostrando importantes reducciones de costos para ambos casos al programar sus horarios de consumo, alcanzando una reducción de 62,8 % para el caso residencial y de 25 % en el caso comercial.

Una tercera aplicación de un optimizador de desconexión de cargas es la expuesta en [24], donde se utiliza un algoritmo PSO cuya función objetivo es minimizar la energía recortada en periodos de un día, al ser necesaria la desconexión de carga en episodios de baja generación y problemas de voltaje. Este optimizador es probado en un sistema de 14 barras para perfiles diarios de los 7 días de la semana, mostrando importantes reducciones en el SAIDI y EENS de cada día.

### 2.5.2. Listas de mérito

Este tipo de algoritmo consiste en la realización, para un instante determinado, de una lista de mérito ordenada de las cargas cuya posible desconexión se considera prioritaria según distintos factores. Una vez realizada la lista, se propondría la desconexión de los primeros elementos de la lista, corroborando que la suma de la carga total coincida con el requerimiento de desconexión. Una diferencia importante de este enfoque con respecto al de un optimizador clásico, es que una lista de mérito implica la toma de una decisión instantánea, pudiendo reaccionar de forma rápida y sin planificación a un problema o falla inesperada. También, debido a la complejidad y tamaño de un sistema eléctrico, se espera que la resolución computacional en el caso de la lista de mérito sea mucho más breve que aquella de un optimizador.

A diferencia de un optimizador clásico, las decisiones en distintos instantes no están enlazadas directamente, ya que la elaboración de la lista de mérito en cada caso se realiza de manera independiente. Pese a esto, sí pueden haber consideraciones que hagan que el resultado de la lista cambie para instantes de tiempo distintos. Un ejemplo de lo anterior es el tener en cuenta cuánto tiempo una carga ha sido desconectada en las últimas horas, penalizando el puntaje de aquellas cargas que más se han desconectado, entendiendo que una desconexión prolongada conlleva a más problemas que una desconexión breve.

Un ejemplo del enfoque de las listas de mérito son los esquemas de desconexión de carga o UFLS, por sus siglas en inglés, como el EDAC por subfrecuencia en el caso chileno. En estos esquemas, se enumeran cantidades de carga a desconectar desde distintos clientes ante cada escalón de subfrecuencia. En el EDAC chileno, la lista de mérito no es dinámica, principalmente debido a que no es muy frecuente la utilización de este sistema, utilizándose solo en casos de emergencia.

En [25], se desarrolla un UFLS que busca una configuración óptima, tratando de minimizar la cantidad total de carga a desconectar, al considerar que en los esquemas tradicionales se desconecta más carga que la estrictamente necesaria para establecer la frecuencia en un valor aceptable. De esta forma, se busca establecer cuánta carga se desconecta en cada barra para cada escalón, y en qué valor de frecuencia se activan los relés de cada barra en cada escalón. Se utiliza como esquema tradicional uno en que los escalones de reducción de carga son iguales para cada barra, disminuyendo un mismo porcentaje ante una misma frecuencia.

Para establecer el esquema, se plantea un problema de optimización donde la función objetivo es la minimización de la cantidad de carga a desconectar, mientras que las restricciones son los estándares de seguridad del sistema, incluyéndose los límites de la frecuencia de estado estacionario y límites de separación de frecuencia entre escalones. Las variables

son los porcentajes de carga desconectada, las frecuencias de activación y la separación de frecuencia con el escalón siguiente para cada barra y cada escalón. Como caso de estudio se utiliza la red de 39 barras de la IEEE, simulando la pérdida de 2 generadores que, sin un UFLS, provoca inestabilidad de frecuencia. Al resolver el problema de optimización para este caso, se muestra que, ante dicha falla, el esquema propuesto implica una reducción de un 27,5 % de la carga desconectada en comparación a un UFLS tradicional, además de un valor mínimo de frecuencia más elevado.

La aplicación descrita anteriormente es construida considerando una sola falla en el sistema, siendo posible que la solución óptima encontrada, con la cual se programan los relés de subfrecuencia, no sea la óptima para otras fallas.

Otro desarrollo de un UFLS se muestra en [26], donde se propone un esquema centralizado de desconexión de cargas adaptativo, utilizando técnicas de Data Mining. En este trabajo, se busca elaborar un árbol de decisión que determine cuánta carga es necesario desconectar ante distintas combinaciones entre contingencias y puntos de operación del sistema. Para esto, en primer lugar se agrupan las combinaciones de contingencias y puntos de operación en una cantidad limitada de contingencias representativas, utilizando el algoritmo K-means. Luego, para cada representativa se determina la cantidad de carga óptima a desconectar, resolviendo un problema de optimización donde se minimiza la cantidad de carga a desconectar, satisfaciendo restricciones sobre los valores mínimos y máximos admisibles de la frecuencia. Posteriormente, se entrena el árbol de decisión, tomando como entradas el *ROCOF*, la inercia del sistema y la demanda total de este, y siendo la salida la cantidad de carga a desconectar, dada por la contingencia representativa. El árbol minimiza la diferencia entre la cantidad de carga a desconectar esperada y la cantidad decidida por el algoritmo.

La solución anteriormente descrita es probada en una red eléctrica española pequeña aislada, logrando mejorar notoriamente la respuesta del sistema ante distintas contingencias en comparación con el esquema previamente instalado en la red, reduciendo de 73 a 16 los casos en que la frecuencia se sale de los límites permitidos.

Otra aplicación con este enfoque se muestra en [27], donde se plantea y prueba la generación de una lista de mérito dinámica para la desconexión de cargas ante contingencias en las líneas de transmisión de un sistema eléctrico. En esta aplicación se toma en cuenta la capacidad de resolución de la contingencia ante la desconexión de cada carga, listando estas de mayor a menor influencia mediante un puntaje.

Otros factores que se pueden ponderar a la hora de obtener los puntajes en una lista de mérito, además de la capacidad de resolución del problema, son el precio establecido para cada desconexión y cuán importante es mantener la carga conectada. Con respecto al último punto, trabajos como [28] plantean la división de cargas según tipos, separando cargas que se pueden desconectar de aquellas que no (críticas o residenciales), aunque también esto puede ser asociado a un puntaje, castigando la desconexión de cargas residenciales y críticas.

## 2.6. Otras herramientas para el control de frecuencia

Además de la desconexión de cargas de manera coordinada por un ente central, existen otras formas de solucionar los problemas de desequilibrio de generación y demanda en un sistema eléctrico. Algunas de estas soluciones son descritas a continuación, mencionando algunos ejemplos de su aplicación, beneficios y desventajas.

### 2.6.1. Respuesta implícita a la demanda

Una respuesta implícita a la demanda corresponde a dar incentivos de precio a los clientes para lograr su conexión o desconexión en distintos horarios, según los requerimientos de la red. En este caso no existe ordenamiento de desconexión de carga, sino que se espera que los clientes actúen de forma autónoma. La principal ventaja de este enfoque es que, a diferencia de una respuesta explícita a la demanda, como un programa de SSCC, no necesita mayor coordinación central más que el indicar los cambios de precio a los clientes, evitando el ordenamiento directo de desconexión a las cargas y la revisión del cumplimiento del servicio.

Por otro lado, sus desventajas corresponden a la impredecibilidad del comportamiento de los clientes, no logrando asegurar la desconexión de la cantidad de demanda requerida, además de necesitar nueva infraestructura para transmitir los precios en tiempo real a los clientes y a la dificultad que estos últimos puedan tener al manejar dichos datos. Una aplicación de este planteamiento puede verse en [22], donde, en una parte, se estudia un optimizador de desconexión de carga con una respuesta implícita a la demanda, al dar incentivos de precios en horas críticas para la red.

### 2.6.2. Uso de baterías (BESS)

Otra forma de solucionar los problemas de desequilibrio entre generación y demanda de un sistema eléctrico corresponde a la instalación de equipos de almacenamiento (BESS) en diversas barras del sistema. Estos equipos son capaces de consumir energía en horarios de poca demanda, cargándose durante dichos periodos para permitir la utilización de esta energía en horarios de alta demanda, críticos para el sistema.

La principal ventaja de esta solución es que no es necesaria la desconexión de cargas, permitiendo una gran comodidad a los consumidores. Por otro lado, sus principales desventajas son los elevados costos de inversión de los elementos de almacenamiento y el natural desgaste de las baterías, el cual, se acentúa mientras más utilizado sea el equipo. Un ejemplo de aplicación de estos dispositivos se muestra en [29], donde se estudia el posicionamiento en una red de equipos de almacenamiento energético para mejorar la estabilidad del sistema.

### 2.6.3. Uso de vehículos eléctricos

Una última estrategia que vale la pena destacar, es el uso de la carga y eventual descarga de los vehículos eléctricos como instrumento para controlar la demanda del sistema. Esto se debe a que, por lo general, los vehículos eléctricos se mantienen conectados a la red más tiempo que el necesario para completar la recarga de sus baterías. Una primera manera de aprovechar los vehículos eléctricos con este propósito tiene que ver con la regulación de la potencia de carga de los vehículos eléctricos, pudiendo reducir la demanda del sistema al reducir el consumo eléctrico de dichos procesos de carga de batería. Por otro lado, un segundo enfoque propone incluso la posible inyección de energía desde las baterías de los vehículos a la red eléctrica en casos de muy alta demanda.

La principal ventaja de las propuestas anteriormente descritas, es que, al permanecer conectados más tiempo del necesario para la carga, los vehículos pueden prestar estos servicios de reducción de demanda sin ver afectado el resultado esperado de la conexión, el cual corresponde a alcanzar un estado de carga máximo. Por otro lado, las principales desventajas de estas propuestas son que el uso de los vehículos eléctricos aún no es lo suficientemente masivo en Chile como para lograr un impacto en la estabilidad de la red, además de que, para el caso de la inyección de energía desde las baterías a la red, se podría producir un importante desgaste de estas.

En el trabajo realizado en [30], se estudia el uso de las baterías de vehículos eléctricos como parte del control primario de frecuencia de una sistema eléctrico con generación eólica e hidroeléctrica, observando mejoras sustanciales en la disminución de variaciones de la frecuencia de la red sin afectar mayormente el estado de carga final de las baterías.

# Capítulo 3

## Metodología

En el presente capítulo, se describe el diseño e implementación de la solución propuesta al problema, consistente en un algoritmo que plantea una estrategia de desconexión y reconexión de cargas ante fallas en la red, para mejorar la estabilidad frecuencia de esta.

La selección del programa de simulación eléctrica Power Factory de DIGSILENT se hace en consideración de tres factores principales. Por una parte, este programa cuenta con una amplia gama de funcionalidades, tales como distintos tipos de análisis, inclusión de casos de estudio e inclusión de rutinas con código, lo que permite hacer desde estudios simples, hasta estudios muy profundos. De esta forma, este programa permite realizar simulaciones dinámicas, aplicar desconexiones de carga e incluir rutinas con código, siendo tres elementos fundamentales que permiten el desarrollo de este trabajo. Además, este programa es ampliamente usando internacionalmente tanto en el mundo académico como a nivel profesional, existiendo modelos de muchas redes reales. Finalmente, se considera como trabajo futuro la implementación del algoritmo creado en el SEN, el cual, es modelado por el Coordinador Eléctrico Nacional en este programa [31], por lo que la aplicación del algoritmo sobre dicho sistema se facilita.

Por otro lado, se decide utilizar una interfaz Python debido a que simplifica ampliamente la creación de rutinas en Power Factory y el manejo de resultados. Esto se debe a que al usar Python, no se debe pasar por la creación y carga en Power Factory de códigos en DPL, que es el lenguaje propio del programa, suponiendo una facilitación y ahorro de tiempo al realizar cambios en los códigos implementados. Lo anterior facilita la repetición de procesos a realizar, el monitoreo y manejo de las variables, y la generación y configuración de gráficos. Adicionalmente, se utiliza un lenguaje de programación ampliamente divulgado y de fácil acceso, permitiendo facilitar el uso posterior de este trabajo.

En el contexto de la respuesta de la demanda, se plantea que las cargas pueden llegar a estar desconectadas por un tiempo del orden de varios minutos, no siendo necesaria la reconexión de todas las cargas si el tiempo de simulación es pequeño. De esta manera, el mecanismo planteado se activa inmediatamente tras detectarse una falla, logrando generar una respuesta rápida a la espera de la activación de otros mecanismos, como los controles primario y secundario de frecuencia, tras lo que las cargas se volverían a reconectar.

### 3.1. Diseño del algoritmo

La solución propuesta plantea la elaboración de una lista de mérito de las cargas, donde, tras la detección de un desbalance de potencias en la red, se otorga un puntaje a cada carga que indica cuánto se valora la desconexión de esta. Tras la evaluación de cada carga, estas son ordenadas en orden decreciente en cuanto a sus puntajes, procediendo a la desconexión de las primeras cargas, dependiendo de cuánto es el déficit de potencia. La evaluación de esta lista de mérito se repite de forma periódica tras cada paso de la simulación, pudiendo plantear tanto la desconexión como la reconexión de carga previamente desconectada. Para entender de mejor forma la estrategia planteada, se elabora el algoritmo 1 y la figura 3.1, los cuales ilustran las decisiones que se van tomando a lo largo de una simulación.

---

**Algoritmo 1** Algoritmo de desconexión de carga.

---

```
1: Inicio simulación ( $t = 0$ )
2: while  $t < T_{fin}$  do
3:   Continuar simulación en  $\Delta t$ 
4:   Cálculo desequilibrio de generación y consumo ( $\Delta P$ )
5:   Actualización puntajes de cargas y orden de la lista de mérito
6:   if Desconexión necesaria then
7:     for Carga de mayor a menor puntaje en la lista de mérito do
8:       if Carga puede ser desconectada then
9:         Desconectar carga necesaria
10:        Actualizar  $\Delta P$ 
11:       end if
12:     end for
13:   else if Reconexión es necesaria then
14:     for Carga de mayor a menor puntaje en la lista de mérito do
15:       if Carga puede ser reconectada then
16:         Reconectar carga necesaria
17:       Actualizar  $\Delta P$ 
18:     end if
19:   end for
20: end if
21: end while
```

---



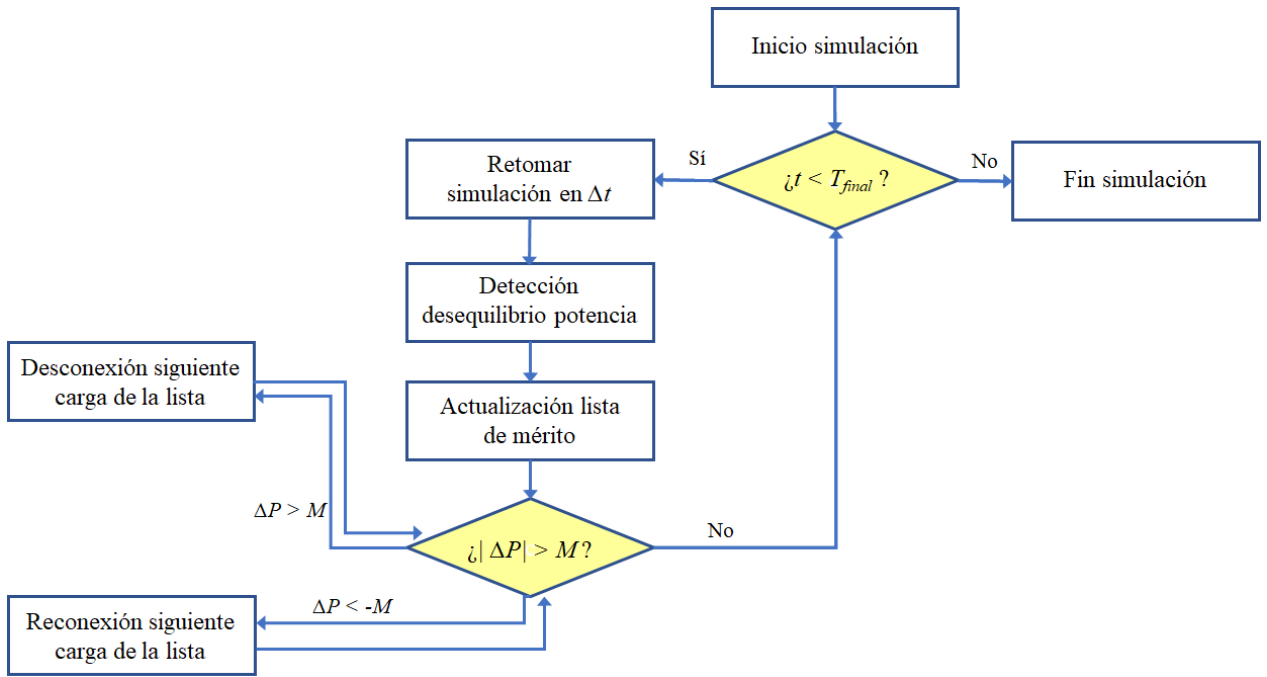


Figura 3.1: Diagrama de flujo del algoritmo.

Como se advierte en la figura 3.1, el primer paso es el inicio de la simulación, lo que en la práctica corresponde a la conexión de Python con Power Factory, la implementación de las fallas que se desean incluir en la simulación y el cálculo de las condiciones iniciales de esta. En seguida, se evalúa la condición de fin de simulación. En caso de que el tiempo actual sea menor al tiempo final establecido por el usuario ( $t < T_{final}$ ), se procede a continuar con la simulación por un tiempo de  $\Delta t$ , pasando a estimar la cantidad de potencia de generación deficitaria o sobrante en la red ( $\Delta P$ ) para el tiempo de simulación actual. Cabe destacar que este paso es necesario debido a que, según los supuestos tomados, no se tiene acceso en tiempo real a la totalidad de las potencias de las cargas y generadores, no siendo conocido el desequilibrio que pueda ser producido. Adicionalmente, se evalúa una función de puntaje sobre cada carga, ordenándolas en una lista de mérito de forma decreciente de acuerdo al puntaje.

Una vez actualizados los puntajes otorgados a las cargas, se determina si la red cumple con las condiciones para necesitar una desconexión o conexión de carga. Esto se da si se cumple la desigualdad expuesta en la ecuación 3.1, donde  $\Delta P$  es la estimación del déficit de potencia de generación y  $M$  es un número tal que da un margen de inacción ante desequilibrios de potencia pequeños.

$$|\Delta P| > M \quad (3.1)$$

El caso de ser necesaria la desconexión de carga, se da al detectarse un déficit de potencia generada ( $\Delta P > M[MW]$ ), mientras que la conexión de carga es necesaria cuando existe un exceso de generación ( $\Delta P < -M[MW]$ ). En caso de cumplirse las condiciones para cualquiera de las dos acciones, se recorre la lista de mérito verificando en cada carga que la

acción deseada sea posible, es decir, que la carga tenga potencia que desconectar/reconectar, que su puntaje asignado sea mayor que 0, y que se siga cumpliendo con la condición de necesidad de acción ( $\Delta P < -M[MW]$  o  $\Delta P > M[MW]$ , dependiendo del caso). Para cada carga, si las condiciones de acción son cumplidas, la carga procede a desconectarse o reconectarse, tras lo cual, se actualiza el valor de  $\Delta P$ , pasando a evaluarse las condiciones de acción para la siguiente carga en caso de que se siga cumpliendo la desigualdad 3.1. Al momento que se dejan de cumplir las condiciones para realizar una acción, se deja de lado la lista de mérito y se vuelve al primer paso del bucle, evaluando si se ha cumplido la condición de fin de la simulación, y reanudando esta en caso de no alcanzarse el tiempo final.

Es importante destacar que a lo largo del presente trabajo se diferencian dos tipos de simulaciones, donde se considera por un lado la desconexión únicamente de cargas completas, y por otro, la posibilidad de desconexiones parciales de carga. Desde el punto de vista del algoritmo, la diferencia se hace al exigirse para el primer caso que la desconexión o reconexión de una carga sea posible si su potencia es menor o igual a la necesidad de carga requerida. Es decir, que en los pasos 8 o 15 del algoritmo 1 se cumple para la carga  $i$  que:

$$P_i \leq |\Delta P|$$

Adicionalmente, para evitar un exceso de órdenes de desconexión y reconexión, se adiciona, al cumplimiento de la desigualdad 3.1, un segundo requisito para determinar la necesidad de implementar acciones, siendo este que no haya habido una acción contraria en la iteración precedente del bucle. Un ejemplo de esto es que si en la iteración 1 hay una desconexión, en la iteración 2 no puede haber una reconexión, por lo que si en la iteración 2 se detecta un exceso de generación, pese a cumplir con la desigualdad 3.1 no se procede a evaluar la lista de mérito.

Una vez alcanzado el tiempo establecido para finalizar la simulación, se procede a entregar al usuario las medidas que permiten ver el rendimiento de la solución planteada. Las medidas generadas son la frecuencia máxima, mínima y final alcanzadas, los voltajes mínimo y máximo al finalizar la simulación, además del costo total de la solución para el tiempo de simulación utilizado y una medida del error asociado a la evolución temporal de la frecuencia. Esta medida corresponde a la integral del valor absoluto del error de la frecuencia promedio respecto a la frecuencia nominal, lo que se muestra en la ecuación 3.2.

$$E = \int_0^{T_{fin}} |f_{nom} - f(t)| dt \quad (3.2)$$

A continuación, se detallan el mecanismo de estimación del déficit de potencia generada y la función de puntaje planteada para la generación de la lista de mérito.

### 3.1.1. Estimación de déficit de potencia generada

Como se ha mencionado anteriormente, se crea una función que permite estimar el valor de un desequilibrio entre la potencia de generación y el consumo para el tiempo actual de

simulación a partir de mediciones del *ROCOF* y la frecuencia actual de la red. La metodología seguida para la elaboración de esta estimación es mostrada en la figura 3.2.

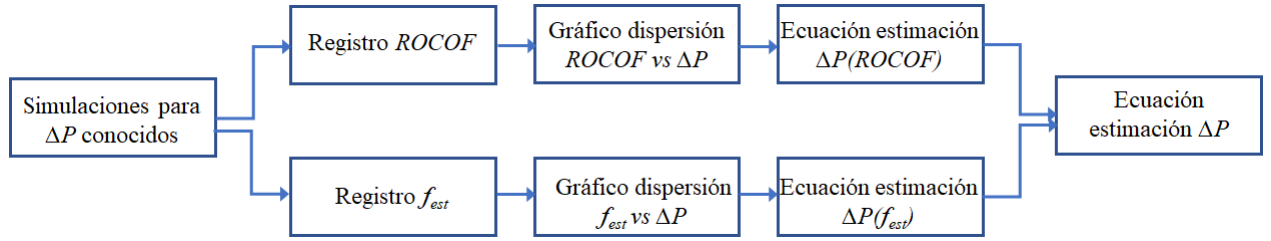


Figura 3.2: Metodología elaboración estimación déficit de potencia.

La estimación integrada en esta función es generada a partir de la realización de una cantidad importante de pruebas preliminares, al inducir desequilibrios conocidos entre generación y demanda, y tomar mediciones del *ROCOF* inicial tras la falla y de la frecuencia final alcanzada ( $f_{est}$ ). De esta forma, se crean gráficos de dispersión del *ROCOF* y  $f_{est}$  medidos ante distintos valores de  $\Delta P$ , obteniendo curvas de tendencia para ambos casos desde regresiones lineales.

Debido a que la salida de la estimación es  $\Delta P$ , se ubica esta variable en el eje de las ordenadas ambos gráficos. De esta forma, al ingresar un valor de una entrada en su respectiva curva de tendencia, por ejemplo,  $f_{est}$  en la curva  $\Delta P(f_{est})$ , se obtiene una estimación del déficit de potencia en un sistema cuya frecuencia es de  $f = f_{est}$  y no presenta variaciones de frecuencia. Del mismo modo, al ingresar un valor de *ROCOF* en la curva  $\Delta P(ROCOF)$  se obtiene una estimación de  $\Delta P$  en una red donde se mide tal valor de *ROCOF*, pero la frecuencia se encuentra muy cerca del valor nominal. Para incluir ambas entradas, se propone como estimación final a la suma de ambas curvas de tendencia. Cabe destacar que esta solución funciona de buena forma en los casos en que  $ROCOF \neq 0$  y  $f = f_{nom}$  y para  $ROCOF = 0$  y  $f \neq f_{nom}$ , pero no necesariamente para casos intermedios. Pese a lo anterior, la estimación cumple satisfactoriamente con dos aspectos fundamentales, identificando el momento de la falla ( $ROCOF \neq 0$  y  $f = f_{nom}$ ) y notando casos con un error de frecuencia constante ( $ROCOF = 0$  y  $f \neq f_{nom}$ ).

Es importante destacar que el *ROCOF* medido en un evento cambia al medir esta variable utilizando distintos tiempos de comparación de la frecuencia ( $ROCOF = \frac{\Delta f}{\Delta t}$ ). Por esto, para lograr una correcta estimación, es importante que el tiempo de muestreo de la frecuencia ( $\Delta t$ ) para el cálculo del *ROCOF* de la entrada de la función de estimación coincida con aquel usado para la elaboración de la curva de tendencia.

### 3.1.2. Elaboración del puntaje utilizado

La función de puntaje utilizada para evaluar cada carga  $i$  en un tiempo  $t$  y generar la lista de mérito es aquella mostrada en la ecuación 3.3.

$$Puntaje_{i,t} = sign(\Delta P_t) \frac{(-a \cdot ROCOF_{i,t} + b \cdot \Delta f_{i,t} + c \cdot \Delta V_{i,t})}{C_i} \left( \frac{1}{(1 + d \cdot t_i^{des})} \right)^{sign(\Delta P_t)} \quad (3.3)$$

Los distintos componentes de la función de la ecuación 3.3 son explicados a continuación:

1.  $sign(\Delta P_t)$  es el signo de la estimación de déficit de potencia generada ( $\Delta P$ ) actual de la red, según lo explicado en la sección 3.1.1.
2.  $ROCOF_{i,t}$  representa la pendiente local de la frecuencia para la barra de la carga en cuestión, obteniéndose como la resta entre la frecuencia de la barra en el tiempo actual ( $f_{i,t}$ ) y la misma en el tiempo de muestreo anterior ( $f_{i,t-\Delta t}$ ):

$$ROCOF_{i,t} = f_{i,t} - f_{i,t-\Delta t}$$

3.  $\Delta f_{i,t}$  es la diferencia entre la frecuencia nominal de la red ( $f_{nom}$ ) y la frecuencia instantánea actual de la barra donde se conecta la carga ( $f_{i,t}$ ):

$$\Delta f_{i,t} = f_{nom} - f_{i,t}$$

4.  $\Delta V_{i,t}$  corresponde a la diferencia entre el voltaje nominal ( $V_{nom}$ ) y el voltaje actual de la barra de conexión de la carga ( $V_{i,t}$ ):

$$\Delta V_{i,t} = V_{nom} - V_{i,t}$$

5.  $C_i$  es el costo de desconexión por [MWh] de la carga  $i$ .
6.  $t_i^{des}$  es el tiempo que la carga ha estado desconectada en el periodo de tiempo estudiado.
7.  $a$ ,  $b$ ,  $c$  y  $d$  son parámetros de peso sobre el puntaje, indicando la importancia que se quiera dar a cada componente de la función 3.3.

Para la elaboración de la función de puntaje para la desconexión/reconexión de cargas de la ecuación 3.3 se toman en cuenta los siguientes aspectos:

- Costo de desconexión: Se asume que cada consumidor cuenta con un costo de desconexión particular conocido, según el contrato que tenga para el servicio de cargas interrumpibles, siendo preferible desconectar cargas cuya desconexión sea menos costosa. En caso contrario, al desear reconectar una carga, sería preferible que esta sea una carga de costosa desconexión. Según los alcances del trabajo, se establece que cada barra con consumo cuenta con un único consumidor, existiendo un solo costo de desconexión asociado a cada carga.

- *ROCOF*: Además del costo de desconexión de una carga, es necesario tener una medida de qué tanto es afectada la carga por el desequilibrio de generación y consumo eléctrico en que se incurre, para lo que se incluye el *ROCOF* de la barra de conexión de la carga en el puntaje. De esta manera, si esta medida difiere entre dos cargas, se asume que la carga más afectada es aquella donde el módulo del *ROCOF* es mayor. Así, si se desea desconectar carga, se prioriza la desconexión de aquella para la que el *ROCOF* medido en su barra de desconexión sea más negativo, mientras que, si se desea la reconexión de carga, se prioriza aquella carga en que se mida en su barra de conexión el mayor *ROCOF*.
- Frecuencia instantánea: Además de la inclusión del *ROCOF* de la barra de conexión de cada carga en la función de puntaje, es necesario agregar en esta la distancia entre la la frecuencia nominal de la red y la frecuencia instantánea de esta barra para evitar puntajes nulos ante errores de frecuencia constantes ( $f_{i,t} \neq f_{nom}$  y  $ROCOF_{i,t} = 0$ ). De esta forma, los puntajes otorgados a la desconexión/reconexión de carga solo son nulos para una frecuencia instantánea estable y cercana a la frecuencia nominal. La inclusión del *ROCOF* y la frecuencia es particularmente útil en casos en que la red se desacopla en zonas, ya que evita que se proponga la desconexión de una carga presente en una zona distinta a la del problema de frecuencia.
- Voltaje: Dado que la presencia de una mayor carga reduce el voltaje de la barra a la que se conecta, el puntaje otorgado por el algoritmo busca premiar la desconexión de una carga en que el voltaje de la barra de conexión de esta sea problemáticamente bajo y la reconexión de cargas con voltaje de barra elevado, pudiendo reducir las subtensiones y sobretensiones extremas.
- Tiempo de desconexión: Debido a que las cargas cuentan con un tiempo de desconexión máximo por periodo, no se desea que una misma carga sea la que esté siempre desconectada. En lugar de solo establecer un tiempo máximo de desconexión, se penaliza el puntaje de aquellas cargas que estén desconectadas por largos periodos. Esto evitara utilizar el tiempo máximo de desconexión de las cargas mejor valoradas por la lista de mérito, reservando parte de su capacidad de desconexión. Para el caso en que se consideran desconexiones parciales de carga, la variable de tiempo de desconexión considera el tiempo en que la carga ha sido desconectada en cualquier medida, por pequeña que esta sea.
- Signo de  $\Delta P$ : Como se relata para cada caso, la afectación sobre el puntaje de cada variable depende de qué acción se quiera realizar: conectar o desconectar carga. Es por esto que dentro de la ecuación para el puntaje de desconexión/ reconexión de cargas debe estar presente el signo de  $\Delta P$  detectado, ya que es esta variable la que indica qué acción se desea realizar. Así, ante la detección de un déficit de potencia de generación (signo de  $\Delta P$  positivo), la función premia la desconexión de cargas conectadas a barras donde el *ROCOF* medido es negativo,  $\Delta f$  y  $\Delta V_{i,t}$  son positivos y  $t_i^{des}$  es bajo. En el caso opuesto, al detectarse un exceso de generación, se premia la reconexión de cargas conectadas a barras donde el *ROCOF* medido es positivo,  $\Delta f$  y  $\Delta V_{i,t}$  son negativos y  $t_i^{des}$  es elevado.

## 3.2. Códigos Python utilizados

Para implementar el algoritmo propuesto, es necesario elaborar una serie de bloques de código en Python, los cuales permiten, por un lado, manejar el programa de simulación Power Factory, y por otro, realizar cálculos y generar reportes en Python. Debido a lo anterior, el código elaborado cuenta con dos clases, *Network\_Manager* y *Desconexion\_Carga*, donde la primera se encarga de manejar los comandos generales de Power Factory, mientras que la segunda maneja los comandos específicos de la aplicación propuesta para la desconexión de cargas. Para la clase *Network\_Manager* se crea una versión abreviada de esta, conteniendo solo comandos utilizados en este trabajo, adaptando funciones ya presentes en el proyecto y agregando otras de elaboración propia. Ambas secciones de los códigos utilizados pueden ser revisadas en el Anexo A y en el manual de uso del Anexo B.

# Capítulo 4

## Descripción de la red utilizada

En esta memoria se trabaja con dos modelos de red eléctrica, siendo estos la red “IEEE 39-Bus System” y una versión modificada de esta que incluye una mayor participación de ERNC, la cual es nombrada “IEEE 39-Bus ERNC”. En este capítulo, se realiza una descripción de cada modelo.

### 4.1. Red IEEE 39-Bus

Esta red corresponde a la red “IEEE 39-Bus System”, la cual, representa una versión reducida del Sistema Eléctrico de Nueva Inglaterra, en Estados Unidos, teniendo una frecuencia nominal de 60 [Hz]. Este sistema consta de 34 líneas, 12 transformadores y 39 barras, de las cuales, 19 presentan consumos eléctricos (cargas), sumando una demanda total de 6097,1 [MW] y 1408,9 [MVar] para el punto de operación estudiado. Además, la red cuenta con 10 generadores sincrónicos, sumando una generación total de 6142,5 [MW] y 1250 [MVar]. Originalmente el sistema de 39 barras en cuestión es presentada en el año 1979 [32].

La elección de la red utilizada radica en que al crear e implementar el algoritmo utilizado desde cero, se necesita utilizar una red simple, que permita un trabajo cómodo y de rápida ejecución. La red seleccionada claramente cumple con estos puntos, al contar solo con 39 barras y ser avalada por la IEEE, garantizando un correcto funcionamiento. Adicionalmente, esta red es ampliamente utilizada como ejemplo de diversas aplicaciones y desarrollos, garantizándose su funcionamiento y existiendo material de apoyo en caso de dudas. Al utilizar dicha red, sin embargo, al ser una red resumida, se tienen factores que la alejan de una red real, como la agregación de generadores y de demanda, una pequeña cantidad de cargas independientes y el hecho que un solo generador represente más del 10 % de la generación del sistema. De esta forma, por ejemplo, la desconexión de un generador genera problemas más graves que los que se tendrían en un caso real.

La figura 4.1 muestra la distribución de los componentes de la red original, donde, la barra 39 representa la conexión del sistema con el resto de sistemas eléctricos de los Estados Unidos, por lo que el generador 1 es, en realidad, la inyección externa neta sobre este sistema,

mientras que la carga 39 representa las inyecciones desde Nueva Inglaterra hacia el resto de Norteamérica.

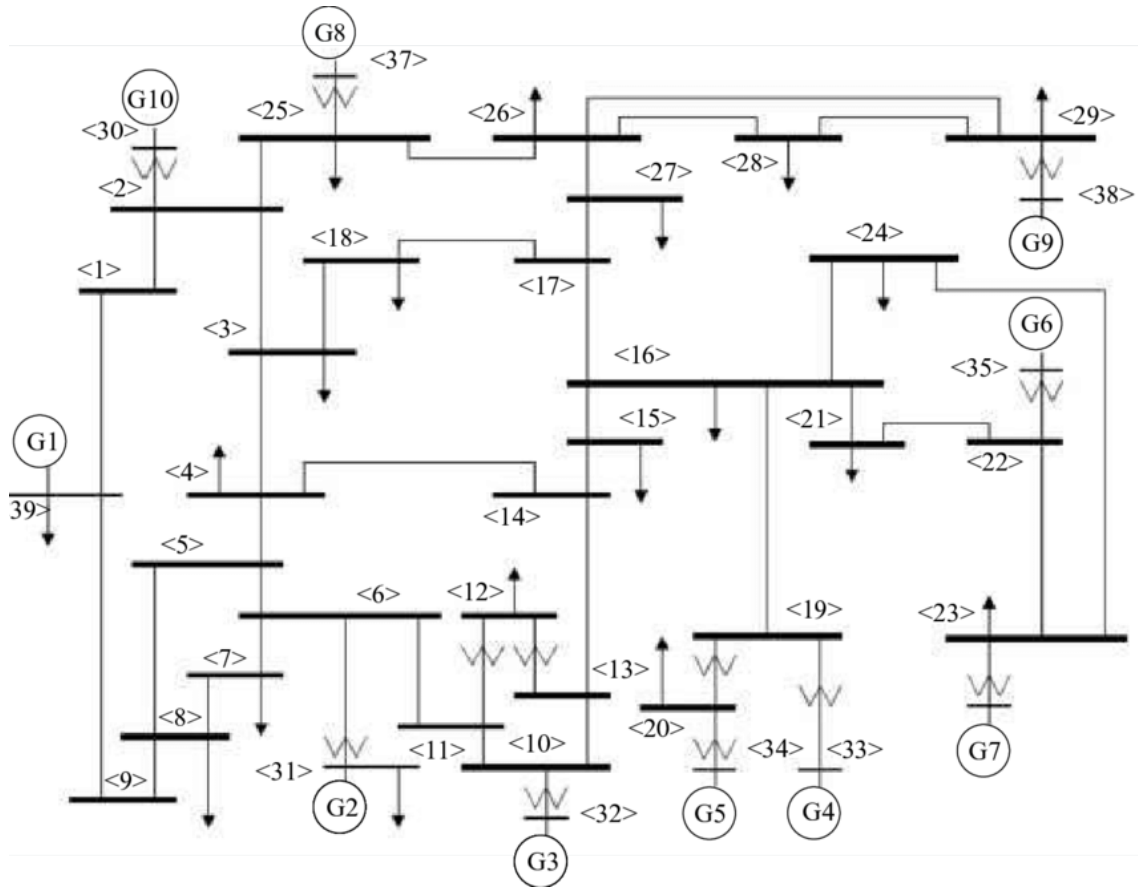


Figura 4.1: Diagrama de la red convencional utilizada [33].

En las tablas 4.1 y 4.2, se muestran los detalles de los consumos y despachos originales de los generadores para el sistema al no presentarse fallas, además de las barras donde se ubican estos elementos y el nivel de cargabilidad de los generadores. Cabe destacar que la cargabilidad total del sistema solo incluye a los generadores internos, excluyendo al generador 1 (inyecciones externas).

Además del generador 1, que representa las inyecciones externas, se tienen 5 centrales nucleares (G2, G3, G6, G7 y G8), 3 centrales a carbón (G4, G5 y G8), donde G5 cuenta con 2 unidades, y un generador hidroeléctrico (G10). Excluyendo el generador 1, la capacidad de los generadores se eleva a 6.035 [MW], obteniéndose un nivel de uso del 85,2% de la capacidad instalada. Se observa que solo el generador hidroeléctrico cuenta con un factor de carga menor al 87 %, alcanzando un 29,4 %.



Tabla 4.1: Detalle de potencias de cargas

N° Carga	Barra	P [MW]	P [% total]	Q [MVar]	Q [% total]
0	3	322	5,3 %	2,4	0,2 %
1	4	500	8,2 %	184	13,1 %
2	7	233,8	3,8 %	84	6,0 %
3	8	522	8,6 %	176	12,5 %
4	12	7,5	0,1 %	88	6,2 %
5	15	320	5,2 %	153	10,9 %
6	16	329	5,4 %	32,3	2,3 %
7	18	158	2,6 %	30	2,1 %
8	20	628	10,3 %	103	7,3 %
9	21	274	4,5 %	115	8,2 %
10	23	247,5	4,1 %	84,6	6,0 %
11	24	308,6	5,1 %	-92,2	-6,5 %
12	25	224	3,7 %	47,2	3,4 %
13	26	139	2,3 %	17	1,2 %
14	27	281	4,6 %	75,5	5,4 %
15	28	206	3,4 %	27,6	2,0 %
16	29	283,5	4,6 %	26,9	1,9 %
17	31	9,2	0,2 %	4,6	0,3 %
18	39	1104	18,1 %	250	17,7 %
Total		6097,1	100 %	1408,9	100 %

Tabla 4.2: Despacho inicial de generadores

Generador	Barra	P [MW]	P [% total]	Q [MVar]	Q [% total]	Cargabilidad
G1	39	1000	16,3 %	88	7,1 %	11,8 %
G2	31	521	8,5 %	198	15,9 %	87,6 %
G3	32	650	10,6 %	205	16,4 %	95,6 %
G4	33	632	10,3 %	110	8,8 %	92,9 %
G5	34	508	8,3 %	166	13,3 %	99,6 %
G6	35	650	10,6 %	212	17,0 %	95,6 %
G7	36	560	9,1 %	101	8,1 %	94,1 %
G8	37	540	8,8 %	0	0,0 %	90,8 %
G9	38	830	13,5 %	23	1,8 %	97,6 %
G10	30	250	4,1 %	146	11,7 %	29,4 %
Total		6141	100,0 %	1250	100,0 %	85,2 %

En cuanto al modelo de carga eléctrica utilizado, se considera que, en cuanto a la frecuencia de la red, el peor caso sería utilizar un modelo de potencia constante, ya que, al no reducirse la potencia demandada por las cargas ante una caída de frecuencia producida por un déficit de generación, este desequilibrio dura más tiempo que en otros casos, produciendo una mayor caída de la frecuencia. Por el contrario, el mejor caso sería la utilización de un modelo de impedancia constante. Dado que una situación realista presentaría un comportamiento

mixto, se desea estudiar un caso intermedio. Al comprobar que el modelo original de carga incluido en la red cumple con esta consigna, se utiliza este modelo. Para más detalles sobre la comparación del tipo de cargas ante una falla se puede revisar el Anexo C.

## 4.2. Red IEEE 39-Bus ERNC

En una segunda instancia del trabajo, 3 de los generadores son reemplazados por plantas eólicas, pasando este tipo de generación a representar el 27,6 % de la generación total. Estos corresponden a los generadores 8, 6 y 5; los cuales son reemplazados por los elementos WTG1, WTG2 y WTG3 respectivamente.

Cabe destacar que en un inicio, se plantea el uso de una red utilizada en [29] hecha en una versión más antigua del programa, desde donde se sacan los reemplazos de generadores convencionales realizados y la numeración de los generadores eólicos. Sin embargo, al utilizar dicha red se incurre fácilmente en problemas como pérdidas de estabilidad ante una falla. Asimismo, se observan respuestas de frecuencia anormales ante la salida de funcionamiento de los generadores, consistentes en caídas extremadamente bruscas de la frecuencia sin un repunte de esta desde el nadir, además de problemas para volver a la frecuencia nominal ante una falla de cortocircuito en una línea y su despeje. Para solucionar los problemas presentados, se desactivan los controladores de los generadores eólicos, notando que al deshabilitar los controladores de corriente el sistema se comporta de mejor manera. Sin embargo, al inferirse que los problemas generados se relacionan con la antigüedad de los modelos de generador eólico utilizados, y dado que, tanto la tecnología real como los modelos de Power Factory relacionados a generadores eólicos han evolucionado considerablemente, se prefiere volver a instalar los generadores manualmente.

Por consiguiente, para crear la red con alta penetración eólica se modifica la red “IEEE 39-Bus System” original, reemplazando los mismos generadores que en la red de [29] por turbinas eólicas con una capacidad similar a los generadores originales. Para realizar este reemplazo, se utilizan los modelos de turbina y transformador utilizados en el modelo de Power Factory del Sistema Eléctrico Nacional utilizado por el Coordinador Eléctrico Nacional para la central Cabo Leonés [31], cambiando únicamente el número de unidades (turbinas) de la planta según la capacidad de cada generador original. Cabe destacar que se establece una capacidad de cada turbina de 2,1 [MVA]. Adicionalmente, para alterar lo menos posible el modelo de generador, se mantiene el transformador de baja a media tensión de las centrales, modificando únicamente el número de unidades en paralelo para equiparar la capacidad de dicho transformador con aquel de media a alta tensión. También, para poder integrar estos generadores, las tensiones nominales de las barras de media tensión de generación son cambiadas de 16 kV a 33 kV fase-fase, mientras que los transformadores de media a alta tensión son modificados en su lado de media tensión, resultando en transformadores de 33/220.

La figura 4.2, muestra el diagrama de la nueva versión de la red “39 Bus 30 % ERNC”, mientras que en la tabla 4.3 se realiza un resumen de cada reemplazo realizado, indicando las principales características de los nuevos generadores y componentes relacionados.

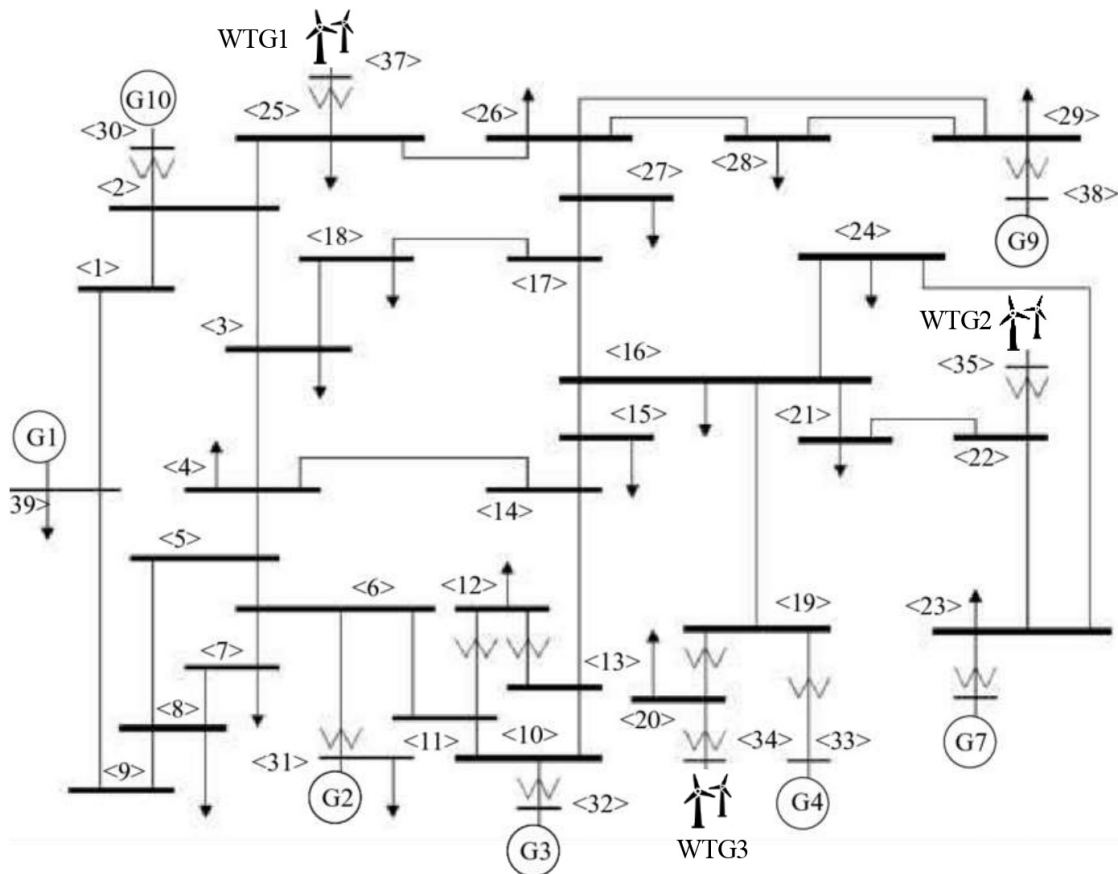


Figura 4.2: Diagrama de la red con 30% de generación eólica.

Tabla 4.3: Resumen de reemplazos realizados

N° Gen	Capacidad original [MVA]	Nombre eólica	N° unidades	Capacidad final [MVA]	Capacidad transformador MT/LT [MVA]
8	700	WTG 1	335	703,5	705
6	800	WTG 2	380	798	799
5	600	WTG 3	310	651	611

Respecto a cada generador, es importante destacar que se considera un modelo donde la potencia activa de cada unidad está fija, sin tomar en cuenta un modelo que incluya la velocidad del viento. Como prueba inicial para esta red, se configuran los despachos de los generadores, de manera que cumplan con aquellos de la red original en cuanto a la potencia activa. Para esto, tomando en cuenta el modelo mencionado, se divide la consigna de potencia activa de cada generador original por la cantidad de unidades en cada caso. Adicionalmente, se cambia el controlador local de los generadores eólicos, pasando de uno que mantiene la tensión constante por uno que haga que estos elementos no inyecten reactivos, es decir, un controlador  $Q$  constante, donde  $Q = 0$ .

Tras evidenciar mediante un flujo de potencias que la solución encontrada presenta problemas de subtensión en las barras cercanas a los generadores eólicos, se agregan un condensador en paralelo en las barras 34 y 35 (barras de conexión de los generadores WTG 3 y WTG 2 respectivamente). El modelo utilizado para estos elementos es extraído de la red de [29], conservando las barras donde estos se conectan.

Después de realizar los cambios descritos anteriormente, se realiza un flujo de potencias, cuyos resultados son mostrados en la tabla 4.4. Se puede observar que efectivamente las potencias activas de los generadores corresponde a aquellas utilizadas en la red original, pero que los reactivos de cada generador cambian respecto a la red original. Cabe destacar que en el caso de los generadores eólicos,  $Q$  corresponde a la inyección de reactivos realizada por el respectivo condensador asociado a dicho generador.

Tabla 4.4: Despacho inicial de generadores para red con 30 % de generación eólica

Generador	Barra	P [MW]	P [% total]	Q [MVar]	Q [% total]	Cargabilidad
G 01	39	1000	16,2 %	106	7,3 %	11,8 %
G 02	31	540	8,8 %	215	14,9 %	90,8 %
G 03	32	650	10,6 %	224	15,5 %	95,6 %
G 04	33	632	10,3 %	181	12,5 %	92,9 %
WTG 3	34	508	8,2 %	168	11,6 %	100,0 %
WTG 2	35	650	10,6 %	43	3,0 %	100,0 %
G 07	36	560	9,1 %	187	13,0 %	94,1 %
WTG 1	37	540	8,8 %	0	0,0 %	100,0 %
G 09	38	830	13,5 %	163,8	11,4 %	97,6 %
G 10	30	250	4,1 %	155	10,7 %	29,4 %
	Total	6160	100,0 %	1442	100,0 %	86,8 %

Se destaca que el nuevo despacho implica una generación adicional de 19 [MW] para el generador 2, evidenciándose un aumento de las pérdidas en la red. Adicionalmente, se advierte que, la potencia máxima que el sistema es capaz de generar es de 5.948 [MW], siendo menor al caso con solo generadores síncronos, al no disponer de una reserva en los generadores eólicos. Como el consumo se mantiene casi igual, solo aumentando las pérdidas, existe un aumento en la cargabilidad del sistema, ascendiendo a 86,8 %.

### 4.3. Comportamiento de las redes

En la presente sección se estudian los resultados obtenidos al implementar 3 tipos de fallas (eventos) en las redes eléctricas estudiadas, identificando los aspectos en que el algoritmo podría ayudar a mejorar la evolución temporal de la frecuencia. Los eventos estudiados son una salida de funcionamiento de un generador, un aumento en la demanda de una carga en particular y el cortocircuito de una línea y su posterior despeje. Cabe destacar que tanto la caída de un generador como el aumento de la demanda de una carga producen caídas de frecuencia, siendo eventos que se retomán más adelante como casos de estudio para la

implementación del algoritmo, mientras que la falla de cortocircuito de una línea es estudiada únicamente para comprobar el comportamiento de la red ante esta y así evidenciar su buen dimensionamiento. Utilizando el mismo criterio que en [25], donde se utiliza también la red “IEEE 39 Bus System”, se establece que la frecuencia mínima de estabilización debe estar entre 59,5 y 60,5 [Hz], considerando este criterio para el resto del trabajo.

### 4.3.1. Salida de funcionamiento de generador

En este caso, se implementa un evento de tipo ‘EvtOutage’ para un generador determinado, tras 1 segundo del comienzo de la simulación, sin hacer que este vuelva a funcionamiento. La experiencia se repite para cada generador, sacando un solo generador de funcionamiento por vez. Cada simulación se ejecuta para un tiempo de 3 minutos, de manera que se asegura la convergencia de la frecuencia a su valor final.

Para ambas redes, en la totalidad de casos se observa un breve salto en la frecuencia de las barras en el instante de la desconexión del generador, en el cual, la frecuencia de las barras difiere entre sí. Tras esto, las frecuencias vuelven a ser similares entre barras, comenzando un descenso hasta alcanzar un valor mínimo en el nadir. Desde este punto las frecuencias aumentan, para alcanzar un nuevo valor estable, menor al original. Para cada generador, los valores de las frecuencias mínima y de estabilización, la tasa de cambio inicial de la frecuencia (*ROCOF*) y el tiempo en que se alcanza la frecuencia de estabilización difiere, lo que se resume en la tabla 4.5 para la red IEEE 39-Bus y 4.6 para la red IEEE 39-Bus ERNC. La frecuencia de estabilización ( $f_{est}$ ) se fija como aquella alcanzada tras 3 minutos de simulación, mientras que se considera que la frecuencia alcanzó un valor estable cuando esta se encuentra cerca de su valor de estabilización ( $\pm 0,01$  [Hz]), y su tasa de cambio es menor a 0,0001 [Hz/s], tomando el tiempo donde se cumplen estas condiciones como  $t_{est}$ . Del mismo modo, para la obtención del *ROCOF* inicial se comparan los promedios de frecuencia de las barras entre tiempos 0,1 y 0,2 [s] posterior a la falla.

Tabla 4.5: Resultados obtenidos al desconectar cada generador por separado para la red IEEE 39-Bus

N° Gen	Barra	P [MW]	$f_{min}$ [Hz]	$f_{est}$ [Hz]	$t_{est}$ [s]	<i>ROCOF</i> inicial [Hz/s]
1	39	1000	55,92	58,74	120,7	-1,882
2	31	521	58,56	59,31	154,0	-0,249
3	32	650	57,96	59,04	164,6	-0,292
4	33	632	57,84	58,99	167,9	-0,368
5	34	508	58,83	59,36	119,3	-0,303
6	35	650	57,92	59,02	166,1	-0,404
7	36	560	58,22	59,13	164,0	-0,347
8	37	540	58,26	59,16	167,4	-0,254
9	38	830	56,84	58,60	171,2	-0,468
10	30	250	59,45	59,45	46,6	-0,107

Tabla 4.6: Resultados obtenidos al desconectar cada generador por separado para la red IEEE 39-Bus ERNC

Generador	Barra	P [MW]	$f_{min}$ [Hz]	$f_{est}$ [Hz]	$t_{est}$ [s]	$ROCOF$ inicial [Hz/s]
G 01	39	1000	-	-	-	-
G 02	31	521	57,96	59,13	167,8	-0,401
G 03	32	650	57,32	58,87	161,5	-0,464
G 04	33	632	57,27	58,83	169,0	-0,670
WTG 3	34	508	58,43	59,27	158,2	-0,390
WTG 2	35	650	57,55	58,94	165,6	-0,491
G 07	36	560	57,58	58,96	162,6	-0,418
WTG 1	37	540	58,07	59,14	171,6	-0,311
G 09	38	830	56,18	58,43	162,6	-0,799
G 10	30	250	59,13	59,13	96,7	-0,186

Se destaca que para la totalidad de casos, las frecuencias de estabilización son menores al límite de 59,5 [Hz] considerado. Además de lo anterior, existe un caso (generador 10) en que la frecuencia de estabilización es igual a la frecuencia mínima, no presentándose un aumento de frecuencia desde el nadir. Se destaca que una salida de funcionamiento del generador G1 para la red IEEE 39-Bus ERNC implica la no convergencia de la solución, no siendo posible simular dicho caso satisfactoriamente.

Para observar la evolución temporal de las variables, las figuras 4.3, 4.4 y 4.5 muestran las respuestas del sistema tras una salida de funcionamiento del generador 3 para la red IEEE 39-Bus ERNC, en cuanto a la frecuencia del sistema, la tensión en algunas barras y las potencias de los generadores respectivamente. Además de la evolución de la frecuencia ya detallada, se advierten importantes caídas de tensión en algunas barras y un reajuste en los despachos de los generadores, propios de los controladores y límites de potencia de estos.

Respecto a la evolución de las tensiones de las barras, se observa cómo algunas de estas sufren una fuerte caída, estabilizándose posteriormente en un nuevo valor. Las barras más afectadas son aquellas donde se conectan los generadores, como las barras 31 y 32, mostrándose un ejemplo de esto en 4.4.

Se observa que en todos los casos, justo tras la falla, el generador 1 aumenta su potencia generada, para compensar la caída del generador, mientras que con el paso del tiempo, el generador 10 va aumentando su generación, reemplazando paulatinamente potencia del generador 1, hasta que la potencia de G1 vuelve a su nivel inicial. Este fenómeno indica que, justo tras la falla, el sistema recibe un soporte inmediato del resto de Norteamérica (G1), lo cual va siendo reemplazado por sus propios generadores. En este caso, como se ve anteriormente, el generador hidráulico G10 es el único generador que cuenta con una gran reserva de capacidad, por lo que el aumento en su potencia es más evidente, aunque el resto de generadores también aumentan su potencia, alcanzando en casos su valor máximo.

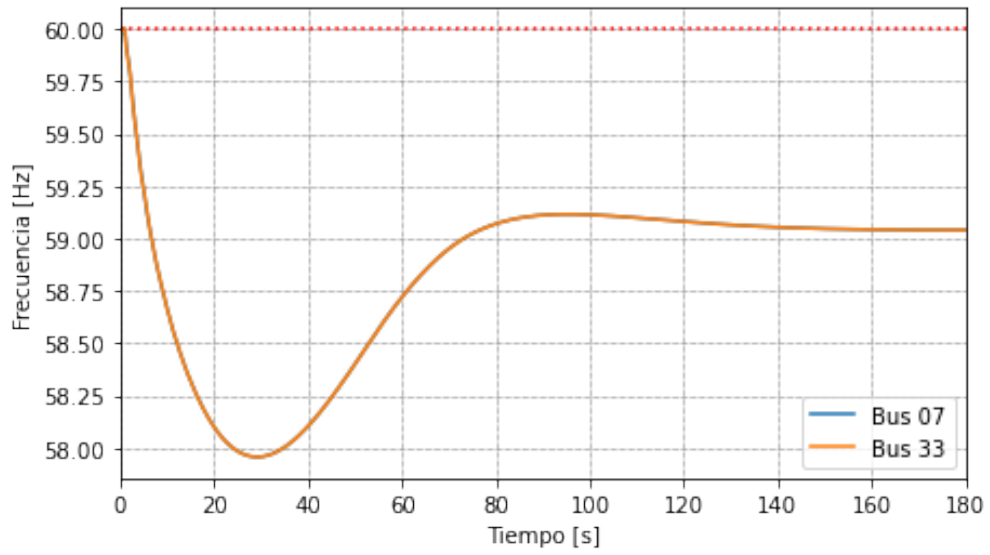


Figura 4.3: Frecuencia obtenida tras falla de salida de funcionamiento del generador 3 para la red IEEE 39-Bus.

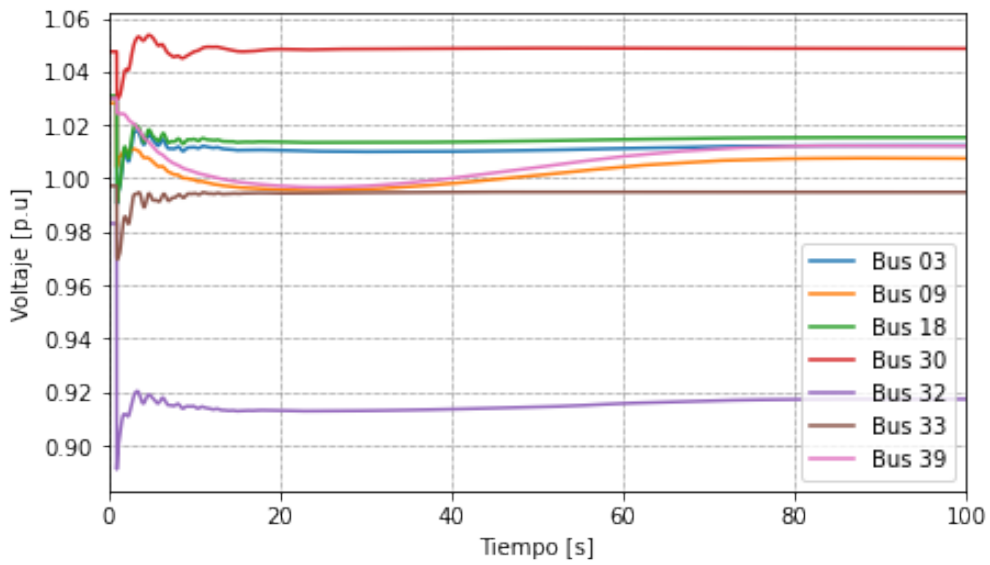


Figura 4.4: Tensiones obtenidas tras falla de salida de funcionamiento del generador 3 para la red IEEE 39-Bus.

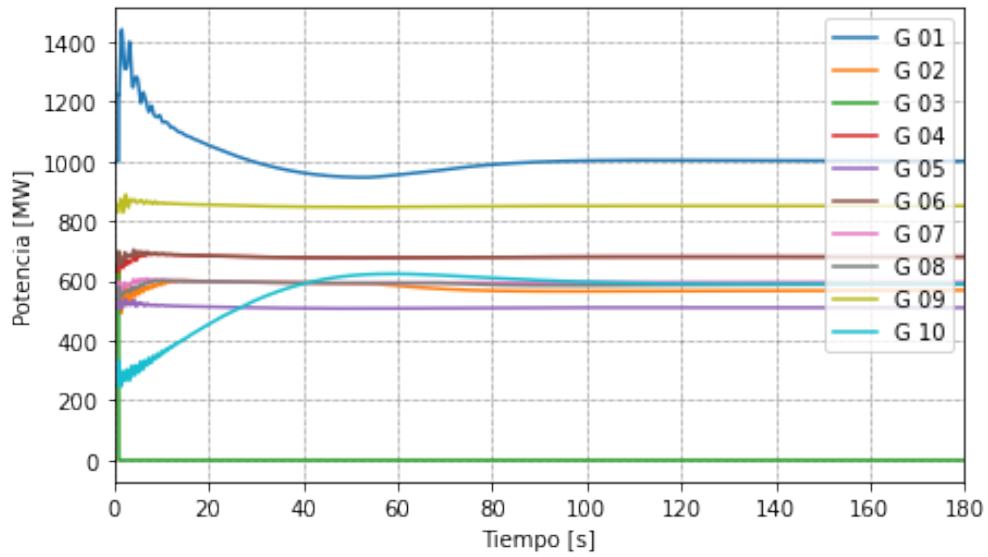


Figura 4.5: Potencias de los generadores obtenidas tras falla de salida de funcionamiento del generador 3 para la red IEEE 39-Bus.

Adicionalmente, la figura 4.6 presentan un zoom de la frecuencia en los momentos posteriores a la falla, mientras la 4.7 compara la generación total del sistema con su demanda total.

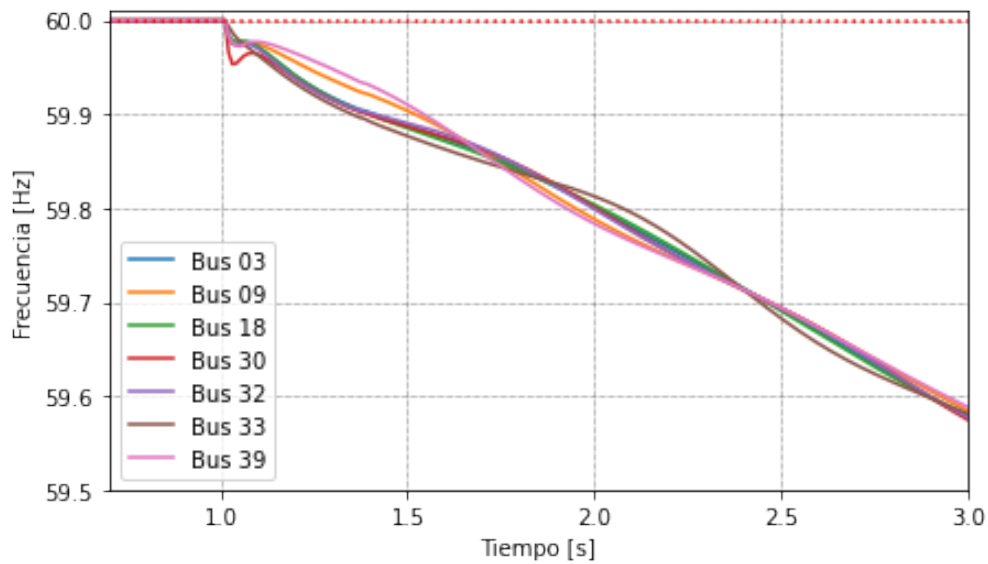


Figura 4.6: Zoom de la frecuencia obtenida tras salida de funcionamiento del generador 3 para la red IEEE 39-Bus.



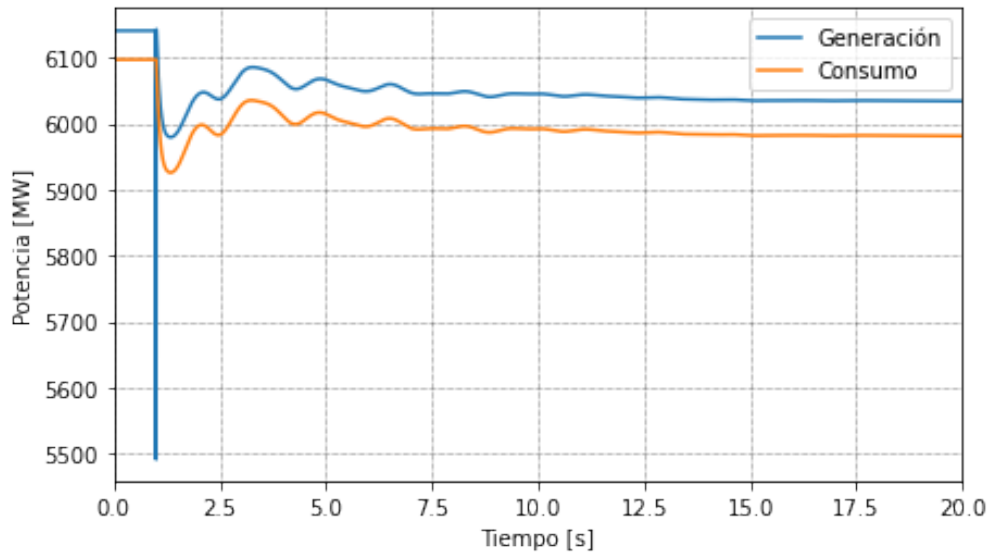


Figura 4.7: Comparación de generación y demandas totales ante falla del generador 3 para la red IEEE 39-Bus.

### 4.3.2. Aumento repentino de carga

Para este caso, se implementa un evento de tipo ‘EvtLod’, aumentando la potencia activa y reactiva de una carga en el tiempo  $t = 1[s]$  de simulación, sin volver a disminuirla. Esta prueba se repite para distintas cargas de la red. En las figuras 4.8, 4.9, 4.10 y 4.11 se muestran los resultados obtenidos para el aumento de 300 [MW] en la barra 16 en la red IEEE 39-Bus.

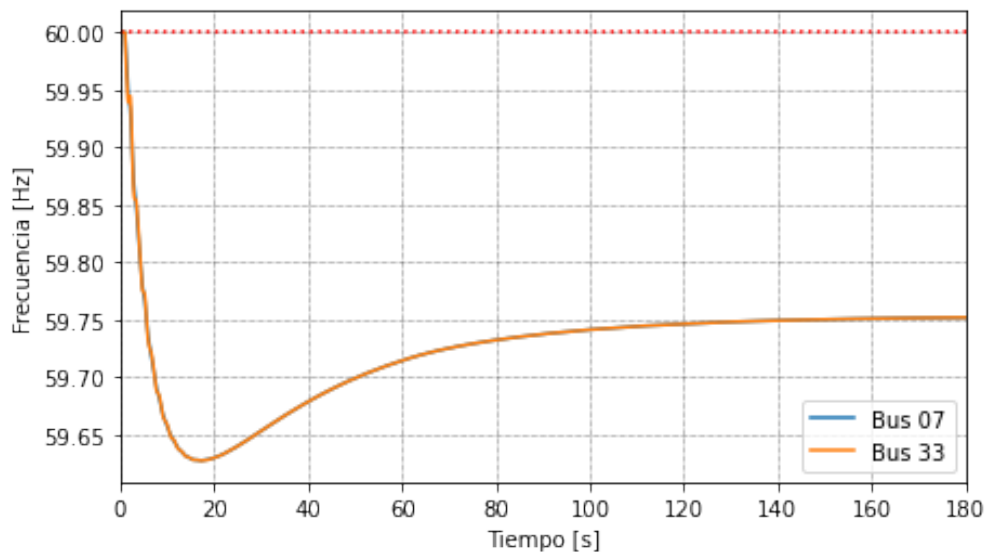


Figura 4.8: Frecuencia obtenida tras aumento de carga en la barra 16 para la red IEEE 39-Bus.

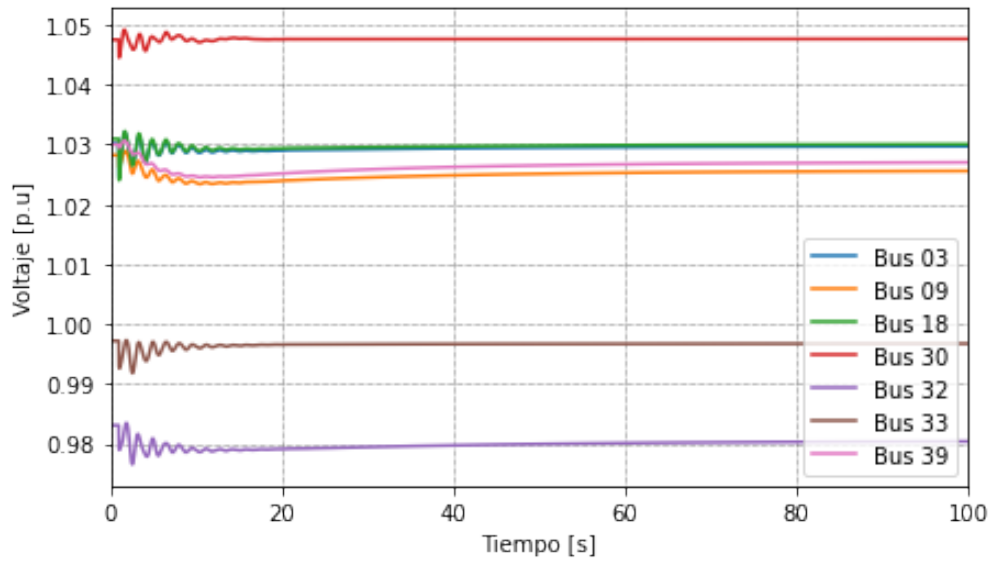


Figura 4.9: Tensiones obtenidas tras aumento de carga en la barra 16 para la red IEEE 39-Bus.

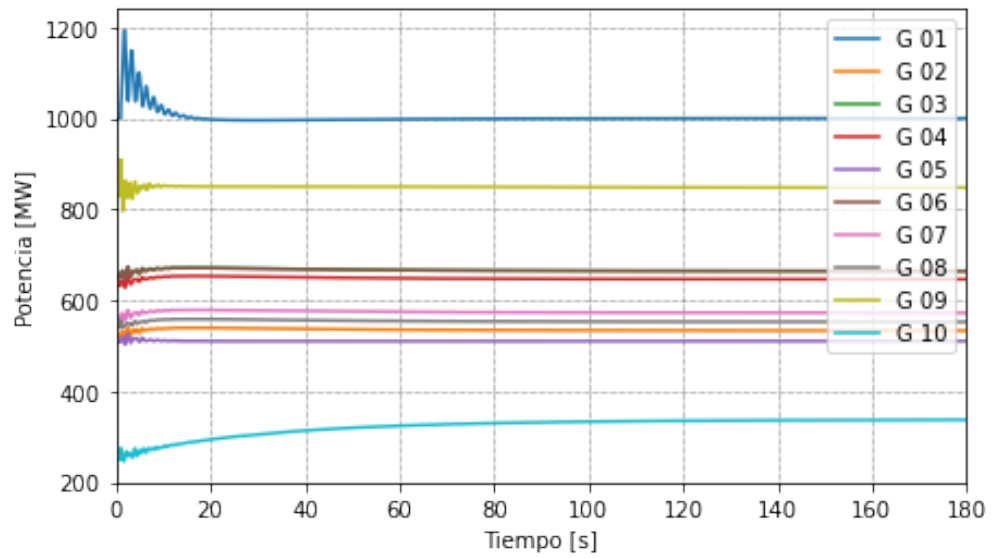


Figura 4.10: Potencias de los generadores obtenidas tras aumento de carga en la barra 16 para la red IEEE 39-Bus.

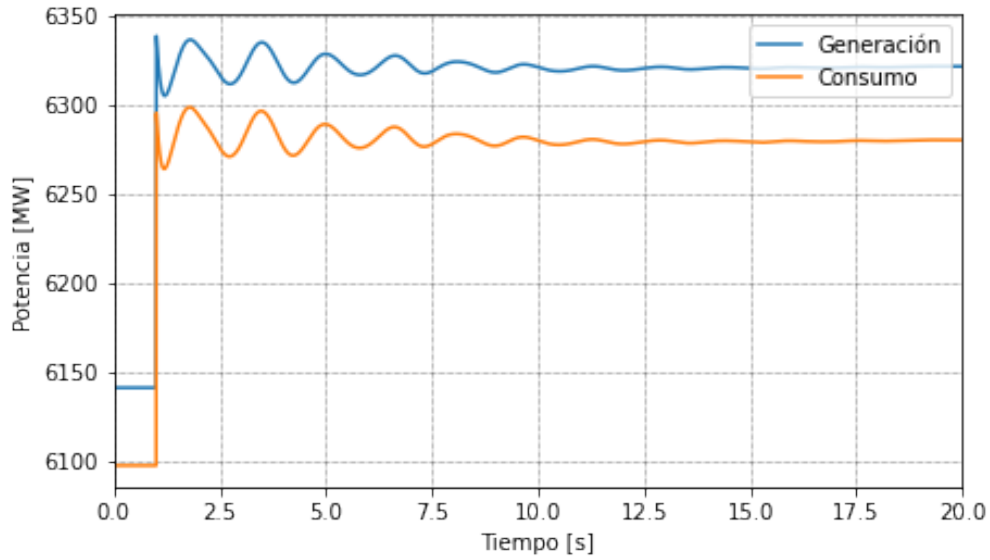


Figura 4.11: Comparación de generación y demandas totales ante aumento de carga en la barra 16 para la red IEEE 39-Bus.

Como se observa en las figuras, las respuestas obtenidas para estas simulaciones siguen la misma tendencia que las desconexiones de generadores, produciéndose un salto en las frecuencias de las barras inmediatamente tras el aumento de carga, seguido de un descenso general de la frecuencia, hasta alcanzar un valor estable. Al igual que en el caso de la desconexión de generadores, este comportamiento es el esperado de una red ante un desequilibrio entre generación y demanda, en particular, un déficit de generación.

### 4.3.3. Cortocircuito de línea y despeje

Para estudiar el efecto sobre las frecuencias de las barras del sistema para este caso, se implementa una falla de cortocircuito trifásico sin impedancia, además de un despeje de la falla tras 0,1[s] de esta. Se repite la simulación probando distintas localizaciones de la falla en ambas redes.

Se observa que existen graves problemas para algunas tensiones de las barras al momento de la falla, siendo esta la principal variable afectada. Por su parte, la frecuencia del sistema también es alterada, pudiendo superar el valor máximo permitido en una fracción infinitesimal de tiempo. Sin embargo, esta variable vuelve rápidamente a un valor aceptable, comenzando unas oscilaciones amortiguadas que hacen que se reponga la frecuencia nominal en menos de 15 [s].

En la figura 4.12 y 4.13, se muestra la evolución de algunas tensiones y frecuencias respectivamente para un ejemplo de este tipo de falla, correspondiendo a un cortocircuito en la línea 16-17 en la red IEEE 39-Bus.

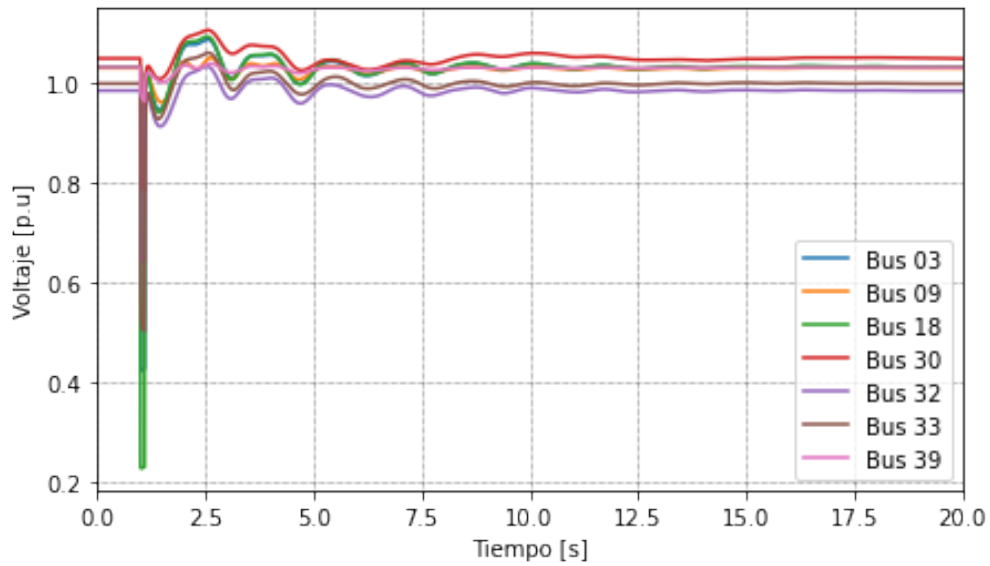


Figura 4.12: Tensiones de algunas barras tras una falla de la línea 16 - 17 en la red IEEE 39-Bus.

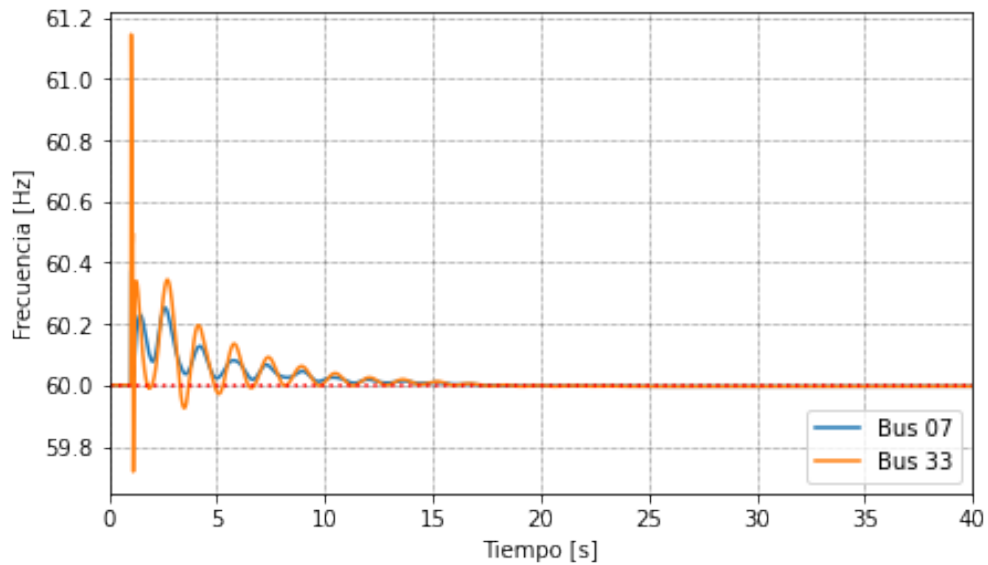


Figura 4.13: Frecuencia de algunas barras del sistema tras una falla de la línea 16 - 17 en la red IEEE 39-Bus.

Tras la realización de las simulaciones presentadas anteriormente, se establece que el algoritmo debe ayudar a impedir una caída de frecuencia brusca en los casos de desconexiones de generadores y conexiones de cargas, evaluándose una posible aplicación futura para disminuir las oscilaciones en casos de otras fallas, como un cortocircuito de línea u otras posibles alteraciones que afecten la frecuencia de este.

# Capítulo 5

## Detección de desequilibrio de potencia

En la presente sección, se explica el proceso de la elaboración del mecanismo que identifica y estima cuánto es el déficit de generación del sistema tras presentarse una falla en este. Se asume que las únicas variables a las que se tiene acceso son la frecuencia y la tensión de las barras, no pudiendo asumir ni la magnitud ni ubicación de una falla tras su aparición.

### 5.1. Red IEEE 39-Bus

Como se explica en la metodología del trabajo, la realización de este método se basa en crear dos regresiones lineales con datos conocidos, relacionando, por un lado, las pendientes iniciales de las frecuencias de las barras, y por otro, las frecuencias de estabilización con el déficit de generación en el que se incurre, al realizar pruebas en que se induce un desequilibrio de generación y demanda. Para esto, se repiten las simulaciones de desconexión de los generadores y aquellas en que se duplican las cargas. Adicionalmente, para obtener los resultados para déficit de generación negativos (exceso de generación), se agregan simulaciones en que se desconecta una carga a la vez. También, se incluyen desconexiones y aumentos parciales de carga para completar los tramos en que se tienen pocos datos. En cada caso, la falla se introduce en un tiempo de  $t = 1$  [s], obteniéndose las pendientes de frecuencia promedio para las barras en los instantes posteriores a la falla y la frecuencia de estabilización de la red.

Los resultados obtenidos para las desconexiones de generadores son presentados en la tabla 5.1, mientras que el detalle de las desconexiones y reconexiones de carga puede ser revisado en el Anexo D.1. Se excluye de los resultados tanto la desconexión como el aumento de la carga 39 y la desconexión del generador 1, al ser considerados como *outliers*, representando valores muy grandes de potencia y alterando gravemente las tendencias de datos obtenidos. Cabe destacar que los valores presentados para el *ROCOF* medido corresponden a los promedios de las diferencias de frecuencia para las barras entre los tiempos  $t_1$  y  $t_2$ , midiéndose desde  $t = 0,1$  [s] posterior a la falla hasta transcurrir  $t = \Delta t$  desde entonces (tiempos absolutos de  $t_1 = 1,1$  [s] y  $t_2 = 1,1 + \Delta t$  [s] respectivamente).

El promedio de las pendientes de frecuencia de las barras generadas tras la falla se hace mucho más claro al estudiar un tiempo superior a  $\Delta t = 1[s]$ , ya que, en tiempos menores, la frecuencia de una barra puede diferir notablemente con la de otra, mientras que con el paso de más tiempo, sus valores convergen. Así, aparece un trade-off entre una mayor precisión de esta medición y un menor tiempo de reacción ante una falla. Como se observa en la tabla 5.1, se estudian 3 valores distintos para la separación de puntos  $\Delta t$ :  $\Delta t = 2[s]$ ,  $\Delta t = 0,3[s]$  y  $\Delta t = 0,1[s]$ . De esta forma, se tiene una medición más precisa ( $\Delta t = 2[s]$ ) y dos mediciones más rápidas ( $\Delta t = 0,1[s]$  y  $\Delta t = 0,3[s]$ ). Los dos últimos casos se estudian debido a que una vez implementado el algoritmo, se desea que la respuesta de este ante una falla no tarde más de  $0,3[s]$ , no pudiendo esperar valores altos de  $\Delta t$  para tomar mediciones ante una falla.

Tabla 5.1: *ROCOF* iniciales y frecuencias finales para desconexión de generadores

Objeto de falla	Déficit P [MW]	$f_{est}$	<i>ROCOF</i> inicial [Hz/s]		
			$\Delta t = 2$ [s]	$\Delta t = 0,3$ [s]	$\Delta t = 0,1$ [s]
Gen 2	522,5	59,31	-0,157	-0,192	-0,249
Gen 3	650	59,04	-0,206	-0,231	-0,292
Gen 4	632	58,99	-0,207	-0,286	-0,368
Gen 5	508	59,36	-0,143	-0,194	-0,303
Gen 6	650	59,02	-0,208	-0,284	-0,404
Gen 7	560	59,13	-0,189	-0,269	-0,347
Gen 8	540	59,16	-0,186	-0,233	-0,254
Gen 9	830	58,60	-0,274	-0,367	-0,468
Gen 10	250	59,45	-0,069	-0,074	-0,107

En la figura 5.1 y 5.2 se exhiben tanto los resultados obtenidos para la curva de tendencia para el *ROCOF* con un  $\Delta t$  de  $0,1$  [s] como aquellos para la de  $f_{est}$  respectivamente. Para los casos de *ROCOF* con  $\Delta t = 0,3$  [s] y  $\Delta t = 2$  [s], estos gráficos se exponen en la en el Anexo D.2. La comparación de los gráficos de *ROCOF* para los 3 valores de  $\Delta t$  utilizados evidencia que con un mayor  $\Delta t$  los puntos se alejan menos de la recta de tendencia, aunque en los tres casos se conserva una clara tendencia.

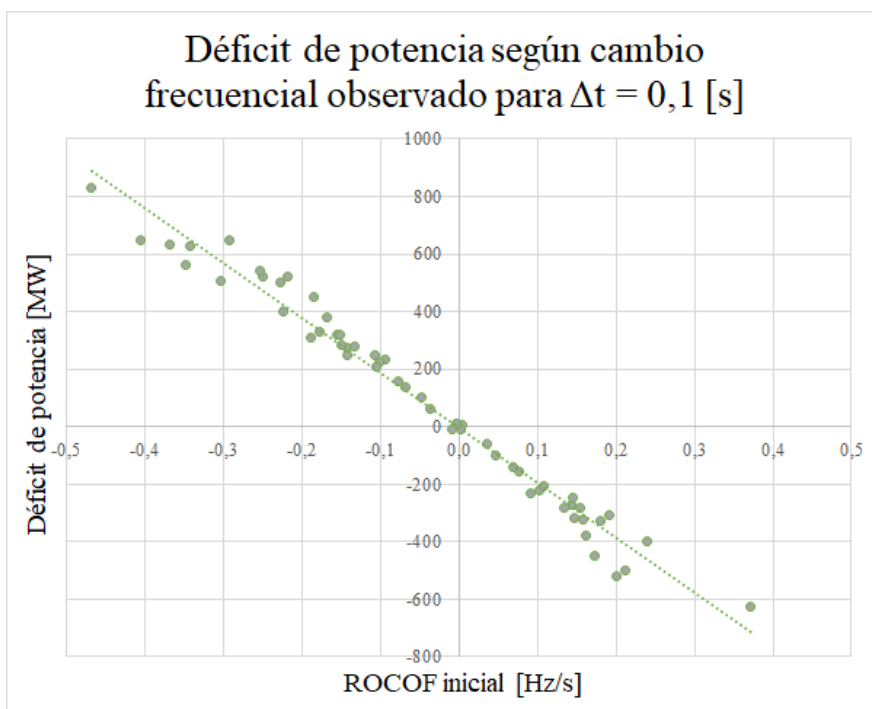


Figura 5.1: Pendientes de frecuencia iniciales para  $\Delta t = 0,1$  [s].

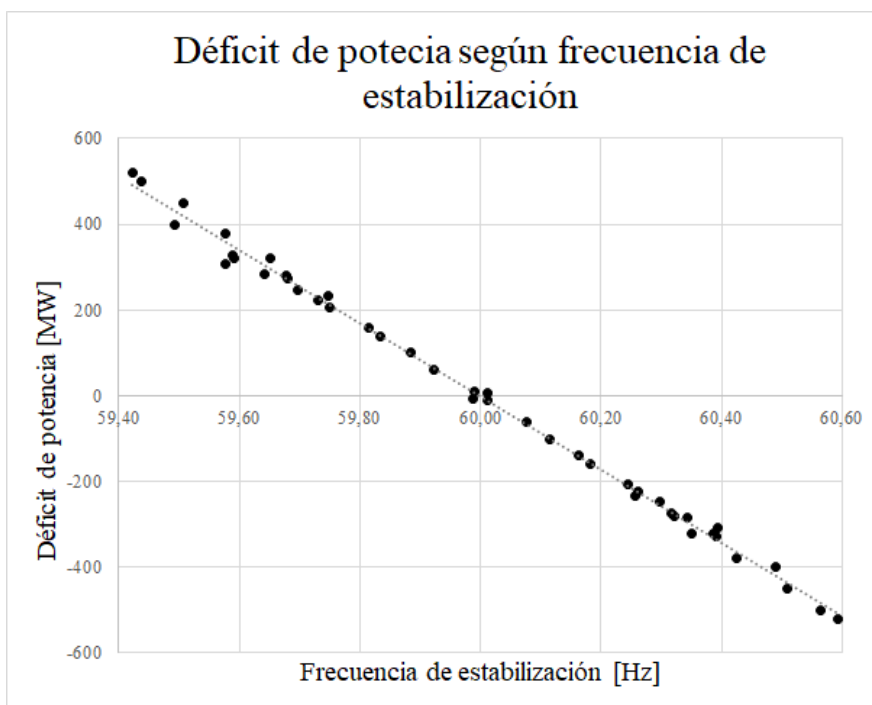


Figura 5.2: Frecuencias de estabilización ante distintos déficit de potencia.

Una vez obtenidos los resultados de las pruebas, es necesario crear una función que pueda predecir cuánto es el cambio de potencia al advertir un cambio en las frecuencias de las barras del sistema y al advertir una diferencia entre la frecuencia medida y la frecuencia nominal.

Para esto, se realiza una regresión lineal para cada valor de  $\Delta t$ , minimizando la suma de los cuadrados de los errores según la fórmula siguiente:

$$\min \sum (y_i - y(x_i))^2 \quad (5.1)$$

$$\text{Donde: } y(x) = a + bx$$

Al desarrollar la ecuación para cada caso utilizando Excel, donde  $y = \Delta P$  y  $x = ROCOF_{\Delta t}$  o  $x = f_{est}$ , dependiendo el caso, se obtiene:

$$\Delta P(ROCOF_{\Delta=0,1s}) = -1910,2 \cdot ROCOF_{\Delta t=0,1s} - 2,87 \quad (5.2)$$

$$\Delta P(ROCOF_{\Delta=0,3s}) = -2356,4 \cdot ROCOF_{\Delta=0,3s} + 17,09 \quad (5.3)$$

$$\Delta P(ROCOF_{\Delta=2s}) = -3154,3 \cdot ROCOF_{\Delta=2s} + 11,22 \quad (5.4)$$

$$\Delta P(f_{est}) = -855,29 \cdot f_{est} + 51315 \quad (5.5)$$

En las ecuaciones anteriores,  $\Delta P(ROCOF_{\Delta=0,1s})$ ,  $\Delta P(ROCOF_{\Delta=0,3s})$  y  $\Delta P(ROCOF_{\Delta=2s})$  corresponden a las regresiones de  $\Delta P(ROCOF)$  para cada tiempo de muestreo  $\Delta t$ , y  $\Delta P(f_{est})$  a la regresión para el déficit de potencia según la frecuencia de estabilización de la red.

Como se desea que para las ecuaciones 5.2, 5.3 y 5.4 la salida se haga nula para una entrada  $ROCOF = 0$ , no se considera el coeficiente constante de estas ecuaciones, resultando en 5.6, 5.7 y 5.8. Pese a que esto pueda arrastrar un error, se considera que esto es preferible a que el algoritmo detecte que hay un cambio de frecuencia cuando no lo hay.

$$\Delta P(ROCOF_{\Delta=0,1s}) = -1910,2 \cdot ROCOF_{\Delta t=0,1s} \quad (5.6)$$

$$\Delta P(ROCOF_{\Delta=0,3s}) = -2356,4 \cdot ROCOF_{\Delta=0,3s} \quad (5.7)$$

$$\Delta P(ROCOF_{\Delta=2s}) = -3154,3 \cdot ROCOF_{\Delta=2s} \quad (5.8)$$

Del mismo modo, se desea que la salida de 5.5 sea nula para una entrada  $f = f_{nom} = 60$  [Hz], por lo que la ecuación 5.5 se convierte en 5.9.

$$\Delta P(f_{est}) = -855,29 \cdot f_{est} + 51317,4 \quad (5.9)$$

De esta manera, al detectar un cambio de frecuencia, al dejar pasar  $\Delta t$  segundos desde detectada la falla, se estima la cantidad de déficit de generación al reemplazar el promedio de cambios de frecuencia en las barras por la entrada  $ROCOF$  en la ecuación correspondiente al valor de  $\Delta t$  en cuestión. Asimismo, ante un valor de frecuencia alejado de los 60 [Hz] se puede estimar el déficit o exceso de generación al reemplazar la entrada  $f_{est}$  por la frecuencia en la ecuación 5.9.

Como es necesario que el algoritmo implementado identifique ambos fenómenos, se propone como función de identificación de errores a la suma de una de las ecuaciones 5.6, 5.7 o 5.8



con la ecuación 5.9. De esta manera, por ejemplo si se desea utilizar un  $\Delta t = 0,1[s]$ , el valor del déficit de generación detectado sería el expresado en la ecuación 5.10. Cabe destacar que esta aproximación funciona satisfactoriamente en los casos en que  $ROCOF \neq 0$  y  $\Delta f = 0$  y para  $ROCOF = 0$  y  $\Delta f \neq 0$ , pero no necesariamente para casos intermedios. Se considera que los casos anteriores son los más importantes, logrando identificar una falla e identificar una subtensión.

$$\Delta P_{\Delta t=0,1s} = -1910,2 \cdot ROCOF_{\Delta t=0,1s} - 855,29f + 51317,4 \quad (5.10)$$

Aunque el estudio de la utilización de las tres combinaciones de sumas de ecuaciones puede ser interesante, para este trabajo se limita a trabajar con la ecuación 5.10, siendo necesario medir los cambios de frecuencia con una diferencia de  $\Delta t = 0,1[s]$ .

## 5.2. Red IEEE 39-Bus ERNC

Para el caso de la red con alta penetración de generación eólica, se repite el proceso realizado para la red convencional, realizando pruebas de cambios en las potencias de las cargas. Sin embargo, debido a que es el único caso que se utiliza, para esta red solo se estudian los resultados del uso de  $\Delta t = 0,1[s]$  como tiempo de muestreo para el  $ROCOF$  inicial.

Los resultados para las curvas obtenidas se muestran en las figuras 5.3 y 5.4, cuyos datos utilizados pueden ser revisados en el Anexo D.3.

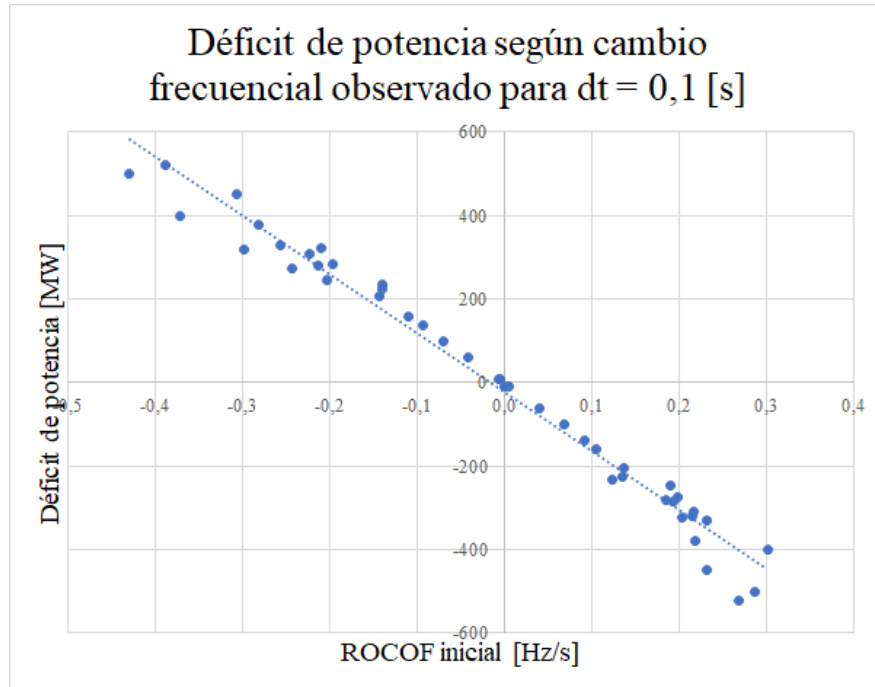


Figura 5.3: Pendientes de frecuencia iniciales para  $\Delta t = 0,1[s]$  para la red con 30% de generación eólica.

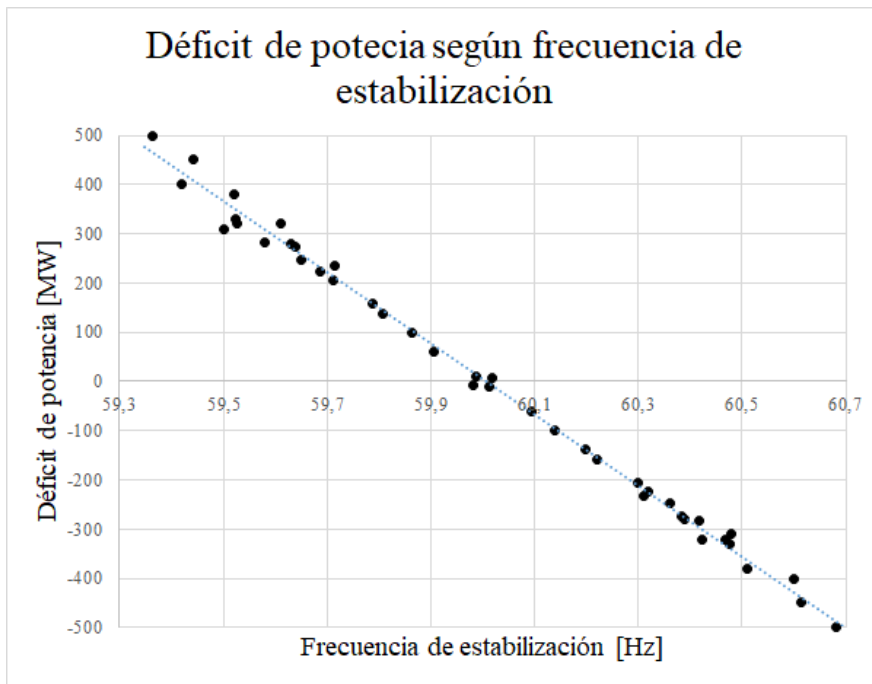


Figura 5.4: Frecuencias de estabilización según déficit de potencia para la red con 30 % de generación eólica.

Tras la extracción de las regresiones lineales, las curvas de tendencia correspondientes son aquellas de las ecuaciones 5.11 y 5.12, resultando, tras la eliminación de los términos constantes y sumando ambas expresiones en la aproximación expuesta en la ecuación 5.13.

$$\Delta P(ROCOF_{\Delta t=0,1s}) = -1408,1 \cdot ROCOF_{\Delta t=0,1s} - 22,78 \quad (5.11)$$

$$\Delta P(f_{est}) = -724,71 \cdot f_{est} + 43488 \quad (5.12)$$

$$\Delta P_{\Delta t=0,1s} = -1408,1 \cdot ROCOF - 724,71 \cdot f + 43482,6 \quad (5.13)$$

Al comparar la expresión 5.13 con la expresión 5.10, se observa que tanto el término que acompaña al  $ROCOF$  como aquel que acompaña a la frecuencia son menores para la red eólica. Esto indica que ante un mismo cambio de frecuencia detectado en la red, en el caso eólico el déficit de potencia en que se ha inducido es menor que en el caso sin eólicas, evidenciando la menor inercia de la red con alta penetración de energía eólica.

# Capítulo 6

## Resultados y análisis

Una vez obtenidas las ecuaciones de las regresiones lineales de la sección anterior, se procede a implementar el algoritmo presentado en la metodología del trabajo ante tres casos de fallas, las cuales se detallan en cada caso. Cada simulación es ejecutada para un tiempo de 90 [s], donde cada falla ocurre en un tiempo de  $t = 1[s]$ .

Los casos estudiados son los siguientes:

- Caso 1: Desconexión de generador convencional.

Para este caso de estudio, el generador 2 sale de funcionamiento, lo que significaría la pérdida de 521 [MW] generados (8,5% del total) en la barra 31, tras un tiempo de 1[s] una vez iniciada la simulación. La figura 6.1 muestra la ubicación de esta falla en la red.

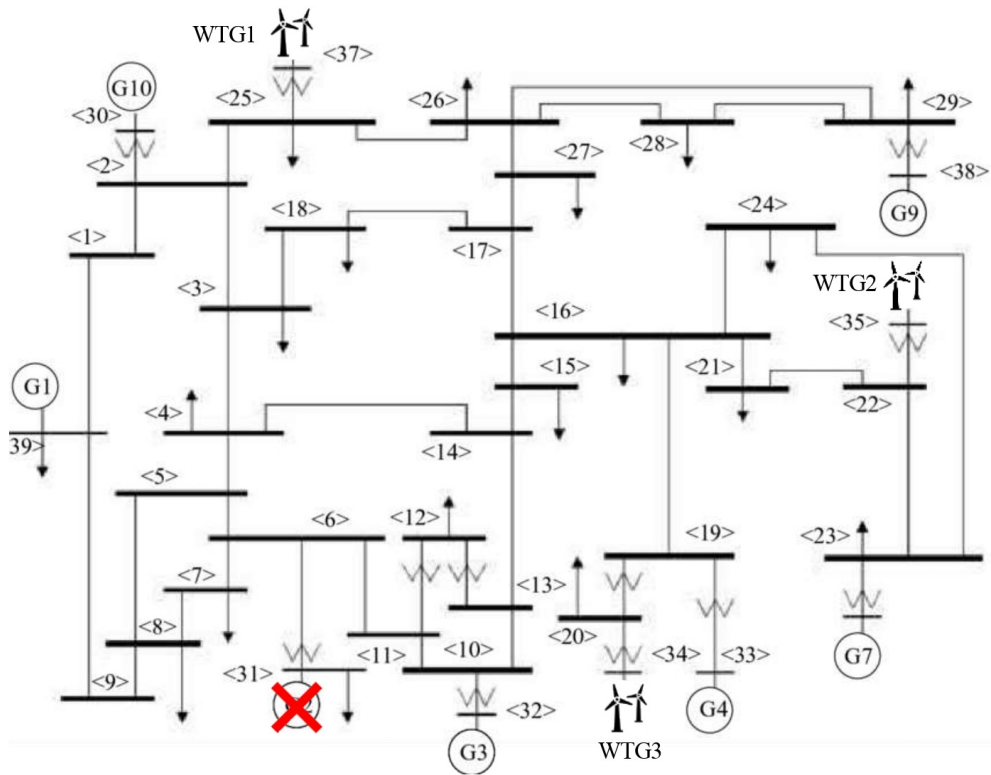


Figura 6.1: Ubicación de la falla del caso 1 en la red con 30 % de generación eólica.

- Caso 2: Desconexión de generador eólico.

En este caso de estudio, se desconecta el generador 5 tras 1 [s] de simulación, perdiéndose 508 [MW] de generación (8,3 % del total) en la barra 34. Al tener los generadores 2 y 5 una potencia generada similar, la comparación de los casos 1 y 2 permite comparar, por un lado, los efectos generados al perder potencia en distintas barras de la red, y posteriormente, comparar la pérdida de un generador convencional (generador 2), con la pérdida de un generador eólico (WTG3/generador 5). La ubicación de la falla generada para el caso 2 es mostrada en la figura 6.2.

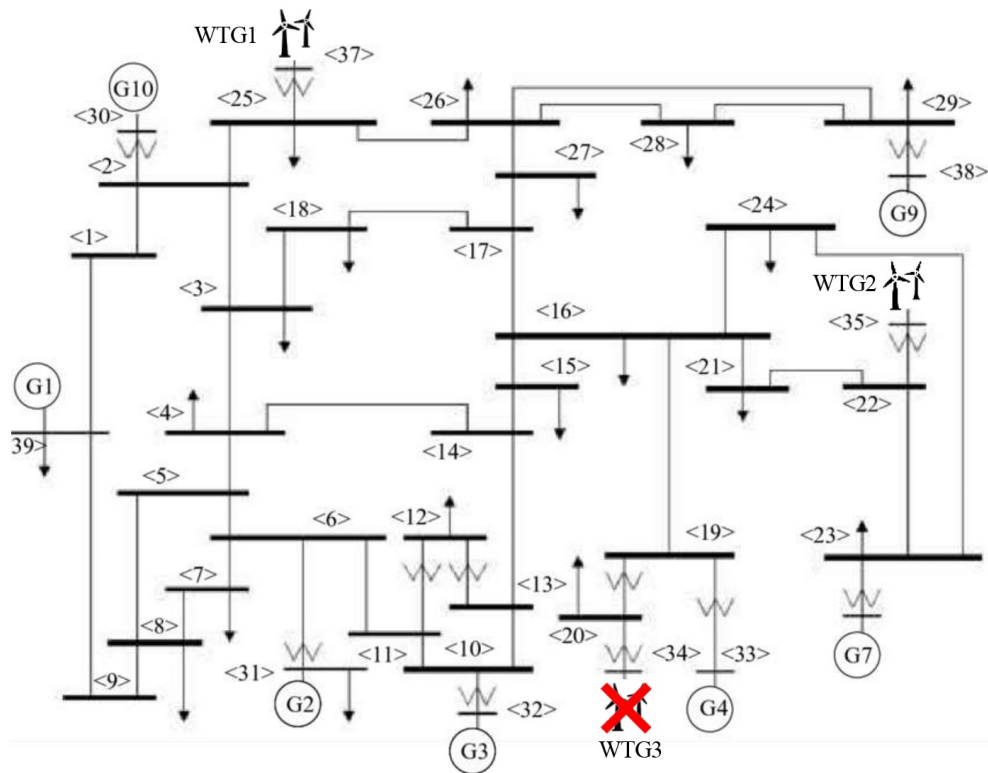


Figura 6.2: Ubicación de la falla del caso 2 en la red con 30 % de generación eólica.

- Caso 3: Aumento repentino de carga.

El caso de estudio 3 plantea un aumento repentino de 200 [MW] (3,28 % de la demanda total) de demanda en la barra 39, la cual, representa la conexión del subsistema con el resto de la red norteamericana. Este aumento de demanda se da tras 1 [s] de iniciada la simulación. La ubicación de la barra puede ser observada en la figura 6.3.

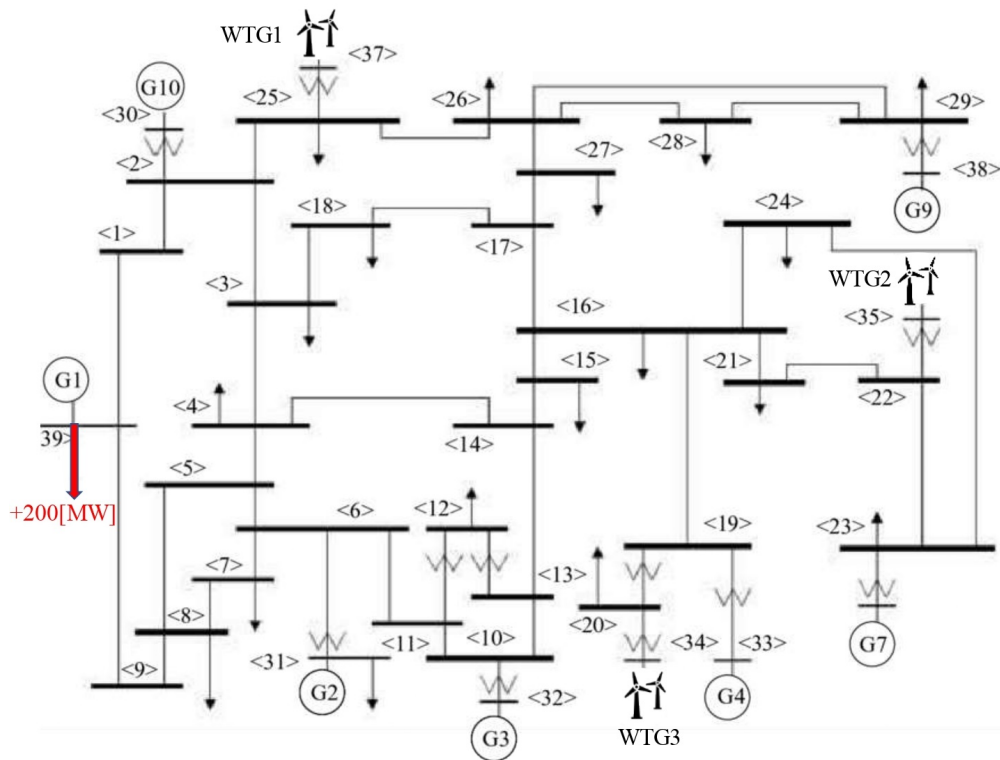


Figura 6.3: Ubicación de la falla del caso 3 en la red con 30% de generación eólica.

Para todas las simulaciones mostradas en esta sección, a menos que se especifique lo contrario, se considera un costo de desconexión por [MW] para cada carga según lo mostrado en la tabla 6.1. Como se puede advertir en dicha tabla, el costo de desconexión de la barra 39 es mucho más elevado que las demás cargas, lo que se debe a que, al representar la conexión con el resto del sistema, no se dispone de un contrato de carga interrumpible. Se asume que todas las demás cargas sí cuentan con un contrato, cuyo valor de activación para el horario de la falla corresponde al mostrado en la tabla.

Tabla 6.1: Costos de desconexión por carga utilizados

Barra Carga	Costo desconexión [USD/MWh]
3	20
4	30
7	25
8	40
12	35
15	30
16	22
18	16
20	33
21	26
23	30
24	35
25	42
26	28
27	31
28	46
29	50
31	24
39	1000

El parámetro  $M$  presente en la desigualdad 3.1, que establece el desequilibrio mínimo de generación y consumo para el cual se desean realizar acciones de desconexión/reconexión de cargas, se establece al despejar la estimación de  $\Delta P$  para  $ROCOF = 0$  y  $f = 0,006[Hz]$  (0,1% de  $f_{nom}$ ) para cada red utilizada. De esta manera, guiándose por las ecuaciones 5.10 y 5.13,  $M = 5,13[MW]$  para la red convencional y  $M = 4,35[MW]$  para la red con 30% de generación eólica. Lo indicado implica que el algoritmo no permite que la frecuencia de la red se distancia en más de un 0,1% de su valor nominal, y se establece para comprobar el buen funcionamiento de la solución pese a exigir un margen mucho más estrecho que la norma vista en [25] e inducir más acciones de control. Adicionalmente, se establece un tiempo de muestreo de 0,2 [s] para el bucle de simulación, cálculo y toma de decisiones, avanzando la simulación en pasos de a 0,2 [s].

## 6.1. Desconexión parcial o total de carga

En una primera instancia, utilizando la red “IEEE 39-Bus System”, se comparan las respuestas obtenidas al permitir, por un lado, únicamente desconexiones completas de cargas, y por otro, desconexiones parciales de carga. Adicionalmente, se incluyen las respuestas obtenidas sin la utilización del algoritmo, denominando esta respuesta como “sin algoritmo”.

Para la ejecución del algoritmo, se considera la aproximación de  $\Delta P$  para un  $\Delta t$  de 0,1 [s] de la ecuación 5.10, siendo esta  $\Delta P = -1910,2 \cdot ROCOF - 855,29f + 51317,4$ . Además, para el puntaje con que se evalúa la desconexión o conexión de una carga se utilizan los pesos  $a = 10000$ ,  $b = 5000$ ,  $c = 0$  y  $d = 0,0001$ , resultando en el puntaje de la ecuación 6.1.

$$P_{i,t}^1 = 1000 \cdot \text{sign}(\Delta P_t) \frac{(-10 \cdot ROCOF_{i,t} + 5 \cdot \Delta f_{i,t})}{C_i} \left( \frac{1}{(1 + 0,0001 \cdot t_i^{des})} \right)^{\text{sign}(\Delta P_t)} \quad (6.1)$$

La elección de los pesos del puntaje se hace tomando en cuenta los puntos descritos a continuación, aunque la optimización de estos valores se plantea como trabajo futuro.

1. Se mantiene una relación de importancia similar de los factores asociados al ROCOF ( $a$ ) y la frecuencia ( $b$ ) de la ecuación para obtener el desequilibrio entre generación y consumo (ecuación 5.10), multiplicando por un factor común que haga que los puntajes obtenidos sean mayores que 1. Así, se establece  $a = 10000$  y  $b = 5000$ .
2. En esta etapa no se desea incluir el factor de las caídas de voltajes, por lo que  $c = 0$ .
3. Se desea que el tiempo máximo de desconexión de una carga sea de 30 [min]. Por esto se establece que a los 30 [min] el puntaje de dicha carga sea muy cercano a 0 en caso de desearse una desconexión y cerca de infinito en caso de desearse una reconexión. Así,  $d = 0,0001$ .

Para las distintas simulaciones realizadas se muestra la evolución de la frecuencia, donde, al no ser óptimo graficar la frecuencia de las 39 barras, se seleccionan 2 de ellas. Estas son la barra 7 y la barra 33, seleccionadas al representar una barra de demanda (barra 7) y una barra de generación (barra 33). Adicionalmente se muestra la evolución de la frecuencia promedio para las 39 barras de la red.

También, para cada simulación que conlleve desconexiones de carga, se presenta una tabla con las cargas que se desconectan, el tiempo en que se mantiene algún grado de desconexión, la energía recortada, los pagos que recibe cada carga, el voltaje inicial y final para la barra de la carga y el estado de desconexión de esta, donde  $est = 1$  implica una desconexión total. Junto con esto, se grafican las potencias activas de todas las cargas que han sido desconectadas en la simulación. La evolución de la potencia de las demás cargas no son graficadas.

Al final de cada caso de estudio se muestra una tabla comparativa de las variables y mediciones entre las tres soluciones estudiadas, donde  $f_{min}$  y  $f_{max}$  son la frecuencia mínima y máxima alcanzada por alguna barra en cualquier momento de la simulación,  $f_{fin}$  la frecuencia de la red al terminar la simulación,  $E$  la medida de error planteada en la ecuación 3.2,  $Costo$  el costo de la solución para los 90 [s] de simulación,  $V_{min}^{fin}$  y  $V_{max}^{fin}$  los voltajes mínimo y máximo de las barras en el tiempo final de la simulación; y  $\Delta V_{min}^{fin}$  y  $\Delta V_{max}^{fin}$  las diferencias mínima y máxima entre el voltaje final de las barras y el voltaje inicial.



### 6.1.1. Caso 1: Salida de funcionamiento de generador 2

#### Sin algoritmo

Al no existir desconexiones de carga, la frecuencia de la red sigue el comportamiento observado en 6.4, alcanzando un valor mínimo de 58,56 [Hz] y un valor al final de la simulación de 59,34 [Hz]. La frecuencia de la red demora más tiempo que el de simulación en estabilizarse en su valor final.

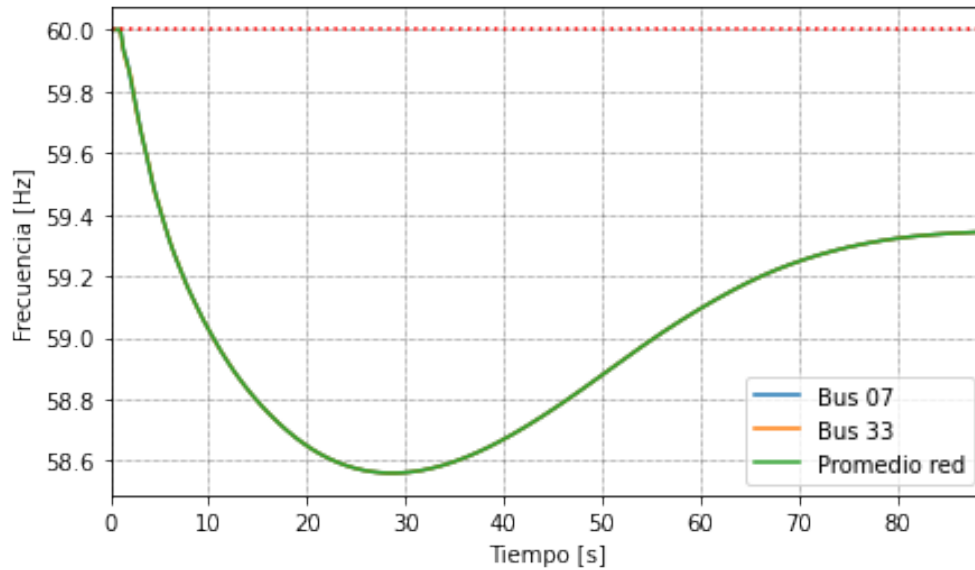


Figura 6.4: Evolución temporal de la frecuencia para el caso 1 sin desconexiones de carga.

#### Desconexiones totales de carga

Bajo el supuesto que solo se permiten desconexiones totales de las cargas, la frecuencia de la red evoluciona como se muestra en la figura 6.5, tomando un valor mínimo de 59,94 [Hz] y un valor final de 59,99 [Hz]. Pese a unas oscilaciones tras la falla, la frecuencia se estabiliza rápidamente, variando su valor en menos de 0,05 [Hz] en los últimos 60 [s] de simulación.

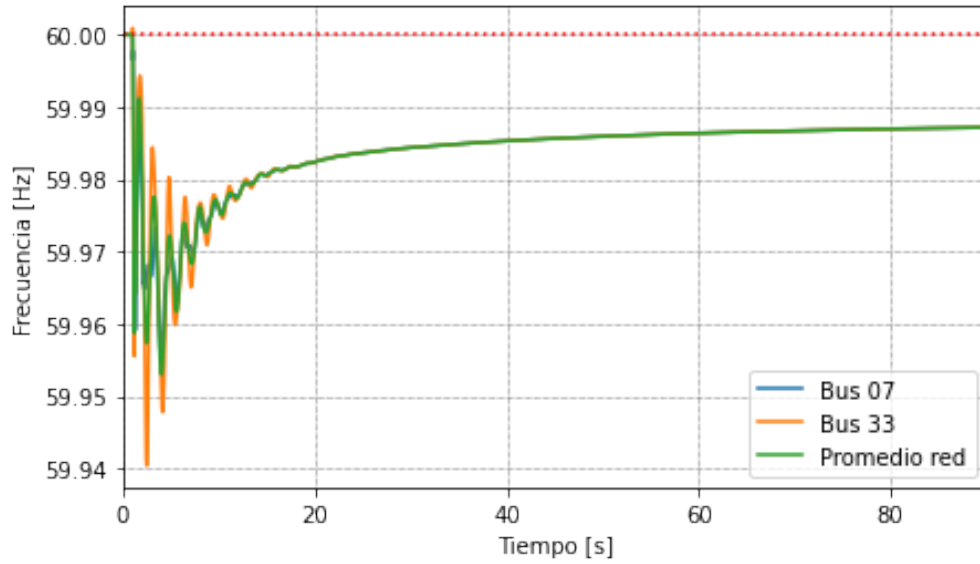


Figura 6.5: Evolución temporal de la frecuencia para el caso 1 con desconexiones totales de carga.

Por su parte, la tabla 6.2 muestra que las cargas desconectadas son las de las barras 3, 18, 31 y 12, donde todas ellas quedan desconectadas al final de la simulación. Se observa que las cargas 3 y 18 son aquellas de desconexión más económica de toda la red, mientras las cargas 31 y 12 son las cargas más pequeñas, sin ser las siguientes cargas de más barata desconexión.

La potencia desconectada al final de la simulación llega a 496,7 [MW], mientras que el costo total de la solución asciende a 233 [USD] para los 90 [s] de simulación y error  $E$  llega a 1,45 [Hz s].

La figura 6.6 muestra la evolución de las potencias de las cargas desconectadas, viéndose una desconexión de las cargas 3, 12 y 31 inmediatamente detectada la falla, seguida de un par más de acciones. Se observa cómo ya desde un tiempo de 2 [s] no hay más acciones de desconexión ni reconexión.

Tabla 6.2: Resumen cargas desconectadas para desconexiones totales en el caso 1.

Barra carga	Costo [USD/MWh]	$P_{t=0}$ [MW]	$t_{desc}$ [s]	$E_{desc}$ [kWh]	Pago [USD]	$V_{t=0}$ [p.u]	$V_{fin}$ [p.u]	$est_{fin}$
3	20	322	88,8	7942,7	158,9	1,030	1,030	1
18	16	158	88,8	3897,3	62,4	1,031	1,034	1
31	24	9,2	88,4	225,9	5,4	0,982	0,928	1
12	35	7,5	88,0	183,3	6,4	1,000	1,014	1

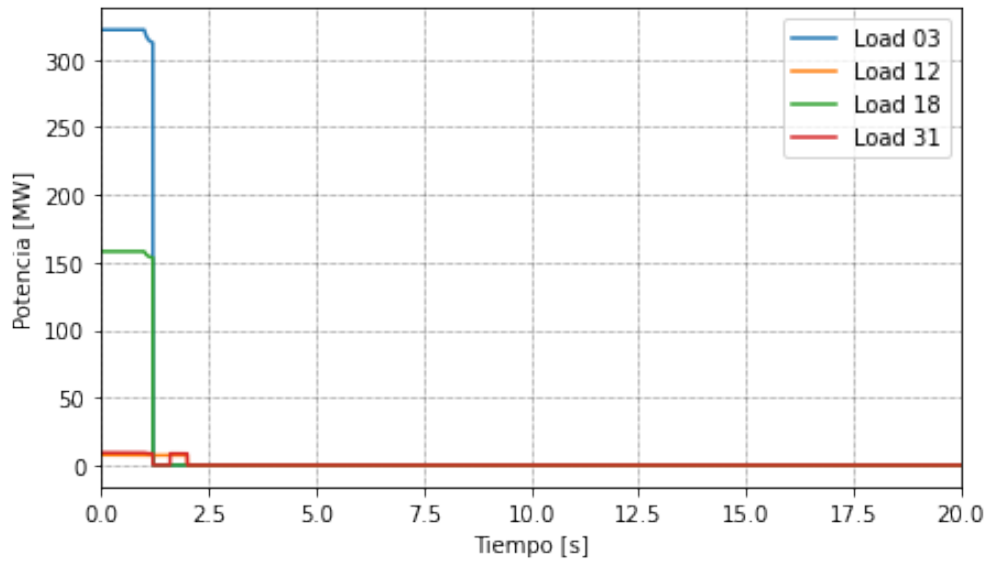


Figura 6.6: Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 1 con desconexiones totales de carga.

### Desconexiones parciales de carga

Al considerarse las desconexiones parciales de carga para el caso 1, se obtiene la respuesta de frecuencia mostrada en la figura 6.7, alcanzándose una frecuencia mínima de 59,94 [Hz], estabilizándose esta variable muy cerca de los 60 [Hz] rápidamente tras la falla.

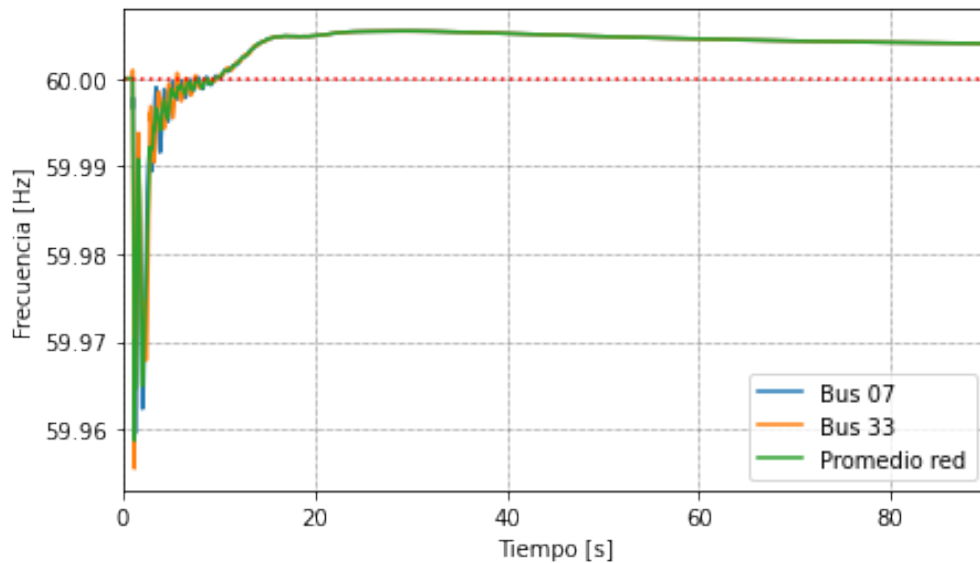


Figura 6.7: Evolución temporal de la frecuencia para el caso 1 con desconexiones parciales de carga.

El algoritmo plantea la desconexión de las cargas 3, 7, 16, 18 y 31, coincidiendo con ser las 5 cargas de menor costo de desconexión de la red. Hacia el final de la simulación, solo la

carga 18 se mantiene totalmente desconectada, mientras que las 3 y 16 quedan parcialmente desconectadas (93,8 % y 7,8 % respectivamente) y las cargas 7 y 31 totalmente conectadas. Pese a que el algoritmo escoge las 5 cargas de más barata desconexión, no sigue necesariamente un orden según costos, lo que se evidencia en  $t = 1,6[s]$ , donde el sistema reconecta la carga más barata (18), pese a que hayan cargas más costosas aún desconectadas.

La potencia desconectada final llega a 485,7 [MW], mientras que el costo total resulta 225,7 [USD] y el error  $E$  en 0,42 [Hz s]. Adicionalmente, en el gráfico 6.8 se observa una notoria diferencia con el caso de las desconexiones totales al permitir cambios pequeños de la potencia de las cargas y una última acción de control cercana  $t = 9[s]$ .

Tabla 6.3: Resumen cargas desconectadas para desconexiones parciales en el caso 1.

Barra carga	Costo [USD/MWh]	$P_{t=0}$ [MW]	$t_{desc}$ [s]	$E_{desc}$ [kWh]	Pago [USD]	$V_{t=0}$ [p.u]	$V_{fin}$ [p.u]	$est_{fin}$
3	20	322	88,8	7449,6	149,0	1,030	1,025	0,938
18	16	158	88,8	3887,8	62,2	1,031	1,030	1,000
16	22	329	88,4	642,7	14,1	1,032	1,028	0,078
7	25	233,8	10,0	10,4	0,3	0,997	0,973	0,000
31	24	9,2	1,8	4,6	0,1	0,982	0,916	0,000

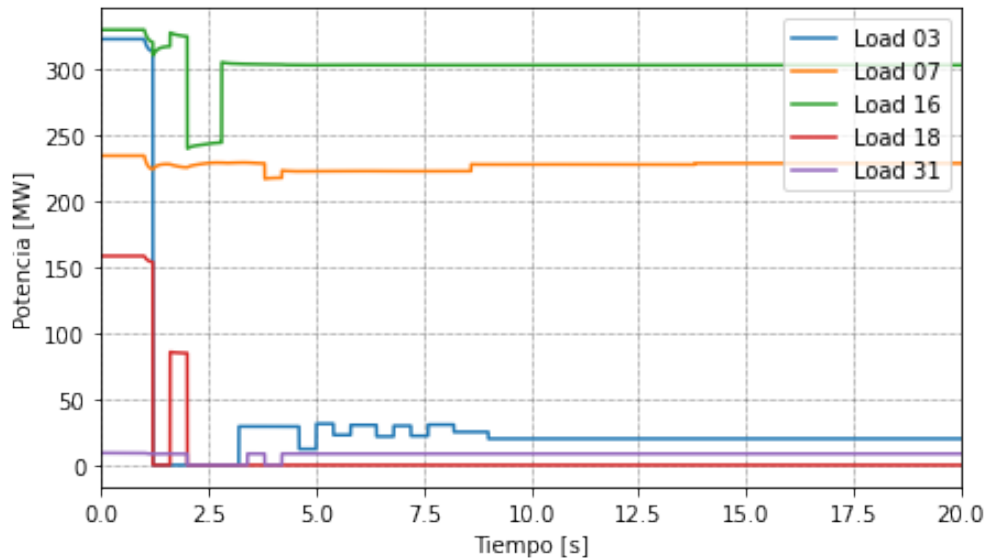


Figura 6.8: Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 1 con desconexiones parciales de carga.

### Comparación de soluciones

La figura 6.9 muestra la comparación de la respuesta de frecuencia de las dos estrategias de desconexión con el caso sin algoritmo, destacando que las escalas de las oscilaciones evidenciadas en las figuras 6.5 y 6.7 son de una escala muy menor en comparación a la caída de frecuencia del caso sin algoritmo.

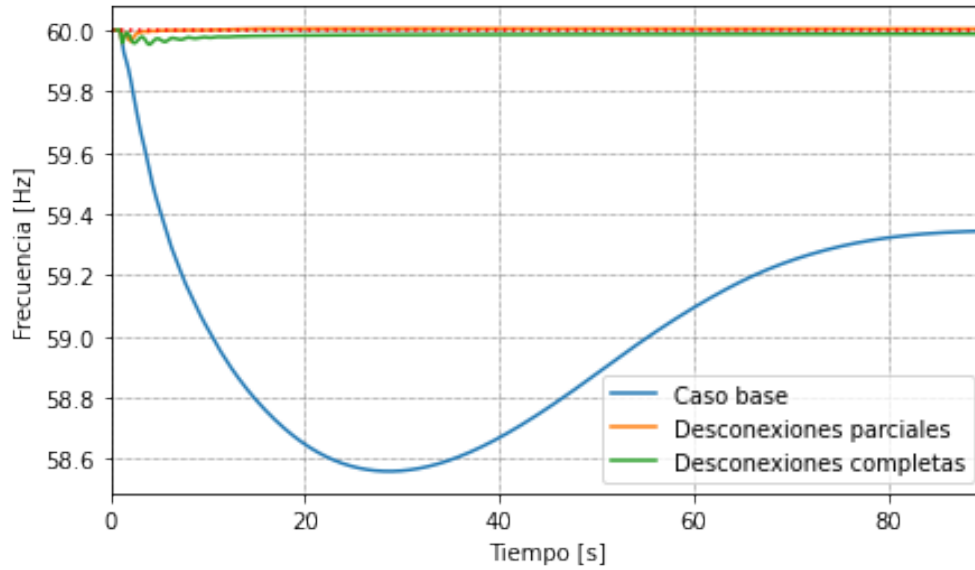


Figura 6.9: Comparación frecuencias promedio de las 3 soluciones para el caso 1.

En la tabla 6.4 se comparan las distintas variables de cada simulación, según la notación mencionada al inicio de esta sección.

Tabla 6.4: Tabla comparativa de resultados desconexiones totales o parciales de carga para el caso 1.

	Sin algo.	Desc. totales	Desc. parciales
$f_{min}$ [Hz]	58,56	59,94	59,94
$f_{max}$ [Hz]	60,00	60,01	60,01
$f_{fin}$ [Hz]	59,34	59,99	60,00
E [Hz s]	88,95	1,45	0,42
Costo [USD]	0,0	233,0	225,7
$V_{min}^{fin}$ [p.u]	0,906	0,928	0,916
Barra $V_{min}^{fin}$	31	31	31
$\Delta V_{min}^{fin}$ [p.u]	-0,076	-0,054	-0,066
Barra $\Delta V_{min}^{fin}$	31	31	31
$V_{max}^{fin}$ [p.u]	1,059	1,063	1,063
Barra $V_{max}^{fin}$	36	36	36
$\Delta V_{max}^{fin}$ [p.u]	0,001	0,014	0,000
Barra $\Delta V_{max}^{fin}$	30	12	30

### 6.1.2. Caso 2: Salida de funcionamiento de generador 5

Al utilizar la red convencional, este caso de estudio supone la desconexión del generador convencional 5 y no la de un generador eólico.

## Sin algoritmo

La evolución de la frecuencia al no utilizar el algoritmo se presenta en la figura 6.10, alcanzándose valores de 58,83 [Hz] y 59,34 [Hz] para la frecuencia mínima y final respectivamente.

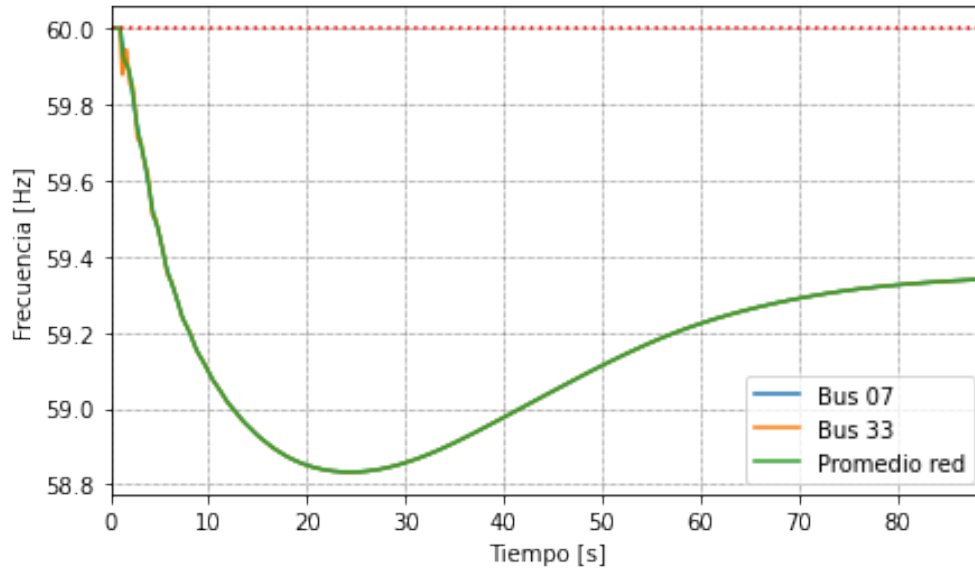


Figura 6.10: Evolución temporal de la frecuencia para el caso 2 sin desconexiones de carga.

## Desconexiones totales de carga

Para esta solución, se obtiene el gráfico de la frecuencia mostrado en la figura 6.11, donde se advierte que se logra rápidamente reponer la frecuencia cerca de su valor nominal. En este caso, se advierten aún más las oscilaciones generadas tras la falla, alcanzándose valores de frecuencia máxima y mínima de 60,04 y 59,88 respectivamente.

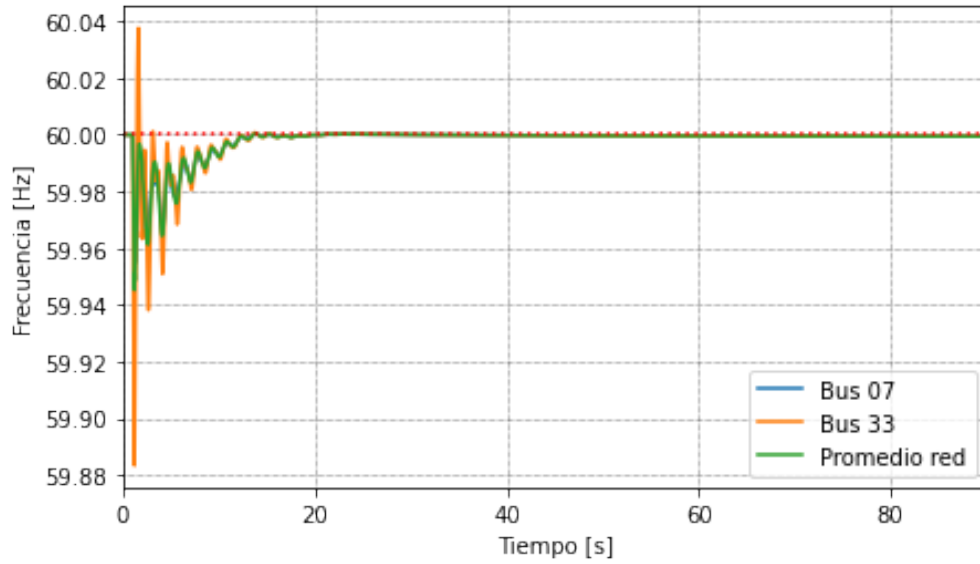


Figura 6.11: Evolución temporal de la frecuencia para el caso 2 con desconexiones totales de carga.

Usando la información de la tabla 6.5, se ve cómo el algoritmo utiliza la desconexión de las mismas cargas que para el caso 1, siendo las 2 cargas más baratas y las 2 más pequeñas. Nuevamente, al final de la simulación, todas las cargas utilizadas quedan desconectadas. Por otro lado, el costo de esta solución es de 252,8 [USD], mientras su error  $E$  de 0,18 [Hz s].

Tabla 6.5: Resumen cargas desconectadas para desconexiones totales en el caso 2.

Barra carga	Costo [USD/MWh]	$P_{t=0}$ [MW]	$t_{desc}$ [s]	$E_{desc}$ [kWh]	Pago [USD]	$V_{t=0}$ [p.u]	$V_{fin}$ [p.u]	$est_{fin}$
16	22	329	88,8	8115,3	178,5	1,032	1,037	1
18	16	158	88,8	3897,3	62,4	1,031	1,040	1
31	24	9,2	88,4	225,9	5,4	0,982	0,984	1
12	35	7,5	88,4	184,1	6,4	1,000	1,032	1

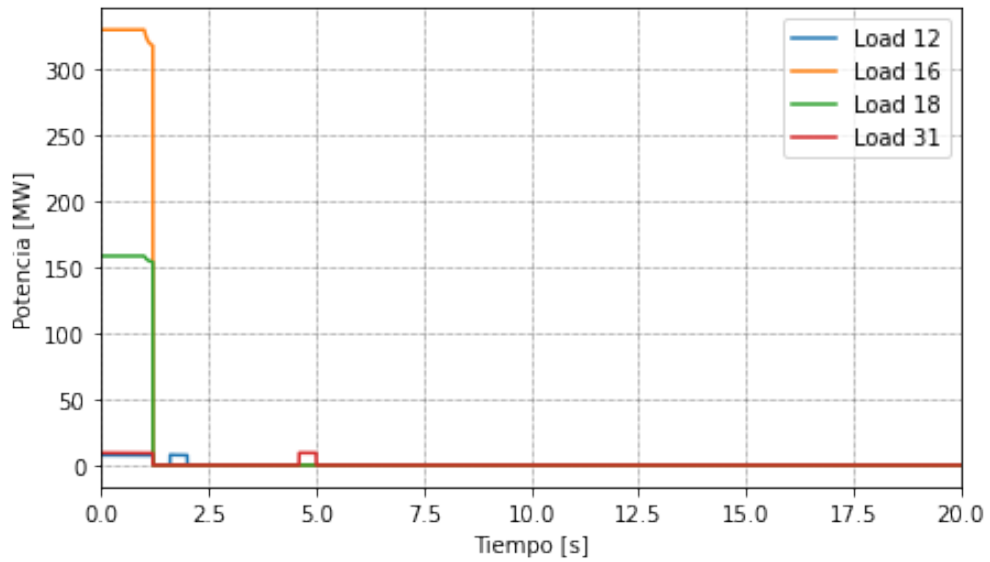


Figura 6.12: Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 2 con desconexiones totales de carga.

### Desconexiones parciales de carga

Al permitir que el algoritmo desconecte parcialmente las cargas, se registra la frecuencia mostrada en la figura 6.13. Al igual que para las desconexiones totales de carga, se advierte un rápido restablecimiento de la frecuencia nominal, precedido por unas oscilaciones que se dan tras la falla. La frecuencia máxima llega a 60,06 [Hz], la mínima a 59,88 [Hz]. La frecuencia final es de 60 [Hz].

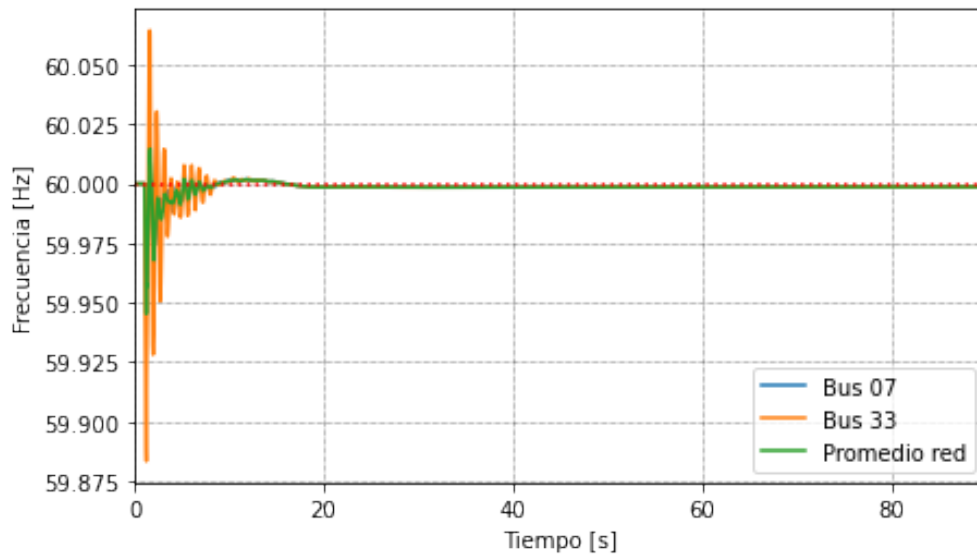


Figura 6.13: Evolución temporal de la frecuencia para el caso 2 con desconexiones parciales de carga.



La solución propone la desconexión de las cargas 3, 16, 18, 20, 21, 23 y 31, finalizo con las cargas 18 y 31 desconectadas totalmente, la carga 20 es reconectada y el resto de cargas se mantienen desconectadas parcialmente según los mostrado en la tabla 6.6. Las cargas escogidas cambian en comparación al caso 1, destacando el no uso de la carga 7, pese a ser más económica que la 21, 23 o 20.

Tabla 6.6: Resumen cargas desconectadas para desconexiones parciales en el caso 2.

Barra carga	Costo [USD/MWh]	$P_{t=0}$ [MW]	$t_{desc}$ [s]	$E_{desc}$ [kWh]	Pago [USD]	$V_{t=0}$ [p.u]	$V_{fin}$ [p.u]	$est_{fin}$
16	22	329	88,8	4156,5	91,4	1,032	1,033	0,508
18	16	158	88,8	3897,3	62,4	1,031	1,037	1,000
3	20	322	86,2	1699,2	34,0	1,030	1,034	0,224
23	30	247,5	88,0	1559,2	46,8	1,025	1,047	0,241
21	26	274	82,8	441,0	11,5	1,032	1,033	0,070
31	24	9,2	85,6	218,8	5,3	0,982	0,982	1,000
20	33	628	0,4	12,7	0,4	0,991	0,953	0,000

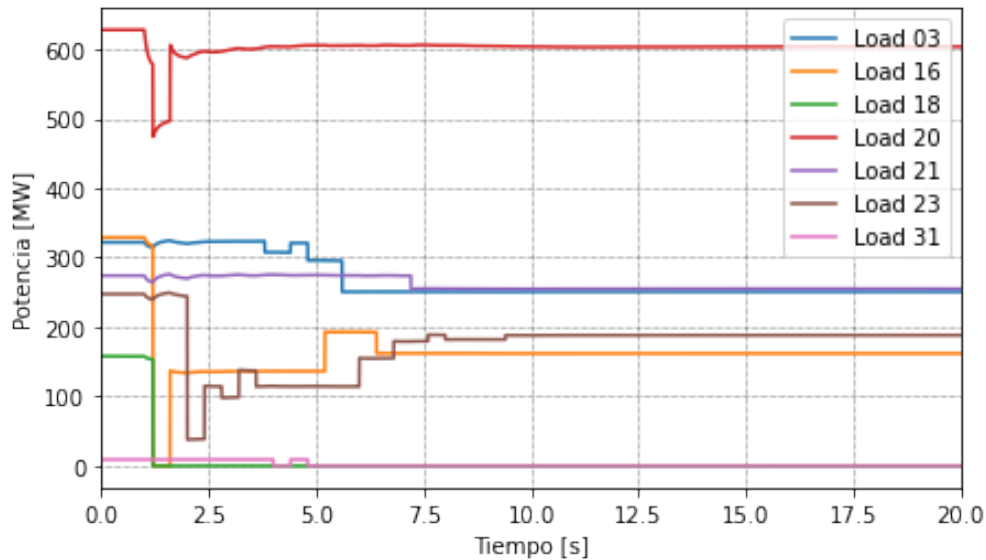


Figura 6.14: Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 2 con desconexiones parciales de carga.

### Comparación de soluciones

Al comparar las frecuencias obtenidas para las tres soluciones, se evidencia nuevamente cómo ambas aplicaciones del algoritmo reducen los cambios de frecuencia y logran reponer la frecuencia nominal de la red. Esto se muestra en la figura 6.15.

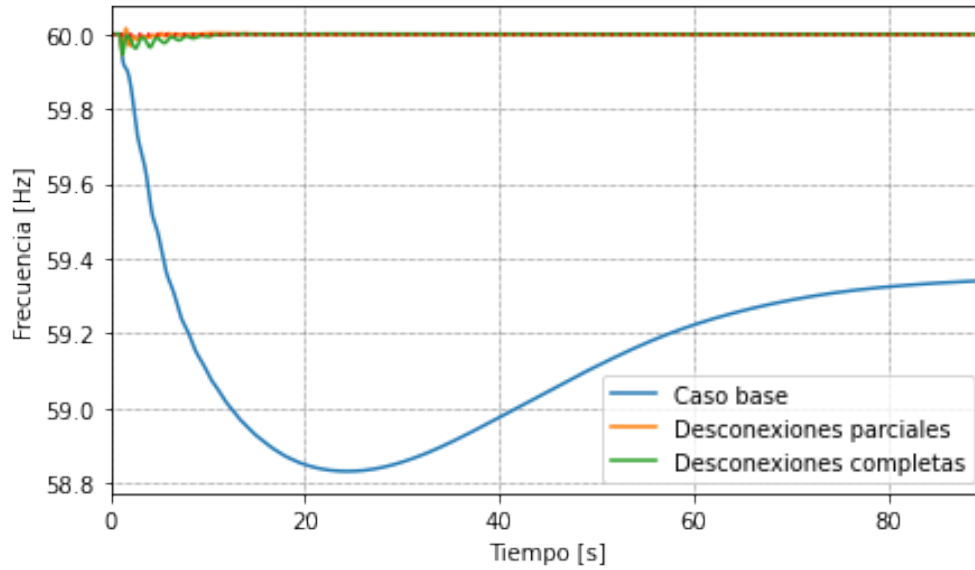


Figura 6.15: Comparación frecuencias promedio de las 3 soluciones para el caso 2.

En la tabla 6.7 se comparan las variables obtenidas tras las 3 simulaciones realizadas para el caso 2.

Tabla 6.7: Tabla comparativa de resultados desconexiones totales o parciales de carga para el caso 2.

	Sin algo.	Desc. totales	Desc. parciales
$f_{min}$ [Hz]	58,83	59,88	59,88
$f_{max}$ [Hz]	60,00	60,04	60,06
$f_{fin}$ [Hz]	59,34	60,00	60,00
E [Hz s]	76,09	0,18	0,17
Costo [USD]	0,0	252,8	251,7
$V_{min}^{fin}$ [p.u]	0,938	0,946	0,944
Barra $V_{min}^{fin}$	34	34	34
$\Delta V_{min}^{fin}$ [p.u]	-0,074	-0,066	-0,068
Barra $\Delta V_{min}^{fin}$	34	34	34
$V_{max}^{fin}$ [p.u]	1,059	1,064	1,064
Barra $V_{max}^{fin}$	36	36	36
$\Delta V_{max}^{fin}$ [p.u]	0,001	0,032	0,006
Barra $\Delta V_{max}^{fin}$	30	12	18

### 6.1.3. Caso 3: Aumento de carga

#### Sin algoritmo

Al no haber desconexiones de carga, el aumento de demanda genera la respuesta de frecuencia mostrada en 6.16, alcanzando un valor mínimo de 59,65 [Hz] y una estabilización

en 59,76 [Hz].

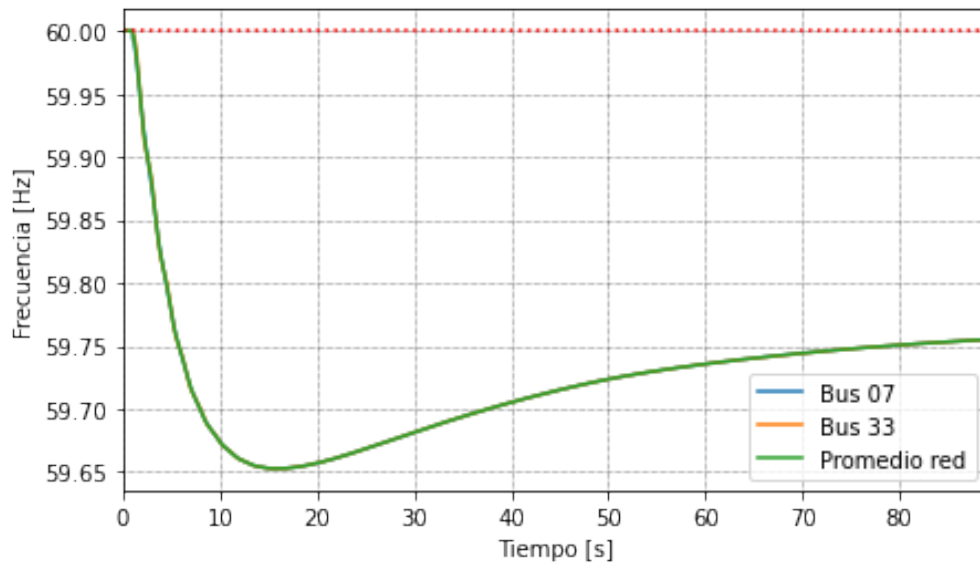


Figura 6.16: Evolución temporal de la frecuencia para el caso 3 sin desconexiones de carga.

### Desconexiones totales de carga

Permitiendo únicamente las desconexiones totales de cargas, se obtiene la evolución de frecuencia del gráfico 6.17, alcanzándose un valor mínimo de 59,91 [Hz] y un valor final de 59,94 [Hz].

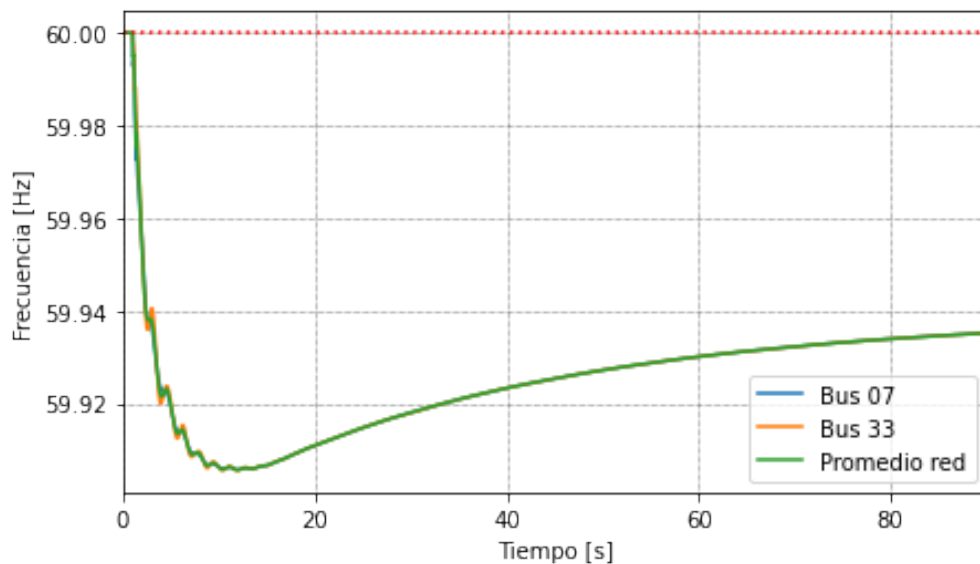


Figura 6.17: Evolución temporal de la frecuencia para el caso 3 con desconexiones totales de carga.

Como se muestra en la tabla 6.18, durante la simulación se desconectan las cargas 12, 13

y 31, permaneciendo todas ellas desconectadas hacia el final de la simulación.

Tabla 6.8: Resumen cargas desconectadas para desconexiones totales en el caso 3.

Barra carga	Costo [USD/MWh]	$P_{t=0}$ [MW]	$t_{desc}$ [s]	$E_{desc}$ [kWh]	Pago [USD]	$V_{t=0}$ [p.u]	$V_{fin}$ [p.u]	$est_{fin}$
13	26	139	88,6	3420,9	95,8	1,052	1,057	1
31	24	9,2	88,8	226,9	5,4	0,982	0,983	1
12	35	7,5	88,8	185,0	6,5	1,000	1,027	1

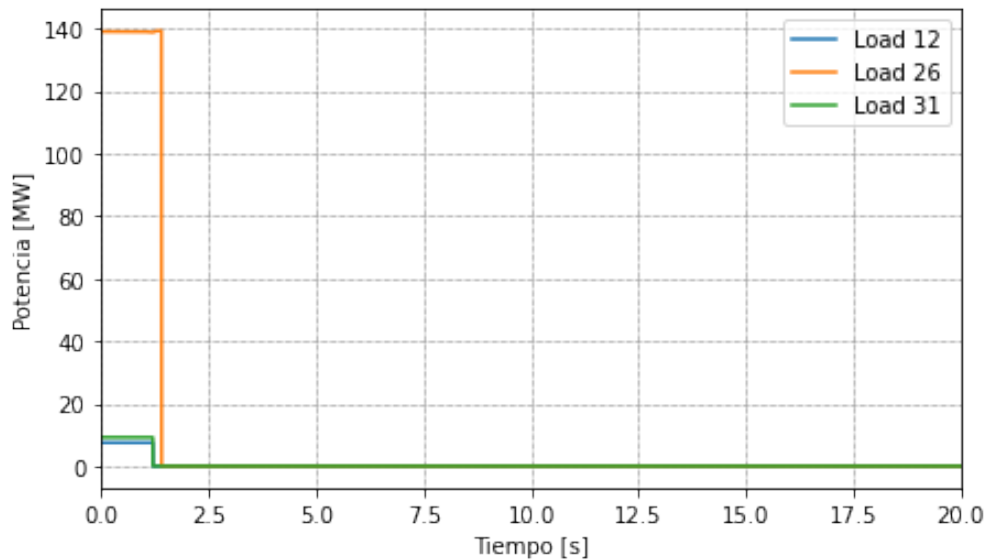


Figura 6.18: Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 3 con desconexiones totales de carga.

### Desconexiones parciales de carga

Al considerar las desconexiones parciales de carga, se obtienen las curvas de frecuencia mostradas en la figura 6.19, donde se obtiene una frecuencia mínima de 59,97 [Hz] y una frecuencia final de 60 [Hz].

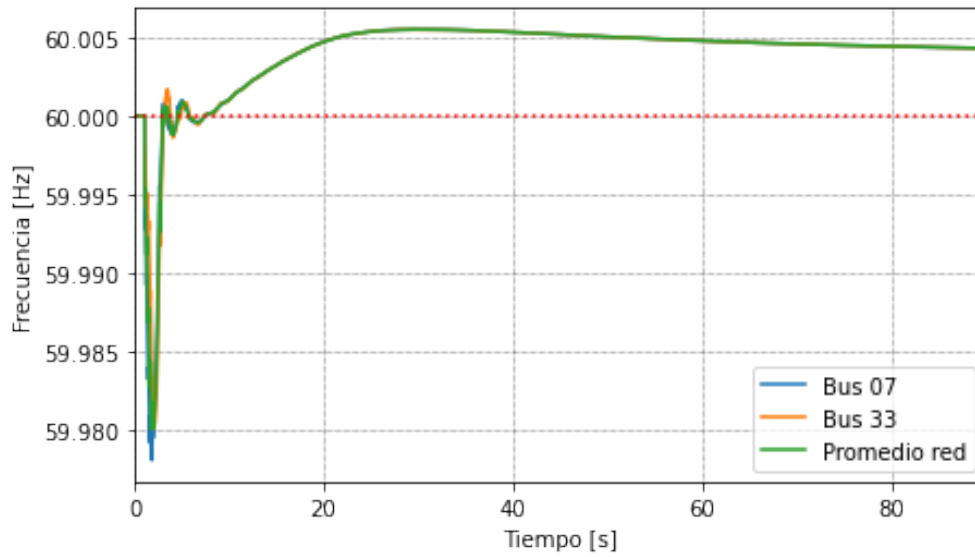


Figura 6.19: Evolución temporal de la frecuencia para el caso 3 con desconexiones parciales de carga.

Por su parte, las cargas utilizadas son la 3, 16 y 18, siendo estas las tres cargas de menor costo de desconexión. El resumen de las desconexiones y la evolución de las potencias de las cargas afectadas se muestra en la tabla 6.9 y la figura 6.20.

Tabla 6.9: Resumen cargas desconectadas para desconexiones parciales en el caso 3.

Barra carga	Costo [USD/MWh]	$P_{t=0}$ [MW]	$t_{desc}$ [s]	$E_{desc}$ [kWh]	Pago [USD]	$V_{t=0}$ [p.u]	$V_{fin}$ [p.u]	$est_{fin}$
18	16	158	88,8	3892,2	62,3	1,031	1,036	1,000
3	20	322	88,4	824,6	16,5	1,030	1,032	0,101
16	22	329	85,2	122,1	2,7	1,032	1,033	0,016

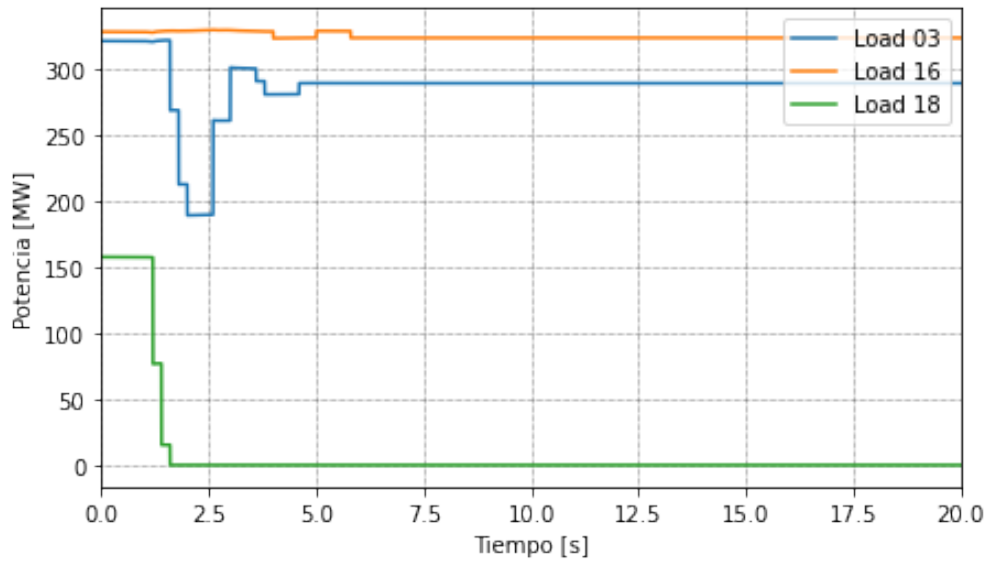


Figura 6.20: Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 3 con desconexiones parciales de carga.

### Comparación de soluciones

En contraste con los primeros dos casos de estudio, la comparación de las respuestas de frecuencia para el caso 3 muestra una clara mejor respuesta para el caso de desconexiones parciales que totales, lo que se grafica en la figura 6.21.

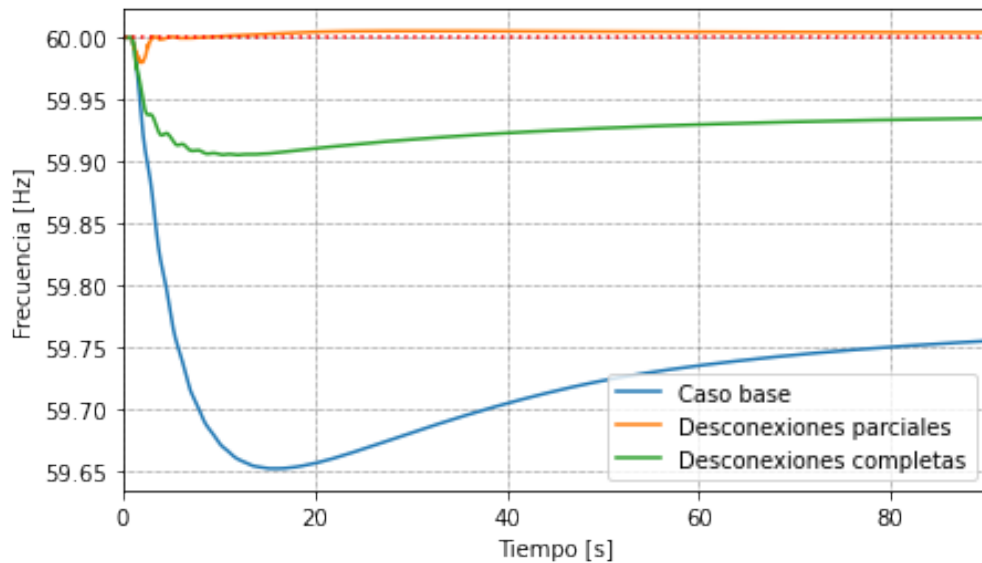


Figura 6.21: Comparación frecuencias promedio de las 3 soluciones para el caso 3.

Adicionalmente, en la tabla 6.10 se muestran las mediciones de las variables de interés para las tres simulaciones.

Tabla 6.10: Tabla comparativa de resultados desconexiones totales o parciales de carga para el caso 3.

	Sin algo.	Desc. totales	Desc. parciales
$f_{min}$ [Hz]	59,65	59,91	59,97
$f_{max}$ [Hz]	60,00	60,00	60,01
$f_{fin}$ [Hz]	59,76	59,94	60,00
$E$ [Hz s]	24,62	6,72	0,40
Costo [USD]	0,0	107,7	81,5
$V_{min}^{fin}$ [p.u]	0,979	0,983	0,982
Barra $V_{min}^{fin}$	32	31	31
$\Delta V_{min}^{fin}$ [p.u]	-0,013	-0,009	-0,009
Barra $\Delta V_{min}^{fin}$	39	39	39
$V_{max}^{fin}$ [p.u]	1,062	1,063	1,064
Barra $V_{max}^{fin}$	36	36	36
$\Delta V_{max}^{fin}$ [p.u]	0,000	0,027	0,005
Barra $\Delta V_{max}^{fin}$	30	12	18

#### 6.1.4. Análisis desconexión parcial o total de cargas

Pasando al análisis de la comparación entre la posibilidad de desconexiones de carga parciales y desconexiones únicamente totales, se estudia tanto la información de las tablas comparativas 6.4, 6.7 y 6.10 como la información respecto a las cargas desconectadas para cada simulación.

Lo primero a rescatar es que ambas soluciones ayudan considerablemente al mejoramiento de la frecuencia de la red en comparación a la respuesta que no cuenta con la aplicación del algoritmo. Esto se ve reflejado en que los valores tanto de  $f_{min}$  como de  $f_{fin}$  se acercan notoriamente más a la frecuencia nominal de la red, manteniendo la frecuencia dentro de la banda aceptable durante todo el tiempo de simulación. Adicionalmente, el error  $E$  se ve reducido considerablemente, al igual que el tiempo de estabilización del sistema.

Un punto relativamente negativo de la solución, es la aparición de algunas oscilaciones en las frecuencias de las barras, además de diferencias entre las frecuencias medidas para barras distintas. Esto se da en los segundos posteriores a la falla, que es justamente donde más acciones de control se llevan a cabo. Este efecto se evidencia por sobre todo en el caso de estudio 2, mostrándose en las figuras 6.11 y 6.13. Sin embargo, al comparar la escala de estas oscilaciones con una eventual caída de frecuencia producida al no utilizar el algoritmo de desconexión en la figura 6.15, se concluye que este problema es menor.

Para el caso de las desconexiones solo totales de carga, se observa que las cargas elegidas para la desconexión son principalmente algunas cargas con bajo costo de desconexión y cargas de baja potencia. Se descarta inmediatamente las cargas cuya potencia es mayor al  $\Delta P$  identificado, no pudiendo utilizarse cargas de gran tamaño, pese a obtener un puntaje elevado. Es por esto que las cargas pequeñas (12 y 31) son escogidas para desconectarse en los tres casos estudiados, siendo las únicas que cumplen con la condición de ser menores que

el desequilibrio identificado.

También para el caso de las desconexiones totales, se puede notar cómo en el caso 3, pese a haber un desequilibrio identificado a lo largo de la simulación, al no haber otras cargas pequeñas disponibles, el algoritmo no puede desconectar más cargas, por lo que la frecuencia final difiere de la frecuencia nominal por una diferencia considerable. De este modo, este tipo de desconexión no asegura la reposición de la frecuencia nominal.

Por otro lado, al permitir desconexiones parciales de carga, la potencia total de cada carga deja de ser relevante, eligiéndose únicamente las cargas que obtienen un mayor puntaje. Para los tres casos de estudio, las cargas escogidas son cargas con bajo costo de desconexión, aunque, la solución dista de ser una desconexión ordenada de menor a mayor costo. De este modo, por ejemplo, en el caso 1, aún cuando queda una importante fracción de la carga 16 por desconectar (cuyo costo es 22 [USD/MWh]), se decide desconectar la carga 7, con un costo de 25 [USD/MWh]. Lo anterior evidencia que el puntaje asignado considera también la frecuencia y ROCOF de las cargas.

Se observa que para las desconexiones parciales, de los 3 casos estudiados, todos logran que la frecuencia final sea muy parecida a la frecuencia nominal, habiendo un error menor al 0,1%. De esta manera, se asegura un restablecimiento de la frecuencia nominal de la red. También, se observa que el error  $E$  es mínimo para los tres casos de estudio, siendo esta la mejor solución en cuanto a resolver los problemas de frecuencia.

Al comparar las soluciones de los casos 1 y 2, también se advierte que, pese a que la caída de potencia de generación es similar, las respuestas tanto de las desconexiones totales como parciales de carga difieren entre casos de estudio. Esto da a entender que la ubicación de la falla sí es importante a la hora de ver qué cargas son más afectadas en cuanto a su frecuencia, y que por ende, el algoritmo decide desconectar.

En cuanto a las tensiones alcanzadas por las barras, se puede notar cómo para los casos 1 y 2, aún para la mejor solución (desconexiones parciales), se alcanzan valores finales que salen de la banda de valores permitidos por la norma. Esto podría provocar, en caso de que la falla tarde en ser resuelta, una desconexión de las barras con problemas de tensión, llevando a un problema mayor en la red.

Debido a que se considera que, en la red utilizada, cada carga, en realidad, representa una agrupación de cargas más pequeñas, se establece que en la realidad, aún si solo se realizaran desconexiones totales de carga para cada cliente, el caso más realista sería la consideración de las desconexiones parciales de carga. Por lo anterior, los siguientes estudios realizados en este trabajo sí permiten la desconexión parcial de cargas.

## 6.2. Comparación de puntajes

Una vez establecido que se permiten las desconexiones parciales de carga, se procede a comparar 3 funciones para dar el puntaje de desconexión/reconexión de las cargas. La primera de estas funciones, corresponde a aquella utilizada para la sección anterior:  $P_i^1$ . La segunda



función ( $P_i^2$ ), considera únicamente los costos de desconexión de cada carga, sin tener en cuenta la frecuencia medida en cada barra, mientras la tercera función ( $P_i^3$ ) es igual a la primera, pero agrega un término adicional por la caída de voltaje en la barra de conexión de la carga. Los puntajes 2 y 3 pueden ser revisados en las ecuaciones 6.2 y 6.3.

$$P_{i,t}^2 = \text{sign}(\Delta P_t) \frac{1}{C_i} \left( \frac{1}{(1 + 0,0001 \cdot t_i^{des})} \right)^{\text{sign}(\Delta P_t)} \quad (6.2)$$

$$P_i^3 = 1000 \cdot \text{sign}(\Delta P_t) \frac{(-10 \cdot RCOF_{i,t} + 5 \cdot \Delta f_{i,t} + \Delta V_{i,t})}{C_i} \left( \frac{1}{(1 + 0,0001 \cdot t_i^{des})} \right)^{\text{sign}(\Delta P_t)} \quad (6.3)$$

El valor elegido para el parámetro  $c$  es obtenido al considerar que una caída de frecuencia de 0,01 [Hz] debiera ser penalizada igual que una caída de 0,05 [p.u] de voltaje. De esta forma,  $0,01b = 0,05c$ , resultando en  $c = \frac{b}{5} = 1000$ .

Al igual que en la sección anterior, para cada simulación se presenta una tabla con las cargas desconectadas y sus principales medidas, además de gráficos de las potencias activas de las cargas desconectadas. Al final de cada caso se presentan gráficos comparativos de evolución de las frecuencias y una tabla comparativa con las mismas mediciones que en la sección anterior.

Debido a que el caso de la función de puntaje 1 es equivalente al caso de las desconexiones parciales de carga de la sección anterior, no se generan nuevos gráficos para dichas simulaciones. Sin embargo, los resultados obtenidos son utilizados para realizar comparaciones en los gráficos y tablas finales de cada caso de estudio.

## 6.2.1. Caso 1: Salida de funcionamiento de generador 2

### Función de puntaje 1: Caso base

Los resultados obtenidos corresponden a aquellos de las desconexiones parciales de carga de la sección 6.1.1. Al final de este caso de estudio se incluyen estos resultados para realizar una comparación con las otras dos funciones probadas.

### Función de puntaje 2: Solo costos

La simulación del caso 1 para la evaluación de la función de puntaje  $P_i^2$  propone las desconexiones resumidas en la tabla 6.11 y la figura 6.22. Se destaca que se desconectan las 3 cargas de menor costo de desconexión, siguiendo un orden de desconexión según costos de menor a mayor. Es así como para que una parte de una carga se desconecte, la totalidad de las cargas de menor costo deben encontrarse desconectadas.

Tabla 6.11: Resumen cargas desconectadas para puntaje 2 en el caso 1.

Barra carga	Costo [USD/MWh]	$P_{t=0}$ [MW]	$t_{desc}$ [s]	$E_{desc}$ [kWh]	Pago [USD]	$V_{t=0}$ [p.u]	$V_{fin}$ [p.u]	$est_{fin}$
3	20	322	88,8	7930,3	158,6	1,030	1,025	1
18	16	158	88,8	3897,3	62,4	1,031	1,030	1
16	22	329	86,4	49,3	1,1	1,032	1,028	0,001

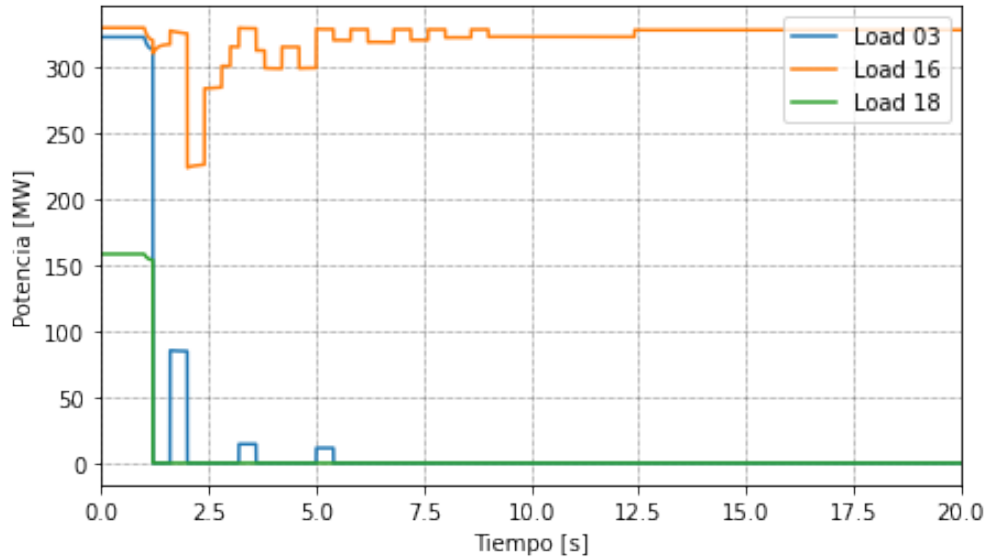


Figura 6.22: Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 1 con la función de puntaje 2.

### Función de puntaje 3: Consideración de voltaje

Al evaluar la función de puntaje  $P_i^3$ , que considera el costo de las barras de las cargas, se obtiene la solución expuesta en la tabla 6.12 y la figura 6.23. Se considera la desconexión de las cargas 3, 7, 18, 20 y 31, destacando que la carga 31 permanece totalmente desconectada, siendo que hay cargas cuya desconexión resulta menos costosa. Justamente esta carga es aquella con un nivel de tensión más bajo en la red.

Tabla 6.12: Resumen cargas desconectadas para puntaje 3 en el caso 1.

Barra carga	Costo [USD/MWh]	$P_{t=0}$ [MW]	$t_{desc}$ [s]	$E_{desc}$ [kWh]	Pago [USD]	$V_{t=0}$ [p.u]	$V_{fin}$ [p.u]	$est_{fin}$
3	20	322	88,8	6156,4	123,1	1,030	1,029	0,766
7	25	233,8	88,0	3806,3	95,2	0,997	0,990	0,674
18	16	158	88,8	2223,7	35,6	1,031	1,032	0,565
31	24	9,2	88,8	226,9	5,4	0,982	0,930	1,000
20	33	628	84,8	160,0	5,3	0,991	0,991	0,011

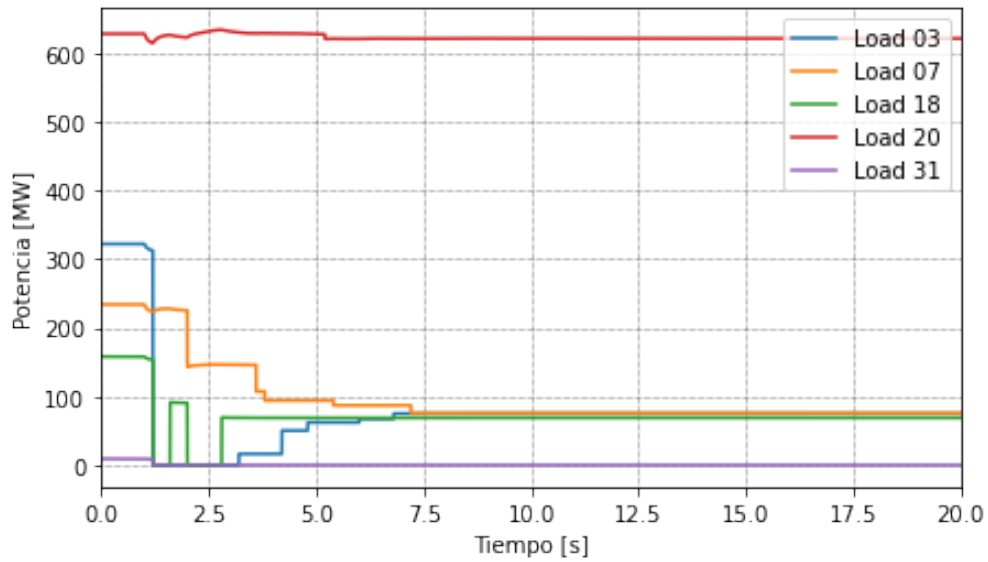


Figura 6.23: Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 1 con la función de puntaje 3.

### Comparación de soluciones

A continuación, se compara el desempeño de las simulaciones del caso 1 para las tres funciones de puntaje estudiadas, mostrándose en 6.24 la evolución de las frecuencias para cada puntaje y en la tabla 6.13 las medidas de las variables de interés. Cabe destacar que el caso base corresponde al uso de la función de puntaje 1.

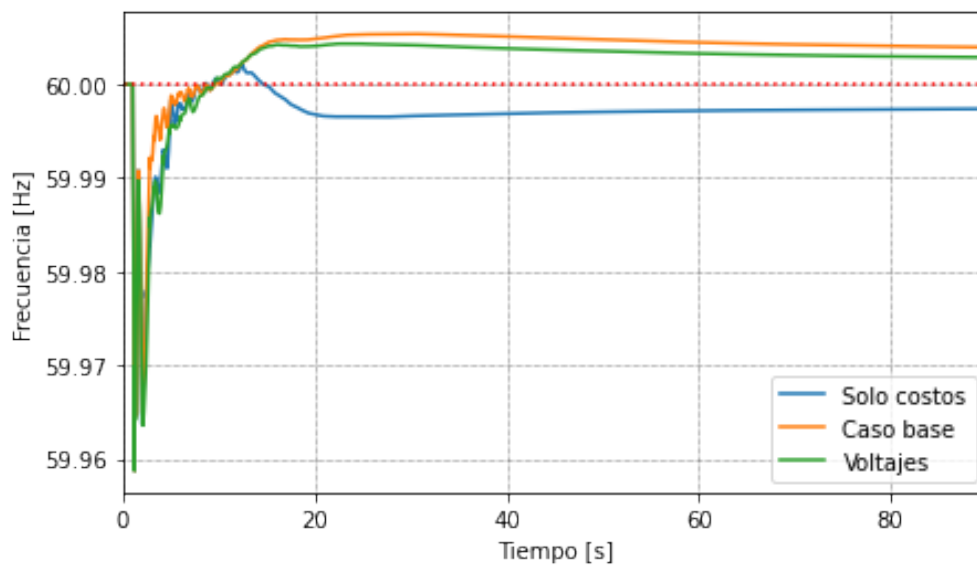


Figura 6.24: Comparación de la frecuencia promedio para la utilización de distintas funciones de puntaje para el caso 1.

Tabla 6.13: Tabla comparativa de resultados para tres funciones de puntaje para el caso 1.

	Caso base	Solo costos	Inclusión voltaje
$f_{min}$ [Hz]	59,94	59,94	59,94
$f_{max}$ [Hz]	60,01	60,01	60,01
$f_{fin}$ [Hz]	60,00	60,00	60,00
E [Hz s]	0,42	0,29	0,36
Costo [USD]	225,7	222,0	264,6
$V_{min}^{fin}$ [p.u]	0,916	0,916	0,930
Barra $V_{min}^{fin}$	31	31	31
$\Delta V_{min}^{fin}$ [p.u]	-0,066	-0,066	-0,052
Barra $\Delta V_{min}^{fin}$	31	31	31
$V_{max}^{fin}$ [p.u]	1,063	1,063	1,063
Barra $V_{max}^{fin}$	36	36	36
$\Delta V_{max}^{fin}$ [p.u]	0,000	0,000	0,001
Barra $\Delta V_{max}^{fin}$	30	30	18

## 6.2.2. Caso 2: Salida de funcionamiento de generador 5

### Función de puntaje 1: Caso base

Los resultados obtenidos corresponden a aquellos de las desconexiones parciales de carga de la sección 6.1.2. Al final de este caso de estudio se incluyen estos resultados para realizar una comparación con las otras dos funciones probadas.

### Función de puntaje 2: Solo costos

Las desconexiones propuestas por el algoritmo al usar esta función de puntaje en el caso 2 se exponen en la tabla 6.14 y la figura 6.25, mientras que las variables de interés medidas se exponen al final de este caso, permitiendo la comparación con las demás funciones de puntaje.

Nuevamente, para este caso se desconecta únicamente las cargas 3, 16 y 18, siguiendo un orden según el costo de desconexión de las cargas.

Tabla 6.14: Resumen cargas desconectadas para puntaje 2 en el caso 2.

Barra carga	Costo [USD/MWh]	$P_{t=0}$ [MW]	$t_{desc}$ [s]	$E_{desc}$ [kWh]	Pago [USD]	$V_{t=0}$ [p.u]	$V_{fin}$ [p.u]	$est_{fin}$
3	20	322	88,8	7906,7	158,1	1,030	1,035	1,0
18	16	158	88,8	3897,3	62,4	1,031	1,036	1,0
16	22	329	3,4	37,0	0,8	1,032	1,030	0,0

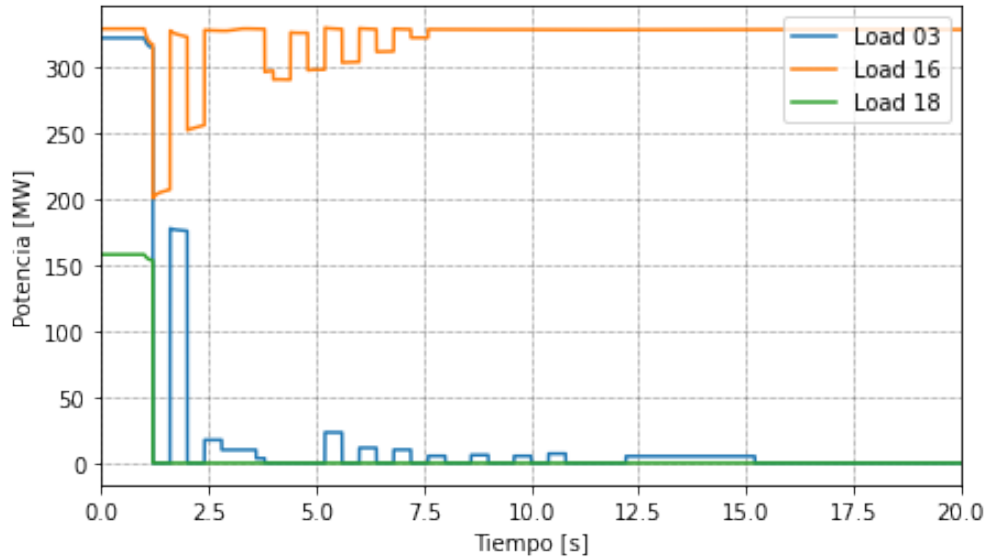


Figura 6.25: Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 2 con la función de puntaje 2.

### Función de puntaje 3: Consideración de voltaje

El resumen de las desconexiones propuestas por el algoritmo al usar esta función de puntaje se exponen en la tabla 6.15 y la figura 6.26. Por su parte, las variables de interés medidas se exponen al final de este caso de estudio, permitiendo la comparación con las demás funciones de puntaje.

Para esta función, se desconectan las cargas 16, 18, 20 y 21, destacándose la desconexión de la carga 20, que, pese a tener un costo más elevado que otras cargas disponibles. Para dicha carga se observa especialmente un bajo nivel de tensión. Cabe destacar que la barra que presenta una mayor caída de frecuencia es la 34, pero esta barra no dispone de carga desconectable.

Tabla 6.15: Resumen cargas desconectadas para puntaje 3 en el caso 2.

Barra carga	Costo [USD/MWh]	$P_{t=0}$ [MW]	$t_{desc}$ [s]	$E_{desc}$ [kWh]	Pago [USD]	$V_{t=0}$ [p.u]	$V_{fin}$ [p.u]	$est_{fin}$
16	22	329	88,8	4561,9	100,4	1,032	1,035	0,559
18	16	158	88,8	3897,3	62,4	1,031	1,037	1,000
20	33	628	87,0	2903,4	95,8	0,991	0,963	0,197
21	26	274	88,0	962,7	25,0	1,032	1,035	0,126

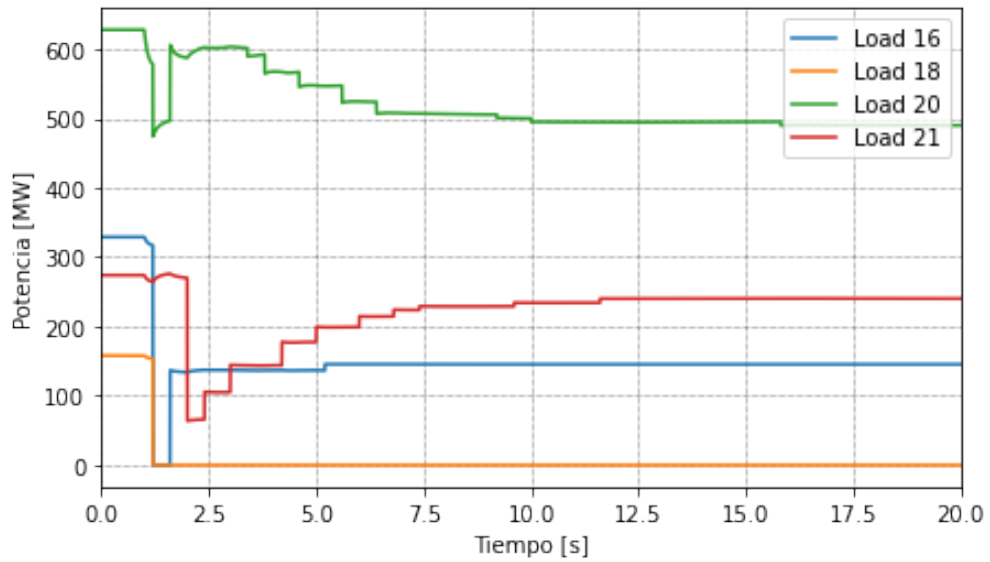


Figura 6.26: Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 2 con la función de puntaje 3.

### Comparación de soluciones

A continuación, se compara el desempeño de las simulaciones del caso 2 para las tres funciones de puntaje estudiadas, mostrándose en 6.27 la evolución de las frecuencias para cada puntaje y en la tabla 6.16 las medidas de las variables de interés. Cabe destacar que el caso base corresponde al uso de la función de puntaje 1.

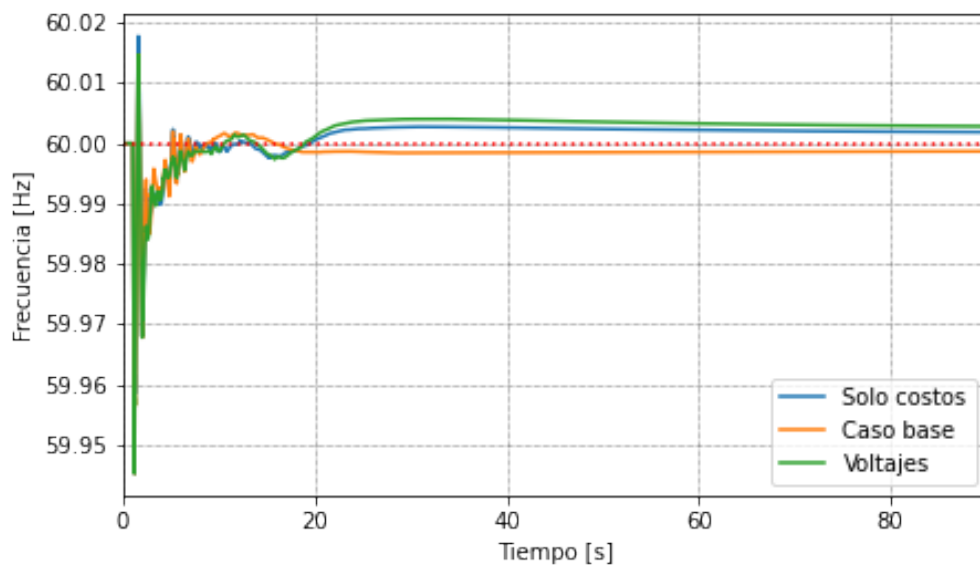


Figura 6.27: Comparación de la frecuencia promedio para la utilización de distintas funciones de puntaje para el caso 2.

Tabla 6.16: Tabla comparativa de resultados para tres funciones de puntaje para el caso 2.

	Caso base	Solo costos	Inclusión voltaje
$f_{min}$ [Hz]	59,88	59,88	59,88
$f_{max}$ [Hz]	60,06	60,06	60,06
$f_{fin}$ [Hz]	60,00	60,00	60,00
E [Hz s]	0,17	0,22	0,31
Costo [USD]	251,7	221,3	283,6
$V_{min}^{fin}$ [p.u]	0,944	0,943	0,954
Barra $V_{min}^{fin}$	34	34	34
$\Delta V_{min}^{fin}$ [p.u]	-0,068	-0,069	-0,058
Barra $\Delta V_{min}^{fin}$	34	34	34
$V_{max}^{fin}$ [p.u]	1,064	1,063	1,064
Barra $V_{max}^{fin}$	36	36	36
$\Delta V_{max}^{fin}$ [p.u]	0,006	0,005	0,006
Barra $\Delta V_{max}^{fin}$	18	18	18

### 6.2.3. Caso 3: Aumento de carga

#### Función de puntaje 1: Caso base

Los resultados obtenidos corresponden a aquellos de las desconexiones parciales de carga de la sección 6.1.3. Al final de este caso de estudio se incluyen estos resultados para realizar una comparación con las otras dos funciones probadas.

#### Función de puntaje 2: Solo costos

La simulación del caso 3 para la evaluación de la función de puntaje  $P_i^2$  propone las desconexiones resumidas en la tabla 6.17 y la figura 6.28. Se destaca que se desconectan las 2 cargas de menor costo de desconexión, siguiendo un orden de desconexión según costos de menor a mayor. Es así como para que parte de la segunda carga más económica se desconecte, la carga de menor costo debe encontrarse totalmente desconectada.

Tabla 6.17: Resumen cargas desconectadas para puntaje 2 en el caso 3.

Barra carga	Costo [USD/MWh]	$P_{t=0}$ [MW]	$t_{desc}$ [s]	$E_{desc}$ [kWh]	Pago [USD]	$V_{t=0}$ [p.u]	$V_{fin}$ [p.u]	$est_{fin}$
18	16	158	88,8	3892,2	62,3	1,031	1,036	1,000
3	20	322	88,4	861,2	17,2	1,030	1,032	0,105

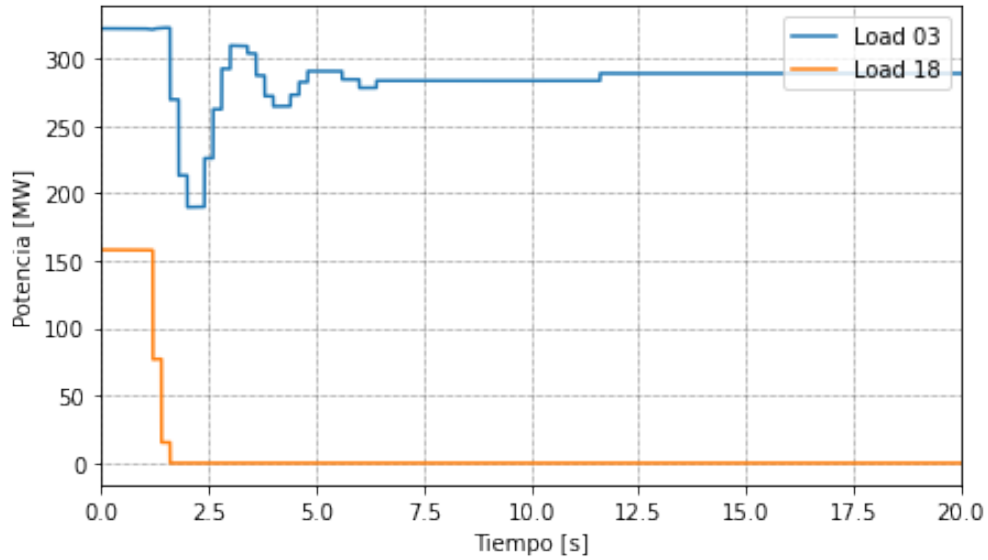


Figura 6.28: Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 3 con la función de puntaje 2.

### Función de puntaje 3: Consideración de voltaje

El resumen de las desconexiones propuestas por el algoritmo al usar esta función de puntaje se exponen en la tabla 6.18 y la figura 6.29. Por su parte, las variables de interés medidas se exponen al final de este caso de estudio, permitiendo la comparación con las demás funciones de puntaje. El valor mínimo de voltaje final es presentado por la barra 31.

Tabla 6.18: Resumen cargas desconectadas para puntaje 3 en el caso 3.

Barra carga	Costo [USD/MWh]	$P_{t=0}$ [MW]	$t_{desc}$ [s]	$E_{desc}$ [kWh]	Pago [USD]	$V_{t=0}$ [p.u]	$V_{fin}$ [p.u]	$est_{fin}$
7	25	233,8	88,8	3342,6	83,6	0,997	1,004	0,581
18	16	158	88,6	928,1	14,8	1,031	1,033	0,224
20	33	628	86,4	456,9	15,1	0,991	0,992	0,031
31	24	9,2	88,8	226,9	5,4	0,982	0,983	1,000



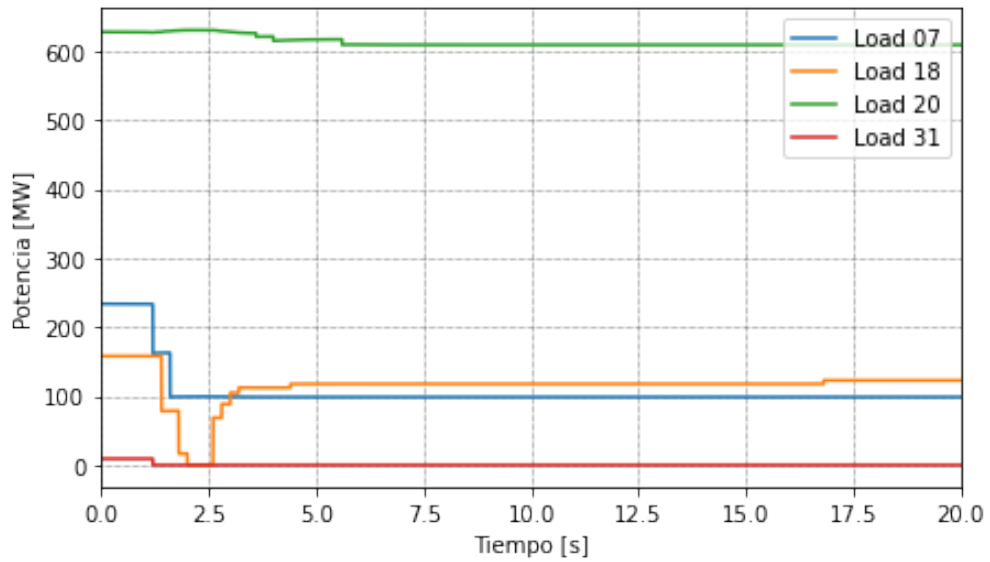


Figura 6.29: Evolución de la potencia de las cargas utilizadas para el caso 3 con la función de puntaje 3.

### Comparación de soluciones

A continuación, se compara el desempeño de las simulaciones del caso 3 para las tres funciones de puntaje estudiadas, mostrándose en 6.30 la evolución de las frecuencias para cada puntaje y en la tabla 6.19 las medidas de las variables de interés. Cabe destacar que el caso base corresponde al uso de la función de puntaje 1.

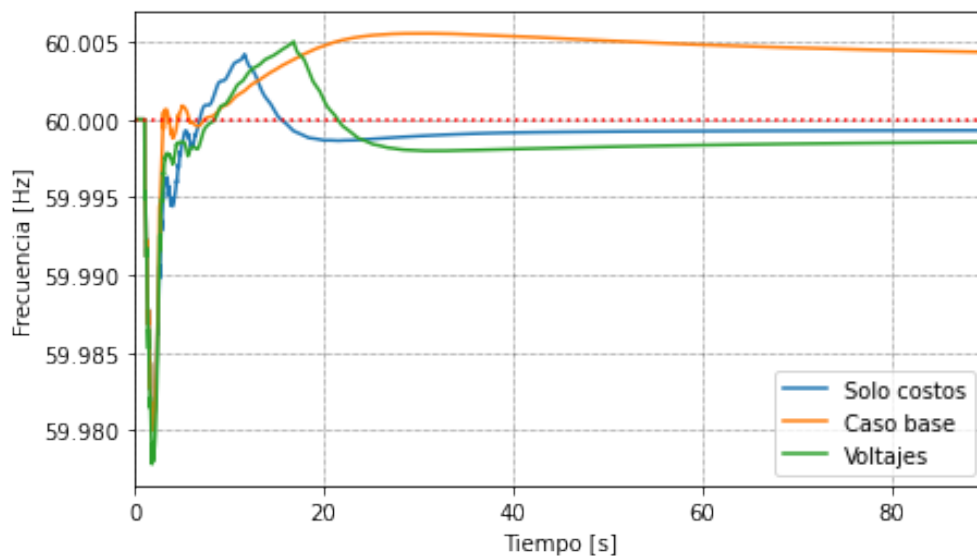


Figura 6.30: Comparación de la frecuencia promedio para la utilización de distintas funciones de puntaje para el caso 3.

Tabla 6.19: Tabla comparativa de resultados para tres funciones de puntaje para el caso 3.

	Caso base	Solo costos	Inclusión voltaje
$f_{min}$ [Hz]	59,97	59,97	59,97
$f_{max}$ [Hz]	60,01	60,00	60,01
$f_{fin}$ [Hz]	60,00	60,00	60,00
$E$ [Hz s]	0,40	0,12	0,19
Costo [USD]	81,5	79,5	118,9
$V_{min}^{fin}$ [p.u]	0,982	0,982	0,983
Barra $V_{min}^{fin}$	31	31	31
$\Delta V_{min}^{fin}$ [p.u]	-0,009	-0,009	-0,007
Barra $\Delta V_{min}^{fin}$	39	39	39
$V_{max}^{fin}$ [p.u]	1,064	1,064	1,064
Barra $V_{max}^{fin}$	36	36	36
$\Delta V_{max}^{fin}$ [p.u]	0,005	0,005	0,007
Barra $\Delta V_{max}^{fin}$	18	18	7

#### 6.2.4. Análisis resultados comparación de puntajes

Como se advierte en las figuras 6.24, 6.27 y 6.30, las tres funciones de puntaje logran establecer la frecuencia de la red a un valor muy cercano a aquel de la frecuencia nominal, alcanzándose errores menores al 0,1 % de  $f_{nom}$  para todos los casos. Se concluye que cualquiera de las tres funciones planteadas logra cumplir su objetivo, al menos, para las fallas estudiadas.

Se comprara la estrategia de desconexión de cada función, donde, tanto la función de puntaje 1 y 3 no siguen un orden forzado de cargas por desconectar, mientras que el puntaje 2, al solo considerar costos, desconecta las cargas en un orden según el precio de estas, necesitando la desconexión total de la carga más barata para considerar la desconexión de la siguiente. Debido a lo anterior, para los tres casos de estudio se desconectan las mismas cargas.

En cuanto a la medida de error  $E$  utilizada, pareciera que el puntaje 2 logra un mejor desempeño, habiendo dos casos (casos 1 y 3) en que este puntaje logra un menor error y uno en que queda segundo. El puntaje 3 logra dos segundos lugares (casos 1 y 3) y un tercer lugar (caso 2), pareciendo el peor puntaje en cuanto a este índice. Dicho lo anterior, se considera que el estudio de estos 3 casos no es suficiente para determinar con qué puntaje se minimiza dicha función, siendo un estudio muy pequeño.

Por otro lado, en cuanto a los costos totales de las soluciones, se observa que, efectivamente, para los tres casos de estudio estos son menores al utilizar el puntaje 2, es decir, al tomar en cuenta solo los costos de las cargas. Sin embargo, pese a que los costos totales son menores, al usar el puntaje 2 no se toma ninguna consideración de qué tan afectada está siendo la carga por el desequilibrio de generación y demanda ni cuánto ayuda su posible desconexión. Esto puede causar problemas sobre todo al usar una red más grande. Por ejemplo, en una red en que tras una falla dos zonas de la red se desacoplan, el uso de esta función de puntaje podría proponer la desconexión de una carga ubicada en una zona sin problemas de

frecuencia para arreglar un problema en otra zona, empeorando la situación.

Como se puede observar en para caso de estudio, el uso del término adicional de caídas de tensión permite que el valor mínimo de voltaje final de las barras ( $V_{min}^{fin}$ ) aumente en comparación al uso de los otro dos puntajes probados. Esto se ejemplifica claramente en los casos 1 y 2, donde al comparar con el segundo mejor valor de  $V_{min}^{fin}$ , esta medida aumenta en 0,014 y 0,01 [p.u.] respectivamente. Incluso, para el caso 1 se advierte cómo la barra en donde se alcanza  $V_{min}^{fin}$  es la 31, finalizando al simulación con toda su carga desconectada. Esto indica que, con el uso de el puntaje 3, el algoritmo intenta aumentar dicho voltaje lo más posible. En comparación, para el uso de los otros dos puntajes, los estados finales de desconexión de esta carga son 0.

Al comparar los resultados obtenidos por el uso de las tres funciones puntaje en los 3 casos de estudio, no es trivial indicar qué función es más óptima, ya que esto depende de factores como el nivel de enmallamiento de la red y los alcances que se le quiera dar al algoritmo de desconexión. Por ejemplo, pese a que con el uso de la función de puntaje 3 se ve una mejora en las tensiones de la red, podría haber un mecanismo paralelo para regular los voltajes de esta, queriendo que este algoritmo solo se encargue de velar por la frecuencia.

### 6.3. Resultados para red IEEE 39-Bus ERNC

Tras realizar las pruebas mostradas en la sección anterior para la red “IEEE 39-Bus System” original, se prueba el funcionamiento del algoritmo en la red con 30 % de generación eólica, comparando los mismo casos de estudio anteriores.

Para aplicar el algoritmo en esta red, es necesario utilizar la aproximación encontrada en la ecuación 5.13, siendo  $\Delta P = -1408,1 \cdot RCOF - 724,71f + 43482,6$ . Adicionalmente, se mantienen los parámetros del puntaje de las simulaciones anteriores, considerando el caso sin el término de la caída de voltaje. De esta forma, la función puntaje utilizada es  $P_i^1$ .

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para los tres casos de estudio, al utilizar el algoritmo propuesto en la red eólica. Estos resultados se comparan tanto con el caso del no uso del algoritmo en la misma red, como en el uso del algoritmo con igual puntaje para la red convencional.

#### 6.3.1. Caso 1: Salida de funcionamiento de generador convencional

A continuación, se muestra el resumen de cargas desconectados a lo largo de la simulación hecha para el caso 1 con la red con 30 % de generación eólica, al igual que la evolución de las potencias para estas cargas. También, se muestra la comparación de la evolución de la frecuencia frente al caso en que no se aplica el algoritmo.

Tabla 6.20: Resumen cargas desconectadas para el caso 1 en la red eólica.

Barra carga	Costo [USD/MWh]	$P_{t=0}$ [MW]	$t_{desc}$ [s]	$E_{desc}$ [kWh]	Pago [USD]	$V_{t=0}$ [p.u]	$V_{fin}$ [p.u]	$est_{fin}$
3	20	322	88,8	3913,6	78,3	1,022	1,013	0,486
18	16	158	88,8	3897,3	62,4	1,021	1,017	1,000
16	22	329	88,4	3666,4	80,7	1,019	1,014	0,454
23	30	247,5	86,6	401,7	12,1	1,028	1,025	0,063
7	25	233,8	84,8	322,7	8,1	0,993	0,965	0,059
31	24	9,2	84,8	63,7	1,5	0,982	0,908	0,287

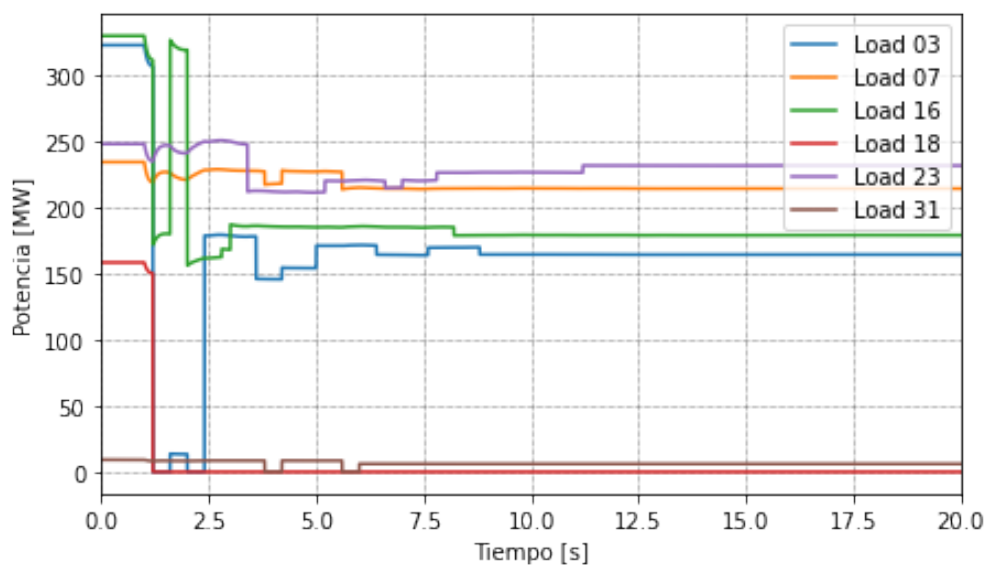


Figura 6.31: Potencias de las cargas desconectadas en la red con generadores eólicos para el caso 1.

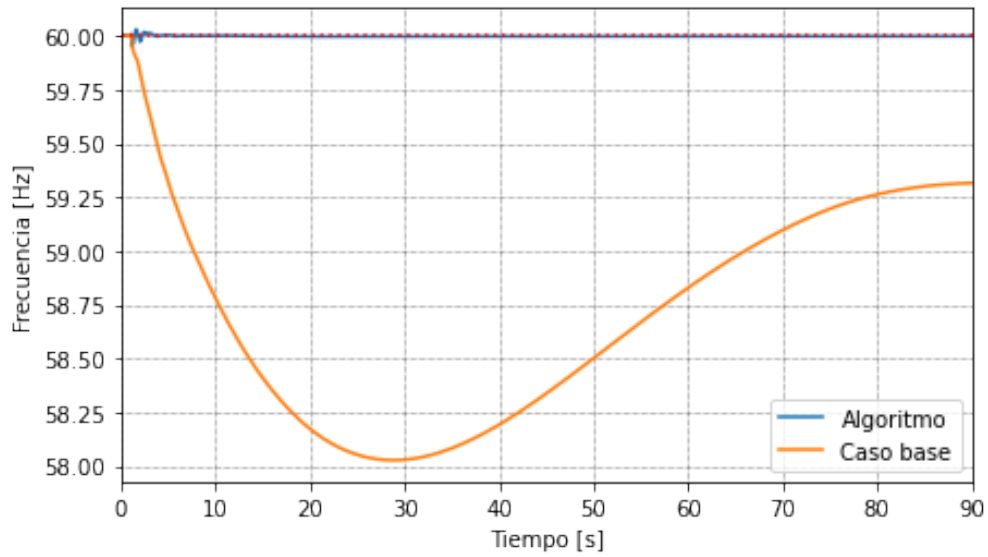


Figura 6.32: Respuesta de frecuencia de la red usando el algoritmo en la red con generadores eólicos para el caso 1.

### Comparación de soluciones

La siguiente tabla permite comparar las variables obtenidas entre el uso y no uso del algoritmo para la red con alta presencia de eólicas, además del uso del algoritmo para la red convencional.

Tabla 6.21: Comparación uso del algoritmo en la red con 30% de generación eólica para el caso 1.

	Sin algoritmo	Algo. red convencional	Algo. red con eólicas
$f_{min}$ [Hz]	58,03	59,94	59,93
$f_{max}$ [Hz]	60,02	60,01	60,05
$f_{fin}$ [Hz]	59,32	60,00	60,00
E [Hz s]	115,74	0,42	0,21
Costo [USD]	0,0	225,7	242,9
$V_{min}^{fin}$ [p.u]	0,892	0,916	0,908
Barra $V_{min}^{fin}$	31	31	31
$\Delta V_{min}^{fin}$ [p.u]	-0,090	-0,066	-0,074
Barra $\Delta V_{min}^{fin}$	31	31	31
$V_{max}^{fin}$ [p.u]	1,056	1,063	1,063
Barra $V_{max}^{fin}$	36	36	36
$\Delta V_{max}^{fin}$ [p.u]	0,001	0,000	0,000
Barra $\Delta V_{max}^{fin}$	30	30	30

### 6.3.2. Caso 2: Salida de funcionamiento de generador eólico

A continuación, se muestra el resumen de cargas desconectadas a lo largo de la simulación hecha para el caso 2 con la red con 30% de generación eólica, al igual que la evolución de las potencias para estas cargas. También, se muestra la comparación de la evolución de la frecuencia frente al caso en que no se aplica el algoritmo.

Tabla 6.22: Resumen cargas desconectadas para el caso 2 en la red eólica.

Barra carga	Costo [USD/MWh]	$P_{t=0}$ [MW]	$t_{desc}$ [s]	$E_{desc}$ [kWh]	Pago [USD]	$V_{t=0}$ [p.u]	$V_{fin}$ [p.u]	$est_{fin}$
16	22	329	88,8	5193,1	114,2	1,019	1,033	0,635
18	16	158	88,8	3897,3	62,4	1,021	1,036	1,000
3	20	322	88,0	3771,2	75,4	1,022	1,033	0,477
31	24	9,2	84,8	164,5	3,9	0,982	0,984	0,758
23	30	247,5	84,8	58,2	1,7	1,028	1,038	0,009
21	26	274	0,4	9,7	0,3	1,013	1,026	0,000
20	33	628	1,6	3,6	0,1	0,973	0,987	0,000

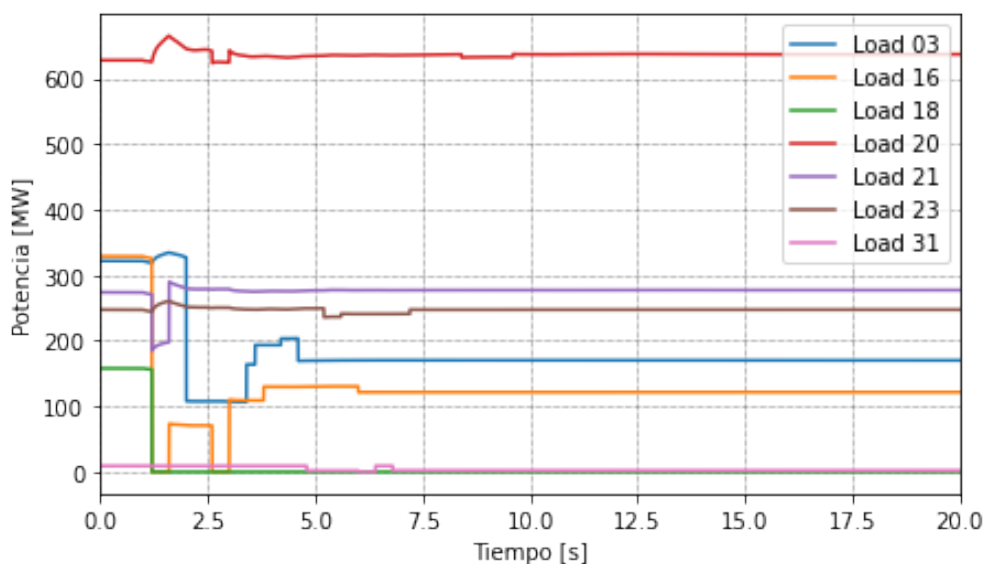


Figura 6.33: Potencias de las cargas desconectadas en la red con generadores eólicos para el caso 2.

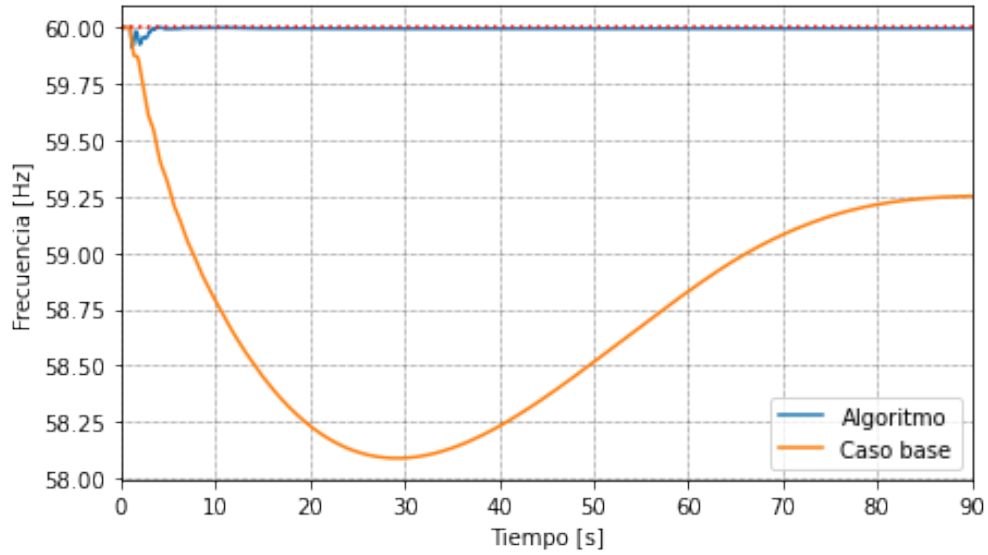


Figura 6.34: Respuesta de frecuencia de la red usando el algoritmo en la red con generadores eólicos para el caso 2.

### Comparación de soluciones

La siguiente tabla permite comparar las variables obtenidas entre el uso y no uso del algoritmo para la red con alta presencia de eólicas, además del uso del algoritmo para la red convencional.

Tabla 6.23: Comparación uso del algoritmo en la red con 30% de generación eólica para el caso 2.

	Sin algoritmo	Algo. red convencional	Algo. red con eólicas
$f_{min}$ [Hz]	58,09	59,88	59,83
$f_{max}$ [Hz]	60,00	60,06	60,04
$f_{fin}$ [Hz]	59,25	60,00	60,00
E [Hz s]	114,94	0,17	0,39
Costo [USD]	0,0	251,7	258,1
$V_{min}^{fin}$ [p.u]	0,976	0,944	0,984
Barra $V_{min}^{fin}$	32	34	31
$\Delta V_{min}^{fin}$ [p.u]	-0,011	-0,068	0,000
Barra $\Delta V_{min}^{fin}$	39	34	30
$V_{max}^{fin}$ [p.u]	1,059	1,064	1,066
Barra $V_{max}^{fin}$	36	36	36
$\Delta V_{max}^{fin}$ [p.u]	0,012	0,006	0,022
Barra $\Delta V_{max}^{fin}$	34	18	34

### 6.3.3. Caso 3: Aumento de carga

A continuación, se muestra el resumen de cargas desconectadas a lo largo de la simulación hecha para el caso 2 con la red con 30% de generación eólica, al igual que la evolución de las potencias para estas cargas. También, se muestra la comparación de la evolución de la frecuencia frente al caso en que no se aplica el algoritmo.

Tabla 6.24: Resumen cargas desconectadas para el caso 3 en la red eólica.

Barra carga	Costo [USD/MWh]	$P_{t=0}$ [MW]	$t_{desc}$ [s]	$E_{desc}$ [kWh]	Pago [USD]	$V_{t=0}$ [p.u]	$V_{fin}$ [p.u]	$est_{fin}$
18	16	158	88,8	3890,9	62,3	1,021	1,026	1,000
3	20	322	88,4	861,1	17,2	1,022	1,024	0,106

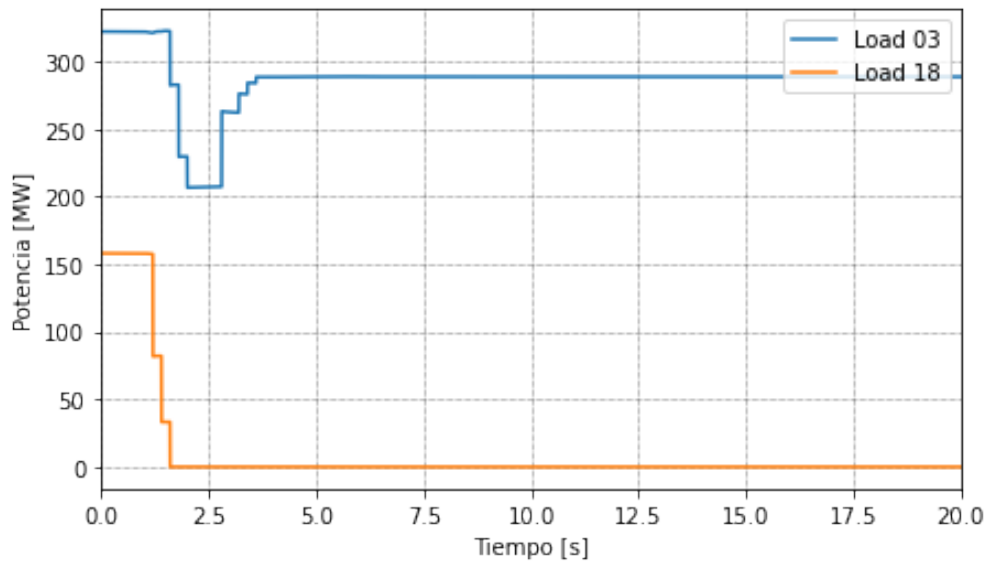


Figura 6.35: Potencias de las cargas desconectadas en la red con generadores eólicos para el caso 3.



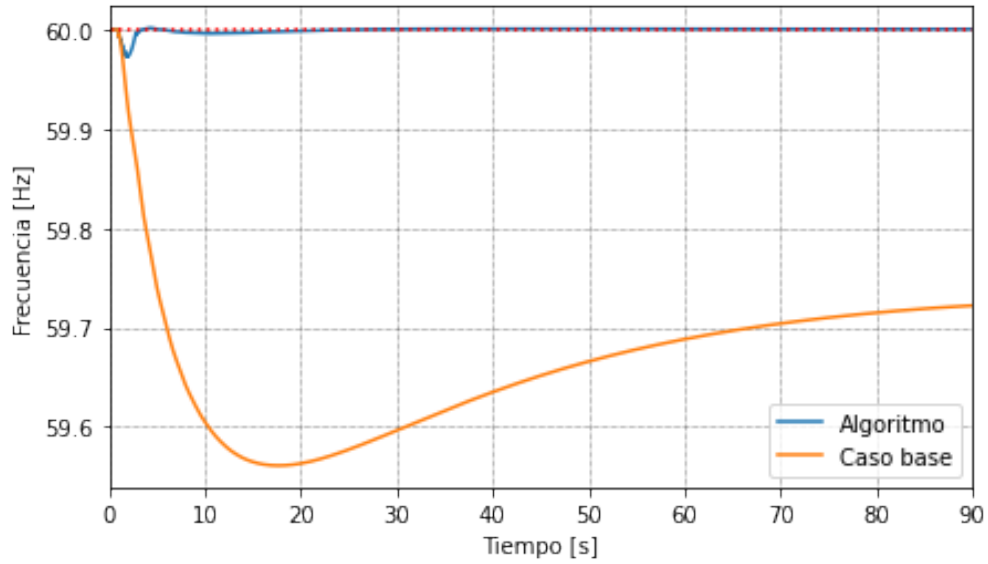


Figura 6.36: Respuesta de frecuencia de la red usando el algoritmo en la red con generadores eólicos para el caso 3.

### Comparación de soluciones

La siguiente tabla permite comparar las variables obtenidas entre el uso y no uso del algoritmo para la red con alta presencia de eólicas, además del uso del algoritmo para la red convencional.

Tabla 6.25: Comparación uso del algoritmo en la red con 30 % de generación eólica para el caso 3.

	Sin algoritmo	Algo. red convencional	Algo. red con eólicas
$f_{min}$ [Hz]	59,56	59,97	59,96
$f_{max}$ [Hz]	60,00	60,01	60,00
$f_{fin}$ [Hz]	59,72	60,00	60,00
E [Hz s]	30,06	0,40	0,12
Costo [USD]	0,0	81,5	79,5
$V_{min}^{fin}$ [p.u]	0,970	0,982	0,974
Barra $V_{min}^{fin}$	20	31	20
$\Delta V_{min}^{fin}$ [p.u]	-0,014	-0,009	-0,009
Barra $\Delta V_{min}^{fin}$	39	39	39
$V_{max}^{fin}$ [p.u]	1,061	1,064	1,064
Barra $V_{max}^{fin}$	36	36	36
$\Delta V_{max}^{fin}$ [p.u]	0,000	0,005	0,005
Barra $\Delta V_{max}^{fin}$	30	18	18

### 6.3.4. Análisis resultados red con 30 % de generación eólica

Lo primero que se destaca, es que, pese a que las caídas de frecuencia generadas al no haber uso del algoritmo en los tres casos de estudio son mayores a aquellas de la red convencional, la implementación de la solución propuesta logra cumplir con su objetivo, al lograr casi anular las fluctuaciones de frecuencia y logrando restablecer la frecuencia nominal en la red. Esto, se advierte en las figuras 6.32, 6.34 y 6.36, validando el uso del algoritmo propuesta para la red con 30 % de generación eólica.

Al estudiarse las mismas fallas para ambas redes, se esperaría que las cargas elegidas para ser desconectadas en cada caso sean similares. Esto se logra observar a la perfección en el caso 2, donde, pese a que el detalle de las desconexiones realizadas es distinto, las cargas utilizadas son las mismas. Para el caso 1, las cargas intervenidas en la red con eólicas son las mismas que para tal caso en la red convencional, adicionando únicamente la carga 23; mientras que en el caso 3, la red convencional utiliza, en adición a las 2 cargas que la red con eólicas, la carga 16.

En cuanto a la frecuencia mínima alcanzada por alguna barra, se nota que en los tres casos, este valor es menor en la red eólica que en la red convencional. Esto se explica debido a que la caída inicial de frecuencia producida por la falla es más pronunciada que para la primera red, alcanzando un menor valor de frecuencia al momento de detectada la falla.

Para dos de los tres casos de estudio (1 y 2), los costos totales de la solución propuesta son menores para la red convencional, mientras que para el caso 3 los costos son levemente menores ante el uso de la red eólica. No parece posible concluir que ante el uso de una red en particular aumenten los costos de la solución propuesta.

Finalmente, se advierte que en particular para el caso 1, se generan importantes problema de subtensión en la barra 31, cayendo en 0,074 [p.u] respecto a su valor inicial y alcanzando un valor de 0,908 [p.u]. La inclusión del término de penalización por caídas de voltaje estudiado en la sección 6.2 podría ayudar a evitar una caída tan importante de las tensiones.

# Capítulo 7

## Conclusiones

Se concluye que es posible implementar un algoritmo que plantea desconexiones de carga para ayudar a la estabilidad de frecuencia de la red eléctrica, logrando responder rápidamente ante un desequilibrio drástico entre generación y demanda eléctrica. La implementación de este algoritmo permite quitar presión al CPF y evitar la activación del EDAC por subfrecuencia o la DMC, junto con privilegiar la elección de cargas cuya desconexión resulte más óptima.

Como se repasa en el capítulo de Marco teórico y estado del arte, la desconexión de carga mejora la estabilidad de frecuencia de un sistema eléctrico, siendo un recurso a tener en cuenta ante el aumento de la penetración de generadores eléctricos con baja o nula inercia. Esto se refleja en el aumento de la participación de la respuesta a la demanda en distintos países, incluido Chile, lo que se refleja en la aparición de nuevos servicios complementarios o la flexibilización de otros.

Se ha logrado diseñar un algoritmo en Python que plantea una estrategia de desconexión de cargas, logrando, con su implementación en Power Factory, mejorar la frecuencia de la red en casos de fallas que plantean riesgos para la frecuencia de la red. La implementación del algoritmo elaborado es realizada en 3 estudios, donde en cada uno de ellos se simulan 3 contingencias.

El primer estudio permite comparar la respuesta de la red “IEEE 39-Bus” al considerar en el algoritmo desconexiones parciales de carga con desconexiones completas, además de comparar los dos casos con la respuesta de la red sin el algoritmo. Se advierte cómo en ambos casos la respuesta de la frecuencia mejora de forma importante respecto al caso base, pero que al solo desconectar cargas completas no se puede asegurar que la frecuencia se estabilice dentro de la banda establecida en los parámetros del algoritmo.

El segundo estudio realizado en este trabajo permite ver cómo es posible incluir de manera sencilla en el algoritmo consideraciones adicionales al puntaje otorgado a la desconexión de las distintas cargas, como el voltaje de las barras, y regular la importancia de cada factor en dicha función, lo que se refleja en un cambio en las cargas que son desconectadas. En el caso probado, se muestra cómo la inclusión del término de penalización por voltajes pequeños hace que el mínimo valor de tensión en la red aumente considerablemente, pudiendo evitar

problemas como una desconexión por subtensión.

El tercer estudio logra comparar la respuesta de la red “IEEE 39-Bus ERNC” al utilizar o no el algoritmo, además de comparar la respuesta base con aquella de la red “IEEE 39-Bus”. Se evidencia que el algoritmo funciona correctamente para dicha red, logrando establecer la frecuencia entre los márgenes establecidos en el algoritmo. Adicionalmente, al comparar ambas respuestas sin algoritmo, se logra observar cómo la menor inercia de la red con ERNC hace que las caídas de frecuencia sean más pronunciadas ante una misma falla.

Para los tres estudios realizados se logra evaluar la solución diseñada, evidenciando la efectividad del algoritmo al mantener la frecuencia de la red con un error muy bajo respecto a su valor nominal a lo largo de todas las simulaciones, incluso cuando se establece un margen de error estrecho. Adicionalmente, para los tres estudios, al comparar los 3 casos de estudio se logran identificar las cargas que el algoritmo desconecta, generando comparaciones de resultados según distintos parámetros.

Además de los puntos referentes al cumplimiento de los objetivos del trabajo, el camino recorrido durante el periodo de este ha implicado la realización de variadas tareas adicionales que han supuesto desafíos suplementarios. Entre estas tareas destacan la reconfiguración de la red “39-Bus 30 % ERNC” y la elaboración de la metodología de la aproximación de déficit de potencia.

Se espera que la realización de este trabajo permita generar una aplicación para futuras pruebas relativas a desconexiones de cargas que se deseen implementar y que este trabajo ayude a considerar la desconexión de cargas preacordadas como un recurso para la solución a problemas de frecuencia y de escasez de generación.

## 7.1. Trabajo futuro

Al finalizar el trabajo, se identifican tres principales puntos referentes a este trabajo en los que se podría ahondar, los cuales se presentan a continuación:

- El primero de estos puntos hace referencia a la red utilizada, donde es óptimo probar la efectividad y rendimiento del algoritmo en el modelo de una red real y no resumida, como es el caso del SEN. De la mano con esto, se puede utilizar costos reales de contratos, de los que no se dispone en la actualidad, además de considerar más de un punto de operación, siendo ideal el caso de una jornada completa.
- Para una mayor completitud en los resultados obtenidos, se puede llevar a cabo una más amplia gama de simulaciones, haciendo que los resultados obtenidos sean más representativos. Entre las fallas que se pueden probar está la generación de una falla múltiple o una falla que divida la red en zonas con frecuencia distinta.
- Un último punto donde surge un trabajo futuro es la realización de un estudio técnico-económico que compare los costos de desconexión de cargas con los costos indirectos de la no-implementación de la solución, donde se incluyen problemas de frecuencia y

tensión de la red. Este estudio puede indicar hasta qué punto es conveniente desconectar cargas, además de permitir una óptima fijación de los parámetros del algoritmo, en particular los pesos de la función puntaje o el grado de error de frecuencia permitido.

# Bibliografía

- [1] J. Ehnberg, O. Lennerhag, E. Hillberg, A. Perez, A. Mutule, and I. Zikmanis, “Categorisation of ancillary services for providers,” *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, vol. 56, pp. 3–20, 02 2019.
- [2] M. Yu, A. Dyško, A. Roscoe, C. Booth, R. Ierna, H. Urdal, and J. Zhu, “Effects of swing equation-based inertial response (sebir) control on penetration limits of non-synchronous generation in the gb power system,” in *International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2015)*, pp. 1–6, 2015.
- [3] R. Palma and C. Rahmann, “Control de frecuencia-carga,” 2021. Apuntes curso Sistemas de Energía y Equipos Eléctricos EL4103, DIE, Universidad de Chile.
- [4] Comisión Nacional de Energía, *Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución*, Diciembre 2019.
- [5] M. Arias and H. Arcos, “Determinación del coeficiente de amortiguamiento de la carga del sistema nacional interconectado de ecuador,” *Revista Técnica “energía”*, vol. 4, pp. 114–120 pp., ene. 2008.
- [6] Comisión Nacional de Energía, *Informe de Definición de Servicios Complementarios*, Noviembre 2020.
- [7] V. R. Ramírez Corredor and Y. Perea Mosquera, “Impacto de la respuesta en demanda en el cálculo de los cargos por uso del sistema de distribución,” B.S. Thesis, Universidad Tecnológica de Pereira, 2013.
- [8] Smart Energy Demand Coalition, *Explicit Demand Response in Europe. Mapping the Markets 2017*, Abril 2017.
- [9] N. OConnell, P. Pinson, H. Madsen, and M. OMalley, “Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39, pp. 686–699, 2014.
- [10] “Sistema Eléctrico Nacional.” <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/>. Fecha consulta: 20/07/2021.
- [11] “CNE. Electricidad. Infraestructura: Capacidad instalada. Capacidad instalada de generación.” <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>. Fecha consulta: 17/12/2021.

- [12] “CNE. Electricidad. Producción y consumo. Generación Bruta SEN.” <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>. Fecha consulta: 17/12/2021.
- [13] “Retiros de Energía de Clientes Libres. Energía Abierta.” <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/257032/retiros-de-energia-de-clientes-libres/>. Fecha consulta: 17/12/2021.
- [14] “Coordinador Eléctrico Nacional.” <https://www.coordinador.cl/nosotros/>. Fecha consulta: 20/07/2021.
- [15] “Decreto Núm. 125.- Santiago, 19 de diciembre de 2017. Ministerio de Energía.”
- [16] “CNE. Tarificación Eléctrica.” <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>. Fecha consulta: 20/07/2021.
- [17] “Cantidad de clientes libres. Energía Abierta.” <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/242132/cantidad-de-clientes-libres/>. Fecha consulta: 17/12/2021.
- [18] Gerencia de Planificación y Trasmisión. Coordinador Eléctrico Nacional, *Proyección de Demanda Eléctrica 2019–2039*, Enero 2020.
- [19] “Ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica. Artículo 225. Chile.”
- [20] Coordinador Eléctrico Nacional, *Informe de Servicios Complementarios Año 2022*, Marzo 2022.
- [21] Gerencia de Operación. Coordinador Eléctrico Nacional, *Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Cargas*, Octubre 2020.
- [22] X. Lou, D. K. Y. Yau, H. H. Nguyen, and B. Chen, “Profit-optimal and stability-aware load curtailment in smart grids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 3, pp. 1411–1420, 2013.
- [23] H. O. Alwan, H. Sadeghian, and Z. Wang, “Decentralized demand side management optimization for residential and commercial load,” in *2018 IEEE International Conference on Electro/Information Technology (EIT)*, pp. 0712–0717, 2018.
- [24] L. M. Cruz, D. L. Alvarez, A. S. Al-Sumaiti, and S. Rivera, “Load curtailment optimization using the pso algorithm for enhancing the reliability of distribution networks,” *Energies*, vol. 13, no. 12, 2020.
- [25] C. Adiyabazar, F. Gonzalez-Longatt, M. N. Acosta, J. Rueda, and P. Palensky, “Optimal ufls settings: An assessment of frequency system response indicators,” in *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, pp. 1141–1145, 2020.
- [26] D. Lopez and L. Sigríst, “A centralized ufls scheme using decision trees for small isolated power systems,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 15, no. 10, pp. 1888–1893, 2017.
- [27] R. Ghanbari, M. Jalili, and X. Yu, “Selective load reduction in power grids in order to minimise the effects of cascade failures,” in *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 7481–7486, 2017.

- [28] B. Moran, “Microgrid load management and control strategies,” in *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (TD)*, pp. 1–4, 2016.
- [29] N. Cifuentes, C. Rahmann, F. Valencia, and R. Álvarez Galleguillos, “Network allocation of bess with voltage support capability for improving the stability of power systems,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 13, Marzo 2019.
- [30] P. M. R. Almeida, J. A. P. Lopes, F. J. Soares, and L. Seca, “Electric vehicles participating in frequency control: Operating islanded systems with large penetration of renewable power sources,” in *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, pp. 1–6, 2011.
- [31] “Coordinador Eléctrico Nacional. Modelación del SEN.” <https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/>. Fecha consulta: 20/07/2022.
- [32] T. Athay, R. Podmore, and S. Virmani, “A practical method for the direct analysis of transient stability,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 2, pp. 573–584, 1979.
- [33] E. Frimpong, J. Asumadu, and P. Okyere, “Real time prediction of coherent generator groups,” vol. 16, Enero 2016.
- [34] Comisión Nacional de Energía, *Norma Técnica de Servicios Complementarios*, Diciembre 2019.
- [35] N. Cifuentes, “Localización de equipos bess mediante algoritmos genéticos considerando criterios de estabilidad de voltaje,” Master’s thesis, Universidad de Chile, 2016.
- [36] S. S. Hossain, M. Hossain, E. Fernandez, and M. S. Rahman, “Design and analysis of an ufls scheme for low-inertia based power grid,” in *2018 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, pp. 1–6, 2018.



# Anexos

# Anexo A

## Código utilizado

### A.1. Archivo *desconexion\_cargas.py*

```
1 import numpy as np
2 import pandas as pd
3 import matplotlib.pyplot as plt
4 import sys
5 sys.path.append(r"C:\Program Files\DigSILENT\PowerFactory 2022 SP1\Python
   \3.9") # Localizacion carpeta Python de Power Factory
6 import powerfactory as pf
7
8 #Clase para manejar simulaciones en Power Factory
9 class Network_Manager:
10     def __init__(self, conf, show=False):
11
12         self.app = pf.GetApplication() #Puntero a la aplicacion Power
   Factory
13         if show == True:
14             self.app.Show() #Abre la aplicacion si el usuario lo solicita
15             self.user = self.app.GetCurrentUser() #Puntero al usuario
16             actprj = self.app.ActivateProject(conf['project']) #Activa
   proyecto
17             self.project = self.app.GetActiveProject() #Puntero al proyecto
18             self.prjfolder = self.app.GetProjectFolder('study') #Accede a la
   carpeta del proyecto
19             self.studycase = self.prjfolder.GetContents(conf['study_case'])[0]
   #Puntero al caso de estudio
20             self.studycase.Activate() #Activacion del caso de estudio
21             self.elmRes = self.app.GetFromStudyCase('*ElmRes') #Archivo de
   resultados
22             self.EvtFold = self.app.GetFromStudyCase('IntEvt') #Carpeta con
   eventos del caso de estudio
23             self.events = self.EvtFold.GetContents() #Lista de eventos de la
   carpeta
24             self.path_results = conf['result_file_path'] #Ubicacion del
   archivo de resultados
25             #Punteros a los objetos de interes:
26             self.buses = self.app.GetCalcRelevantObjects("Bus*.ElmTerm")
```

```

27     self.generadores = self.app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmSym')
28     self.eolicas = self.app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmGenstat')
29     self.cargas = self.app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmLod')
30     #Listas con orden de los objetos de interes:
31     self.buses_orden = []
32     self.generadores_orden = []
33     self.eolicas_orden = []
34     self.cargas_orden = []
35     for i in self.buses:
36         nombre=i.GetAttribute('loc_name')
37         self.buses_orden.append(nombre)
38     for i in self.generadores:
39         nombre=i.GetAttribute('loc_name')
40         self.generadores_orden.append(nombre)
41     for i in self.eolicas:
42         nombre=i.GetAttribute('loc_name')
43         self.eolicas_orden.append(nombre)
44     for i in self.cargas:
45         nombre=i.GetAttribute('loc_name')
46         self.cargas_orden.append(nombre)
47
48     #Añade una variable a monitorear para todos los objetos del tipo
49     seleccionado
50     def add_variable(self, tipo_objeto, variable):
51         for i in tipo_objeto:
52             self.elmRes.AddVars(i, variable)
53
54     #Borra todos los eventos del caso de estudio
55     def delete_events(self):
56         for i in self.events:
57             i.Delete()
58
59     #Crea un evento del tipo "tipo" en el objeto "n_objeto" de tipo "
60     tipo_objeto", en el tiempo "tiempo" (en segundos)
61     def create_event(self, nombre_evento, tipo, tiempo, tipo_objeto,
62     n_objeto, t_despeje=0.1, desconexion = 1):
63         falla = self.EvtFold.CreateObject(tipo, nombre_evento)
64         falla.p_target = tipo_objeto[n_objeto]
65         falla.mtime = 0
66         falla.time = tiempo
67         if tipo == 'EvtShc':
68             falla.i_shc = 0
69             falla2 = self.EvtFold.CreateObject(tipo, nombre_evento+'
70             _despeje')
71             falla2.p_target = tipo_objeto[n_objeto]
72             falla2.mtime=0
73             falla2.time = tiempo+t_despeje
74             falla2.i_shc = 4
75             falla2.Execute()
76         elif tipo == 'EvtLod':
77             falla.dP = -100 *desconexion
78             falla.dQ = -100 *desconexion
79             falla.Execute()
80
81     #Calcula las condiciones iniciales e inicia/reinicia la simulacion
82     hasta un tiempo "tstop" en segundos

```

```

78     def start_simulation(self, tstop):
79         condiciones_iniciales = self.app.GetFromStudyCase('ComInc')
80         condiciones_iniciales.Execute()
81         sim = self.app.GetFromStudyCase('ComSim')
82         sim.tstop = tstop
83         sim.Execute()
84
85     #Continua con la simulacion iniciada por un tiempo de "dt" segundos
86     def continue_simulation(self, dt):
87         sim = self.app.GetFromStudyCase('ComSim')
88         sim.dtstop = dt
89         sim.Execute()
90
91     #Exporta el archivo de resultados de Power Factory al archivo csv de
self.path_results
92     def export_results(self):
93         comres = self.app.GetFromStudyCase('*.ComRes');
94         comres.iopt_csel = 0 # Exportar todas las variables
95         comres.iopt_tsel = 0 # Intervalo completo a exportar
96         comres.iopt_locn = 2 # Abreviaciones como nombre de columnas
97         comres.ciopt_head = 1 # Nombre de parametros como nombre de
variables
98         comres.pResult = self.elmRes
99         comres.f_name = self.path_results # Nombre archivo donde exportar
100        comres.iopt_exp=6 # Archivo tipo csv
101        comres.iopt_sep=0 # No usar separadores del sistema
102        comres.col_Sep="," # Especificar separador de columnas
103        comres.dec_Sep="." # Especificar separador de decimales
104        comres.Execute()

```

Código A.1: Clase Network Manager

```

1 #Entrega el indice dentro de la lista del puntero de cargas de la carga
con n-esimo mejor puntaje para su desconexion/conexion
2 def obtener_mejor_carga(frame, n):
3     barra_maximo = list(frame.sort_values(by='Puntaje', ascending=False)['
Barra'])[n-1] # Encuentra la barra con la carga de n-esimo mayor
puntaje
4     mejor_carga = list(frame['Barra']).index(barra_maximo) # Encuentra el
numero de carga
5     return mejor_carga
6
7 #Clase para realizar las simulaciones del algoritmo de desconexion de
cargas
8 class Desconexion_Cargas:
9     def __init__(self, costos, conf, show=False):
10        self.conf = conf
11        self.nm = Network_Manager(conf, show) #Objeto con el Network
Manager
12        #self.nm.initialize_objects()
13        self.path_results = conf['result_file_path'] #Ubicacion de archivo
de resultados
14        #Resetear elmRes
15        #Varibales a monitorear:
16        self.nm.add_variable(self.nm.buses, 'm:u1')
17        self.nm.add_variable(self.nm.buses, 'm:feh3')
18        self.nm.add_variable(self.nm.generadores, 'm:P:bus1')

```

```

19     self.nm.add_variable(self.nm.generadores, 'm:Q:bus1')
20     self.nm.add_variable(self.nm.eolicas, 'm:P:bus1')
21     self.nm.add_variable(self.nm.eolicas, 'm:Q:bus1')
22     self.nm.add_variable(self.nm.cargas, 'm:P:bus1')
23     self.nm.add_variable(self.nm.cargas, 'm:Q:bus1')
24     self.nm.delete_events() #Borra los eventos preexistentes
25     self.nm.start_simulation(0) #Inicia la simulacion hasta un tiempo
de 0s
26     self.nm.export_results() #Exporta los resultados de condiciones
iniciales al archivo csv
27     self.import_results() #Importa resultados de condiciones iniciales
28
29     self.C_cargas = pd.DataFrame() #DataFrame con mediciones y
parametros de las cargas
30     #Extraccion de barras con cargas de la red
31     barras = []
32     for i in self.nm.cargas:
33         nombre=i.GetAttribute('loc_name')
34         barras.append(int(nombre[nombre.index('')+1:]))
35     self.C_cargas['Barra'] = barras #Barras de conexion de las cargas
36     self.C_cargas['Costo'] = costos #Costo de desconexion de las
cargas en USD/MWh
37     self.C_cargas['T_desc']=np.zeros(len(barras)) #Tiempo en que la
carga ha sido desconectada parcial o totalmente en segundos
38     self.C_cargas['desconexion']=np.zeros(len(barras)) #Energia que ha
sido recortada desde el inicio de la aplicacion en MWh
39     self.C_cargas['pagos']=np.zeros(len(barras)) #Pagos recibidos por
carga en USD
40     self.estado_cargas=np.zeros(len(barras))
41     self.C_cargas['estado']=self.estado_cargas #Estado de desconexion:
0=conectada, 1=desconectada
42     V0=[] #Voltajes iniciales de las barras de conexion de cargas
43     P0=[] #Potencia inicial de las cargas
44     for b in self.C_cargas['Barra']:
45         V0.append(self.V['Bus '+str(b).zfill(2)])[1])
46         P0.append(self.PLoad['Load '+str(b).zfill(2)])[1])
47     self.C_cargas['V0']=V0 #Voltajes iniciales de las barras de
conexion de cargas
48     self.C_cargas['P0']=P0 #Potencia original de cada carga
49     self.cargas_desconectadas=[] #Lista con cargas que son
desconectadas
50     self.total_desconectado=0 #Energia recortada desde el inicio en
MWh
51     self.costo_total=0 #Costo total desde el inicio en USD
52
53     #Parametros
54     self.pesos_puntaje=[10000, 5000, 0, 0.001] #param. puntajes (a, b,
c, d)
55     self.fnom = 60
56     self.Kdprocof = 1408.1
57     self.Kdpdf = 724.71
58     self.dfmax = 0.006 #Tolerancia de frecuencia df maximo en Hz (por
defecto 0.01% de fnom)
59     self.Tstop = 0 #Tiempo actual de la simulacion
60     self.dt = 0.2 #
61     self.dt_medidas = 0.1

```

```

62
63     self.V=pd.DataFrame()
64     self.freq=pd.DataFrame()
65     self.dP=0
66
67     # Importa el archivo de resultados y ordena los datos en dataframes
68     def import_results(self):
69         tabla=pd.read_csv(self.path_results, low_memory=False)
70         #Extraccion tiempo
71         tiempo=tabla.iloc[:,0]
72         del tiempo[0] #Borra fila con nombres de variables
73         tabla=tabla.drop(tabla.columns[0], axis=1) #Borra la columna de
tiempo, ya guardada
74         #Creacion de dataframes separados por variables:
75         V=pd.DataFrame()
76         V['tiempo']=tiempo
77         freq=pd.DataFrame()
78         freq['tiempo']=tiempo
79         PLoad=pd.DataFrame()
80         PLoad['tiempo']=tiempo
81         QLoad=pd.DataFrame()
82         QLoad['tiempo']=tiempo
83         PGen=pd.DataFrame()
84         PGen['tiempo']=tiempo
85         QGen=pd.DataFrame()
86         QGen['tiempo']=tiempo
87         for column in tabla:
88             elemento=tabla[column].name[tabla[column].name.index("d")+2:
tabla[column].name.index(' ')]
89             if elemento == 'Bus':
90                 barra=tabla[column].name[5:11]
91                 aux=tabla[column].loc[0]
92                 valores=tabla[column]
93                 del valores[0]
94                 variable=aux[aux.index(':')+1:aux.index(' ')]
95                 if variable=='u1':
96                     V[barra]=valores
97                 elif variable=='fehz':
98                     freq[barra]=valores
99
100             elif elemento == 'Load':
101                 barra=tabla[column].name[5:12]
102                 aux=tabla[column].loc[0]
103                 valores=tabla[column]
104                 del valores[0]
105                 variable=aux[aux.index(':')+1:aux.index(':')+2]
106                 if variable=='P':
107                     PLoad[barra]=valores
108                 elif variable=='Q':
109                     QLoad[barra]=valores
110
111             elif elemento == 'G':
112                 barra=tabla[column].name[5:9]
113                 aux=tabla[column].loc[0]
114                 valores=tabla[column]
115                 del valores[0]

```

```

116         variable=aux[aux.index(':')+1:aux.index(':')+2]
117         if variable=='P':
118             PGen[barra]=valores
119         elif variable=='Q':
120             QGen[barra]=valores
121
122     else:
123         barra=tabla[column].name[5:10]
124         aux=tabla[column].loc[0]
125         valores=tabla[column]
126         del valores[0]
127         variable=aux[aux.index(':')+1:aux.index(':')+2]
128         if variable=='P':
129             PGen[barra]=valores
130         elif variable=='Q':
131             QGen[barra]=valores
132
133     self.V=V.astype(float)
134     self.freq=freq.astype(float)
135     self.PLoad=PLoad.astype(float)
136     self.QLoad=QLoad.astype(float)
137     self.PGen=PGen.astype(float)
138     self.QGen=QGen.astype(float)
139     #Vector f promedio:
140     self.fprom=np.mean(self.freq.drop(self.freq.columns[0], axis=1),
141 axis=1).values
142
143 def actualizar_puntajes(self, signo):
144     fnom = self.fnom #frecuencia nominal red
145     volt=[] #ultimos voltajes de cada carga
146     f=[] #Frecuencia instantanea por carga
147     dfdt=[] #ultimo cambio frecuencial
148     P=[] #Potencia instantanea por carga
149     ultimo=len(self.V) #Indice de ultimos valores
150     for b in self.C_cargas['Barra']:
151         volt.append(self.V['Bus '+str(b).zfill(2)][ultimo])
152         dfdt.append(self.freq['Bus '+str(b).zfill(2)][ultimo]-self.
153 freq['Bus '+str(b).zfill(2)][ultimo-10])
154         f.append(self.freq['Bus '+str(b).zfill(2)][ultimo])
155         P.append(self.PLoad['Load '+str(b).zfill(2)][ultimo])
156     self.C_cargas['V']=volt
157     self.C_cargas['dV0'] = self.C_cargas['V']-self.C_cargas['V0'] #
158 diferencia con V0
159     self.C_cargas['P']=P
160     self.C_cargas['f'] = f
161     self.C_cargas['ROCOF']=dfdt
162     self.C_cargas['T_desc']+np.ceil(self.estado_cargas)*self.dt
163     self.C_cargas['desconexion']+self.C_cargas['estado']*self.
164 C_cargas['P0']*self.dt/3600 #En MWh
165     self.C_cargas['pagos']=self.C_cargas['desconexion']*self.C_cargas[
166 'Costo'] # En USD
167     a=self.pesos_puntaje[0]
168     b=self.pesos_puntaje[1]
169     c=self.pesos_puntaje[2]
170     d=self.pesos_puntaje[3]
171     punt = (self.C_cargas['ROCOF']*(-a)+(fnom-self.C_cargas['f'])*b

```

```

167     +(1-self.C_cargas['V'])*c)
168     costo = self.C_cargas['Costo']
169     penalizacion = self.C_cargas['T_desc']*d
170     signo_estado = (np.ceil(self.C_cargas['estado'])-0.5)*(-2)
171     #C_cargas['Puntaje']=punt*signo_estado/costo
172     if signo >=0:
173         self.C_cargas['Puntaje'] = punt/costo * (1/(1+penalizacion))
174         #C_cargas['Puntaje'] = 1/costo #solo costo
175     else:
176         self.C_cargas['Puntaje']= -punt*costo*(1+penalizacion)
177         #self.C_cargas['Puntaje'] = costo #solo costo
178     #Actualizacion medidas globales
179     self.costo_total=sum(self.C_cargas['pagos'])
180
181     def set_pesos_puntaje(self, a, b, c, d):
182         self.pesos_puntaje = [a, b, c, d]
183
184     #Actualiza variables generales a partir de una conexion/desconexion de
185     #carga
186     def switch_carga(self, n_carga):
187         if n_carga in self.cargas_desconectadas:
188             self.cargas_desconectadas.remove(n_carga)
189         else:
190             self.cargas_desconectadas.append(n_carga)
191             self.estado_cargas[n_carga]=not self.estado_cargas[n_carga]
192             self.C_cargas['estado']=self.estado_cargas
193             self.total_desconectado=sum(self.estado_cargas*self.C_cargas['PO'
194 ])
195
196     #Cambia el estado de la carga n_carga a un valor porc_desc entre 0 y 1
197     def cambiar_carga(self, n_carga, porc_desc):
198         self.estado_cargas[n_carga]=porc_desc
199         self.C_cargas['estado']=self.estado_cargas
200         self.total_desconectado=sum(self.estado_cargas*self.C_cargas['PO'
201 ])
202
203     #Calcula el deficit de potencia estimado para un paso de tiempo de dt
204     #segundos en las medidas
205     def deficit_potencia(self, dt_medidas):
206         t1=self.freq[self.freq['tiempo']>=self.Tstop-dt_medidas-0.000001].
207         iloc[0][0]
208         f1=np.mean(self.freq[self.freq['tiempo']>=self.Tstop-dt_medidas
209         -0.000001].iloc[0][1:])
210         t2=self.freq[self.freq['tiempo']>=self.Tstop-0.000001].iloc[0][0]
211         f2=np.mean(self.freq[self.freq['tiempo']>=self.Tstop-0.000001].
212         iloc[0][1:])
213         pendiente_promedio = ((f2-f1)/(t2-t1))
214         dprocof = -self.Kdprocof*pendiente_promedio
215         dpf = self.Kdpdf*(self.fnom-f1)
216         self.dP = dprocof+dpf
217
218     def algoritmo_cargas_discretas(self, Tfinal):
219         M=self.Kdprocof*self.dfmax
220         dt = self.dt
221         ult=0 #variable que almacena la ultima accion realizada
222         print('Tiempo.....DP[MW]')

```



```

215     while self.Tstop < Tfinal:
216         self.Tstop += dt
217         self.nm.continue_simulation(dt)
218         self.nm.export_results()
219         self.import_results()
220
221         self.deficit_potencia(0.1) #Actualiza carga a desconectar
222         self.actualizar_puntajes(np.sign(self.dP))
223         print(str(round(self.Tstop,1))+'. ....'+str(round(
self.dP,1)))
224
225         if np.sign(self.dP) != ult: #No se actua en caso que haya
habido una accion y se detecte un dP inverso
226             ult=0 #Reiniciar valor
227             #Deteccion de reconexion necesaria
228             if self.dP<-M:
229                 for i in range(len(self.C_cargas)):
230                     mejor_carga = obtener_mejor_carga(self.C_cargas, i
+1)
231
232                     Pcarga=self.C_cargas.iloc[mejor_carga]['P0']
233                     estado = self.C_cargas.iloc[mejor_carga]['estado']
234                     puntaje = self.C_cargas.iloc[mejor_carga]['Puntaje
']
235
236                     if Pcarga <= -self.dP and estado ==1 and puntaje>0
and self.dP<-M:
237                         self.nm.create_event(nombre_evento = '
reconexion '+str(self.Tstop), tipo_objeto = self.nm.cargas, n_objeto =
mejor_carga, tiempo = self.Tstop, tipo = 'EvtLod', desconexion=-1)
238                         print ('Carga',int(self.C_cargas.iloc[
mejor_carga]['Barra']), 'reconectada')
239                         self.switch_carga(mejor_carga)
240                         self.dP+=Pcarga
241                         ult = 1 #Hubo reconexion
242
243                     #Iteracion para desconexiones
244                     elif self.dP>M:
245                         for i in range(len(self.C_cargas)):
246                             mejor_carga = obtener_mejor_carga(self.C_cargas, i
+1)
247
248                             Pcarga = self.C_cargas.iloc[mejor_carga]['P0']
249                             estado = self.C_cargas.iloc[mejor_carga]['estado']
250                             puntaje = self.C_cargas.iloc[mejor_carga]['Puntaje
']
251
252                             if Pcarga <= self.dP and estado==0 and puntaje>0
and self.dP>M:
253                                 self.nm.create_event(nombre_evento = '
desconexion '+str(self.Tstop), tipo_objeto = self.nm.cargas, n_objeto =
mejor_carga, tiempo = self.Tstop, tipo = 'EvtLod', desconexion=1)
254                                 print ('Carga',int(self.C_cargas.iloc[
mejor_carga]['Barra']), 'desconectada')
255                                 self.switch_carga(mejor_carga)
256                                 self.dP-=Pcarga
257                                 ult = -1 #Hubo desconexion
258
259                             else:
260                                 ult=0 # Reiniciar valor

```

```

257     def algoritmo_cargas_parciales(self, Tfinal):
258         M=self.Kdprocof*self.dfmax
259         dt = self.dt
260         ult=0 #variable que almacena la ultima accion realizada
261         print('Tiempo.....DP[MW]')
262         while self.Tstop < Tfinal:
263             self.Tstop += dt
264             self.nm.continue_simulation(dt)
265             self.nm.export_results()
266             self.import_results()
267
268             self.deficit_potencia(0.1) #Actualiza carga a desconectar
269             self.actualizar_puntajes(np.sign(self.dP))
270             print(str(round(self.Tstop,1))+'. ....'+str(round(
self.dP,1)))
271
272             if np.sign(self.dP) != ult: #No se actua en caso que haya
habido una accion y se detecte un dP inverso
273                 ult=0 #Reiniciar valor
274                 #Deteccion de reconexion necesaria
275                 if self.dP<-M:
276                     for i in range(len(self.C_cargas)):
277 +1)
278                         Pcarga=self.C_cargas.iloc[mejor_carga]['P0']
279                         estado = self.C_cargas.iloc[mejor_carga]['estado']
280                         puntaje = self.C_cargas.iloc[mejor_carga]['Puntaje
']
281
282                         if estado > 0 and puntaje > 0 and self.dP<-M:
283                             porc = max(self.dP/Pcarga, -estado)
284                             self.nm.create_event(nombre_evento = '
reconexion '+str(self.Tstop), tipo_objeto = self.nm.cargas, n_objeto =
mejor_carga, tiempo = self.Tstop, tipo = 'EvtLod', desconexion=porc)
285                             print (-Pcarga*porc, '[MW] reconectados de la
carga', int(self.C_cargas.iloc[mejor_carga]['Barra']))
286                             self.cambiar_carga(mejor_carga, estado+porc)
287                             self.dP-=Pcarga*porc
288                             ult = 1 #Hubo reconexion
289
290                             #Iteracion para desconexiones
291                             elif self.dP>M:
292                                 for i in range(len(self.C_cargas)):
293 +1)
294                                     Pcarga = self.C_cargas.iloc[mejor_carga]['P0']
295                                     estado = self.C_cargas.iloc[mejor_carga]['estado']
296                                     puntaje = self.C_cargas.iloc[mejor_carga]['Puntaje
']
297
298                                     if estado < 1 and puntaje>0 and self.dP>M:
299                                         porc = min(self.dP/Pcarga, 1-estado) #Si dp>
Pcarga, desconecta el 100%, si Pcraga>dp, desconecta dp/Pcarga, acotado
a la carga que queda disponible
300                                         self.nm.create_event(nombre_evento = '
desconexion '+str(self.Tstop), tipo_objeto = self.nm.cargas, n_objeto =
mejor_carga, tiempo = self.Tstop, tipo = 'EvtLod', desconexion=porc)
301                                         print (Pcarga*porc, '[MW] desconectados de la

```

```

300     carga',int(self.C_cargas.iloc[mejor_carga]['Barra']))
301         self.switch_carga(mejor_carga)
302         self.dP-=Pcarga*porc
303         ult = -1 #Hubo desconexion
304     else:
305         ult=0 # Reiniciar valor
306
307 #Entrega principales estadisticas de las simulaciones
308 def reporte(self):
309     print('Reporte simulacion:')
310     #Calculo estadisticas
311     freq = self.freq
312     V = self.V
313     fprom = self.fprom
314     #fmin:
315     fmin=round(min(freq.drop(freq.columns[0], axis=1).values.flatten()
316 ),2)
317     print('Frecuencia minima alcanzada:',fmin,'[Hz]')
318     #fmax:
319     fmax=round(max(freq.drop(freq.columns[0], axis=1).values.flatten()
320 ),2)
321     print('Frecuencia maxima alcanzada:',fmax,'[Hz]')
322     ffinal=round(fprom[-1],2)
323     print('Frecuencia de estabilizacion:',ffinal,'[Hz]')
324     #Integral_error:
325     int_error=round(np.trapz(x=freq['tiempo'].values,y=abs(60-fprom)
326 ),2)
327     print('Error:',int_error,'[Hz s]')
328     #costo_total:
329     print('Costo:',round(self.costo_total,2),'[USD]')
330     #Vmin:
331     vmin=round(V.iloc[-1][1:].sort_values().take([0]).values[0],3)
332     vminbarra=V.iloc[-1][1:].sort_values().take([0]).index[0]
333     print('Voltaje minimo:',vmin,'[p.u] (',vminbarra,')')
334     #dVmin:
335     dvmin=round((V.iloc[-1][1:]-V.iloc[0][1:]).sort_values().take([0])
336 .values[0],3)
337     dvminbarra=(V.iloc[-1][1:]-V.iloc[0][1:]).sort_values().take([0]).
338 index[0]
339     print('Maxima caida de tension:',dvmin,'[p.u] (',dvminbarra,')')
340     #Vmax:
341     vmax=round(V.iloc[-1][1:].sort_values(ascending=False).take([0]).
342 values[0],3)
343     vmaxbarra=V.iloc[-1][1:].sort_values(ascending=False).take([0]).
344 index[0]
345     print('Voltaje maximo:',vmax,'[p.u] (',vmaxbarra,')')
346     #dVmax:
347     dvmax=round((V.iloc[-1][1:]-V.iloc[0][1:]).sort_values(ascending=
348 False).take([0]).values[0],3)
349     dvmaxbarra=(V.iloc[-1][1:]-V.iloc[0][1:]).sort_values(ascending=
350 False).take([0]).index[0]
351     print('Maximo aumento de tension:',dvmax,'[p.u] (',dvmaxbarra,')')
352     #Cargas desconectadas:
353     c_desc=self.C_cargas[self.C_cargas['T_desc']>0]['Barra'].values
354     print('Cargas utilizadas:',c_desc)
355

```

```

346 #Muestra resumen de las desconexiones realizadas para cada carga
347 def reporte_desconexiones(self):
348     df = self.C_cargas[self.C_cargas['T_desc']>0].sort_values(by='
desconexion', ascending=False)
349     df=df.rename(columns={'Costo':'Costo [USD/MWh]', 'pagos':'Pago [
USD]', 'T_desc':'Tiempo de uso [s]', 'desconexion':'Energia recortada [
MWh]', 'VO':'V inicial [p.u]', 'PO':'P inicial [MW]', 'V':'V final [p.u]',
'P':'P final [MW]'})
350     return df[['Barra', 'Costo [USD/MWh]', 'Pago [USD]', 'Tiempo de uso [
s]', 'Energia recortada [MWh]', 'V inicial [p.u]', 'P inicial [MW]', 'V
final [p.u]', 'P final [MW]']]
351
352 def graficos(self):
353     V=self.V
354     freq=self.freq
355     PGen=self.PGen
356     PLoad=self.PLoad
357     Tstop=self.Tstop
358     c_desc=self.C_cargas[self.C_cargas['T_desc']>0]['Barra'].values
359
360     #Voltaje
361     plt.figure(figsize=(7,4))
362     graficar=['Bus 03', 'Bus 18', 'Bus 32', 'Bus 39', 'Bus 09', 'Bus
30', 'Bus 33'] #Seleccion de barras a graficar
363     for column in V:
364         if V[column].name!='tiempo' and V[column].name in graficar:
365             plt.plot(V['tiempo'].values, V[column].values, label=V[
column].name)
366             plt.xlim(0, Tstop);
367             plt.grid(color='k', linestyle=':', linewidth=0.5)
368             plt.xlabel('Tiempo [s]')
369             plt.ylabel('Voltaje [p.u]')
370             plt.legend(loc='lower right')
371             plt.show()
372
373     #Frecuencia
374     plt.figure(figsize=(7,4))
375     graficar=['Bus 07', 'Bus 33'] #Seleccion de barras a graficar
376     for column in freq:
377         if freq[column].name!='tiempo' and freq[column].name in
graficar:
378             plt.plot(freq['tiempo'].values, freq[column].values, label=
freq[column].name)
379
380             plt.plot(freq['tiempo'].values, self.fprom, label='Promedio red')
381
382             plt.plot([0, Tstop], [60, 60], "r:") #puntear linea
383             plt.xlim(0, Tstop);
384             #plt.xlim(0.9, 3);
385             plt.grid(color='k', linestyle=':', linewidth=0.5)
386             plt.xlabel('Tiempo [s]')
387             plt.ylabel('Frecuencia [Hz]')
388             plt.legend(loc='lower right')
389             plt.show()
390
391     #P generadores

```

```

392     plt.figure(figsize=(7,4))
393     for column in PGen:
394         if PGen[column].name != 'tiempo':
395             plt.plot(PGen['tiempo'].values, PGen[column].values, label=
PGen[column].name)
396     plt.xlim(0, Tstop);
397     plt.legend(loc='upper right');
398     plt.xlabel('Tiempo [s]')
399     plt.ylabel('Potencia [MW]')
400     plt.grid(color='k', linestyle=':', linewidth=0.5)
401     plt.show()
402
403     #P cargas
404     graficar=[]
405     for i in c_desc:
406         graficar.append('Load '+str(i).zfill(2))
407
408     plt.figure(figsize=(7,4))
409     for column in PLoad:
410         if PLoad[column].name in graficar:
411             #if PLoad[column].name != 'tiempo':
412                 plt.plot(PGen['tiempo'].values, PLoad[column].values, label=
=PLoad[column].name)
413             #plt.plot(PGen['tiempo'].values, PLoad['Load 28'].values, label='
Load 28')
414     plt.xlim(0, Tstop);
415     plt.legend(loc='upper right');
416     plt.xlabel('Tiempo [s]')
417     plt.ylabel('Potencia [MW]')
418     plt.grid(color='k', linestyle=':', linewidth=0.5)
419     plt.show()

```

Código A.2: Clase Desconexion Cargas

### A.1.1. Ejemplo de uso

```

1 from desconexion_cargas import *
2 conf = {'project': 'Arreglo eolico',
3         'study_case': 'Prueba5',
4         'result_file_path': r"C:\Users\Nibaldo\Documents\TrabajoTitulo\
Notebooks\Resultados\resultados.csv"
5     }
6 costos = [20, 30, 25, 40, 35, 30, 22, 16, 33, 26, 30, 35, 42, 28, 31, 46, 50, 24, 1000]
7 desc = Desconexion_Cargas(costos, conf, 1)
8
9 desc.nm.create_event(nombre_evento = 'falla generador', tipo = 'EvtOutage'
, tiempo = 0.4, tipo_objeto = desc.nm.generadores, n_objeto = 1) #
Eventos a simular
10 desc.algoritmo_cargas_discretas(10)
11 desc.reporte()
12 desc.reporte_desconexiones()
13 desc.graficos()

```

Código A.3: Ejemplo de uso

# Anexo B

## Manual de uso del código

En el presente documento se explica el funcionamiento del código elaborado para la realización del trabajo de titulación “Control de cargas eléctricas para la reducción de transientes en la respuesta de frecuencia de la red eléctrica”. Este código es separado en dos clases de objeto, *Network\_Manager* y *Desconexion\_Cargas*, donde la primera clase se encarga del manejo del programa Power Factory de DIGSILENT y la segunda de la aplicación propia de la memoria, incluyendo la implementación del algoritmo planteado en esta.

### B.1. Network Manager

Se elabora una versión reducida de la clase Network Manager solo con los atributos y métodos utilizados para el desarrollo del trabajo en cuestión. A continuación, se presentan las entradas, atributos y métodos de esta clase.

#### B.1.1. Entradas

1. *conf*: Diccionario con tres llaves: “project”, “study\_case” y “result\_file\_path”. Estas llaves contienen textos con el nombre del proyecto, el caso de estudio y la ubicación del archivo *csv* donde se cargan los resultados.
2. *show*: Variable binaria que indica si el usuario quiere que se abra la ventana de Power Factory. De esta manera, si esta entrada es verdadera, el programa es mostrado, mientras que en caso contrario, las simulaciones se realizan con el programa “escondido”. Por defecto el programa no se muestra (*show = False*).

#### B.1.2. Atributos

1. *app*: Puntero a la aplicación Power Factory.
2. *user*: Puntero al usuario en Power Factory.

3. *project*: Puntero al proyecto en uso.
4. *prjfolder*: Puntero a la carpeta del proyecto en uso.
5. *studycase*: Puntero al caso de estudio en uso.
6. *elmRes*: Puntero al archivo de resultados en Power Factory.
7. *EvtFold*: Puntero a la carpeta con eventos del caso de estudio en uso.
8. *events*: Lista de punteros a los eventos de la carpeta *self.EvtFold*.
9. *path\_results*: Ubicación del archivo de resultados en el computador.
10. Listas con punteros a los objetos en Power Factory:
  - (a) *buses*: Lista de punteros a las barras de la red.
  - (b) *generadores*: Lista de punteros a los generadores sincrónicos de la red (“Synchronous Machine” en Power Factory).
  - (c) *eolicas*: Lista de punteros a los generadores estáticos de la red (“Static Generator” en Power Factory).
  - (d) *cargas*: Lista de punteros a las cargas de la red.
11. Listas con orden de objetos:
  - (a) *buses\_orden*: Lista con los nombres de las barras de la red en el orden de la lista *self.buses*.
  - (b) *generadores\_orden*: Lista con los nombres de los generadores sincrónicos de la red en el orden de la lista *self.generadores*.
  - (c) *eolicas\_orden*: Lista con los nombres de los generadores estáticos de la red en el orden de la lista *self.eolicas*.
  - (d) *cargas\_orden*: Lista con los nombres de las cargas de la red en el orden de la lista *self.cargas*.

### B.1.3. Métodos

1. Constructor de objeto: Establece la conexión con Power Factory para el proyecto y caso de estudio solicitados en la entrada *conf* e inicia los atributos del objeto.

```

1   conf = {'project': 'Arreglo eolico',
2           'study_case': 'Prueba5',
3           'result_file_path': r"C:\Users\Nibaldo\Documents\TrabajoTitulo
4           \Notebooks\Resultados\resultados.csv"
5           }
6   nm = Network_Manager(conf, True)

```

Código B.1: Ejemplo creación de objeto Network Manager.

2. `add_variable(tipo_objeto, variable)`: Añade una variable a incluir en el archivo de resultados para un tipo de objeto.

```
1 nm.add_variable(nm.buses, 'm:u1')
2
```

Código B.2: Ejemplo de agregar variable a monitorear

3. `delete_events()`: Borra los eventos existentes en el caso de estudio.

```
1 nm.delete_events()
2
```

Código B.3: Ejemplo para borrar eventos existentes.

4. `create_event(nombre_evento, tipo, tiempo, tipo_objeto, n_objeto, t_despeje, desconexion)`: Crea un evento según las entradas indicadas, las cuales se detallan a continuación.

- (a) `nombre_evento`: String con el nombre del evento creado.
- (b) `tipo`: String con el nombre en Power Factory del tipo de falla a crear. Las opciones para este valor pueden ser: “EvtOutage”, “EvtLod” o “EvtShc”.
- (c) `tiempo`: Tiempo en segundos en que se localiza el evento.
- (d) `tipo_objeto`: Lista de punteros a los objetos del tipo de objeto Power Factory del objeto en el que se agrega la falla. Por ejemplo, si se quiere agregar una falla de generador convencional, la entrada sería `tipo_objeto = self.generadores`.
- (e) `n_objeto`: Índice del objeto del evento dentro de la lista de punteros `tipo_objeto`.
- (f) `t_despeje`: Solo para evento de cortocircuito (“EvtShc”). Tiempo en que se tarda el despeje de la falla desde el tiempo en que esta aparece.
- (g) `desconexion`: Solo para eventos de cambio de carga (“EvtLod”). Valor entre -1 y 1, que indica la fracción de la carga que se desconecta.

Para ejemplificar el uso de esta función, es necesario conocer el orden de los objetos dentro de la lista de punteros, lo que se puede hacer con el siguiente bloque:

```
1 print('Generadores:', nm.generadores_orden)
2 print('Cargas:', nm.cargas_orden)
3
```

Código B.4: Imprime listas de orden de elementos.

```
Generadores: ['G 01', 'G 02', 'G 03', 'G 04', 'G 07', 'G 09', 'G 10']
Cargas: ['Load 03', 'Load 04', 'Load 07', 'Load 08', 'Load 12', 'Load 15', 'Load 16', 'Load 18', 'Load 20', 'Load 21', 'Load 23', 'Load 24', 'Load 25', 'Load 26', 'Load 27', 'Load 28', 'Load 29', 'Load 31', 'Load 39']
```

Figura B.1: Respuesta obtenida al código B.4.

De esta manera, si se desea crear un evento para el generador 2, el objeto a utilizar sería `generadores[1]`, mientras que para la carga 8, el objeto sería `cargas[3]`. A continuación, se muestra la creación de estos eventos.



```

1 nm.create_event(nombre_evento='falla_gen', tipo='EvtOutage',
2 tiempo=0.5, tipo_objeto=nm.generadores, n_objeto=1)
3 nm.create_event(nombre_evento='desconexion_carga', tipo='EvtLod',
4 tiempo=1, tipo_objeto=nm.cargas, n_objeto=3,
5 desconexion = 0.8)

```

Código B.5: Ejemplo para crear dos eventos.

En la figura B.2 se puede ver que los eventos requeridos son creados en Power Factory.

The screenshot shows a window titled 'Simulation Events/Fault - Study Cases\Prueba5\Simulation Events/Fault'. It contains a table with the following data:

Name	Time	Object	Out of Service	Object modified	Object modified by
falla_gen	0,5	G 02	<input type="checkbox"/>	06-09-2022 17:21:25	Nibaldo
desconexion_carga	1,	Load 08	<input type="checkbox"/>	06-09-2022 17:21:26	Nibaldo

The status bar at the bottom indicates 'Ln 1', '2 object(s) of 2', '1 row(s) selected', and 'Drag & Drop'.

Figura B.2: Eventos creados en Power Factory con el código B.5.

5. *start\_simulation (tstop)*: Calcula las condiciones iniciales e inicia una simulación dinámica con tiempo final de *tstop* segundos.

```

1 nm.start_simulation(1)
2

```

Código B.6: Ejemplo para comenzar una simulación dinámica.

6. *continue\_simulation(dt)*: Continúa la simulación por un tiempo de *dt* segundos.

```

1 nm.continue_simulation(2)
2

```

Código B.7: Ejemplo para continuar una simulación dinámica ya iniciada.

7. *export\_results()*: Exporta los resultados generados en Power Factory al archivo *csv* cuya localización se indica en la entrada *conf* del objeto *Network\_Manager*.

```

1 export_results()
2

```

Código B.8: Ejemplo para exportar resultados desde Power Factory al archivo *csv*.

## B.2. Desconexión Cargas

En esta sección, se presentan las entradas, atributos y métodos de la clase *Desconexion\_Cargas*, utilizada para la implementación del algoritmo creado en Power Factory.

### B.2.1. Entradas

1. *costos*: Lista con los costos de desconexión de cada carga en [USD/MWh].
2. *conf*: Diccionario con tres llaves: “project”, “study\_case” y “result\_file\_path” para Network Manager. Estas llaves contienen textos con el nombre del proyecto, el caso de estudio y la ubicación del archivo *csv* donde se cargan los resultados.
3. *show*: Variable binaria que indica si el usuario quiere que se abra la ventana de Power Factory. De esta manera, si esta entrada es verdadera, el programa es mostrado, mientras que, en caso contrario, las simulaciones se realizan con el programa “escondido”. Por defecto el programa no se muestra (*show = False*).

### B.2.2. Atributos

1. *nm*: Objeto Network Manager desde el cual se maneja Power Factory.
2. *C\_cargas*: DataFrame con parámetros y mediciones de las cargas. Las columnas de este DataFrame son las siguientes:
  - (a) Barra: Número de barra donde se conecta la carga.
  - (b) Costo: Costo de desconexión de la carga en [USD/MWh].
  - (c) T\_desc: Tiempo en que la carga no ha estado 100 % conectada en [s].
  - (d) desconexion: Energía que ha sido recortada de la carga en [MWh].
  - (e) pagos: Pago que recibe la carga por su desconexión en [USD].
  - (f) estado: Estado de desconexión de la carga.
  - (g) V0: Voltaje inicial de la barra de conexión de la carga en [p.u].
  - (h) P0: Potencia activa inicial de la carga en [MW].
  - (i) V: Voltaje de la barra de conexión de la carga en la última medición realizada en [p.u].
  - (j) dV0: Diferencia entre el voltaje actual de la barra de conexión de la carga y el inicial en [p.u].
  - (k) P: Potencia activa de la carga en la última medición en [MW].
  - (l) f: Frecuencia actual de la barra de conexión de la carga en [Hz].
  - (m) ROCOF: Última medida de *ROCOF* en la barra de conexión de la carga en [Hz/s].
  - (n) Puntaje: Puntaje actual de la carga.

	Barra	Costo	T_desc	desconexion	pagos	estado	V0	P0	V	dV0	P	f	ROCOF	Puntaje
0	3	20	0.0	0.0	0.0	0.0	1.022101	322.000000	1.022101	0.0	321.999998	60.0	0.0	0.0
1	4	30	0.0	0.0	0.0	0.0	0.997762	500.000000	0.997762	0.0	499.999997	60.0	0.0	0.0
2	7	25	0.0	0.0	0.0	0.0	0.993144	233.800003	0.993144	0.0	233.800002	60.0	0.0	0.0
3	8	40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.992221	522.000000	0.992221	0.0	521.999997	60.0	0.0	0.0
4	12	35	0.0	0.0	0.0	0.0	0.995639	7.500000	0.995639	0.0	7.500000	60.0	0.0	0.0

Figura B.3: Ejemplo de DataFrame *self.C\_cargas*.

3. Parámetros del algoritmo:

- (a) *pesos\_puntaje*: Lista con pesos de la función de puntaje para la desconexión o conexión de cargas.
- (b) *fnom*: Frecuencia nominal de la red utilizada en [Hz].
- (c) *Kdprocof*: Constante de peso del factor de *ROCOF* en la ecuación de aproximación del déficit de potencia.
- (d) *Kdpdf*: Constante de peso del factor del error de frecuencia en la ecuación de aproximación del déficit de potencia.
- (e) *dfmax*: Error máximo de frecuencia permitido en [Hz].
- (f) *Tstop*: Tiempo actual de la simulación en ejecución en [s].
- (g) *dt*: Paso de tiempo entre cada evaluación del algoritmo en [s].
- (h) *dt\_medidas*: Separación temporal para medición del *ROCOF* en [s].

4. DataFrames con mediciones: Para cada caso la columna “tiempo” indica el tiempo de las mediciones para cada objeto, mientras que las demás columnas indican la medición de la variable correspondiente en el objeto cuyo nombre es el nombre de la columna.

- (a) *V*: DataFrame con los valores de tensión en cada barra medidos en [p.u].

	tiempo	Bus 01	Bus 02	Bus 03	Bus 04	Bus 05
11	0.00	1.044621	1.041502	1.022101	0.997762	1.00109
12	0.01	1.044621	1.041502	1.022101	0.997762	1.00109
13	0.02	1.044621	1.041502	1.022101	0.997762	1.00109
14	0.03	1.044621	1.041502	1.022101	0.997762	1.00109
15	0.04	1.044621	1.041502	1.022101	0.997762	1.00109

5 rows × 40 columns

Figura B.4: Ejemplo de DataFrame *self.V*

- (b) *freq*: DataFrame con los valores de tensión en cada barra medidos en [Hz].
  - (c) *PLoad*: DataFrame con los valores de potencia activa en cada carga medidos en [MW].
  - (d) *QLoad*: DataFrame con los valores de potencia reactiva en cada carga medidos en [MVar].
  - (e) *PGen*: DataFrame con los valores de potencia activa en cada generador medidos en [MW].
  - (f) *QGen*: DataFrame con los valores de potencia reactiva en cada generador medidos en [MVar].
5. *fprom*: Vector con valores promedio de la frecuencia para todas las barras de la red en en cada instante de la simulación, medidos en [Hz].
6. *dP*: Última actualización del déficit de potencia de generación aproximado en [MW].

### B.2.3. Métodos

1. Constructor de objeto: Junto con iniciar los atributos del objeto, crea la conexión con Power Factory, configurando las variables a monitorear, borra los eventos existentes e inicia la simulación hasta un tiempo de 0 [s].

```
1   conf = {'project': 'Arreglo eolico',
2           'study_case': 'Prueba5',
3           'result_file_path': r"C:\Users\Nibaldo\Documents\TrabajoTitulo
4           \Notebooks\Resultados\resultados.csv"
5       }
6   costos
7   = [20, 30, 25, 40, 35, 30, 22, 16, 33, 26, 30, 35, 42, 28, 31, 46, 50, 24, 1000]
8   desc = Desconexion_Cargas(costos, conf, show=True)
```

Código B.9: Ejemplo creación de objeto *Desconexion\_Cargas*.

2. *import\_results()*: Carga los resultados generados en Power Factory, actualizando los DataFrames *V*, *freq*, *PLoad*, *QLoad*, *PGen* y *QGen*, y el vector *fprom*.

```
1   desc.import_results()
2
```

Código B.10: Ejemplo de carga de resultados a Python.

3. *actualizar\_puntajes(signo)*: Actualiza las mediciones del DataFrame *C\_cargas*, actualizando el puntaje según el signo del desequilibrio entre generación y demanda observado, donde un signo positivo significa déficit de generación y un signo negativo un exceso de generación.

```
1   desc.actualizar_puntajes(1)
2
```

Código B.11: Ejemplo de actualización de puntajes de cargas para déficit de generación.

4. *set\_pesos\_puntaje(a, b, c, d)*: Modifica los valores de los pesos de cada factor en la función de puntaje.

```
1   desc.set_pesos_puntaje(5000, 2000, 1, 4)
2
```

Código B.12: Ejemplo de cambio de valores para los pesos de los factores del puntaje.

5. *switch\_carga(n\_carga)*: Tras un evento de desconexión o reconexión de carga para el caso de las cargas discretas, cambia el estado de la carga *n\_carga* en el DataFrame *C\_cargas*. Este método es usado dentro del algoritmo de desconexión de cargas, no utilizándose por sí sola.
6. *cambiar\_carga(n\_carga, porc\_desc)*: Tras un evento de desconexión o reconexión de carga para el caso de cargas parciales, actualiza el estado de la carga *n\_carga* a *porc\_desc* en el DataFrame *C\_cargas*. Este método es usado dentro del algoritmo de desconexión de cargas, no utilizándose por sí sola.

7. *deficit\_potencia(dt\_medidas)*: Carga el valor aproximado de déficit de potencia de generación en el atributo *self.dP* para el tiempo actual de la simulación, utilizando una separación temporal de *dt\_medidas* para la medición del *ROCOF*.

```

1 desc.nm.create_event(nombre_evento='falla_gen', tipo='EvtOutage',
2 tiempo=0.2, tipo_objeto=desc.nm.generadores, n_objeto=1)
3 desc.nm.continue_simulation(0.4)
4 desc.Tstop+=0.4
5 desc.nm.export_results()
6 desc.import_results()
7 desc.deficit_potencia(desc.dt_medidas)
8 print(desc.dP)

```

Código B.13: Ejemplo de aproximación de déficit de potencia tras evento.

**Out[5]: 627.9806932557606**

Figura B.5: Respuesta generada tras aplicación del código B.13.

8. *algoritmo\_cargas\_discretas(Tfinal)*: Ejecuta el algoritmo propuesto hasta un tiempo *Tfinal*, considerando solo desconexiones totales de carga.

```

1 desc = Desconexion_Cargas(costos, conf, show=True)
2 desc.nm.create_event(nombre_evento='falla_gen', tipo='EvtOutage',
3 tiempo=0.4, tipo_objeto=nm.generadores, n_objeto=1)
4 desc.algoritmo_cargas_discretas(2)

```

Código B.14: Ejemplo de ejecución del algoritmo para desconexiones totales de carga.

```

Tiempo.....DP[MW]
0.2.....0.0
0.4.....0.0
0.6.....628.0
Carga 18 desconectada
Carga 3 desconectada
Carga 31 desconectada
Carga 12 desconectada
0.8.....-266.8
1.0.....-28.1
Carga 12 reconectada
1.2.....138.6
1.4.....110.5
Carga 12 desconectada
1.6.....69.8
1.8.....54.3
2.0.....-10.4
2.2.....-19.2

```

Figura B.6: Respuesta generada tras aplicación del código B.14.

9. *algoritmo\_cargas\_parciales(Tfinal)*: Ejecuta el algoritmo propuesto hasta un tiempo *Tfinal*, permitiendo desconexiones parciales de carga.

```

1 desc = Desconexion_Cargas(costos, conf, show=True)
2 desc.nm.create_event(nombre_evento='falla_gen', tipo='EvtOutage',
3 tiempo=0.4, tipo_objeto=nm.generadores, n_objeto=1)
4 desc.algoritmo_cargas_parciales(2)

```

Código B.15: Ejemplo de ejecución del algoritmo para desconexiones parciales de carga.

```

Tiempo.....DP[MW]
0.2.....0.0
0.4.....0.0
0.6.....628.0
158.0 [MW] desconectados de la carga 18
322.0 [MW] desconectados de la carga 3
147.98104184534327 [MW] desconectados de la carga 16
0.8.....-414.2
1.0.....-161.8
161.78145467049137 [MW] reconectados de la carga 16
1.2.....235.6
1.4.....180.8
161.78145467049137 [MW] desconectados de la carga 16
19.018705388596118 [MW] desconectados de la carga 21
1.6.....-165.5
1.8.....-174.1
174.07789712967923 [MW] reconectados de la carga 21
2.0.....58.7
2.2.....-52.6
52.63997937797666 [MW] reconectados de la carga 21

```

Figura B.7: Respuesta generada tras aplicación del código B.15.

10. *reporte()*: Entrega un reporte con las principales mediciones una vez finalizada una simulación.

```

1 desc.reporte()
2

```

Código B.16: Ejemplo de reporte generado tras una simulación.

```

Reporte simulación:
Frecuencia mínima alcanzada: 59.93 [Hz]
Frecuencia máxima alcanzada: 60.05 [Hz]
Frecuencia de estabilización: 60.02 [Hz]
Error: 0.03 [Hz s]
Costo: 6.28 [USD]
Voltaje mínimo: 0.904 [p.u] ( Bus 31 )
Máxima caída de tensión: -0.078 [p.u] ( Bus 31 )
Voltaje máximo: 1.064 [p.u] ( Bus 36 )
Máximo aumento de tensión: 0.014 [p.u] ( Bus 38 )
Cargas utilizadas: [ 3 16 18 21]

```

Figura B.8: Respuesta generada tras el código B.16

11. *reporte\_desconexiones()*: Entrega un reporte con la información de las cargas que han sido desconectadas a lo largo de la simulación.

```

1 desc.reporte_desconexiones()
2

```

Código B.17: Ejemplo de reporte de las desconexiones generado tras una simulación.

Barra	Costo [USD/MWh]	Pago [USD]	Tiempo de uso [s]	Energía recortada [MWh]	V inicial [p.u]	P inicial [MW]	V final [p.u]	P final [MW]	
0	3	20	2.862222	1.6	0.143111	1.022101	322.0	1.015882	0.000000
7	18	16	1.123556	1.6	0.070222	1.020906	158.0	1.018437	0.000000
6	16	22	1.212979	0.8	0.055135	1.018757	329.0	1.011630	179.756121
9	21	26	1.080219	0.8	0.041547	1.013393	274.0	1.000336	423.476510

Figura B.9: Respuesta generada tras el código B.17

12. *graficos()*: Genera gráficos de voltajes, frecuencia, potencia activa de generadores y potencia activa de cargas utilizadas tras una simulación.

```

1 desc.graficos()
2

```

Código B.18: Ejemplo de generación de gráficos.

# Anexo C

## Comparación modelos de carga

Para la realización de esta comparación, se cambia el modelo utilizado para la totalidad de cargas de la red, comparando los resultados ante la implementación de una falla de caída del generador 3. Los casos probados son el modelo de carga que ya viene con la red (Original), un modelo de impedancia constante (Z constante) y un modelo de potencia constante (P constante).

El modelo de carga Original corresponde a una carga 100 % dinámica, con dependencia del voltaje pero no de la frecuencia. Los parámetros del modelo de carga son mostrados en la tabla C.1, donde solo se indican los parámetros no nulos.

Tabla C.1: Parámetros no nulos del modelo de carga “Original”.

Parámetro	Valor
Delay	0,1 [s]
$bP$	1
$e_{bP}$	1
$e_{cP}$	2
$bQ$	1
$e_{bQ}$	1
$e_{cQ}$	2

La tabla C.2 resume las principales mediciones para cada caso:

Tabla C.2: Tabla comparativa desconexión de generador 3 para distintos modelos de carga.

Tipo de modelo de carga	$f_{min}$	$f_{est}$	$t_{est}$	$ROCOF$ ( $dt = 0,1[s]$ ) [Hz/s]
Original	57,96	59,04	164,64	-0,292
Z constante	59,04	59,46	123,69	-0,123
P constante	57,76	59,07	171,87	-0,216

Se observa cómo, tanto la caída inicial de la frecuencia, como las frecuencias mínima y



final son menores para el caso de potencia constante, seguido por la carga original. El modelo de impedancia constante por su parte genera las menores caídas de frecuencia. Por otro lado, el tiempo de estabilización tiene un comportamiento inverso.

Se evidencia que el caso de  $Z$  constante es el más favorable para la red, existiendo menores problemas de frecuencia. Al contrario, el modelo de carga con potencia constante daña fuertemente la frecuencia de la red, siendo el modelo original un caso intermedio.

# Anexo D

## Resultados adicionales

### D.1. Respuesta de la red convencional ante cambios de carga

Tabla D.1: *ROCOF* iniciales y frecuencias finales para aumentos de cargas

Objeto de falla	Déficit P [MW]	$f_{est}$	<i>ROCOF</i> inicial [Hz/s]		
			dt=2 [s]	dt=0,3 [s]	dt=0,1 [s]
Load 3	322	59,59	-0,103	-0,130	-0,155
Load 4	500	59,44	-0,129	-0,155	-0,227
Load 7	233,8	59,75	-0,062	-0,069	-0,093
Load 8	522	59,42	-0,134	-0,153	-0,218
Load 12	7,5	60,01	0,007	0,012	0,004
Load 15	320	59,65	-0,082	-0,102	-0,152
Load 16	329	59,59	-0,103	-0,142	-0,177
Load 18	158	59,81	-0,047	-0,061	-0,077
Load 20	628	59,13	-0,186	-0,253	-0,341
Load 21	274	59,68	-0,077	-0,105	-0,142
Load 23	247,5	59,70	-0,078	-0,112	-0,142
Load 24	308,6	59,58	-0,112	-0,165	-0,189
Load 25	224	59,73	-0,068	-0,083	-0,101
Load 26	139	59,83	-0,044	-0,057	-0,068
Load 27	281	59,68	-0,080	-0,100	-0,133
Load 28	206	59,75	-0,066	-0,090	-0,104
Load 29	283,5	59,64	-0,094	-0,134	-0,149
Load 31	9,2	59,99	-0,003	-0,003	-0,003
Load 20	400	59,49	-0,124	-0,173	-0,224
Load 8	450	59,51	-0,117	-0,132	-0,184
Load 4	380	59,58	-0,100	-0,118	-0,168
Load 18	100	59,88	-0,030	-0,038	-0,048
Load 24	60	59,92	-0,022	-0,033	-0,037

Tabla D.2: *ROCOF* iniciales y frecuencias finales para desconexión de cargas

Objeto de falla	Déficit P [MW]	$f_{est}$	<i>ROCOF</i> inicial [Hz/s]		
			dt=2 [s]	dt=0,3 [s]	dt=0,1 [s]
Load 3	-322	60,39	0,107	0,138	0,159
Load 4	-500	60,56	0,146	0,171	0,213
Load 7	-233,8	60,26	0,066	0,073	0,091
Load 8	-522	60,59	0,154	0,169	0,202
Load 12	-7,5	59,99	-0,008	-0,014	-0,008
Load 15	-320	60,35	0,089	0,110	0,147
Load 16	-329	60,39	0,108	0,150	0,180
Load 18	-158	60,18	0,049	0,063	0,077
Load 20	-628	60,82	0,230	0,344	0,372
Load 21	-274	60,32	0,084	0,114	0,144
Load 23	-247,5	60,30	0,083	0,121	0,145
Load 24	-308,6	60,39	0,116	0,172	0,191
Load 25	-224	60,26	0,070	0,088	0,103
Load 26	-139	60,16	0,045	0,059	0,069
Load 27	-281	60,32	0,085	0,110	0,135
Load 28	-206	60,25	0,071	0,099	0,109
Load 29	-283,5	60,34	0,103	0,147	0,154
Load 31	-9,2	60,01	0,003	0,003	0,003
Load 20	-400	60,49	0,141	0,211	0,239
Load 8	-450	60,51	0,132	0,145	0,174
Load 4	-380	60,42	0,109	0,128	0,161
Load 18	-100	60,11	0,031	0,039	0,048
Load 24	-60	60,08	0,022	0,033	0,037

## D.2. Gráficos de $ROCOF$ para distintos valores de $dt$ ante fallas en la red convencional

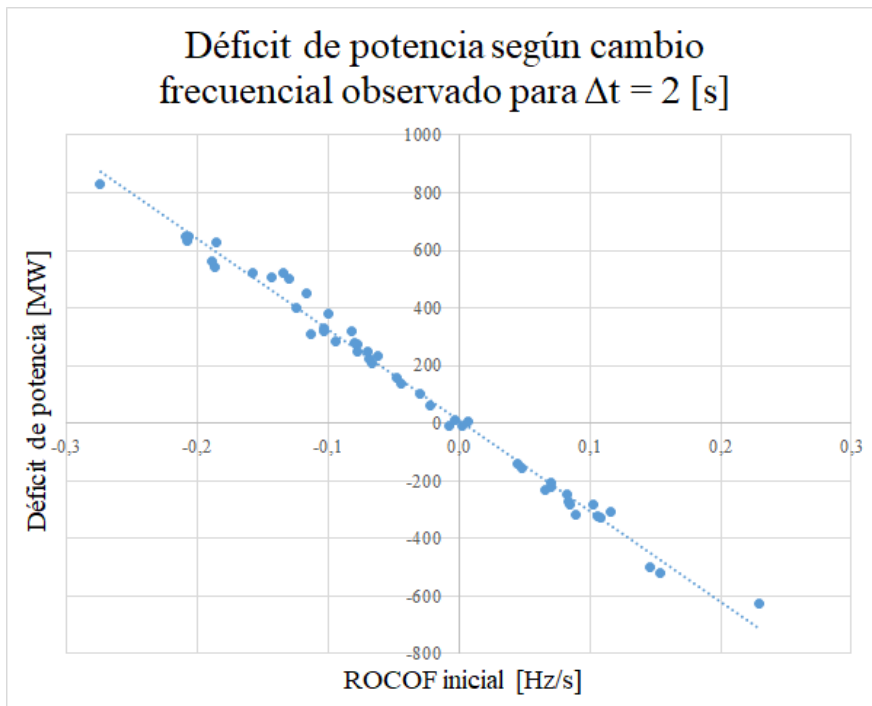


Figura D.1:  $ROCOF$  inicial para  $dt = 2$ [s] ante fallas en red convencional.

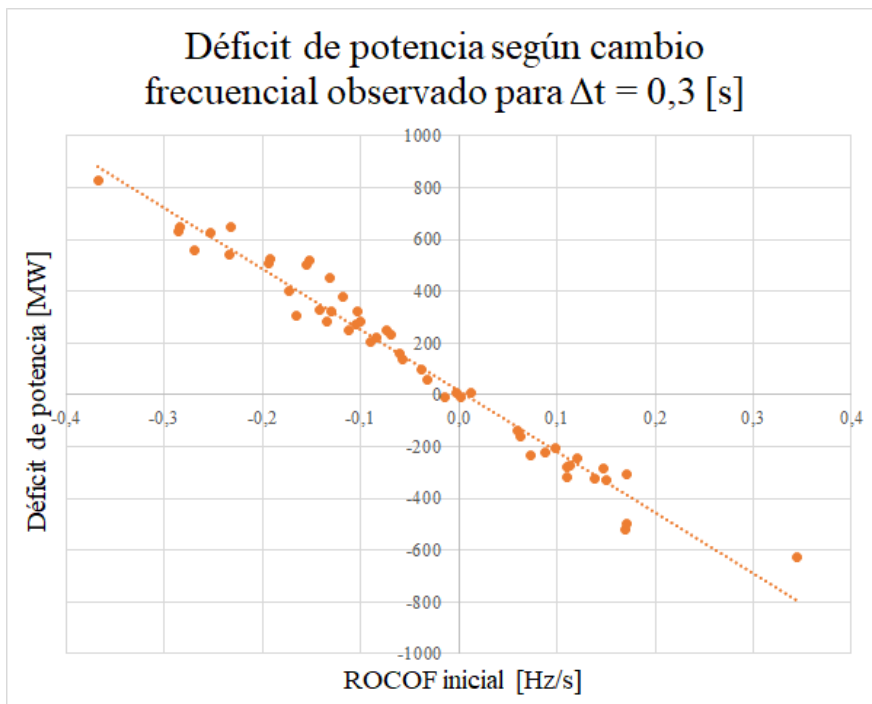


Figura D.2:  $ROCOF$  inicial para  $dt = 0,3$ [s] ante fallas en red convencional.

### D.3. Respuesta de la red con 30 % de generación eólica ante cambios de carga

Tabla D.3: Respuesta de la red eólica ante aumentos de carga

Carga	Tipo	Déficit P [MW]	$f_{est}$ [Hz]	$ROCOF$ [Hz/s] ( $dt = 0, 1[s]$ )
3	Doble valor	322	59,53	-0,210
4	Doble valor	500	59,36	-0,429
7	Doble valor	233,8	59,71	-0,139
8	Doble valor	522	59,35	-0,387
12	Doble valor	7,5	60,02	-0,007
15	Doble valor	320	59,61	-0,297
16	Doble valor	329	59,52	-0,256
18	Doble valor	158	59,79	-0,110
20	Doble valor	628	59,04	-1,050
21	Doble valor	274	59,64	-0,243
23	Doble valor	247,5	59,65	-0,204
24	Doble valor	308,6	59,50	-0,222
25	Doble valor	224	59,69	-0,139
26	Doble valor	139	59,81	-0,094
27	Doble valor	281	59,63	-0,214
28	Doble valor	206	59,71	-0,143
29	Doble valor	283,5	59,58	-0,196
31	Doble valor	9,2	59,99	-0,005
20	Aumento parcial	400	59,42	-0,371
8	Aumento parcial	450	59,44	-0,307
4	Aumento parcial	380	59,52	-0,282
18	Aumento parcial	100	59,86	-0,069
24	Aumento parcial	60	59,91	-0,041

Tabla D.4: Respuesta de la red eólica ante desconexión de carga

Carga	Tipo de desconexión	Déficit P [MW]	$f_{est}$ [Hz]	$ROCOF$ [Hz/s] ( $dt = 0,1[s]$ )
3	Total	-322	60,47	0,204
4	Total	-500	60,68	0,287
7	Total	-233,8	60,31	0,124
8	Total	-522	60,73	0,269
12	Total	-7,5	59,98	0,000
15	Total	-320	60,42	0,216
16	Total	-329	60,48	0,233
18	Total	-158	60,22	0,106
20	Total	-628	61,23	0,468
21	Total	-274	60,38	0,199
23	Total	-247,5	60,36	0,191
24	Total	-308,6	60,48	0,217
25	Total	-224	60,32	0,135
26	Total	-139	60,20	0,092
27	Total	-281	60,39	0,186
28	Total	-206	60,30	0,137
29	Total	-283,5	60,42	0,194
31	Total	-9,2	60,01	0,005
20	Parcial	-400	60,60	0,301
8	Parcial	-450	60,61	0,232
4	Parcial	-380	60,51	0,219
18	Parcial	-100	60,14	0,068
24	Parcial	-60	60,09	0,041