



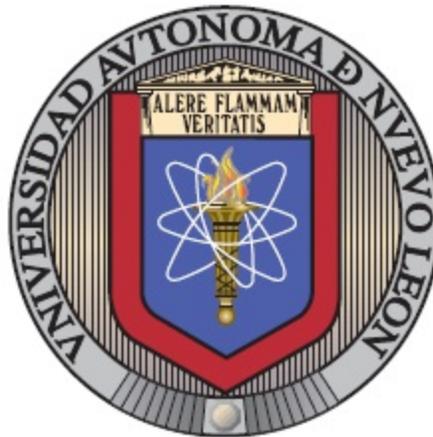
UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**



**ESTIMACIÓN DEL MARGEN DE RESERVA Y CONTINGENCIA PARA EL CONTROL DE  
FRECUENCIA EN REDES ELÉCTRICAS CON MIX DE GENERACIÓN**

**Por**  
**JULIO CÉSAR UMAÑA ANGULO**

**EN OPCIÓN AL GRADO DE**  
**Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica**

**Julio de 2019**



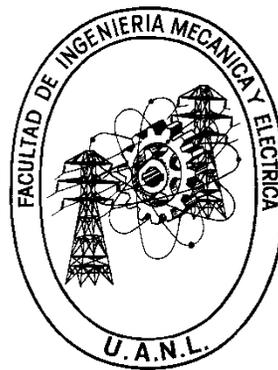
UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**  
**SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**



**ESTIMACIÓN DEL MARGEN DE RESERVA Y CONTINGENCIA PARA EL CONTROL DE FRECUENCIA EN REDES ELÉCTRICAS CON MIX DE GENERACIÓN**

**Por:**  
**JULIO CÉSAR UMAÑA ANGULO**

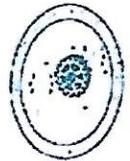
**EN OPCIÓN AL GRADO DE:**  
Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica

**SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, NUEVO LEÓN, MÉXICO julio de 2019**



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**  
**SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

Los miembros del Comité de Tesis recomendamos que la Tesis Estimación del margen de reserva y contingencia para el control de frecuencia en redes eléctricas con mix de generación] realizada por el alumno(a) Julio César Umaña Angulo ,con número de matrícula 1935033 , sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica

El Comité de Tesis

Dr. Arturo Conde Enríquez  
Director

Dr. Rogelio Ramírez Barradas  
Revisor

M.C. Fabián Vázquez Ramírez  
Revisor

Vo. Bo.

Dr. Simón Martínez Martínez  
Subdirector de Estudios de Posgrado



San Nicolás de los Garza, Nuevo León, julio de 2019

Esta tesis corresponde a los estudios realizados con una beca de excelencia otorgada por el Gobierno de México, a través de la Secretaría de Relaciones Exteriores.

## **DEDICATORIA**

*Al mejor equipo de soporte y apoyo, mi esposa e hijas, y a todas las personas que hicieron posible esta bonita experiencia.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Mis más sinceros agradecimientos a la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, en especial al Dr. Arturo Conde Enríquez por el gran apoyo recibido, al Comité de Tesis por el asesoramiento en este proyecto, a la Secretaría de Relaciones Exteriores por el soporte económico y finalmente al Instituto Costarricense de Electricidad.

## RESUMEN

Julio César Umaña Angulo

Universidad Autónoma de Nuevo León, 2019

Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

Candidato al grado de: "Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica"

Título de la tesis: ESTIMACIÓN DEL MARGEN DE RESERVA Y CONTINGENCIA PARA EL CONTROL DE FRECUENCIA EN REDES ELECTRICAS CON MIX DE GENERACIÓN.

Profesor asesor: Dr. Arturo Conde Enríquez

La generación de energía eléctrica por medio de fuentes variables (eólico y solar) ha aumentado en los últimos años, principalmente debido a compromisos ambientales que asumen los gobiernos. Este tipo de generación presenta retos en la operación de los sistemas de potencia, uno de estos retos es el control de frecuencia. Por otro lado el nuevo entorno de mercados eléctricos abiertos ha creado la necesidad de un enfoque operativo que tiene como uno de sus ejes fundamentales asegurar la seguridad de la red eléctrica. Esta tesis propone un sistema de seguridad para el control de frecuencia que utiliza las mediciones y estados de interruptores de la red para formar un modelo de red en tiempo real. El sistema de seguridad está compuesto por un análisis de estado estable que determina la reserva rodante necesaria para cada instante de evaluación, también realiza un despacho económico minimizando los costos de operación de los generadores para cumplir con la reserva establecida anteriormente, que contempla las variaciones de carga y viento en cada periodo. La asignación de unidades generada por el despacho se analiza mediante un índice de severidad propuesto con el fin de seleccionar las contingencias más severas para reducir el número simulaciones dinámicas.

El análisis de las simulaciones dinámicas permite determinar de forma predictiva las contingencias que pueden provocar disparos de carga o colapsos de frecuencia; para evitar dichas consecuencias se propone modificar en primera instancia el porcentaje de regulación de las máquinas y en caso de que esta medida no sea efectiva se modifica la reserva, esto de forma dinámica en cada periodo de evaluación (15 minutos).

Se trabajó con los sistemas de pruebas de IEEE 9 buses e IEEE 39 buses agregando modelos de generación eólica para evaluar el sistema de seguridad propuesto. Las mediciones de demanda y generación eólica se tomaron de sistemas reales escalados a las potencias límite de los sistemas de prueba.

En este trabajo se demuestra la importancia de la determinación dinámica de la reserva rodante para el control de frecuencia y la operación defensiva de la red. Además, la modificación del porcentaje de regulación de las máquinas logra mejorar la respuesta primaria de frecuencia evitando en la mayoría de los casos incurrir en disparos de carga cuyo esquema tradicional no será modificado en este trabajo.

## TABLA DE CONTENIDOS

	Página
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTOS .....	vi
RESUMEN .....	vii
TABLA DE CONTENIDOS .....	ix
LISTA DE TABLAS .....	xii
LISTA DE FIGURAS .....	xiv
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Motivación .....	1
1.2 Antecedentes .....	2
1.3 Hipótesis.....	4
1.4 Objetivos .....	5
1.5 Alcances y Limitaciones.....	5
1.5 Estructura de la tesis.....	5
CAPÍTULO 2. CONTROL DE FRECUENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	7
2.1 Introducción .....	7
2.2 Modelo básico para estudios de respuesta primaria de frecuencia.....	9
2.2.1 Sistema de gobernación de velocidad .....	11
2.2.2 Turbina .....	16
2.2.3 Generador .....	18
2.2.4 Carga .....	19
2.2.5 Análisis de sistemas multi área.....	21

2.2.6 Efecto combinado de los diferentes parámetros en la respuesta en frecuencia.....	23
2.3 Reservas operativas para el control de frecuencia.....	24
2.3.1 Reserva de contingencia instantánea .....	27
2.5 Conclusiones .....	31
CAPÍTULO 3. SISTEMA DE SEGURIDAD PARA FRECUENCIA .....	33
3.1 Introducción .....	33
3.2 Sistema de seguridad propuesto .....	35
3.2.1 Mediciones.....	37
3.2.2 Reserva de regulación.....	38
3.2.3 Modelo de red.....	40
3.2.4 Análisis de contingencias para estudios de frecuencia primaria.....	40
3.2.5 Índice de severidad propuesto .....	47
3.3 Determinación de la reserva rodante.....	54
3.4 Modelo de optimización de costos de generación.....	58
3.4.1 Pruebas de la metodología de optimización.....	62
3.5 Simulaciones dinámicas .....	63
3.6 Reporte de seguridad.....	64
3.3 Conclusiones.....	67
CAPÍTULO 4. RESULTADOS .....	69
4.1 Introducción .....	69
4.2 Sistema de IEEE 9 buses modificado .....	70
4.2.1 Datos generales.....	70
4.2.1 Análisis de contingencias sistema IEEE 9 buses modificado.....	71
4.2.2 Análisis de estado estable sistema IEEE 9 buses.....	76
4.2.3 Análisis dinámico.....	81
4.3 Sistema de IEEE 39 buses modificado .....	90
4.3.1 Datos generales sistema IEEE 39 buses modificado .....	90

4.3.2 Análisis de contingencias sistema IEEE 39 buses modificado.....	92
4.3.3 Análisis de estado estable sistema IEEE 39 buses.....	97
4.3.4 Análisis dinámico.....	103
4.4 Conclusiones .....	110
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES .....	113
5.1 Introducción .....	113
5.2 Conclusiones .....	113
5.3 Aporte .....	115
5.3 Trabajos futuros .....	116
APÉNDICES .....	118
Apéndice A. Sistemas de prueba utilizados .....	118
Apéndice B. Análisis paramétrico.....	122
B.1. Inercia del sistema. ....	122
B.2 Potencia de disturbio.....	122
B.3 Característica de regulación.....	123
B.4 Efecto de la carga.....	124
B.5 Efecto de las constantes de tiempo del gobernador y la turbina.....	125
B.6 Tipos de turbinas.....	126
B.7 Sistema multi área .....	128
Apéndice C. Datos para optimización .....	133
Apéndice D. Resultados de las simulaciones dinámicas .....	142
REFERENCIAS.....	160

## LISTA DE TABLAS

Tabla	Página
Tabla 2.1: Valores típicos de regulación.....	14
Tabla 2.2: Efecto de la distribución de la reserva en la regulación del sistema.....	31
Tabla 3.1: Medición de desempeño de la predicción del siguiente valor de carga y potencia eólica.....	40
Tabla 3.2: Parámetros del sistema de prueba para índice de severidad.....	42
Tabla 3.3: Elección de la sección de frecuencia del índice de severidad.....	44
Tabla 3.4: Elección de la sección de inercia del índice de severidad.....	45
Tabla 3.5: Elección de la sección de reserva del índice de severidad.....	47
Tabla 3.6: Datos para el cálculo de los factores de peso.....	49
Tabla 3.7: Variables normalizadas para el cálculo de los factores de peso.....	50
Tabla 3.8: Matriz de coeficientes de correlación para el cálculo de los factores de peso.....	50
Tabla 3.9: Resultados del índice de severidad Sif.....	51
Tabla 3.10: Comparación de la frecuencia de estado estable simulada y calculada.....	52
Tabla 3.11: Metodologías para el cálculo de la reserva.....	57
Tabla 3.12: Comparación entre la curva de costos cuadrática y su aproximación lineal.....	62
Tabla 3.13: Evaluación de ecuación de pérdidas.....	63
Tabla 4.1: Datos para el cálculo de los factores de peso, sistema IEEE 9 buses.....	72
Tabla 4.2: Matriz de coeficientes de correlación para el cálculo de	

	los factores de peso, sistema IEEE 9 buses modificado.....	72
Tabla 4.3:	Reporte estado estable sistema IEEE 9 buses modificado.....	79
Tabla 4.4:	Reporte estado de seguridad dinámico IEEE 9 buses modificado.....	89
Tabla 4.5:	Modificación del porcentaje de regulación.....	89
Tabla 4.6:	Datos para el cálculo de los factores de peso, sistema IEEE 39 buses modificado.....	92
Tabla 4.7:	Datos para el cálculo de los factores de peso, sistema IEEE 39 buses.....	94
Tabla 4.8:	Reporte estado estable sistema IEEE 39 buses modificado.....	100
Tabla 4.9:	Reporte estado estable sistema IEEE 39 buses modificado.....	107
Tabla 4.10:	Matriz de cercanía eléctrica entre barras de generación.....	109
Tabla 4.11:	Matriz de cercanía eléctrica entre barras de generación.....	110

## LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
Figura 2.1: Diagrama de bloques funcional de un sistema de generación y control de frecuencia .....	8
Figura 2.2: Elementos para control de frecuencia.....	9
Figura 2.3: Sistema multimáquina de una sola área.....	10
Figura 2.4: Diagrama funcional de un gobernador centrífugo.....	11
Figura 2.5: Modelo simplificado del gobernador.....	12
Figura 2.6: Gobernador para generadores hidráulicos.....	12
Figura 2.7: Característica ideal de regulación de estado estable de un gobernador con regulación.....	13
Figura 2.8 Característica de regulación equivalente de 2 máquinas.....	15
Figura 2.9: Característica de regulación equivalente.....	15
Figura 2.10: Función de transferencia turbina térmica sin recalentamiento.....	16
Figura 2.11: Turbina térmica con recalentamiento.....	17
Figura 2.12: Función de transferencia turbina hidráulica.....	18
Figura 2.13: Esquema de planta hidroeléctrica, variables para calcular la constante de tiempo $T_w$ .....	18
Figura 2.14: Diagrama de bloques de la ecuación de oscilación incluyendo el efecto de la carga.....	21
Figura 2.15 Sistema i-áreas para el control de frecuencia.....	21
Figura 2.16: Sistema linealizado para análisis de frecuencia multi área.....	22
Figura 2.17: Respuesta dinámica desbalance de potencia activa.....	23
Figura 2.18: Clasificación de reservas operativas.....	25
Figura 2.19: Curva de demanda.....	26
Figura 2.20: Relación entre las reservas operativas.....	27
Figura 2.21 Etapas del control de frecuencia ante un disturbio.....	28
Figura 2.22: Niveles de control de potencia activa.....	30
Figura 2.23: Característica estática del sistema de generación.....	30
Figura 3.1: Diagrama de operación del sistema de seguridad de frecuencia.....	35
Figura 3.2: Curva de demanda y métodos de predicción de valor siguiente.....	39
Figura 3.3: Generación eólica y su pronóstico, métodos de predicción de valor siguiente.....	39
Figura 3.4: Simulación de agotamiento de reserva.....	53
Figura 3.5: Aproximación lineal por secciones de los costos de generación.....	59
Figura 3.6: Estados operativos de un sistema de potencia.....	65

Figura 3.7:	Diagrama para definir los estados de seguridad de frecuencia.....	66
Figura 4.1:	Sistema de prueba de IEEE 9 buses modificado.....	70
Figura 4.2:	Demanda sistema de prueba de IEEE 9 buses modificado.....	71
Figura 4.3:	Evaluación del índice de severidad IEEE 9 buses.....	74
Figura 4.4:	Respuesta de gobernadores ante un cambio de 0.1 pu en la referencia de potencia.....	75
Figura 4.5:	Asignación de unidades sistema de prueba de IEEE 9 buses modificado.....	76
Figura 4.6:	Costos operativos para sistema IEEE 9 buses modificado.....	77
Figura 4.7:	Reserva rodantes sistema IEEE 9 buses.....	78
Figura 4.8:	Metodologías de cálculo de reserva de contingencia sistema IEEE 9 buses.....	81
Figura 4.9:	Frecuencia mínima sistema de IEEE 9 buses modificado.....	82
Figura 4.10:	Frecuencia mínima (ampliación) sistema de IEEE 9 buses modificado.....	83
Figura 4.11:	Frecuencia estado estable sistema de IEEE 9 buses modificado.....	84
Figura 4.12:	Frecuencia para el disparo de G2, 14:45.....	85
Figura 4.13:	Frecuencia para el disparo de G2, 15:00.....	86
Figura 4.14:	Frecuencia para el disparo de G2, 18:30.....	87
Figura 4.15:	Frecuencia del sistema contingencia disparo de G1, 22:15.....	88
Figura 4.16:	Sistema de prueba de IEEE 39 buses modificado.....	90
Figura 4.17:	Sistema de prueba de IEEE 39 buses modificado.....	91
Figura 4.18:	Evaluación del índice de severidad IEEE 39 buses.....	96
Figura 4.19:	Sistema de prueba de IEEE 39 buses modificado.....	97
Figura 4.20:	Costos operativos para sistema IEEE 39 buses modificado.....	98
Figura 4.21:	Costos operativos para sistema IEEE 39 buses modificado.....	99
Figura 4.22:	Metodologías de cálculo de reserva de contingencia sistema IEEE 39 buses.....	101
Figura 4.23:	Frecuencia mínima sistema de IEEE 39 buses modificado.....	104
Figura 4.24:	Frecuencia mínima sistema de IEEE 39 buses modificado.....	105
Figura 4.25:	Frecuencia del sistema contingencia disparo de G38, 08:30.....	105
Figura 4.26:	Frecuencia del sistema contingencia disparo de G38, 11:15.....	106
Figura 4.27:	Frecuencia del sistema contingencia disparo de G30, 11:15.....	108

# CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1 Motivación

Actualmente se ha presentado un aumento en la penetración de generación no despachable (variable) en los sistemas de potencia, principalmente la energía eólica por el compromiso de algunos gobiernos de reducir consumo de combustibles fósiles para cumplir metas ambientales. Sin embargo esto ha provocado que se tengan mayores retos operativos debido a que se remplazan generadores convencionales provocando un deterioro en el control de frecuencia debido a la reducción de la inercia total del sistema [1].

Además del problema inercial, la alta penetración de generación no despachable (solares y eólicos) en un sistema eléctrico incrementa el desbalance energético entre carga-generación debido a su intermitencia e incrementa el error en el pronóstico de carga neta (diferencia entre carga y generación variable) debido a la incertidumbre en el despacho por la variación de la generación variable; esto impacta negativamente en la definición de las reservas óptimas de potencia activa [2]. Una reserva adecuada permite al sistema de potencia soportar la salida no programada de generadores o errores en los pronósticos de demanda sin realizar disparos de carga. Esta reserva tiene un precio, mantener una reserva en un sistema incrementa sus costos de operación [3].

Debido a la naturaleza estocástica del viento, existe una relación inversa entre el horizonte del pronóstico de la generación eólica (una hora, una día, una semana hacia adelante) y la exactitud del mismo [4]. Con los avances en las telecomunicaciones es posible realizar mediciones en tiempo real de las variables necesarias para realizar un monitoreo y control del sistema de

potencia; para reducir la necesidad de pronósticos para la operación, control y protección de la red eléctrica.

El nuevo entorno de mercados eléctricos abiertos y la incertidumbre en la predicción de las condiciones operativas han creado la necesidad de un nuevo enfoque para la evaluación de la seguridad. En [5] se proponen sistemas de evaluación dinámica de seguridad, este nuevo enfoque de la estabilidad del sistema realiza cálculos en tiempo real y determina si el sistema es potencialmente inseguro; lo que permite realizar acciones de control correctivas automáticas o manuales (por medio del operador).

La motivación de este estudio consiste en encontrar una reserva de potencia activa que permita mantener el sistema de potencia estable en el periodo de respuesta primaria de frecuencia ante contingencia optimizando los costos de generación; tomando en cuenta penetración de energía eólica y la variación del porcentaje de regulación de las máquinas. Esta determinación de la reserva les brindará a los operadores información importante para el análisis de la seguridad de la red respecto al control de frecuencia y podrán tomar acciones correctivas antes de que un evento suceda. Para lo anterior, primero se realiza un análisis de contingencias para encontrar las peores condiciones de operación. Finalmente se evalúa por medio de simulaciones en el tiempo si las peores contingencias encontradas previamente tocan algún límite de disparo frecuencia. Cuando el disturbio toca el umbral de disparo de frecuencia o la frecuencia se vuelve inestable en simulación, se realiza una modificación del porcentaje de regulación de las máquinas en primera instancia y si esta medida no fue suficiente se procede a modificar la reserva para operar la red de forma defensiva.

## **1.2 Antecedentes**

La producción y el consumo de energía deben estar balanceados instantáneamente y constantemente, este balance no se puede mantener de forma perfecta. Para mantener el equilibrio se dispone de un sistema de control

de frecuencia que ajusta las potencias de salida de los generadores para lograr un balance adecuado.

Cuando se presenta un disturbio en la red eléctrica el balance de potencia entre la carga y la generación se pierde, esto provoca una desviación de la frecuencia nominal que depende de la inercia total de sistema y de la magnitud de potencia del disturbio [6]. Para que el sistema de potencia pueda soportar un disturbio y además reducir la probabilidad de disparos de carga o generación, el sistema debe tener una inercia y una reserva rodante de potencia tal que contrarresten los efectos del disturbio.

El incremento en la penetración de generación no despachable, como la generación de potencia eólica o solar, presenta desafíos operativos para el control de frecuencia. En [16, 28-30] se muestra como la penetración eólica modifica la respuesta de la frecuencia y establecen variables para la evaluación de la respuesta de la frecuencia del sistema; las cuales son la derivada de la frecuencia respecto al tiempo (ROCOF por siglas en inglés) y el nadir (punto mínimo de la respuesta de la frecuencia ante un disturbio). Uno de los retos que presenta la generación no despachable es la disminución de la inercia asociado al desacoplamiento eléctrico y mecánico que realizan los convertidores de potencia necesarios para conectar al sistema estas fuentes de energía. Por otro lado, la variabilidad del viento y el sol en intervalos cortos provocan que tanto la potencia generada como la variación de la carga puede hacer insuficiente las reservas durante estos cambios. Con respecto a la inercia existe una línea de investigación de emular la respuesta de los generadores convencionales por medio de los convertidores de potencia para mejorar la respuesta en frecuencia del sistema con estas fuentes de generación variable [1] y [6].

Para el caso de la reserva, en [2] se presenta una clasificación de todas las reservas operativas y se relaciona la clasificación propuesta con los diferentes nombres que se utilizan en las publicaciones y normativas de diferentes países. Para el cálculo de la reserva existen diferentes metodologías; las referencias [7] y [8] proponen una clasificación similar de las metodologías utilizadas para la determinación de la reserva de contingencia. El método

determinístico es el más sencillo de implementar y ampliamente utilizado por empresas alrededor del mundo, sin embargo esta metodología no toma en cuenta la naturaleza estocástica del sistema de potencia.

Según [5], el informe del apagón que ocurrió el 14 de agosto del 2003 en el Sistema Eléctrico de Estados Unidos y Canadá incluye una serie de recomendaciones relacionadas con la investigación, evaluación y adaptación de herramientas y tecnologías relacionadas con la confiabilidad al establecer pautas para herramientas de operación en tiempo real. Ya años antes de ese evento empezaron aparecer sistemas de seguridad para la operación de grandes sistemas de potencia. Según este enfoque la estabilidad del sistema para la condición de operación actual se calcula cuando ocurre y con la velocidad suficiente para activar una acción de control automático o para dar tiempo al operador para que reaccione si se muestra que una contingencia analizada es potencialmente insegura.

Una de las partes principales del sistema de seguridad corresponde al análisis de contingencias [9], los resultados de este análisis le permiten al sistema ser operado de manera defensiva (prever problemas para tomar medidas correctivas antes de que ocurran).

Para el caso específico de control de frecuencia no se encontró información relacionada con sistemas de evaluación de seguridad estáticos o dinámicos en la literatura analizada. Ni tampoco variación de %R de regulación en el tiempo, en sistemas de potencia tradicionales, para mejorar la respuesta en frecuencia y evitar disparos de carga.

### **1.3 Hipótesis**

La generación no despachable compromete la seguridad de la red.

El análisis de estado estable del sistema de seguridad permite mantener niveles de reserva para la operación segura del sistema de potencia.

El análisis dinámico de frecuencia permite operar el sistema de forma defensiva ya sea por modificación del porcentaje de regulación o por la modificación de la reserva.

## **1.4 Objetivos**

Diseñar una metodología para el control de frecuencia en una red eléctrica tomando en cuenta la presencia de generadores eólicos.

Realizar cambios en la regulación de las máquinas para mejorar la respuesta en frecuencia y evitar disparos de carga.

## **1.5 Alcances y Limitaciones**

En este estudio se utilizan sistemas de prueba sin embargo la metodología propuesta es aplicable a sistemas de cualquier tamaño.

No se tomó en cuenta sistemas de varias áreas ni se tomaron en cuenta conceptos de coherencia.

Este trabajo supone que se tienen mediciones en tiempo real de las variables necesarias en todos los puntos de estudio. Y que es posible realizar acciones de control en tiempo real sobre las máquinas por ejemplo variar el porcentaje de regulación de los gobernadores en línea.

No se incluyeron acciones remediales, por lo tanto el trabajo brinda herramientas para la operación segura del sistema de forma defensiva.

## **1.5 Estructura de la tesis**

La tesis está dividida en cinco capítulos. El capítulo 1 es introductorio, en él se presenta la motivación de la tesis, los antecedentes así como la hipótesis, objetivos y alcances del trabajo.

En el capítulo 2 se presentan los elementos básicos que componen el control de frecuencia así como los modelos simplificados y parámetros típicos de cada elemento que interviene en el control primario de frecuencia, además se explican las diferentes etapas en las que se divide el control de frecuencia y

se presenta una clasificación de las diferentes reservas operativas ya que este variable es de suma importancia para este trabajo.

El capítulo 3 presenta la metodología propuesta que consiste en un sistema de seguridad para frecuencia; aquí se detalla las diferentes partes que componen el sistema de seguridad, la justificación de la utilización de cada parte y algunas pruebas funcionales de la sección particular del método. En este capítulo incluye un índice de severidad para el análisis de contingencias, metodología para el cálculo de la reserva rodante, la formulación matemática para la optimización de costos operativos y el análisis dinámico contemplando la variación del porcentaje de regulación en tiempo real.

El capítulo 4 muestra los resultados del sistema de seguridad los cuales se agrupan en los dos sistemas de prueba utilizados IEEE 9 buses e IEEE 39 buses; a estos sistemas se le agregaron modelos de generadores eólicos para evaluar el sistema de seguridad.

El capítulo 5 habla sobre las conclusiones generales, recomendaciones y aportes de la tesis.

Los apéndices contemplan información necesaria para el trabajo, apéndice A presenta los datos de los sistemas de prueba de estado estable, el apéndice B muestra un análisis paramétrico de las variables que intervienen en el control de frecuencia el cual sirvió para la definición del índice de severidad, el apéndice C presenta los datos necesario para la optimización y apéndice D muestra los resultados de las simulaciones dinámicas por medio de tablas.

## **CAPÍTULO 2. CONTROL DE FRECUENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.**

### **2.1 Introducción**

Los operadores del sistema de potencia tienen varias responsabilidades que se centran principalmente en la confiabilidad del sistema, una de las más importantes es el control de frecuencia. La potencia que entregan los sistemas de generación deben estar lo más cerca posible a la carga más la potencia de pérdidas del sistema para asegurar que la frecuencia se mantenga en valores cercanos a su nivel nominal (50 o 60 Hz dependiendo de la región) [2].

El objetivo anterior se cumpliría de manera sencilla si las variables del sistema fueran constantes o fáciles de predecir. Sin embargo muchas de las variables del sistema de potencia tienen características estocásticas por ejemplo: disponibilidad de equipos de transmisión y generación, entrega de potencia de generadores variables (energía eólica y solar) y niveles de carga. Por lo tanto para poder regular la frecuencia y tratar de mantenerla dentro de intervalos operativos seguros es necesario dejar cantidades de potencia para que las máquinas puedan subir o bajar potencia en diferentes escalas de tiempo, estos márgenes de potencia se conocen como reservas operativas.

Las fuentes de energía convencionales que utilizan las compañías eléctricas son la energía cinética del agua y la energía térmica derivada de los combustibles fósiles y la fusión nuclear [14]. Estas fuentes de energía permiten realizar el control de frecuencia debido a que tienen la capacidad de disminuir o aumentar la potencia mecánica de forma controlada dentro de ciertos límites operativos. En el diagrama de la figura 2.1, se muestra los principales elementos que intervienen en el control de frecuencia y su interacción entre ellos. Los elemento que establecen la frecuencia en un sistema de potencia

tradicional son los generadores los cuales interactúan con la red, las cargas y otros generadores. Si existe un desbalance en frecuencia o en las transferencias de los enlaces el control automático de generación (AGC) modifica las consignas de potencia o velocidad de ciertos generadores del sistema, mientras que el gobernador es un lazo de control local que permite modificar las válvulas de admisión de la fuente de energía para lograr disminuir las desviaciones de velocidad de las máquinas que se producen cuando la carga y la generación neta no son iguales.

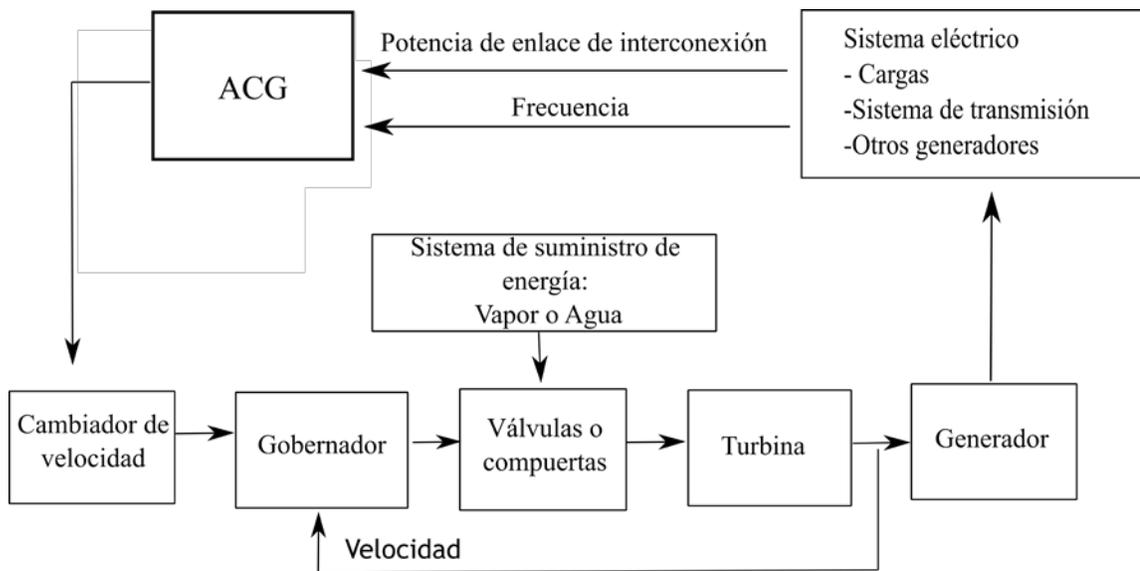


Figura 2.1: Diagrama de bloques funcional de una sistema de generación y control de frecuencia.

Cuando la acción de las reservas operativas no es suficiente y las desviaciones de frecuencia alcanzan magnitudes que ponen en riesgo la operación segura del sistema se deben implementar esquemas de disparo de carga o generación dependiendo de lo que se requiera. Cuando hay fenómenos de baja frecuencia se necesitan esquemas de disparo de carga mientras que cuando la frecuencia se encuentra por encima de su valor nominal y alcanza un umbral se implementan esquemas de disparo de generación por sobre frecuencia.

## 2.2 Modelo básico para estudios de respuesta primaria de frecuencia

Al ocurrir una perturbación, debido a las fluctuaciones normales de la demanda, entra en acción los sistemas de control para lograr otra condición de equilibrio. El lazo de control potencia-frecuencia consiste en una retroalimentación que responde a la desviación de velocidad ( $\Delta\omega$ , figura 2.2b), la cual es una medida indirecta del balance de potencia. La acción de control se realiza a través del gobernador de velocidad y las válvulas de control de flujo de vapor en unidades térmicas o de agua en unidades hidráulicas. El esquema básico para el control de frecuencia se muestra en la figura 2.2a.

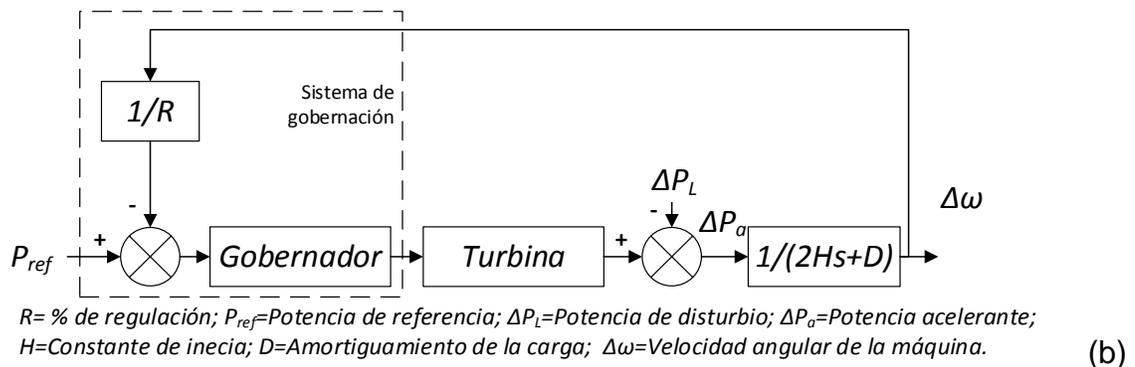
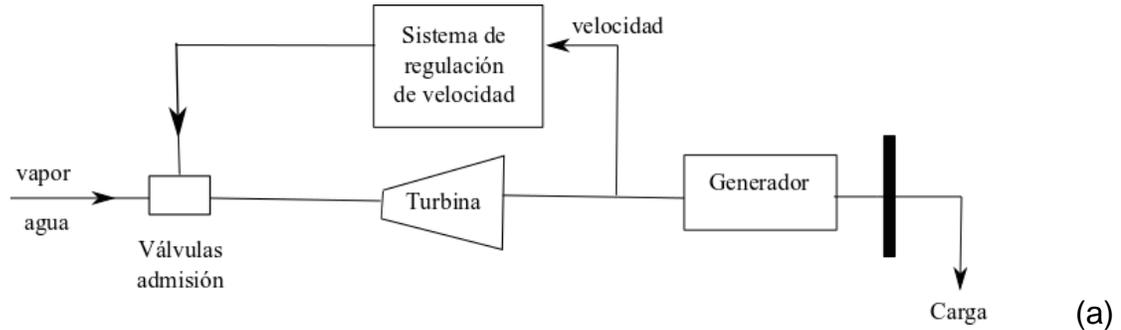


Figura 2.2: Elementos para control de frecuencia. (a) Componentes del sistema básico. (b) Diagrama de bloques simplificado para lazo de control de respuesta primaria.

Como se observa en la figura 2.2, para el estudio de la respuesta primaria es necesario tener modelos de [13]:

- Sistema de gobernanación de velocidad
- Turbina
- Generador
- Carga

Ampliando el diagrama de bloques anterior para el caso de sistema multimáquina de un área. El diagrama de bloques muestra la función de transferencia  $M(s)$  la cual representa la función de transferencia combinada del gobernador y la turbina para cada máquina que pertenece al área.

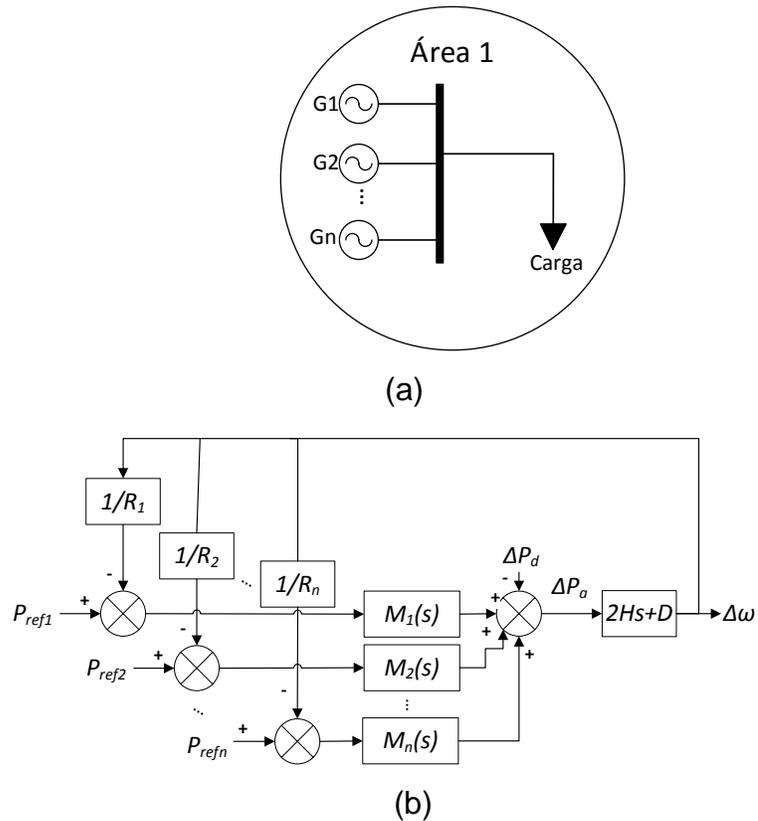


Figura 2.3: Sistema multimáquina de una sola área (a) Diagrama barra única (b) Diagrama de bloques.

En el apéndice B se muestra la respuesta de los modelos anteriores y un análisis paramétrico para entender el comportamiento de cada elemento que interviene en el control de la frecuencia primario.

## 2.2.1 Sistema de gobernación de velocidad

El sistema de gobernación de velocidad permite controlar de forma automática la velocidad de un generador, este dispositivo aumenta o disminuye el ingreso de la fuente de energía por medio de la manipulación de la apertura de las válvulas dependiendo de la velocidad. Para ilustrar este concepto se muestra un gobernador centrífugo en la figura 2.4, cuando la velocidad aumenta por encima de valor deseado las esferas empiezan a separarse, provocando el cierre de la válvula y por lo tanto una disminución en el flujo de agua, vapor o combustible (dependiendo del tipo) que alimenta la turbina lo que se traduce en una disminución de la velocidad del generador. Por el contrario cuando la velocidad decae las esferas empiezan a descender, lo que provoca la apertura de las válvulas y por lo tanto un aumento en la velocidad del generador. En la actualidad existen otras tecnologías diferentes de gobernadores pero el principio de control de apertura de válvulas dependiendo de la velocidad es el mismo.

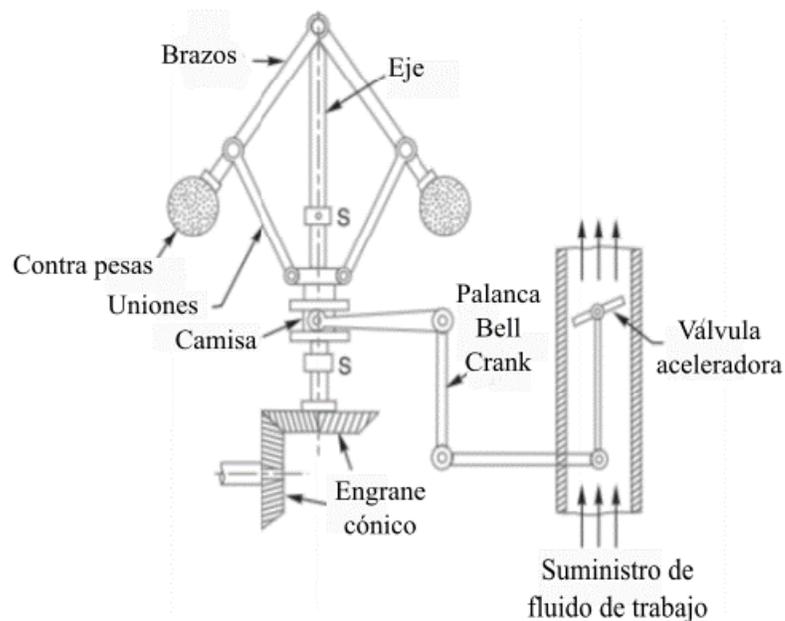


Figura 2.4: Diagrama funcional de un gobernador centrífugo.

El modelo funcional simplificado del sistema de gobernación (ver figura 2.5) consta de la característica de regulación de estado estable  $R$  y la función de transferencia del gobernador para este caso un retardo de tiempo  $T_g$ .

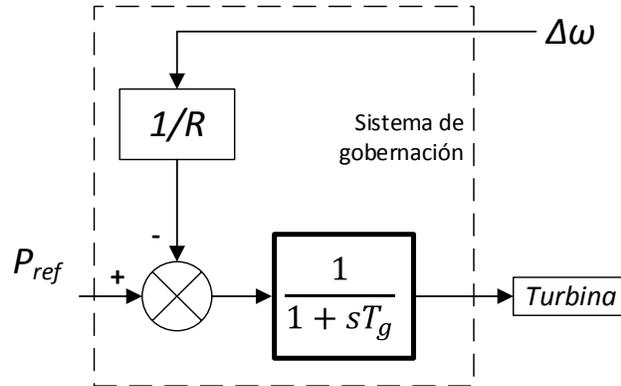


Figura 2.5: Modelo simplificado del gobernador.

Donde  $T_g$  representa el retardo de tiempo del gobernador.

Las máquinas hidráulicas requieren una compensación de característica de regulación para un comportamiento estable del control de velocidad [14] debido a que un cambio en la posición de la compuerta produce un cambio de potencia opuesto. Los gobernadores de las turbinas hidráulicas están diseñadas para tener características de regulación grandes, con tiempos largo de reinicio. Esto asegura la operación estable en modo isla. Por lo tanto la respuesta de unidades hidro ante un cambio de velocidad o frecuencia es relativamente lenta. El modelo simplificado de gobernador para unidades hidráulicas se muestra en figura la figura 2.6.

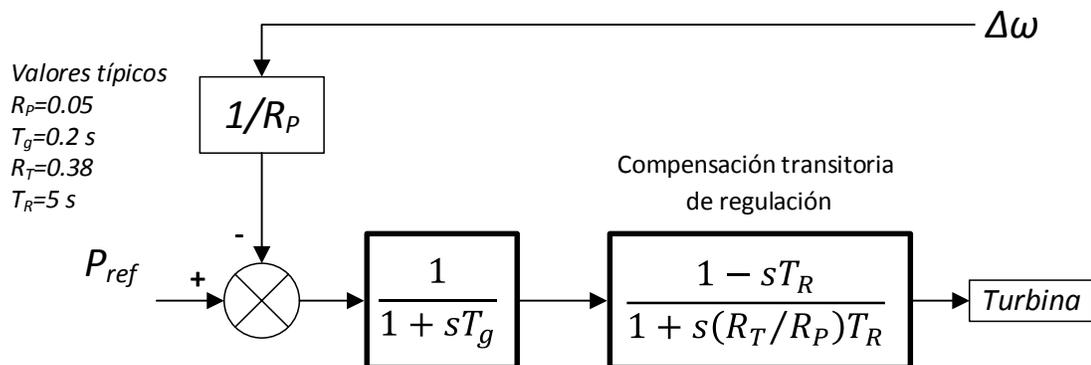


Figura 2.6: Gobernador para generadores hidráulicos

### 2.2.1.1 Característica de regulación de estado estable.

Para una operación estable, la turbina debe tener una característica potencia velocidad tal que si la velocidad aumenta la potencia mecánica se debe reducir, de forma similar si la velocidad disminuye la potencia mecánica debe aumentar. Este control se encarga de mantener el balance entre la salida eléctrica y la entrada mecánica. El parámetro  $\%R$  conocido como porcentaje de regulación se expresa de la siguiente forma:

$$\%R = \frac{\% \text{ velocidad o cambio de frecuencia}}{\% \text{ de cambio de la salida de potencia}} 100 = \frac{\omega_{NL} - \omega_{FL}}{\omega_0} 100 \quad (2.1)$$

Donde

$\omega_{NL}$  = Velocidad de estado estable sin carga

$\omega_{FL}$  = Velocidad a plena carga de estado estable

$\omega_0$  = Velocidad nominal

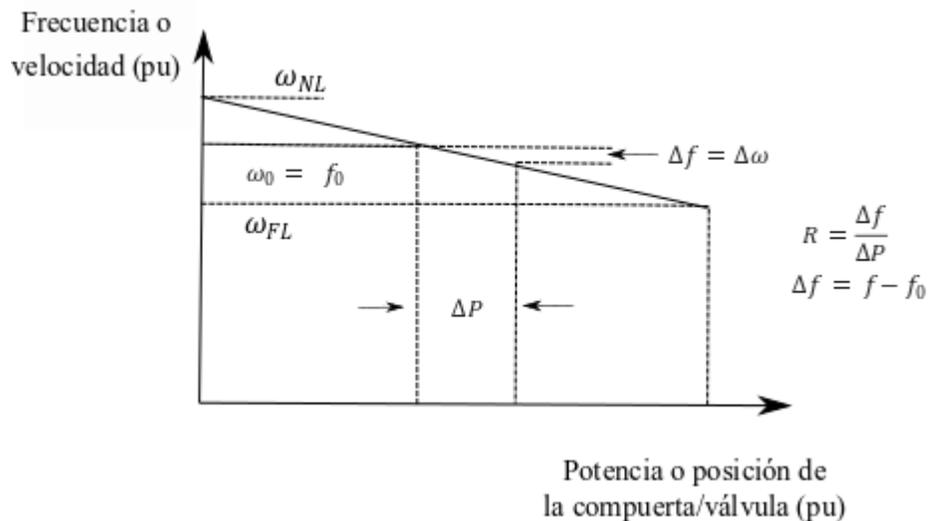


Figura 2.7: Característica ideal de regulación de estado estable de un gobernador con regulación. [14]

Por ejemplo un 3% de regulación significa que a un 3% de cambio en la frecuencia se produce un 100% de cambio en la posición de la válvula o en la potencia de salida.

Un buen sistema de control debería asegurar que la fluctuación de carga solamente produzca un pequeño cambio en la velocidad. Esto se asegura con un porcentaje de regulación pequeño; este valor no puede ser cero o negativo. En la tabla 2.1 se muestran valores típicos de porcentaje de regulación.

*Tabla 2.1: Valores típicos de regulación.*

Referencia	Característica de regulación	
	Turbina hidro	Turbina de vapor
Machowski J (2008) [13]	2% a 4%	2% a 7%
Ela E (2011) [2]	4% a 6%	
WECC [15]	3% a 5%	

En estado estable todos los generadores operan de manera síncrona a la misma frecuencia por lo tanto un cambio en la potencia generada  $\Delta P_T$  (ecuación 2.2) puede ser calculado como la suma de cambio de todos los generadores.

$$\Delta P_T = \sum_{i=1}^{N_G} \Delta P_{mi} = -\frac{\Delta f}{f_n} \sum_{i=1}^{N_G} \frac{P_{ni}}{R_i} = -\Delta f \sum_{i=1}^{N_G} \frac{P_{ni}}{R_i f_n} \quad (2.2)$$

Donde

$\Delta P_{mi}$  = Cambio de potencia mecánica de la máquina i

$\Delta f$  = Cambio de frecuencia

$f_n$  = Frecuencia nominal

$N_G$  = Número de generadores

$R_i$  = Regulación de la máquina i

$P_{ni}$  = Potencia nominal de la máquina i

En la figura 2.8 se muestra como el efecto de la regulación al sumarse tiene un efecto equivalente, el cual quiere decir que para mover la frecuencia del sistema la misma cantidad de Hz ahora se necesita un disturbio mayor debido al efecto combinado de las dos máquinas.

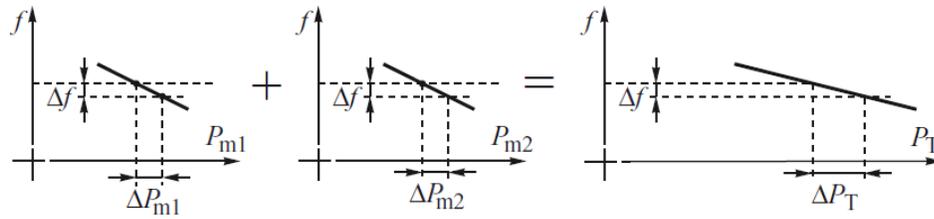


Figura 2.8 Característica de regulación equivalente de 2 máquinas [12].

Es importante mencionar que la capacidad de cada máquina de entregar potencia durante un disturbio tiene un límite. Una vez que la válvula está completamente cerrada o completamente abierta no se puede ejercer ningún control sobre la frecuencia o la velocidad.

Por lo tanto la característica de regulación del sistema completo dependerá del número de unidades operando por debajo de su límite superior de potencia. La potencia disponible de las unidades generadores se conoce como la reserva rodante es la diferencia entre la suma de la potencia nominal de todas las unidades operativas y su carga actual. La distribución de la reserva rodante afecta la característica total de generación la cual se muestra en la siguiente figura 2.9.

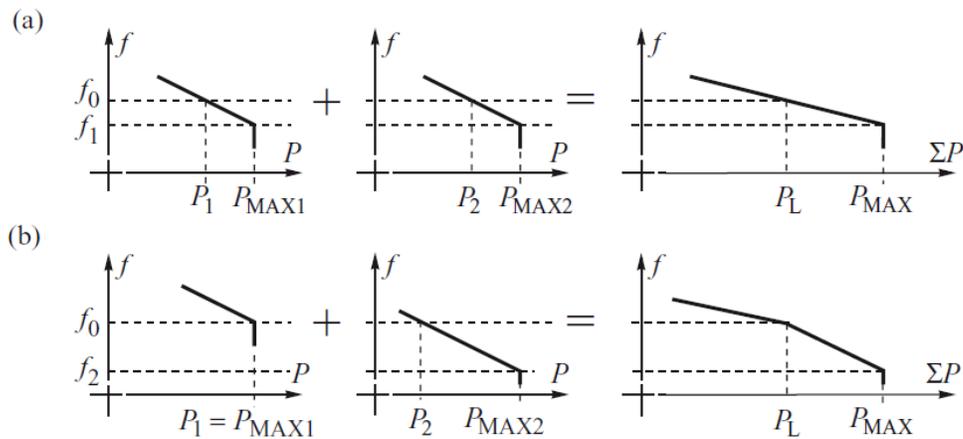


Figura 2.9: Característica de regulación equivalente [12]

Para el caso de la figura 2.9a las dos características de regulación tienen los mismos rangos de regulación por lo tanto la característica total es lineal, sin embargo cuando la potencia máxima y la regulación son diferentes (ver figura

2.9b) se forma una característica no lineal. Cuando todas las reservas se agotan la sección de línea se convierte en una sección vertical donde un pequeño cambio de potencia genera grandes cambios en la frecuencia.

El equivalente linealizado de la característica de regulación se calcula mediante la siguiente ecuación (2.3) [14]:

$$R_{eq} = \frac{1}{1/R_1 + 1/R_2 + \dots + 1/R_n} \quad (2.3)$$

Para la aplicación de la ecuación anterior todos los valores de  $R$  deben estar en base común.

Es importante señalar que en la sumatoria en el denominador de la ecuación 2.3 solo intervienen las unidades libres con una regulación finita; las máquinas limitadas no contribuyen en la sumatoria por tener un valor de  $R$  infinito (reserva agotada o sin capacidad de regulación).

## 2.2.2 Turbina

La salida del sistema de regulación es un cambio en la posición de las válvulas que a su vez será la señal de entrada a la turbina (ver diagrama de bloques figura 2.2b). La potencia mecánica es la señal de salida de la turbina. El modelo de la turbina varía según el tipo de turbina: hidráulica, térmica con o sin recalentamiento. A continuación se presentan modelos simplificados de las turbinas, sin embargo contienen suficiente detalle para lograr respuestas realistas.

**2.2.2.1 Térmica sin recalentamiento:** Con turbinas de solo una etapa una vez que las válvulas cambian de posición se inicia la expansión del vapor y la producción de la potencia mecánica. Este fenómeno se puede modelar por medio de un sistema de primer orden con una constante de tiempo debido al retraso que experimenta la turbina (ver figura 2.10). El rango típico de  $T_t$  es de 0.1 a 0.5 s.

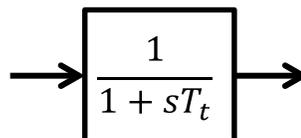


Figura 2.10: Función de transferencia turbina térmica sin recalentamiento.

**2.2.2.2 Térmica con recalentamiento:** la función de transferencia global con recalentamiento se obtiene sumando las potencias desarrolladas en cada etapa de la turbina.  $K_1$  es la fracción de potencia desarrollada en la turbina de alta presión (aproximadamente 30% de la potencia total) y  $K_2$  es la fracción de potencia desarrollada en las etapas de presión intermedia y baja, el diagrama funcional se muestra en la figura 2.11a y la función de transferencia resultante se muestra en la figura 2.11b.

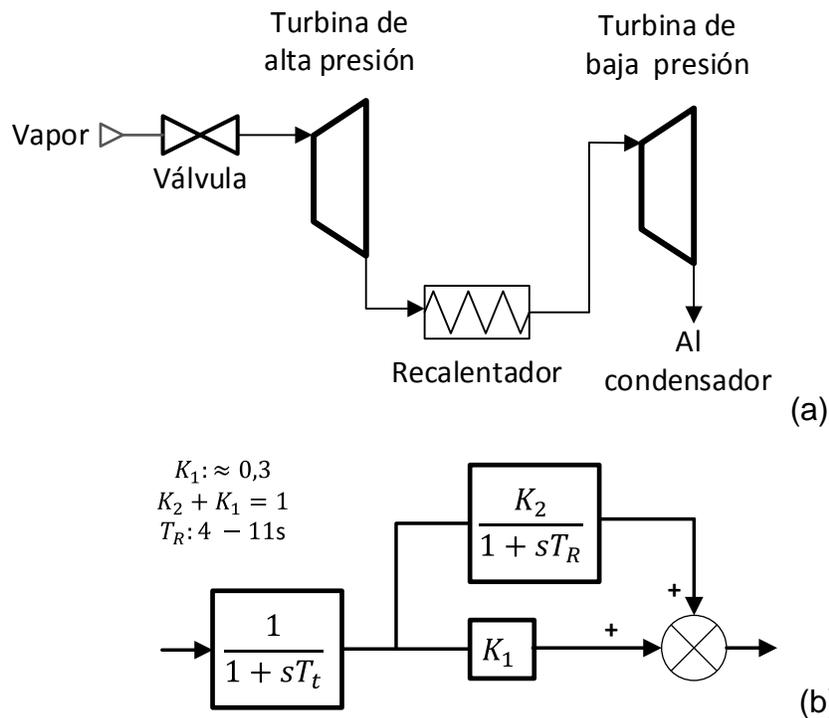


Figura 2.11: Turbina térmica con recalentamiento (a) Diagrama esquemático. (b) Modelo linealizado.

**2.2.2.3 Turbina hidráulica:** la inercia del agua fluyendo a través de la tubería de presión da lugar un fenómeno interesante en las turbinas hidráulicas. Al abrir las compuertas, el efecto inicial es una caída de la altura en la turbina y un cambio negativo en la potencia mecánica. Esto ocurre mientras la altura está sirviendo para acelerar la columna de agua, el resultado es que el cambio inicial en la potencia es opuesto en dirección al cambio deseado. La función de transferencia que representa este efecto es la siguiente:

$$\rightarrow \left[ \frac{1 - sT_w}{1 + sT_w/2} \right] \rightarrow$$

Figura 2.12: Función de transferencia turbina hidráulica

La constante  $T_w$  (ecuación 2.4) se determina en función de la longitud de la tubería de presión  $\ell$ , la velocidad del agua  $v$ , la altura hidráulica  $h$  y la aceleración de la gravedad  $g$  (ver figura 2.13); el rango de valores para  $T_w$  es de 0.5-5 s.

$$T_w = \frac{\ell v}{gh} \quad (2.4)$$

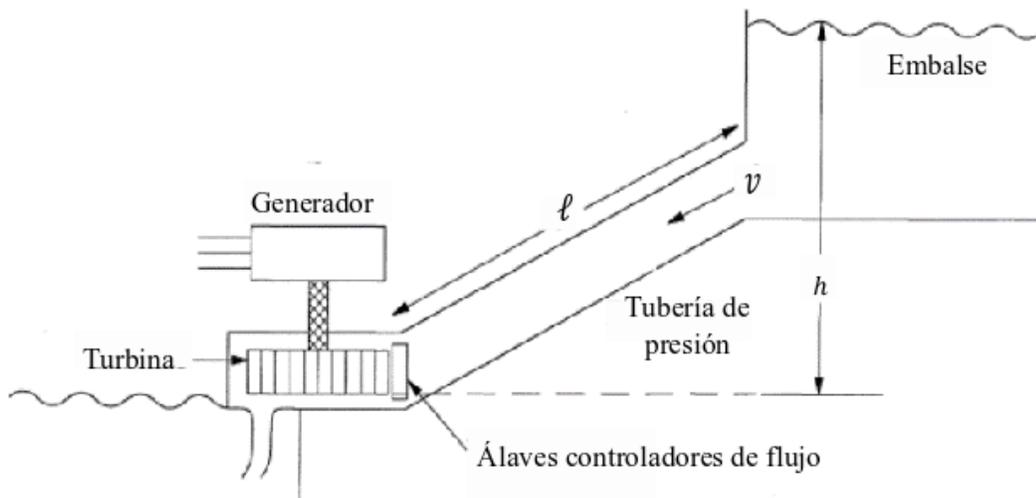


Figura 2.13 Esquema de planta hidroeléctrica [14], variables para calcular la constante de tiempo  $T_w$ .

### 2.2.3 Generador

Una vez que se aplica en el rotor del grupo turbina generador un cambio de potencia mecánica, mediante el proceso de conversión de energía, a través de los campos magnéticos, se obtiene en la salida un cambio en la potencia eléctrica del generador. El comportamiento electromagnético de un generador es muy rápido comparado con los controles; como se supone un desacoplamiento completo de los lazos de potencia-frecuencia y reactivo-tensión y que las tensiones permanecen constantes, entonces la interrelación del generador se tiene a través de la posición angular que está relacionada con

los rotores y la constante de inercia  $H$ . Esta relación está dada por la ecuación de oscilación, la cual se muestra en la ecuación 2.5.

$$2H \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (2.5)$$

La constante de inercia  $H$  se expresa en segundos y representa el tiempo que tardaría el rotor en detenerse si se le aplica una carga nominal y no se aplicara potencia mecánica. La función de transferencia de la ecuación de oscilación junto con el efecto de la carga se muestra en la figura 2.14.

El rango de valores típico para  $H$  en turbogeneradores es de 2 a 5 s y para generadores en plantas hidráulicas es de 2 a 7 s [13].

#### 2.2.4 Carga

La característica de carga tiene mucha influencia en la estabilidad del sistema, debido a que la carga varía en su parte activa y reactiva cuando se modifica la frecuencia y la tensión. Existen 2 tipos de modelo para conocer estas variaciones [14]:

##### 2.2.4.1 Modelo estático de carga

$$P = P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^a ; Q = Q_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^b \quad (2.6)$$

El modelo exponencial de carga se muestra en la ecuación 2.6; donde  $P$  y  $Q$  son los componentes activos y reactivos de la carga,  $V$  es la tensión en la barra y el sufijo  $0$  identifica los valores de las respectivas variables en sus condiciones de operación iniciales.

Los parámetros de este modelo son los exponentes  $a$  y  $b$ . Con estos exponentes iguales a 0, 1 o 2 el modelo representa potencia constante, corriente constante o característica de impedancia constante.

El exponente  $a$  y  $b$  son muy similares a las pendientes  $dP/dV$  y  $dQ/dV$  respectivamente. Para cargas compuestas el exponente  $a$  tiene valores típicos entre 0.5 y 1.8; el exponente  $b$  se encuentra típicamente entre 1.5 a 6.

### 2.2.4.2 Modelo polinomial de carga

$$P = P_0 \left[ p_1 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \left( \frac{V}{V_0} \right) + p_3 \right] \quad (2.7)$$

$$Q = P_0 \left[ q_1 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + q_2 \left( \frac{V}{V_0} \right) + q_3 \right] \quad (2.8)$$

El modelo está compuesto por impedancia constante, corriente constante y potencia constante. Los parámetros del modelo son los coeficientes  $p_1, p_2, p_3$  y  $q_1, q_2, q_3$  que definen la proporción de cada componente.

La dependencia de la frecuencia a la característica de carga se agrega multiplicando los modelos anteriores por un factor:

$$P = P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^a (1 + K_{pf} \Delta f) \quad (2.9)$$

$$Q = Q_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^b (1 + K_{qf} \Delta f) \quad (2.10)$$

$$P = P_0 \left[ p_1 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \left( \frac{V}{V_0} \right) + p_3 \right] (1 + K_{pf} \Delta f) \quad (2.11)$$

$$Q = P_0 \left[ q_1 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + q_2 \left( \frac{V}{V_0} \right) + q_3 \right] (1 + K_{qf} \Delta f) \quad (2.12)$$

Donde  $\Delta f$  es la desviación de frecuencia ( $f - f_0$ ) y el rango de valores típicos para  $K_{pf}$  es de 0 a 3 y para  $K_{qf}$  es de -2 a 0.

### 2.2.4.3 Modelo simplificado de carga para estudio de frecuencia

Para estudios de control de generación se usa un modelo lineal sencillo donde la dependencia de la carga con la frecuencia se expresa como una relación normalizada.

$$D = \frac{\Delta P}{\Delta f} \left[ \frac{pu MW}{pu Hz} \right] \quad (2.13)$$

El rango típico para el amortiguamiento de la carga es de 1% a 2% [14]. El diagrama de bloques de la ecuación de oscilación con amortiguamiento de la carga se muestra en la figura 2.14 mediante dos expresiones equivalente mediante la manipulación por álgebra de bloques.

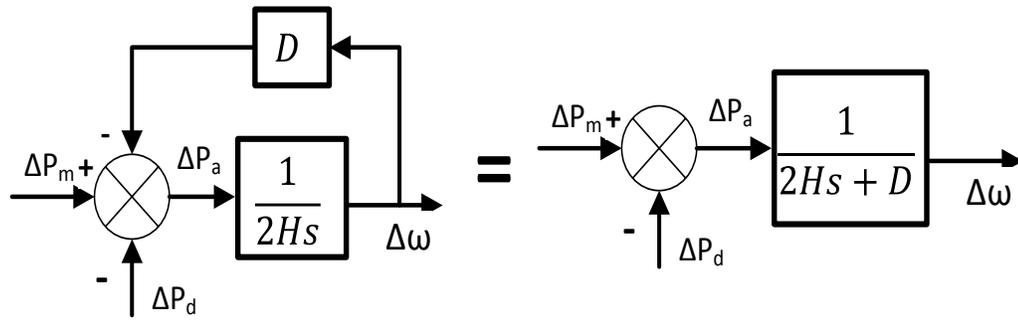


Figura 2.14: Diagrama de bloques de la ecuación de oscilación incluyendo el efecto de la carga.

### 2.2.5 Análisis de sistemas multi área.

Para el caso de sistemas con  $i$  áreas de control de frecuencia unidas por enlaces (ver figura 2.15), cuando un área presenta un desbalance en potencia-frecuencia, el resto de áreas puede apoyar aportando potencia al área que tiene déficit a través de los enlaces.

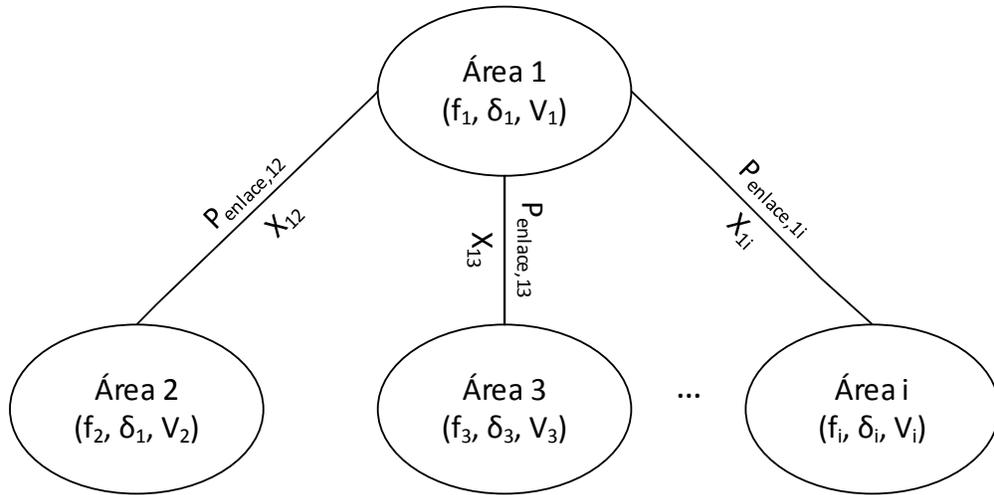


Figura 2.15 Sistema  $i$ -áreas para el control de frecuencia.

El diagrama de bloques para este tipo de sistemas multi áreas es el siguiente [15]:

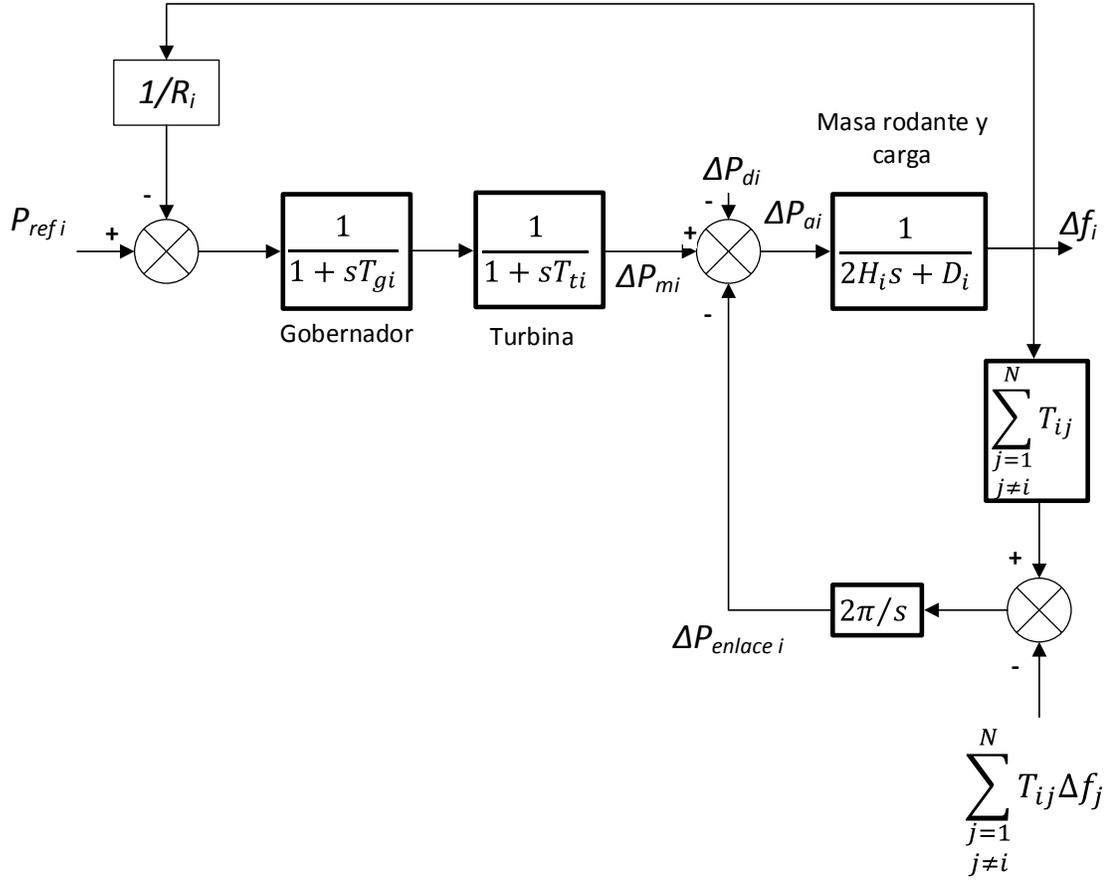


Figura 2.16: Sistema linealizado para análisis de frecuencia multi área.

El efecto de cambiar la potencia del enlace para un área es equivalente a cambiar la potencia en el área. Por lo tanto  $\Delta P_{enlace,i}$  debe sumar junto con potencia mecánica y la potencia de disturbio, usando el signo apropiado en cada área (si en un área se suma en la otra se resta). El flujo en el enlace se describe mediante la ecuación 2.14, la cual está representada en la parte inferior del diagrama de bloques de la figura 2.16.

$$\Delta P_{enlace,i} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N \Delta P_{enlace,i,j} = \frac{2\pi}{s} \left[ \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_j \right] \quad (2.14)$$

Donde  $T_{ij}$  representa el coeficiente de torque sincronizante el cual se expresa de la siguiente forma:

$$T_{ij} = \frac{|V_i||V_j|}{X_{ij}} \cos(\delta_i^0 - \delta_j^0) \quad (2.15)$$

Donde  $X_{ij}$  es la reactancia de la línea entre las áreas  $i$  y  $j$ , los ángulos  $\delta_i^0, \delta_j^0$  representan los ángulos de potencia en el punto de equilibrio de las máquinas equivalentes de las áreas  $i$  y  $j$  y  $V_i, V_j$  son las tensiones en terminales de las máquinas equivalentes de las áreas  $i$  y  $j$ .

### 2.2.6 Efecto combinado de los diferentes parámetros en la respuesta en frecuencia

En la siguiente figura se muestra la relación que existe entre la característica regulación, el amortiguamiento de la carga en la respuesta de la frecuencia en el sistema eléctrico ante un disturbio tanto para la respuesta de estado dinámica como de estado estable.

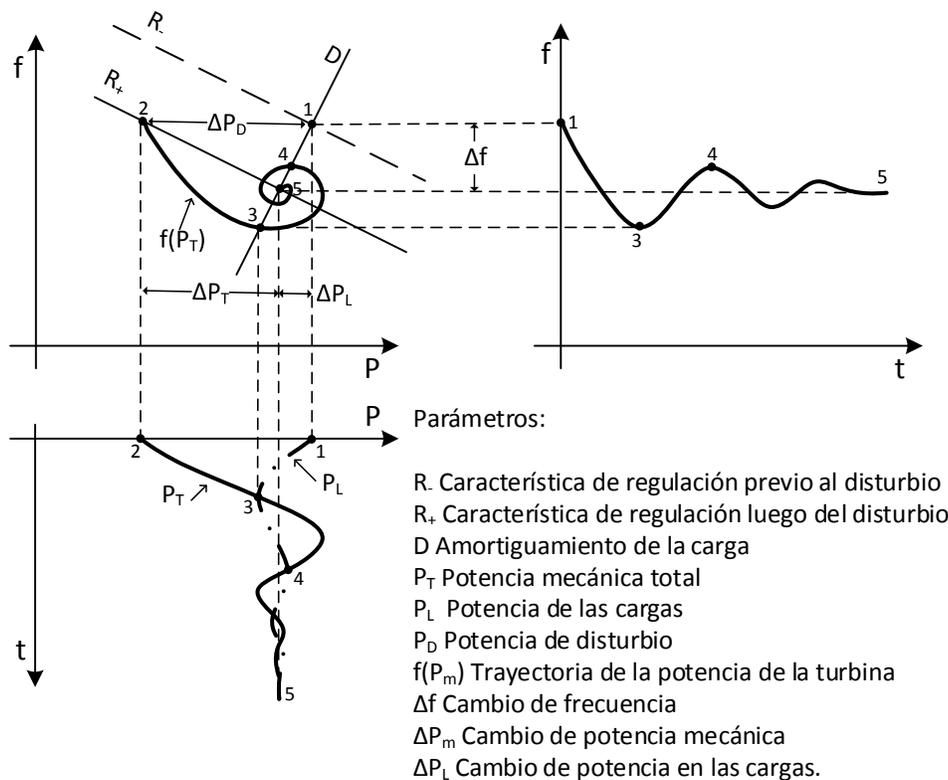


Figura 2.17: Respuesta dinámica ante un desbalance de potencia activa.

La referencia [13] muestra la ecuación del cambio de frecuencia de estado estable que se muestra de forma gráfica en la figura 2.17.

$$\Delta f = \frac{-\Delta P_D}{\frac{1}{R_{eq}} + D} \quad (2.16)$$

Donde  $R_{eq}$  se muestra en la ecuación 2.3.

Para obtener la ecuación todos los valores que conforman el valor de regulación equivalente  $R_{eq}$  deben estar en una base común y las unidades compatibles con el valor del amortiguamiento de la carga  $D$ .

La reserva de contingencia con la regulación equivalente del sistema tiene una relación importante debido a que aunque las máquinas tengan buena regulación si no hay reserva no es posible mejorar la frecuencia y si hay mucha reserva pero regulación débil tampoco se puede mejorar la respuesta de la frecuencia ante disturbios. La reserva de contingencia primaria es la sumatoria de las capacidades disponibles para incrementar su potencia activa de los generadores en operación cuyos gobernadores responden de forma automática ante desviaciones de frecuencia. Cuando no existe la suficiente reserva rodante para contrarrestar el desbalance de potencia que provoca una contingencia se pueden provocar disparos de carga, de generación y o un colapso del sistema.

### **2.3 Reservas operativas para el control de frecuencia**

Para poder mantener el balance entre la carga y la generación es necesario mantener una capacidad de potencia adicional libre por encima de la potencia requerida por la carga, la reserva que se encuentre en línea se conoce como reserva rodante mientras que la reserva que se encuentra fuera de línea se llama reserva fría. Por otro lado debe existir generación con reserva en línea que tenga capacidad de reducción o de apagarse rápidamente, esto para atender evento de disminución de carga o aumento de generación. Las capacidades de potencia para control general de potencia activa se conocen como reservas operativas. En la figura 2.18 se muestra una clasificación para estas reservas [2].

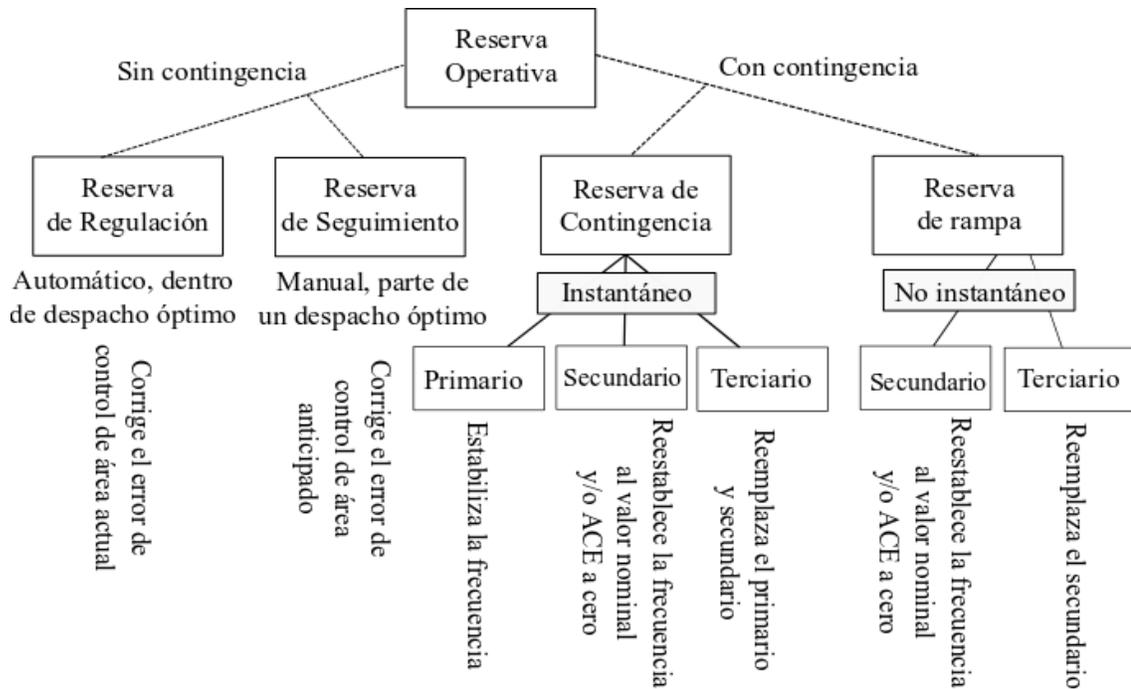


Figura 2.18 Clasificación de reservas operativas.

Las reservas sin contingencia se separan de acuerdo al retardo con que operan (la reserva de regulación es más rápida que la reserva de seguimiento). La reserva de regulación es usada para corregir los desbalances instantáneos los cuales ocurren más rápido que el despacho económico (ver figura 2.19) y requiere de una respuesta automática y centralizada. La reserva de seguimiento es usada para los desbalances anticipados, no es más rápida que el despacho económico y no requiere una respuesta automática y descentralizada.

La reserva ante un evento se clasifica en reserva de contingencia (es la utilizada para balancear la potencia activa durante eventos poco frecuentes de forma instantánea que son más severos que los que se presentan en operación normal) y reserva de rampa (es la reserva no instantánea necesaria para balancear los cambios mayores a los de operación normal).

La reserva de contingencia permite estabilizar la frecuencia luego de un disturbio por medio de 3 etapas reserva primaria, secundaria y terciaria, estas etapas se explicarán más adelante (ACE significa error de control de área por sus siglas en inglés).

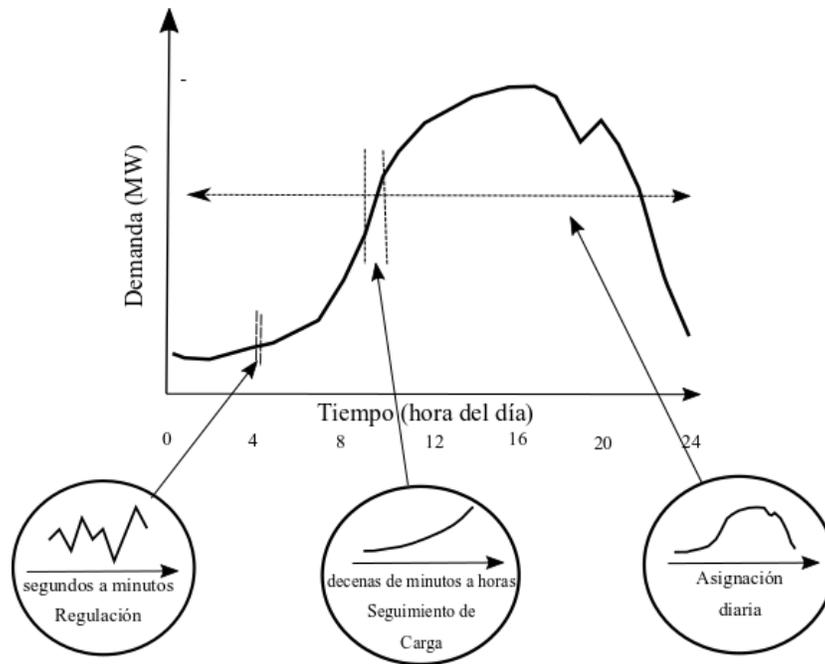


Figura 2.19: Curva de demanda

La reserva de rampa es la capacidad disponible para el balance de potencia activa durante eventos poco frecuentes los cuales son más severos que las condiciones de operación normales. La reserva secundaria de rampa es la porción de la reserva de rampa que es usada para corregir los desbalances severos no instantáneos y corrige la frecuencia a su valor nominal. La reserva terciaria de rampa permite reponer la reserva secundaria de rampa.

En la figura 2.20 se muestra un diagrama que relaciona los diferentes tipos de reserva; para este estudio en particular las reservas que se prestarán mayor atención son las reservas rodantes las cuales están formadas por la reserva de regulación y la reserva para el control de la frecuencia primaria o de contingencia.

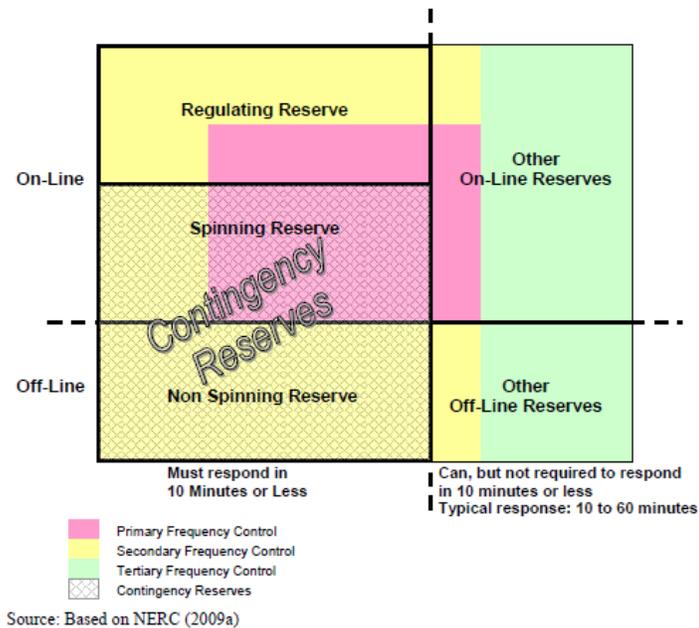


Figura 2.20 Relación entre las reservas operativas. [2]

### 2.3.1 Reserva de contingencia instantánea

La frecuencia de un sistema de potencia depende del equilibrio entre carga y generación. Cuando ese equilibrio se pierde (conexión o desconexión de una gran carga al sistema o disparo de un generador debido a sus protecciones) se presenta un disturbio de larga duración [12] que desvía la frecuencia del sistema respecto a su valor nominal (ver figura 2.21). Durante el disturbio se identifican las siguientes respuestas en orden cronológico [13]:

- Respuesta eléctrica.
- Respuesta inercial.
- Respuesta primaria o de gobernadores de velocidad.
- Respuesta de control secundario.
- Respuesta terciaria o de operador.

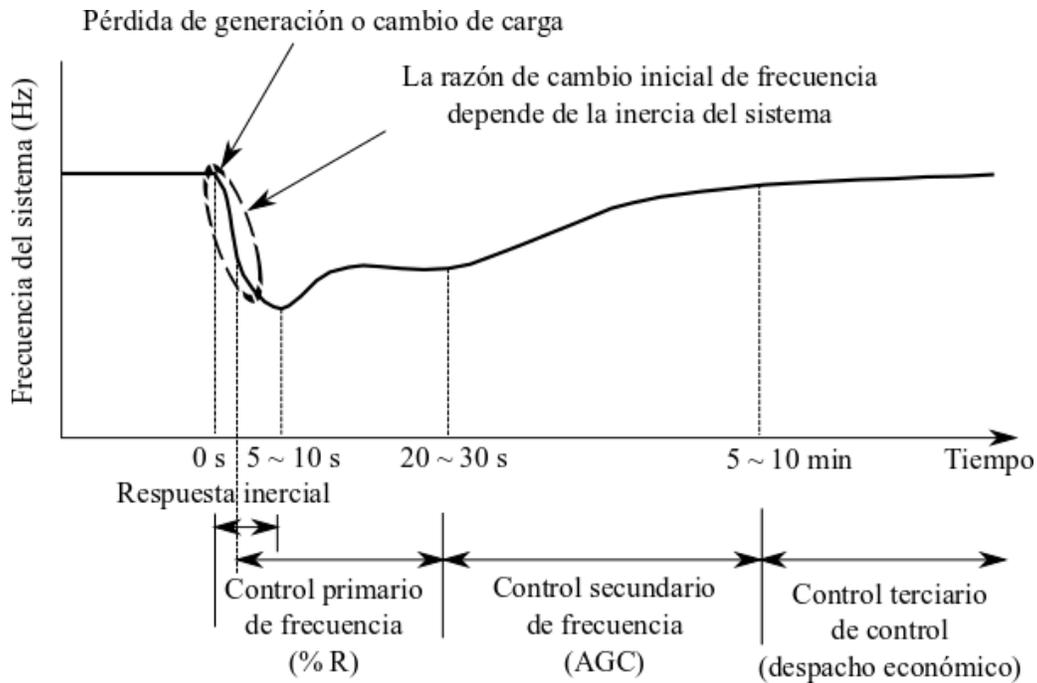


Figura 2.21 Etapas del control de frecuencia ante un disturbio [1]

**2.2.2.1 Respuesta eléctrica:** La primera respuesta que se presenta luego de un disturbio, esta respuesta restablece el equilibrio a través de los generadores y los cambios de los flujos de potencia en las líneas. Esta respuesta elimina el desbalance inicial de potencia creado por el disturbio. Esto se logra a través del ajuste de los voltajes en los nodos sin inercia mecánica o electromecánica. Los cambios en la potencia eléctrica de la unidad generadora dependerán de la distancia eléctrica al punto donde ocurre el disturbio. Esta respuesta no involucra tiempo y no existen cambios de energía [13].

**2.2.2.2 Respuesta inercial:** Pocos segundos después del desbalance de potencia la velocidad de los generadores empieza a disminuir y la frecuencia a caer. Durante esta etapa el aporte de cada generador para balancear la energía depende prácticamente de su inercia y no de su distancia eléctrica hasta el disturbio [12].

**2.2.2.3 Respuesta primaria o de gobernadores de velocidad:** En esta etapa la dinámica depende de cómo las unidades generadoras y las cargas reaccionan ante caídas en la frecuencia. En estado estable y durante pequeños cambios de frecuencia el incremento en la potencia mecánica de cada unidad

generadora es inversamente proporcional a la caída de frecuencia de la característica estática de la turbina. Este control generalmente no logra llevar la frecuencia a su valor nominal, permanece un error de estado estable de frecuencia.

**2.2.2.4 Respuesta de controles secundaria:** cambios en la frecuencia y desviaciones de los flujos de potencia en los enlaces de interconexión entre áreas activan el control central llamado control automático de generación AGC por sus siglas en inglés. Este control realiza los ajustes finos para mantener la frecuencia en un valor nominal y toma las acciones apropiadas para controlar el nivel de flujo en las líneas de interconexión. Esta acción de control es poco sensible a los cambios rápidos de carga.

**2.2.2.5 Respuesta terciaria o de operador:** este control ajusta las potencias de referencia de unidades de generación individual en un área que fueron calculadas previamente por el despacho óptimo por parte del operador para satisfacer los valores de demanda y de intercambios. Además la respuesta terciaria repone las reservas de las dos etapas anteriores.

En la figura 2.22 se muestra que el sistema turbina gobernador con su nivel de referencia de carga representa el primer nivel de control. El control de frecuencia secundaria obliga al control primario a eliminar la desviación de frecuencia y de intercambio. El control terciario es más lento que el primario y el secundario y realiza los últimos ajustes para alcanzar la frecuencia nominal.

Existe una relación entre las reservas y la característica de regulación equivalente. En la figura 2.23 se muestra conforme se requiere más potencia para soportar un disturbio mayor pendiente posee la característica de regulación este se debe a que cada máquina individual va agotando las reservas hasta que ya no queda una característica de regulación (característica vertical en el punto crítico  $P_{TMAX}$ ).

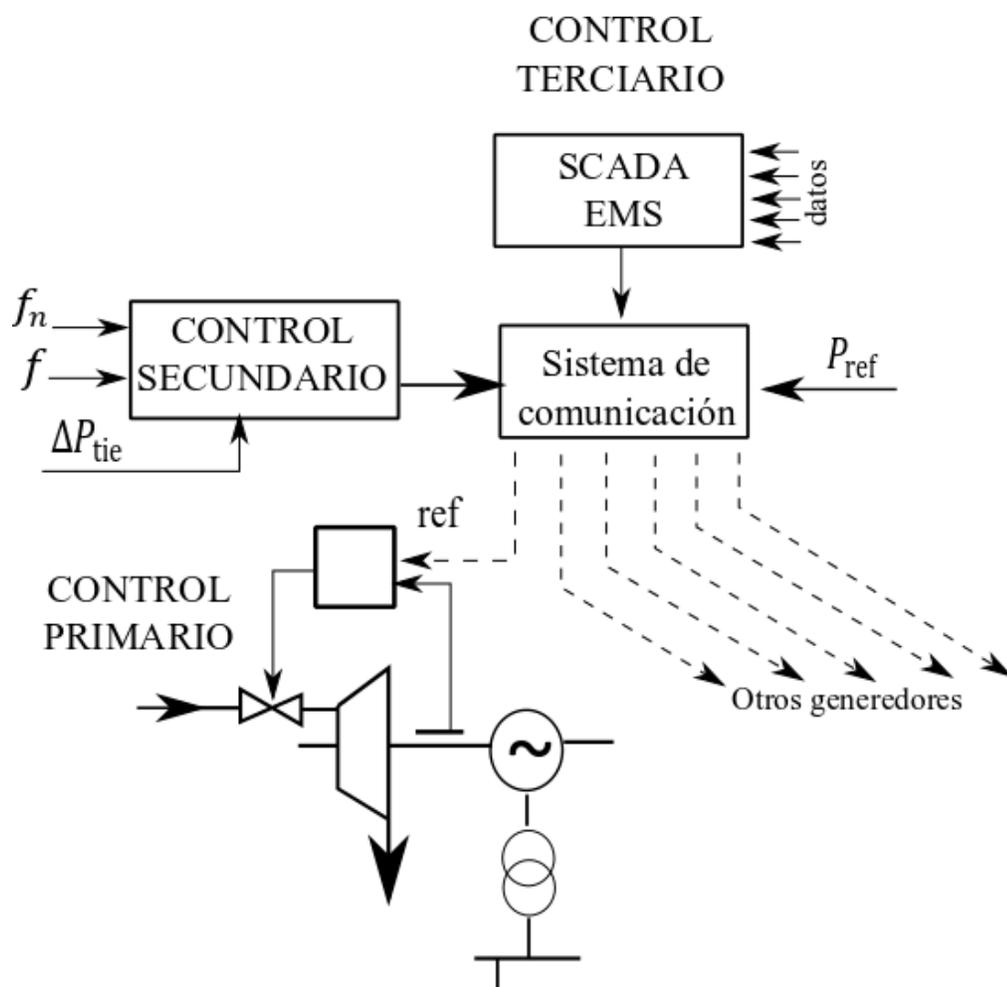


Figura 2.22 Niveles de control de potencia activa.

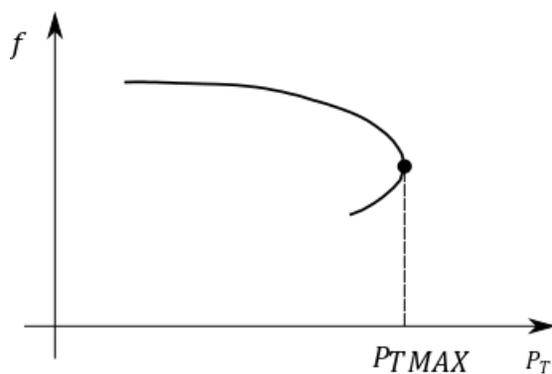


Figura 2.23: Característica estática del sistema de generación [12]

Otro aspecto importante es la distribución de las reservas y su efecto en la regulación, para ver este efecto se supone un sistema de diez unidades generadoras con tres casos de distribución de reserva y con la misma reserva total el cual se muestra en la siguiente tabla 2.2:

*Tabla 2.2: Efecto de la distribución de la reserva en la regulación del sistema.*

<b>Caso</b>	<b>Unidades en operación</b>	<b>Capacidad individual [MW]</b>	<b>Condición de operación</b>	<b>R [%]</b>	<b>1/Req [MW/Hz]</b>	<b>Reserva [MW]</b>
1	10	100	10U a 90 MW 9U a 100MW	5	333.33	100
2	10	100	1U a 0 MW 5U a 100	5	33.33	100
3	10	100	5U a 80	5	166.66	100

En la tabla 2.2 se muestra que cada caso tiene la misma potencia de reserva sin embargo la característica de regulación del sistema equivalente es muy diferente. Entre más distribuida está la reserva entre las máquinas mejor es la regulación del sistema por ejemplo el caso 1, cada una de las 10 máquinas posee una reserva de 10 MW cada una con una regulación del 5% lo que le permite tener una regulación de 333.33 MW/Hz, lo que quiere decir que se necesita un disturbio de 333.33 MW para mover la frecuencia del sistema 1 Hz mientras que el caso 2 concentra toda la reserva en una sola máquina por lo tanto solo se requiere un disturbio de 33.33 MW para mover la frecuencia 1Hz. Como se mencionó anteriormente las máquinas que se encuentran operando a su capacidad nominal no aportan potencia para la regulación.

## **2.5 Conclusiones**

Es posible realizar estudios con modelos simplificados para el control de frecuencia. Estos modelos incluyen el modelo del generador, turbina, gobernador y el amortiguamiento de la carga. Además se pueden realizar estudios de sistemas de una sola área o múltiples áreas. Estas simplificaciones eran muy importantes cuando la capacidad computacional era reducida respecto a la capacidad actual. Actualmente se pueden realizar cálculos de

modelos dinámicos de grandes redes utilizando los modelos detallados de cada elemento.

El modelo simplificado para el estudio de control de frecuencia permite ver el efecto de cada parámetro en una red sencilla para extender estos conceptos al control de una red real.

Una reserva primaria de contingencia adecuada permite mantener el sistema de potencia estable luego de un disturbio sin la intervención de operadores.

Una reserva de contingencia distribuida en la red tiene mejor respuesta que una reserva concentrada de la misma magnitud esto debido a que varios generadores con reserva afectan mayor cantidad de nodos y logran en el mismo tiempo mayor entrega de potencia activa lo que permite que la desviación de frecuencia sea menor.

La gran combinación de modelos dinámicos (turbinas, generadores, controles, etc.) en un sistema, la no linealidad del fenómeno de frecuencia (capacidades de potencia limitadas en diferentes instantes), los cambios topológicos de la red, el nivel de carga de los elementos y la ubicación aleatoria de las fallas en un sistema real obligan a realizar evaluaciones en el dominio de tiempo para tener mayor certeza del comportamiento de la frecuencia.

## **CAPÍTULO 3. SISTEMA DE SEGURIDAD PARA FRECUENCIA**

### **3.1 Introducción**

La seguridad se refiere al grado de riesgo que tiene un sistema de potencia para sobrevivir a un disturbio inminente sin interrupción del servicio a los usuarios. Esto se relaciona con la robustez del sistema frente a un disturbio y, por lo tanto, depende de las condiciones operativas así como de la probabilidad de ocurrencia del disturbio [5].

Históricamente asegurar la operación segura siempre ha sido de suma importancia en los sistemas de potencia. Cuando un sistema no tiene suficiente grado de seguridad, este empieza a ser expuesto a severas, y en algunos casos, catastróficas fallas que traen enormes consecuencias económicas para un país o región.

Para asegurar que un sistema sea lo suficientemente confiable, debe ser: 1) diseñado apropiadamente con seguridad como consideración primordial y 2) monitoreado durante la operación para asegurar que exista suficiente margen de seguridad en cada momento. El punto 1 corresponde a los departamentos de diseño y planeamiento del sistema eléctrico, mientras que el punto 2 corresponde a los operadores del sistema. Para apoyar la acción de los operadores se han creado sistemas de seguridad, los cuales consisten en herramientas en tiempo real que permiten visualizar la estabilidad del sistema para la condición de operación actual con la velocidad suficiente para activar una acción de control automático o para dar tiempo al operador para que reaccione si se muestra que una contingencia analizada es potencialmente insegura [5].

Debido a la velocidad requerida para los sistemas de seguridad los análisis actualmente se utilizan estas 3 metodologías básicas [9]:

- Estudiar el sistema con algoritmos aproximados y rápidos.

- Seleccionar solo los casos importantes para un análisis detallado.
- Utilizar sistemas de cómputo con múltiples procesadores o procesadores vectoriales para mayor velocidad.

Según [9], una de las partes principales del sistema de seguridad es el análisis de contingencias. Los resultados de este análisis le permiten al sistema ser operado de manera defensiva (prever problemas para tomar medidas correctivas antes de que ocurran). Los sistemas de seguridad pueden realizar evaluaciones mediante las siguientes dos formas [10]:

- Evaluación estática de seguridad: Tradicionalmente se han utilizado índices de severidad de contingencias asociados a sobrecargas de líneas o transformadores, sobre o baja tensión en los buses para tasar contingencias [10].
- Evaluación dinámica de seguridad: consideran los criterios estáticos además de criterios de estabilidad dinámica y transitoria [11].

En [41] se menciona que para estar preparado para un evento, es necesario conocer la reserva primaria capaz de responder ante eventos de frecuencia en tiempo real. Además presenta algunas recomendaciones para mejorar la respuesta primaria de la frecuencia, por ejemplo reducir las bandas muertas en los ajustes de los gobernadores. Otro aspecto importante para un sistema de seguridad enfocado en frecuencia debe ser el cálculo adecuado de la reserva rodante, la cual está compuesta por la reserva de regulación y la reserva de contingencia primaria.

Existe la posibilidad de modificar el porcentaje de regulación de las máquinas (o en convertidores con el fin de emular inercia) para mejorar la respuesta de frecuencia y por lo tanto lograr que el sistema sea más seguro, este procedimiento se ha llevado a cabo en micro redes o sistemas de distribución en las referencias [42-44]. En [44] se presentan criterios de estabilidad que consideran márgenes y el análisis de valores propios para la evaluación dinámica de las respuestas oscilatorias o inestables. En [45] se busca encontrar la reserva y el porcentaje de regulación necesario para

soportar salidas de parques eólicos pero como análisis de planeamiento y no de operación en tiempo real.

En este capítulo, se propone un sistema de seguridad de frecuencia que permita mantener la reserva necesaria en tiempo real al menor costo, y en casos donde una contingencia futura pueda provocar disparos de carga se podrá modificar la regulación de las máquinas convencionales o recomendar aumentar la reserva con el fin de evitar el disparo de carga y mejorar su respuesta en frecuencia. A continuación se detallan cada una de las partes que componen el sistema de seguridad de frecuencia propuesto.

### 3.2 Sistema de seguridad propuesto

Se asume que se tienen disponibles todas las señales, comunicaciones y equipos de sincrofasores en todas las barras del sistema de potencia. El diagrama funcional del sistema de seguridad propuesto se muestra en la figura 3.1.

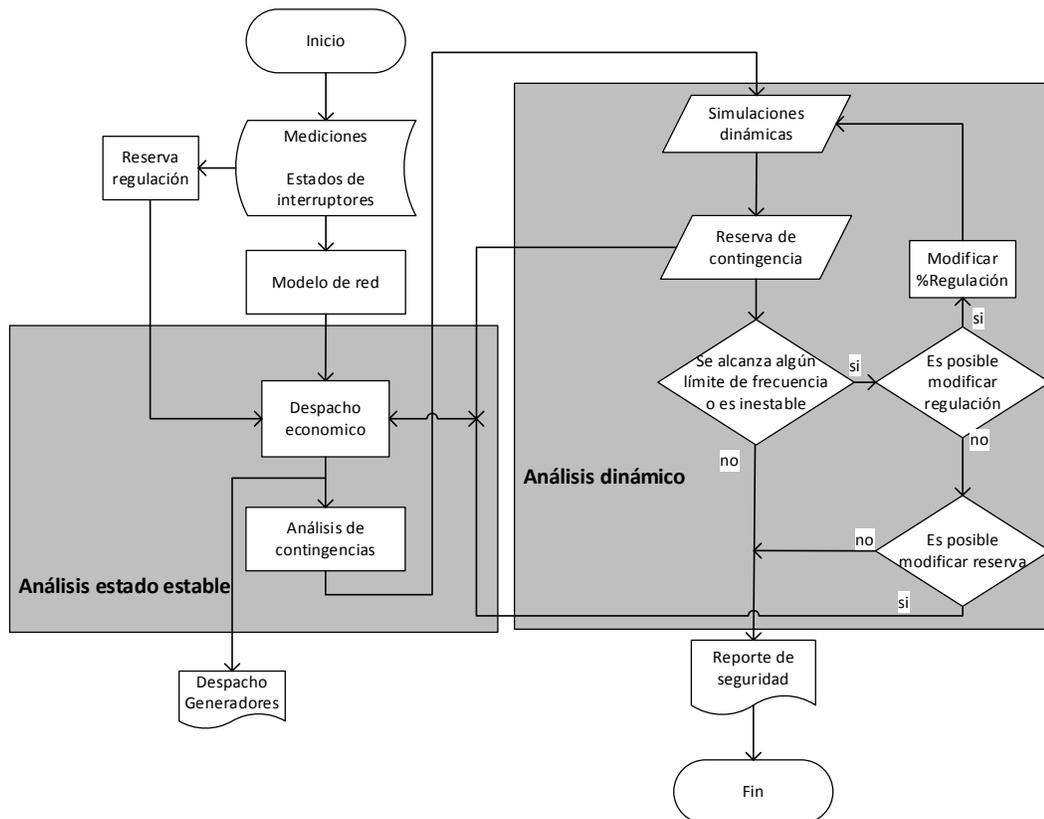


Figura 3.1: Diagrama de operación del sistema de seguridad de frecuencia

La entrada del sistema es la información de los SCADA y PMUs los cuales pueden brindar los estados de los interruptores de los elementos de la red así como las mediciones de la generación (convencional y renovable) y de la carga en tiempo real.

Con los datos de los interruptores, potencias de generación y cargas, y los niveles de tensión de los generadores se realiza un modelo de la red en tiempo real. Este modelo de red se utiliza para el análisis de contingencias, así como el proceso de análisis de estado estable y el estado dinámico. También se determina la reserva de regulación necesaria a partir de las variaciones de la carga y de la potencia no despachable según mediciones.

El análisis de estado estable entrega el despacho con el costo mínimo de generación para la reserva especificada (cuando es factible). En la mayoría de los casos, la capacidad de reserva del sistema es mayor a la reserva rodante (suma de reserva de regulación más reserva de contingencia) por lo tanto el programa brinda una solución; en el caso que no se alcance una solución posible se modifica la reserva de contingencia hasta que el método encuentre una solución. La diferencia entre la reserva necesaria obtenida mediante el análisis de contingencias y la reserva modificada para alcanzar solución es la potencia que hace falta para soportar la peor contingencia en estado estable, este valor es enviado como una alerta por parte del programa (reserva insuficiente) como una alarma al operador para tomar acciones fuera de línea.

Al despacho propuesto se le aplica el análisis de contingencias, el cual brinda la información de las contingencias más críticas con el fin reducir la cantidad de simulaciones dinámicas.

Las simulaciones dinámicas permiten determinar si alguna contingencia futura puede lograr tocar el umbral del esquema de disparo de carga o si es inestable; en caso afirmativo se modifican el porcentaje de regulación para mejorar la respuesta en frecuencia hasta donde sea posible. Si ya no hay opción para mejorar y alguna contingencia continua presentado problemas se procede a aumentar la reserva rodante y la inercia (conectando más generadores) y se genera un reporte de las frecuencias de las contingencias.

Se utiliza el valor de potencia activa que tiene la máquina que produce la peor contingencia en términos de frecuencia, luego del análisis dinámico, como la reserva de contingencia en el próximo ciclo de evaluación.

Este procedimiento se evalúa de forma cíclica cada 15 minutos en este trabajo, se puede elegir el intervalo de tiempo de evaluación a conveniencia, entre más frecuente es mejor ya que se reduce la incertidumbre de las variables estocásticas (generación no despachable, carga, por mencionar 2) pero se aumenta la exigencia en la velocidad de los cálculos.

### **3.2.1 Mediciones.**

Las unidades de medición fasorial actualmente pueden enviar información de mediciones sincronizadas así como señales binarias (por ejemplo posiciones de interruptores) con tiempos de muestreo inclusive 60 muestras por ciclo[46] lo que permite tener las mediciones y el estado operativo de la red en tiempo real. En los sistemas de prueba que se analizarán en este trabajo se asume que el sistema cuenta con toda la infraestructura necesaria para la obtención de la señales tanto de monitoreo como de control.

Algunas de las variables de entrada necesarias:

- Potencia generada por generadores convencional
- Potencia generada por fuentes no despachables (eólico, solar)
- Tensión en terminales de los generadores.
- Estados de interruptor de todos los elementos del sistema
- Demanda, y mediciones de la potencia de las cargas en cada barra
- Mediciones de frecuencia en todas las barras

Además de las señales de entrada se asume que existe una infraestructura tal que permita realizar las siguientes acciones:

- Modificar consignas de potencia en los generadores convencionales.
- Modificar el % de regulación en los gobernadores de las máquinas.

### 3.2.2 Reserva de regulación.

La reserva de regulación necesaria se calcula a partir de las mediciones de la red para evitar pronósticos, ya que gracias al avance en las comunicaciones es posible tener el valor instantáneo tanto de la potencia de carga como de las fuentes no despachables. Para determinar el valor de reserva necesario en los próximos 15 min de evaluación se propone realizar a partir del valor actual y del valor anterior para predecir el siguiente valor según la tendencia que tienen las señales de demanda y generación variable, se evaluaron tres métodos los cuales se muestran a continuación.

Método 1. Este procedimiento utiliza el cambio entre 2 mediciones de potencia consecutivas  $P_{m,k}$  y  $P_{m,k-1}$ , el error entre la medición actual y el valor del pronóstico actual  $P_k^{\text{pron}}$  sumado con el valor de pronóstico futuro  $P_{k+1}^{\text{pron}}$

$$P_{k+1}^{\text{est}} = 2P_{m,k} - P_k^{\text{pron}} - P_{m,k-1} + P_{k+1}^{\text{pron}} \quad (3.1)$$

Método 2. Este método no contempla pronóstico solo el cambio de potencia de la medición actual con la medición anterior más el valor actual. La ventaja de este método es que no depende del pronóstico solo de las mediciones reales.

$$P_{k+1}^{\text{est}} = 2P_{m,k} - P_{m,k-1} \quad (3.2)$$

Método 3. Utiliza la diferencia entre la medición actual con el pronóstico  $P_{m,k} - P_{m,k-1}$  y esa diferencia se la suma al valor estimado de la siguiente muestra  $P_{k+1}^{\text{pron}}$

$$P_{k+1}^{\text{est}} = P_{m,k} - P_{m,k-1} + P_{k+1}^{\text{pron}} \quad (3.3)$$

Se evaluaron estos métodos con una curva de carga diaria con resolución de 15min y un registro de generación eólica para el mismo sistema los resultados se muestran en las figuras 3.2 y 3.3.

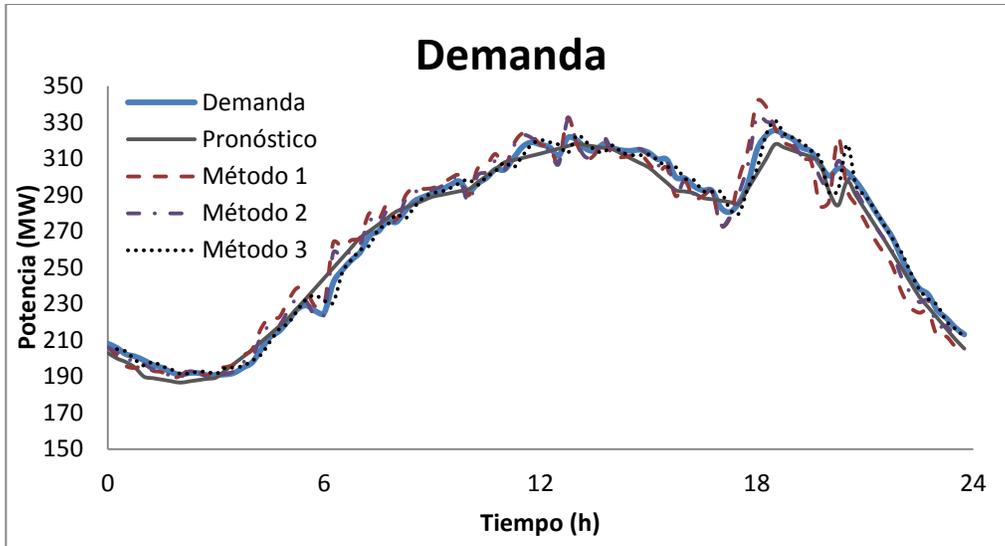


Figura 3.2: Curva de demanda y métodos de predicción de valor siguiente

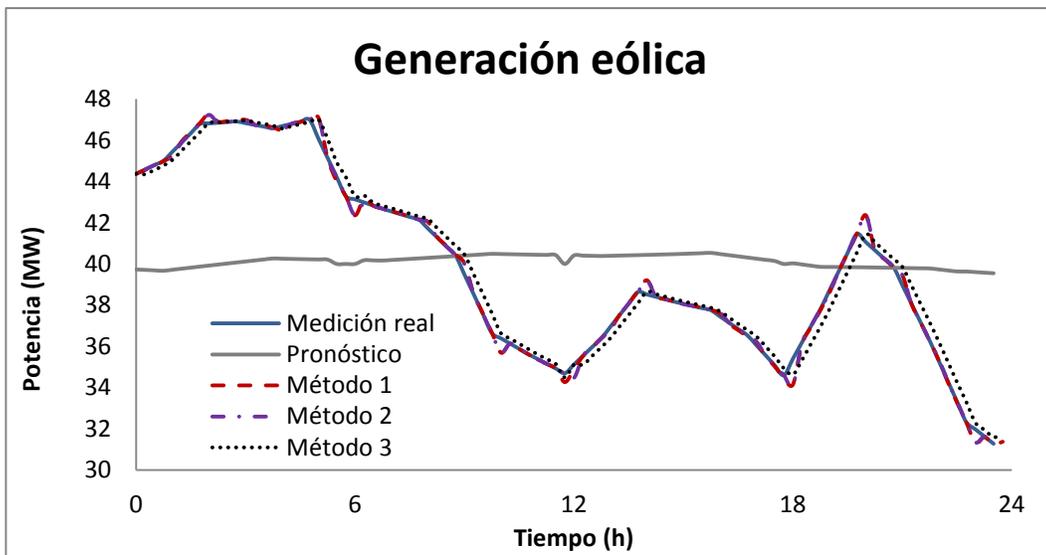


Figura 3.3: Generación eólica y su pronóstico, métodos de predicción de valor siguiente.

Los métodos anteriores presentan problemas ya que utilizan el cambio de potencia entre la medición actual y la anterior, por lo tanto sobre o sub dimensionan el valor en los puntos de inflexión. Para evaluar el desempeño de los métodos se calculó el error de la raíz cuadrática media. El error se calcula usando la diferencia entre el valor estimado y el siguiente valor de la medición

real con el fin de evaluar la predicción. Los resultados se muestran en la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Medición de desempeño de la predicción del siguiente valor de carga y

potencia eólica

**Error de raíz cuadrática**

**media (MW)**

**Generación**

<b>Método</b>	<b>Demanda</b>	<b>eólica</b>
Método 1	5.47	0.13
Método 2	3.61	0.11
Método 3	5.59	0.42

La tabla 3.1 muestra que el método 2 (ecuación 3.2) presentó el mejor desempeño de los 3 métodos analizados. Existe oportunidad de mejora en estos algoritmos sin embargo para efectos de este trabajo se consideran adecuados.

### **3.2.3 Modelo de red.**

Generalmente la red de transmisión de un sistema se mantiene generalmente constante; lo que cambia principalmente son los estados de los equipos que se conectan por ejemplo equipos de compensación, generadores, cargas. El modelo de red pretende monitorear cualquier estado que modifique la topología de la red original y permite contemplar dichos cambios en los cálculos para determinar si existe algún problema en términos de frecuencia.

### **3.2.4 Análisis de contingencias para estudios de frecuencia primaria.**

El análisis de contingencias se conforma de un grupo de cálculos rápidos y simplificados que permiten usar los resultados para tasar la severidad de cada contingencia [36]. Estos cálculos permiten evaluar cuantitativamente contingencias de la red y evitar subjetividad a la hora de definir las peores contingencias.

Para el caso de estudios de flujo de potencia se tienen índices de severidad con funciones que penalizan violaciones de límites operativos [37] generalmente sobre cargas y tensión. Estas variables se utilizan para medir la congestión en las líneas de transmisión (sobrecargas) y problemas de reservas de reactivo (tensiones) pero tienen poca relación para determinar la severidad de contingencias en frecuencia.

En [36, 38] se presentan índices de severidad dinámicos los cuales se analizan por medio de señales en el dominio del tiempo; sin embargo, ninguno es exclusivo para estudios de frecuencia.

Los índices de severidad no siempre capturan de forma confiable las peores contingencias debido a que es imposible considerar todas las variantes operativas y todos los disturbios posibles en un sistema de potencia. En [36] se recomienda utilizar índices de severidad compuestos los cuales constan de diferentes índices individuales multiplicados por factores de peso, esto brinda una evaluación más integral del sistema. El reto para definir los índices de severidad, es encontrar las variables que afectan en mayor medida el fenómeno de estudio y la determinación de los factores de peso por medio de una metodología robusta que pueda ser implementada en cualquier sistema de potencia.

No se encontró ninguna metodología en la literatura para el análisis de contingencias estáticas para disturbios de frecuencia.

#### **Índice de severidad.**

El índice de severidad permite conocer las peores contingencias (las que causan la mayor desviación de la frecuencia máxima o mínima) mediante una evaluación estática (no se requieren simulaciones dinámicas). Debido a que no se encontró ningún índice de severidad para estudio de frecuencia pico (máxima o mínima para control de frecuencia primaria). Se propone en este trabajo de tesis, un índice de severidad compuesto de estado estable exclusivo para estudios de frecuencia basado en la propuesta de índices de severidad para estudios de tensión y flujos de potencia de [37].

El índice estaría compuesto por partes de la ecuación que contemple la frecuencia de estado estable, inercia, y la reserva; todos multiplicados por su respectivo factor de peso.

Frecuencia de estado estable: este cálculo incluye el porcentaje de regulación equivalente de la red el cual depende de las máquinas que tienen reserva disponible, la potencia de disturbio y el amortiguamiento de la carga (ver ecuación 2.16).

La inercia: en un mismo disturbio diferentes inercias del sistema definen la razón de cambio de la frecuencia y por lo tanto afecta el punto de frecuencia pico como se comprobó en el análisis paramétrico del Apéndice B.1.

La reserva: el sistema debe contar con la suficiente reserva para soportar un disturbio.

Para probar los diferentes índices se usará un sistema de barra única sin pérdidas con 3 máquinas según los modelos simplificados de la sección 2.2 con los siguientes parámetros (ver tabla 3.2):

Tabla 3.2: Parámetros del sistema de prueba para índice de severidad.

Caso de evaluación	Generador	$P_{max}$ (pu)	$P_{disp}$ (pu)	H (pu s)	R (pu)	D (pu)	$T_g$ (s)	$T_t$ (s)
Caso 1	G1	0.334	0.2667	2	0.1		0.2	0.5
	G2	0.333	0.2667	2	0.1	0.84	0.2	0.5
	G3	0.333	0.2667	2	0.1		0.2	0.5
Caso 2	G1	0.4	-	2	0.1		0.4	0.6
	G2	0.4	-	1.6	0.15	0.84	0.6	0.9
	G3	0.2	-	0.6	0.15		0.2	0.3

El caso 1 de la tabla 3.2 la potencia máxima  $P_{max}$ , la potencia de despacho  $P_{disp}$ , la inercia H, el porcentaje de regulación R y las constantes de tiempo del generador  $T_g$  y la turbina  $T_t$  son iguales. En caso 2 presenta un sistema con cambios en las variables de cada máquina para representar un sistema más real.

**a) Frecuencia de estado estable:** Se analizaron dos opciones diferentes para cuantificar este efecto. Se requiere que tanto los factores de peso como

los elementos de frecuencia e inercia sean positivos para poder sumar sus efectos. Lograr valores positivos se puede realizar mediante el valor absoluto (ecuación 3.4) o elevando al cuadrado (ecuación 3.5) la razón de frecuencias.

$$f_{\text{abs}} = \left| \frac{f_n - f_{\text{stb}}}{f_n - f_{\text{trip}}} \right| \quad (3.4)$$

$$f_{\text{sqr}} = \left( \frac{f_n - f_{\text{stb}}}{f_n - f_{\text{trip}}} \right)^2 \quad (3.5)$$

Donde

$f_n$  Frecuencia nominal.

$f_{\text{stb}}$  Frecuencia de estado estable luego de la contingencia calculada a partir de la ecuación 2.16.

$f_{\text{trip}}$  Frecuencia a la cual se presenta disparo de carga ya sea de sobre o baja frecuencia según sea el caso de análisis.

Se incluye en las ecuaciones (3.4 y 3.5) la frecuencia de disparo  $f_{\text{trip}}$  esto con el fin de que aparezcan valores mayores a la unidad cuando la diferencia de la frecuencia de estado estable con la nominal supere la diferencia entre la frecuencia nominal y la de disparo (forma numérica de darle mayor importancia a las violaciones en este caso de frecuencia). Para definir la conveniencia de utilizar valor absoluto o elevar al cuadrado y observar el efecto de las dos variables de esas ecuaciones que son  $f_{\text{stb}}$  y  $f_{\text{trip}}$ , los resultados se presentan la tabla 3.3.

Las primeras 3 columnas (potencia de disturbio  $P_{\text{dist}}$ , ganancia del gobernador  $K$  y amortiguamiento de la carga  $D$ ) son las necesarias para calcular la frecuencia de estado estable  $f_{\text{stb}}$  según ecuación 2.16. Se eligieron dos frecuencias de disparo  $f_{\text{trip}}$  (separada mediante una línea divisoria resaltada en negrita en la mitad de la tabla). Con los datos de  $f_{\text{stb}}$ ,  $f_{\text{trip}}$  y una frecuencia nominal de 60Hz se calcula  $f_{\text{abs}}$  y  $f_{\text{sqr}}$  con las ecuaciones 3.4 y 3.5 respectivamente. La última columna  $f_{\text{min}}$  tiene los datos de la frecuencia mínima obtenido por medio de simulaciones dinámicas. La ganancia del gobernador  $K$  es el inverso de la regulación  $1/R$ .

La primera y tercera terna de potencias de disturbio tienen poca diferencia entre ellas (0.098, 0.100 y 0.102 pu) para producir variaciones pequeñas en la frecuencia de estado estable, la terna segunda y cuarta presenta potencias de disturbio mayores diferencia una de otra (0.05, 0.3 y 0.6 pu). Si se desea fineza para encontrar diferencias entre un valor de frecuencia y otro se utilice la ecuación  $f_{abs}$ ; si se desea separar claramente contingencias severas de otras de bajo impacto se debe utilizar el índice  $f_{sqr}$ ; pero ambos índices son funcionales. Además es posible variar la sensibilidad del índice modificando la frecuencia  $f_{trip}$ , los datos de la mitad inferior de la tabla son mayores (columnas  $f_{abs}$  y  $f_{sqr}$ ) para las mismas contingencias debido a que se aumentó el umbral de frecuencia de disparo de 58.5 a 59.3 Hz.

Tabla 3.3: Elección de la sección de frecuencia del índice de severidad.\*

$P_{dist}$ (pu)	K (pu/Hz)	D (pu/Hz)	$f_{stb}$ (Hz)	$f_{trip}$ (Hz)	$f_{abs}$ (Hz)	$f_{sqr}$ (Hz)	$f_{min}$ (Hz)
0.098	0.5	0.0157	59.8100	58.5	0.1267	0.0160	59.673
0.100	0.5	0.0157	59.8061	58.5	0.1293	0.0167	59.6663
0.102	0.5	0.0158	59.8022	58.5	0.1318	0.0174	59.6597
0.050	0.5	0.0149	59.9029	58.5	0.0647	0.0042	59.8328
0.300	0.5	0.0192	59.4222	58.5	0.3852	0.1484	59.0084
0.600	0.5	0.0245	58.8561	58.5	0.7626	0.5816	58.0442
0.098	0.5	0.0157	59.8100	59.3	0.2715	0.0737	59.673
0.100	0.5	0.0157	59.8061	59.3	0.2770	0.0767	59.6663
0.102	0.5	0.0158	59.8022	59.3	0.2825	0.0798	59.6597
0.050	0.5	0.0149	59.9029	59.3	0.1387	0.0192	59.8328
0.300	0.5	0.0192	59.4222	59.3	0.8254	0.6812	59.0084
0.600	0.5	0.0245	58.8561	59.3	1.6342	2.6707	58.0442

\*Parámetros de simulación tomados de tabla 3.2, Caso 1.

**b) Inercia:** se probará la razón simple entre la inercia perdida respecto a la inercia total antes de la contingencia y el mismo valor anterior elevado al cuadrado. Dividir entre la inercia total  $H_t$  permite cuantificar el efecto de tener en ciertos momentos baja inercia debido a la penetración de generación no despachable y en estos casos el índice sería mayor ante la misma contingencia.

$$H_{rt} = \frac{H_{dist}}{H_t} \quad (3.6)$$

$$H_{sqr} = \left( \frac{H_{dist}}{H_t} \right)^2 \quad (3.7)$$

Donde

$H_{dist}$  Inercia de la máquina que salió de operación por el disturbio

$H_t$  Inercia total antes de la contingencia.

Tabla 3.4: Elección de la sección de inercia del índice de severidad\*

$P_{dist}$ (pu)	K (pu/Hz)	D (pu/Hz)	$H_{dist}$ (pu s)	$H_t$ (pu s)	$H_{rt}$	$H_{sqr}$	$f_p$ (Hz)
0.2667	0.33	0.014	1.98	6	0.3300	0.1089	58.687
0.2667	0.33	0.014	2.00	6	0.3333	0.1111	58.6839
0.2667	0.33	0.014	2.02	6	0.3367	0.1133	58.6808
0.2667	0.33	0.014	0.60	6	0.1000	0.0100	58.8518
0.2667	0.33	0.014	1.20	6	0.2000	0.0400	58.7899
0.2667	0.33	0.014	4.20	6	0.7000	0.4900	58.0484
0.2667	0.50	0.019	0.00	6	0.0000	0.0000	59.1172
0.2667	0.50	0.009	0.00	6	0.0000	0.0000	60.91

\*Parámetros de simulación tomados de tabla 3.2, Caso 1 variado inercia  $H_{dist}$

$H_{rt}$  y  $H_{sqr}$  son los índices de las ecuaciones 3.6 y 3.7. La variable  $f_p$  representa la frecuencia pico en este caso se evalúa tanto frecuencia máxima (última fila, pérdida de carga) como mínima. Se evaluaron casos con la misma potencia de disturbio  $P_{dist}$  (todas las máquinas están despachando la misma potencia antes de la contingencia o el mismo aumento o pérdida de carga, últimas 2 filas) con el fin de poder observar claramente el efecto de la inercia. Las primeras 3 filas se evalúan cambios pequeños en la inercia  $H_{dist}$  que sale de operación (1.98, 2 y 2.02) debido a una contingencia, las variaciones se ven reflejadas en el tercer decimal tanto de los índices de inercia como de la frecuencia pico. La terna central presenta un sistema con la misma inercia total pero con máquinas con diferencias de inercias (0.6, 1.2 y 4.2) que cuando salen de operación las máquinas de mayor inercia por el disturbio provocan mayores cambios en la frecuencia pico y por la tanto en el índice. Las últimas 2 filas

muestran que el aumento o disminución de carga son menos severos en términos de frecuencia que la pérdida de las máquinas para la misma potencia de disturbio ya que no implican pérdida de inercia, sin embargo se puede observar también que la pérdida de potencia provoca cambios en la frecuencia aunque no haya cambios de inercia por lo tanto los cambios de potencia deberían tener mayor peso que las pérdidas de inercia en un índice de severidad. También se puede observar que el índice de inercia  $H_{rt}$  y  $H_{sqf}$  reflejan de igual forma la relación con la frecuencia mínima solo que el  $H_{sqf}$  reduce el impacto del índice de frecuencia cuando las inercias son muy diferentes (casos del sistema de prueba), en sistemas reales conviene utilizar  $H_{rt}$  ya que los sistemas reales poseen inercias muy similares [12] y muchas máquinas; lo que permite que la razón de pérdida de inercia sea baja, esto permite diferenciar contingencias muy similares.

**c) Reserva:** Se probará el porcentaje de la potencia de disturbio respecto a la reserva disponible ecuación 3.8 y el porcentaje de reserva respecto a la potencia de carga ecuación 3.9.

$$SR_{abs} = \left| \frac{P_{dist}}{P_{resv}} \right| \quad (3.8)$$

$$SR_{rtL} = \left| \frac{P_{resv}}{P_L} \right| \quad (3.9)$$

Donde

$P_{dist}$  Potencia de disturbio.

$P_{resv}$  Potencia de reserva luego del disturbio.

$P_L$  Potencia de carga.

Para elegir cuál de los índices funciona mejor se muestran los cálculos en la tabla 3.5.

Para el cálculo de la reserva se toma el valor del despacho  $P_{dist}$  menos  $P_{max}$  (tomado de la tabla 3.2, caso 2), esta potencia de reserva puede ser potencia de bajada (potencia en operación que se puede reducir cuando se presenta un disparo de carga, primera terna de datos) o de subida (potencia máxima menos el despacho cuando se presenta un disparo de generador o aumento de carga, segunda y tercera ternas). Para que el índice sea efectivo se

debe procurar que la falta de reserva se vea reflejada con un valor numérico mayor cuando la frecuencia se desvía de los 60Hz, este objetivo se logra con el índice  $SR_{abs}$ ; el índice  $SR_{rtL}$  tiene una relación inversa por lo tanto no conviene para cuantificar la falta de reserva.

Tabla 3.5: Elección de la sección de reserva del índice de severidad.

	$P_{disp}$ (pu)	$P_{dist}$ (pu)	$P_{resrv}$ (pu)	$P_L$ (pu)	$SR_{abs}$	$SR_{rtL}$	$F_p$ (Hz)
G1	0.3	-0.05	0.64	0.64	0.078	1.000	60.257
G2	0.24	-0.1	0.64	0.64	0.156	1.000	60.515
G3	0.1	-0.15	0.64	0.64	0.234	1.000	60.777
G1	0.3	0.3	0.28	0.64	1.071	0.438	56.811
G2	0.24	0.24	0.2	0.64	1.200	0.313	57.143
G3	0.1	0.1	0.28	0.64	0.357	0.438	59.409
G1	0.23	0.23	0.27	0.56	0.852	0.482	57.592
G2	0.21	0.21	0.25	0.56	0.840	0.446	59.280
G3	0.12	0.12	0.36	0.56	0.333	0.643	59.119

\*Parámetros de simulación tomados de tabla 3.2, Caso 2

### 3.2.5 Índice de severidad propuesto

Finalmente el índice de severidad compuesto (contempla las variables de frecuencia de estado estable, inercia y reserva) quedaría de la siguiente forma:

$$SI_f = w_{f1} \left| \frac{f_n - f_{stb}}{f_n - f_{trip}} \right| + w_{f2} \frac{H_{dist}}{H_t} + w_{f3} \left| \frac{P_{dist}}{P_{resv}} \right| \quad (3.10)$$

Donde  $w_{f1}$ ,  $w_{f2}$ ,  $w_{f3}$ , son los factores de peso de los índices individuales (números reales positivos) de frecuencia de estado estable, inercia y reserva respectivamente.

Cada elemento del índice se encuentra dividido entre una variable con sus mismas unidades por lo tanto el índice es adimensional y cada elemento de la ecuación es positivo por lo tanto entre mayor sea el valor del índice peor es la contingencia.

Para definir los factores de peso  $w_{f1}$ ,  $w_{f2}$ , y  $w_{f3}$  se utilizará la matriz de coeficientes de correlación [40] luego de realizar simulaciones en varios estados operativos y contingencias para caracterizar el sistema de potencia, por

ejemplo: para un sistema real esta caracterización podría ser realizar contingencias (salidas de generadores y cargas) en diferentes niveles de demanda máxima, medida y mínima; además de diferentes contingencias en cada panorama de carga. Para formar esta matriz de correlación es necesario eliminar las unidades de cada variable, para poder relacionarlas, esta metodología y el cálculo detallado de la matriz de coeficientes de correlación se encuentra en la referencia [40].

Para determinar los factores de peso se realizaron los siguientes casos de la tabla 3.5, aquí se muestra una propuesta de contingencias que se pueden realizar para definir los factores de peso. Entre mayor sea la cantidad de muestra mayor robustez tendrán los factores de peso.

En la tabla 3.6, las dos primeras ternas de resultados corresponden a aumentos de carga y disparo de carga respectivamente, las cuatro últimas disparos de generadores, para comparar valores de frecuencia mínima entre cada tipo de disturbio para estas ternas se toma el valor de  $P_{dist}=0.1$  para ver cual tiene la peor desviación de frecuencia ( $|60 - 59.494| = 0.506$  para la primera terna, para la segunda  $|60 - 60.515| = 0.515$  y finalmente la tercera  $|60 - 59.409| = 0.591$ . La peor desviación de frecuencia se obtiene al perder generadores debido a que también en el disturbio está asociado una pérdida de inercia. Entre el aumento de carga y el disparo de carga, la peor desviación se obtiene al disparar carga; esto debido a que se pierde amortiguamiento y el caso de aumento de carga se gana amortiguamiento por este motivo se obtiene una menor desviación de frecuencia.

De la tabla 3.6, se calcula para cada variable, el promedio  $\bar{x}$  y la desviación estándar  $\sigma$  para normalizar las muestras según la referencia [40], este paso se requiere debido a que las variables tienen diferentes unidades (pu, Hz, pu s). Este paso se realiza restando el promedio y dividiendo entre la desviación estándar con este procedimiento las muestras quedan adimensionales y se pueden comparar unas con otras, este resultado se muestra de manera ilustrativa en la tabla 3.7.

Tabla 3.6: Datos para el cálculo de los factores de peso.

Casos	$P_{dist}$ (pu)	$f_{stb}$ (Hz)	$H_{dist}$ (pu s)	$P_{resrv}$ (pu)	$F_p$ (Hz)
Aumento de carga	0.05	59.876	0	0.38	59.746
	0.1	59.753	0	0.38	59.494
	0.15	59.630	0	0.38	59.244
Disminución de carga	-0.05	60.124	0	0.38	60.257
	-0.1	60.249	0	0.38	60.515
	-0.15	60.375	0	0.38	60.777
Disparo generador con poca reserva	0.3	58.730	2	0.28	56.811
	0.24	59.177	1.6	0.2	57.143
	0.1	59.657	0.6	0.28	59.409
Demanda máxima disparo de generadores	0.23	59.026	2	0.27	57.592
	0.21	59.280	1.6	0.25	59.280
	0.12	59.589	0.6	0.36	59.119
Demanda media disparo de generadores	0.23	59.026	2	0.43	57.794
	0.15	59.486	1.6	0.35	58.969
	0.1	59.657	0.6	0.5	59.266
Demanda mínima disparo de generadores	0.21	59.111	2	0.38	58.177
	0.14	59.520	1.6	0.31	58.895
	0.08	59.726	0.6	0.45	59.449

\*Parámetros de simulación tomados de tabla 3.2, Caso 2.

Finalmente se presenta el resultado de la matriz de coeficientes de correlación (ver tabla 3.8) que da los valores de los pesos  $w_{f1}$ ,  $w_{f2}$  y  $w_{f3}$ . Esta matriz permite reducir la dimensiones de  $m$  muestras por  $n$  variables a una matriz de  $n \times n$  variables y muestra la relación que tiene una variable respecto a la otra. Los pesos se ingresan a la ecuación 3.10 de forma positiva (el signo negativo en esta tabla indica una relación inversa entre las variables). Según estos resultados las variables de mayor impacto respecto a la frecuencia pico son: la frecuencia de estado estable, la inercia y por último la reserva.

Tabla 3.7: Variables normalizadas para el cálculo de los factores de peso

	<b>P<sub>dist</sub></b>	<b>f<sub>stb</sub></b>	<b>H<sub>dist</sub></b>	<b>P<sub>resrv</sub></b>	<b>F<sub>p</sub></b>
$\bar{x}$	0.1	59.6	0.9	0.4	59.0
$\sigma$	0.1206	0.4432	0.8402	0.0750	1.1059
	-0.5575	0.7241	-1.1109	-0.1156	0.6775
	-0.1428	0.4461	-1.1109	-0.1156	0.4496
	0.2718	0.1696	-1.1109	-0.1156	0.2237
	-1.3868	1.2842	-1.1109	1.8165	1.1394
	-1.8015	1.5663	-1.1109	1.8165	1.3735
	-2.2162	1.8498	-1.1109	1.8165	1.6097
	1.5159	-1.8621	1.2696	-0.8587	-1.9766
	1.0182	-0.8525	0.7935	-1.4532	-1.6761
	-0.1428	0.2301	-0.3967	-0.8587	0.3734
	0.9353	-1.1935	1.2696	-0.9330	-1.2697
	0.7694	-0.6205	0.7935	-1.0817	0.2566
	0.0230	0.0754	-0.3967	-0.2642	0.1107
	0.9353	-1.1935	1.2696	0.2560	-1.0872
	0.2718	-0.1565	0.7935	-0.3385	-0.0246
	-0.1428	0.2301	-0.3967	0.7761	0.2434
	0.7694	-1.0025	1.2696	-0.1156	-0.7409
	0.1889	-0.0792	0.7935	-0.6358	-0.0920
	-0.3087	0.3848	-0.3967	0.4046	0.4093

Tabla 3.8: Matriz de coeficientes de correlación para el cálculo de los factores de peso.

	<b>P<sub>dist</sub></b>	<b>f<sub>stb</sub></b>	<b>H<sub>dist</sub></b>	<b>P<sub>resrv</sub></b>	<b>F<sub>p</sub></b>	
<b>P<sub>dist</sub></b>	1.00	-0.97	0.81	-0.85	-0.91	
<b>f<sub>stb</sub></b>	-0.97	1.00	-0.89	0.77	<b>0.95</b>	<b>w<sub>f1</sub></b>
<b>H<sub>dist</sub></b>	0.81	-0.89	1.00	-0.62	<b>-0.83</b>	<b>w<sub>f2</sub></b>
<b>P<sub>resrv</sub></b>	-0.85	0.77	-0.62	1.00	<b>0.72</b>	<b>w<sub>f2</sub></b>
<b>F<sub>p</sub></b>	-0.91	<b>0.95</b>	<b>-0.83</b>	<b>0.72</b>	1.00	

La verificación de los índices de severidad se muestra en la tabla 3.9, el valor del índice se contrasta con simulaciones dinámicas para obtener la frecuencia pico (máxima o mínima).

Tabla 3.9: Resultados del índice de severidad Sif \*

$P_{dist}$ (pu)	$f_{stb}$ (Hz)	$H_{dist}$ (pu s)	$P_{resrv}$ (pu)	$f_{abs}$	$H_{rt}$	$SR_{abs}$	$SI_f$	$Fp$ (Hz)
0.05	59.8762	0	0.38	0.083	0	0.132	0.173	59.7457
0.10	59.7530	0	0.38	0.165	0	0.263	0.346	59.4936
0.15	59.6304	0	0.38	0.246	0	0.395	<b>0.518</b>	<b>59.2438</b>
-0.05	60.1244	0	0.64	0.083	0	0.078	0.135	60.2565
-0.10	60.2494	0	0.64	0.166	0	0.156	0.270	60.5154
-0.15	60.3751	0	0.64	0.250	0	0.234	<b>0.406</b>	<b>60.7766</b>
0.30	58.7300	2.0	0.28	0.847	0.476	1.071	<b>1.971</b>	<b>56.8105</b>
0.24	59.1775	1.6	0.20	0.548	0.381	1.200	1.701	57.1428
0.10	59.6573	0.6	0.28	0.228	0.143	0.357	0.593	59.4094
0.23	59.0263	2.0	0.27	0.649	0.476	0.852	<b>1.625</b>	<b>57.5923</b>
0.21	59.2803	1.6	0.25	0.480	0.381	0.840	1.377	59.2802
0.12	59.5887	0.6	0.36	0.274	0.143	0.333	0.619	59.1188
0.23	59.0263	2.0	0.43	0.649	0.476	0.535	<b>1.397</b>	<b>57.7941</b>
0.15	59.4859	1.6	0.35	0.343	0.381	0.429	0.950	58.9692
0.10	59.6573	0.6	0.50	0.228	0.143	0.200	0.480	59.2656
0.21	59.1110	2.0	0.38	0.593	0.476	0.553	<b>1.356</b>	<b>58.1771</b>
0.14	59.5202	1.6	0.31	0.320	0.381	0.452	0.945	58.8947
0.08	59.7258	0.6	0.45	0.183	0.143	0.178	0.420	59.4491

$$wf1=0.95 \quad wf2=0.83 \quad wf3=0.72$$

\*Parámetros de simulación tomados de tabla 3.2, Caso 2

En la tabla 3.9 se muestra que para este sistema de prueba el índice de severidad  $SI_f$  logró encontrar las peores contingencias en cada caso operativo (ver valores resaltados en negrita de las dos últimas columnas). La elección de cada índice tiene una justificación y cada uno refleja una parte de la respuesta primaria de frecuencia, por ejemplo la frecuencia de estado estable relaciona la magnitud del disturbio, con la regulación de las máquinas que pueden aportar potencia y el amortiguamiento de la carga (para el peor disturbio de 0.3 pu se tiene el índice de severidad de frecuencia mayor  $f_{abs}$  de 0.847), la inercia permite tasar el efecto del cambio de derivada con los cambios de inercia que modifican la frecuencia pico pero no la frecuencia de estado estable. Se observa que la salida de la máquina de mayor inercia  $H_{dist}$  2.0 pu tienen el mayor índice  $H_{rt}$  de 0.4 y coincide con las contingencias más críticas en cada

caso donde hay pérdida de inercia. Para ver el efecto de la reserva el caso más ilustrativo de la independencia de las otras dos variables (frecuencia de estado estable e inercia) es la contingencia que tiene una magnitud de reserva 0.2 pu (ubicada en el medio de la tercera terna) con una potencia de disturbio de 0.24 pu lo que indica que el disturbio supera la capacidad de reserva, esto hace que el índice  $SR_{abs}$  sea el mayor de todas las casos analizados y a pesar de que tampoco es la contingencia con la peor pérdida de inercia si es la segunda peor contingencias ( $SI_f= 1.701$ ) de todos los casos.

De las simulaciones realizadas para la frecuencia pico de la tabla 3.9 también se registró la frecuencia de estado estable simulada para contrastarlo con el valor calculado ya que es la variable de mayor peso para el índice de severidad, los valores de muestran en la siguiente tabla 3.10.

Tabla 3.10: Comparación de la frecuencia de estado estable simulada y calculada.

<b>f stb</b> <b>[Hz]</b>	<b>f stb</b> <b>simu</b> <b>[Hz]</b>	<b>error %</b>	<b>Fp</b> <b>[Hz]</b>
59.876	59.876	0.00	59.7457
59.753	59.753	0.00	59.4936
59.630	59.631	0.00	59.2438
60.124	60.124	0.00	60.2565
60.249	60.250	0.00	60.5154
60.375	60.375	0.00	60.7766
58.730	57.143	2.78	56.8105
<b>59.177</b>	<b>57.143</b>	<b>3.56</b>	<b>57.1428</b>
59.657	59.657	0.00	59.4094
59.026	58.800	0.38	57.5923
59.280	58.508	1.32	59.2802
59.589	59.590	0.00	59.1188
59.026	58.960	0.11	57.7941
59.486	59.486	0.00	58.9692
59.657	59.658	0.00	59.2656
59.111	59.111	0.00	58.1771
59.520	59.407	0.19	58.8947
59.726	59.661	0.11	59.4491

El cálculo de la frecuencia de estado estable asume que no hay agotamiento dinámico de las reservas, las máquinas que regulan se mantienen todo tiempo aportando potencia de forma ideal. En algunas simulaciones las reservas se agotan; por este motivo se presentan los errores con respecto a la frecuencia de estado estable simulada de la tabla 3.10. Cuando no hay agotamiento de reservas los errores son 0% para este sistema de prueba.

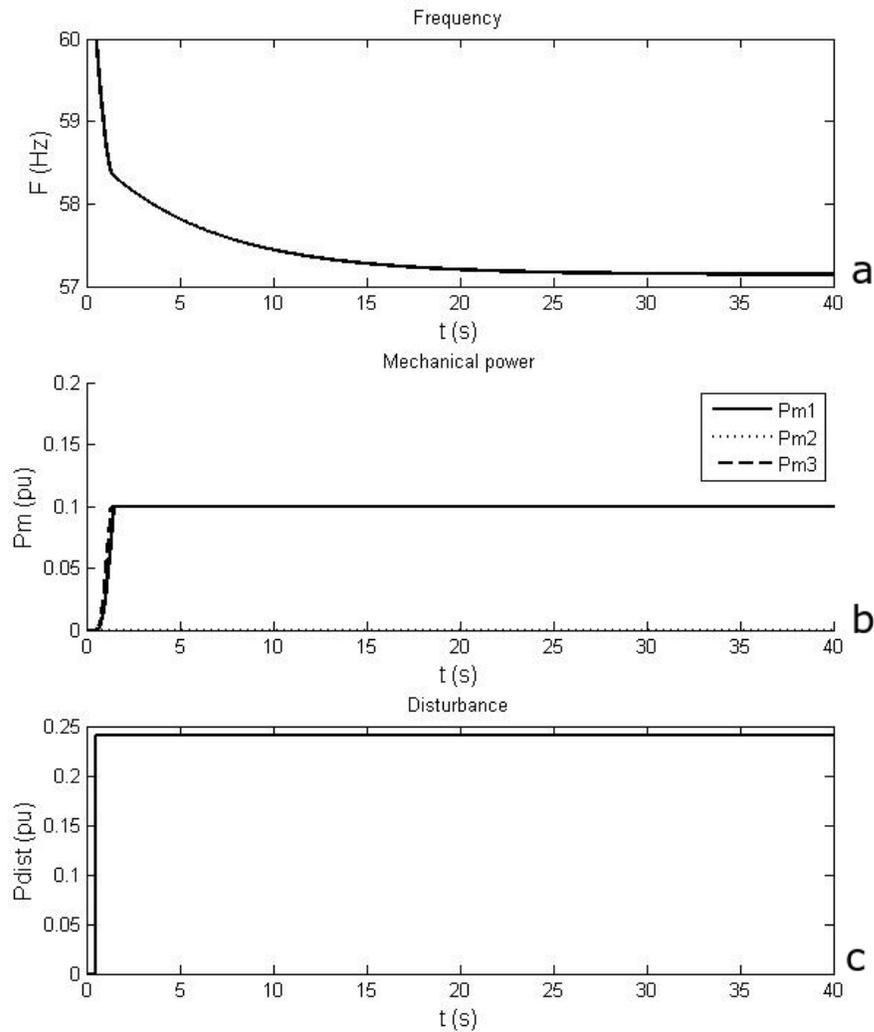


Figura 3.4: Simulación de agotamiento de reserva a. Frecuencia b. Potencia mecánica c. Potencia de disturbio.

En la figura 3.4 se presenta el caso de mayor error de frecuencia de estado estable (ver tabla 3.10) en este caso se simula la salida de la máquina 2 y la pérdida de esta potencia (0.24 pu) supera la reserva disponible (0.1 pu en la máquinas 1 y 2 para un total de 0.2 pu, ver figura 3.4b). Por lo tanto la frecuencia cae hasta que el amortiguamiento de la carga estabiliza la frecuencia en 57.143 Hz (figura 3.4a), sin embargo la frecuencia de estado estable calculada fue de 59.177 ya que se asume que la capacidad de regulación se mantiene en todo el tiempo sin agotamiento de reserva. En la figura 3.4b la potencia mecánica llega a su valor máxima 0.1 pu en la máquina 1 y 3 a partir de este punto las máquinas no pueden regular, el método de frecuencia de estado estable asume que siguen regulando y por este motivo la magnitud es mayor a la calculada de la frecuencia de estado estable es mayor.

El índice de severidad propuesto, a pesar de ser una herramienta importante para detectar contingencias severas, realiza una serie de simplificaciones como por ejemplo: no puede detectar agotamiento de la reserva dinámica (se asume que la reserva disponible es constante), la característica de regulación se asume lineal, la inercia se considera constante ante los cambios de frecuencia, no se contempla el efecto de los constantes de tiempo de los elementos que intervienen en el control primario, por lo tanto no se pretende sustituir la evaluación dinámica pero si reducir la cantidad de contingencias a evaluar sin criterios subjetivos.

### **3.3 Determinación de la reserva rodante**

La reserva rodante está conformada por la reserva de regulación y la reserva de contingencia primaria.

Las reservas de regulación contemplan los cambios continuos en la carga y en la generación que crean desbalances. Esta reserva es usada para corregir los desbalances entre cada periodo de asignación de unidades. En muchos sistemas aislados (Reino Unido, Irlanda y otros grandes sistemas aislados), esta reserva es proporcionada por la respuesta de gobernador. Sin embargo en sistemas interconectados (Norteamérica y Europa continental) los

desbalances de operación normal no activan la respuesta de gobernadores ya que cuentan con bandas muertas que solo les permiten operar bajo grandes disturbios, las diferentes áreas cuentan un Control Automático de Generación (AGC por sus siglas en inglés) para contrarrestar estos desbalances, el cual automáticamente despacha las unidades de forma centralizada [2].

Para el cálculo de la reserva de contingencias para repuesta primaria existen diferentes metodologías; [7] y [8] proponen una clasificación similar la cual se presenta a continuación.

- Determinístico: valor pérdida de potencia histórica, porcentaje de la carga máxima estimada, también utiliza algunos criterios de seguridad como el criterio  $N-x$  (salida simultánea de  $x$  componentes) para el cálculo de la reserva. Una forma de estimar la reserva con este método es utilizar la potencia de la unidad generadora de mayor potencia o la de mayor potencia despachada.
- Probabilístico: usualmente utiliza índices de confiabilidad como Probabilidad de pérdida de carga (LOLP “lost of load probability”) y Energía no servida esperada (EENS “Expected energy not served”) para el cálculo de la reserva. Estas técnicas ajustan la reserva de manera que estos índices alcancen un valor deseado.
- Método combinado determinístico-probabilístico: la parte determinística se utiliza para reducir los estados involucrados en el cálculo de los índices de confiabilidad.
- Método costo-beneficio: la cantidad de la reserva se obtiene igualando los costos de la reserva con la cantidad de dinero perdido por la desconexión de cargas si esa reserva no estuviera. Generalmente se minimiza los costos en un proceso de optimización.

El método determinístico es el más sencillo de implementar y ampliamente utilizado por empresas alrededor del mundo, esta metodología no toma en cuenta la naturaleza estocástica del sistema de potencia, los requerimientos de reserva y sus costos. Los métodos probabilísticos son más

complejos y computacionalmente más demandantes pero permiten incluir aspectos de confiabilidad para determinar las reservas.

En [7] se presenta una clasificación en cuanto al método de cálculo de la reserva: estática y dinámica. El método estático de cálculo de reserva asume el mismo nivel de reserva independientemente de la condición del sistema mientras que los métodos dinámicos modifican el nivel de reserva como función de la carga y el viento.

Algunos ejemplos de las metodologías encontradas se visualizan en la tabla 3.11.

Según se observa en la tabla 3.11, los estudios más recientes (probabilísticos, costo-beneficio y estocástico) generalmente se utilizan flujos óptimos u optimización donde la reserva se ingresa como una variable dentro del proceso al igual que las restricciones de seguridad.

Tomando en cuenta la difícil separación entre flujos de potencia, despacho económico como un tipo de optimización, aspectos de reserva y de seguridad la referencia [27] presenta gran cantidad de referencias que muestran los siguientes temas:

- Método de flujo de potencia con incertidumbre
- Soluciones de despacho económico
- Corriente alterna (AC) y directa CD
- Estático y dinámico
- Mercado de día adelantado o mercado tiempo real
- Despacho económico considerando restricciones de seguridad.
- Despacho económico considerando incertidumbre de potencia del viento
- Teoría de planeamiento estocástica
- Teoría de optimización difusa
- Teoría de optimización robusta

Tabla 3.11: Metodologías para el cálculo de la reserva

<b>Autor</b>	<b>Artículo</b>	<b>Método</b>	<b>Intervalo de tiempo</b>	<b>Sistema de prueba</b>
Söder L (1993) [19]	Reserve margin planning in a wind-Hydro-Thermal Power System	Determinístico	1 hora	Sistema sueco
Gooi H (1999) [3]	Optimal scheduling of spinning reserve	Costo-Beneficio	No indica	26 Generadores
Doherty R (2005) [4]	A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity	Probabilístico	1 hora	Sistema Irlandés
Bouffard F (2005) [20]	Stochastic security for operations planning with significant wind power generation	Estocástico	4 horas	1 barra 3 máquinas
Ortega M (2009) [21]	Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power generation penetration.	Costo-Beneficio	24 horas	IEEE Reliability test
Young T (2009) [22]	Reserve determination for system with large wind generation	Estocástico	No indica	WSCC 179 buses
Liu G (2012) [23]	Quantifying spinning reserve in systems with significant wind power penetration	Costo-Beneficio	24 horas	IEEE Reliability test
Chen H (2014) [24]	Optimal Spinning reserve for wind power integrated system using CvaR	Probabilístico	No indica	IEEE Reliability test
Achury N (2015) [25]	Spinning reserve computation for power system with WPG using point-Estimating Methods	Probabilístico	24 horas	IEEE Reliability test
Shayesteh (2015) [8]	Area equivalents for spinning reserve determination in interconnected power systems	Costo-Beneficio	24 horas	IEEE 30 IEEE 118 buses
Goudarzi (2017) [26]	A probabilistic determination of required reserve levels in an energy and reserve co-optimized electricity market with variable generation	Probabilístico-Determinístico	No indica	IEEE 30 buses

El menor intervalo de tiempo encontrado en el grupo de publicaciones de la tabla 3.11 es de 1 hora sin embargo en las referencias [2] [27] se presentan una serie de referencias que utilizan intervalos de tiempo de 5, 10 o 15 minutos. La reducción de intervalos de tiempo permite reducir la incertidumbre de las variables por lo tanto, los procesos de pronóstico tendrán un papel menos importante conforme la resolución de los despachos aumente basado en las mediciones de la red en tiempo real.

Por otro lado, según [2] la generación variable (específicamente la del viento) presenta poco impacto en el requerimiento de reserva primaria de contingencia ya que las mayores contingencias posibles generalmente siguen siendo la de las máquinas tradicionales. Sin embargo si se sustituyen generadores sincrónicos por generación variable puede empeorar la respuesta en frecuencia.

El objetivo de este trabajo no es la optimización, esta sección es solo una parte requerida; por lo tanto se puede sustituir el procedimiento de optimización por alguno superior y el sistema de seguridad de la figura 3.1 sigue siendo válido. A continuación se propone un modelo de optimización que permite incluir la variabilidad de carga y de sistemas de generación variable, la reserva de contingencia para determinar la reserva rodante. La reserva rodante es una restricción que se debe cumplir para asignar las unidades al mínimo costo operativo.

#### **3.4 Modelo de optimización de costos de generación.**

El cálculo de reserva de regulación se realizará por medio de una metodología dinámica (varia con las condiciones del sistema), que incluya variabilidad de carga y viento con base en las mediciones en intervalos de tiempo corto de 15 minutos (este tiempo se encuentra dentro del tiempo promedio de duración según [31]). Las variaciones de carga y generación variable se suman de forma aritmética según [7] y la reserva de contingencia se determina por medio del análisis de contingencias (se toma la peor contingencia). Para determinar la reserva de contingencia primaria se realiza un

análisis de contingencia dinámico [11], como lo sugiere [9], para encontrar la condición operativa más severa. Luego se utiliza el valor puntual de viento y carga para determinar la reserva de regulación y realizar una minimización de costos de generación basados en las propuestas de [32] y [33].

La función objetivo (3.11) minimizará los costos de generación (3.12) y los costos de la reserva (3.13) serán costo variables dependiendo del precio instantáneo de las reservas y la cantidad de reserva requerida.

$$\min F = f(p_{i,t}) + g(r_{i,t}) \quad (3.11)$$

$$f(p_{i,t}) = I_{i,t} \sum_{i=1}^N (nlc_i + mc_{i,1}p_{1,i,t} + mc_{i,2}p_{2,i,t} + mc_{i,2}p_{3,i,t}) \quad (3.12)$$

$$g(r_i) = R_{c,t}\beta_{c,t} + \beta_{u,t}r_{req\ u} + \beta_{d,t}r_{req\ d} \quad (3.13)$$

Para establecer las curvas de costos de generación (3.9) se propone linealizar por secciones dichas curvas como se muestra en la figura 3.5.

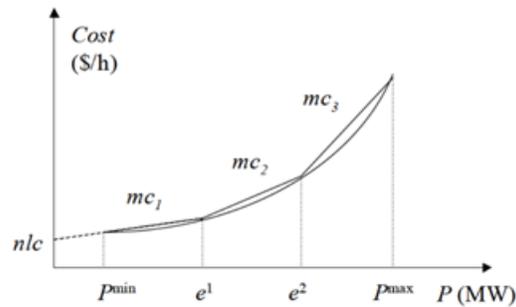


Figura 3.5: Aproximación lineal por secciones de los costos de generación [35]

Donde  $N$  es el número de generadores, el subíndice  $t$  es periodo de cada optimización,  $f(p_{i,t})$  (\$) es el costo de operación, la función de costos linealizada cuyos parámetros se muestran en la figura 3.5.  $I_{i,t}$  es una variable binaria igual a 1 si la unidad se encuentra en línea y 0 si se encuentra apagada,  $g(r_{i,t})$  (\$) es el costo total de la reserva,  $\beta_{c,t}$  (T\$/ (MWh)) es el precio de la reserva de contingencia,  $R_{c,t}$  (MW) es la reserva de contingencia obtenida por medio del análisis de contingencias,  $\beta_{u,t}$  (\$/MWh) es el precio de la reserva de regulación de subida,  $\beta_{d,t}$  (\$/MWh) es el precio de la reserva de regulación de

bajada,  $r_{req,u}$  (MW) y  $r_{req,d}$  (MW) son las capacidades de reserva de regulación requeridas de subida y de bajada respectivamente.

Las restricciones incluyen los límites de generación de cada máquina (3.15) según [35], donde  $P_i^{min}$ (MW) y  $P_i^{max}$ (MW) son los límites mínimo y máximo, los rangos de potencia en los cuales se reparte la potencia operativa son  $p1_{i,t}$ ,  $p2_{i,t}$ ,  $p3_{i,t}$ . Los parámetros  $e1_i$  y  $e2_i$  son la potencia límite entre cada cambio de pendiente ( $mc_{i,1}$ ,  $mc_{i,2}$ ,  $mc_{i,3}$ ), ver figura 3.5.

$$P_i^{min} \leq p1_{i,t} \leq e1_i \quad (3.14)$$

$$0 \leq p2_{i,t} \leq (e2_i - e1_i) \quad (3.15)$$

$$0 \leq p3_{i,t} \leq (P_i^{max} - e2_i) \quad (3.16)$$

$$P_{i,t} = p1_{i,t} + p2_{i,t} + p3_{i,t} \quad (3.17)$$

$$I_{i,t}(P_i^{min} \leq P_{i,t} \leq P_i^{max}) \quad i \in N \quad (3.18)$$

El balance de potencia se encuentra en la ecuación (3.19) donde  $P_{Wj,t}$  (MW) es la generación eólica del parque  $j$ ,  $Nw$  es el número de parques eólicos,  $P_{L,t}$ (MW) es la potencia de carga o demanda y  $P_{loss}$  es la potencia de pérdidas de la red de transmisión. La potencia de pérdidas (3.20) se calcula mediante la ecuación de pérdidas de Kron [39], este valor se recalcula en caso que haya un cambio de topología de la red. Las restricciones de rampa (3.21)  $R_{i,ampD}$ (MW/t) y  $R_{i,ampU}$  (MW/t) de subida y de bajada respectivamente que limitan el cambio de potencia entre cada intervalo de estudio.

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{Nw} P_{Wj,t} = P_{L,t} + P_{loss,t} \quad (3.19)$$

$$P_{loss,t} = \sum_{i=1}^{N+Nw} \sum_{j=1}^{N+Nw} P_{i,t} B_{ij} P_{i,t} + \sum_{i=1}^{N+Nw} B_{0i} P_{i,t} + B_{00} \quad (3.20)$$

$$R_{i,ampD} \leq P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq R_{i,ampU} \quad (3.21)$$

Debido a las fluctuaciones del viento y la carga en el periodo de estudio se debe considerar restricciones adicionales

$$r_{r,t} = \Delta P_{w,t} + \Delta P_{L,t} \quad (3.22)$$

$$\Delta P_{w,t} = P_{w,t} - P_{w,t-1} \quad (3.23)$$

$$\Delta P_{L,t} = P_{L,t} - P_{L,t-1} \quad (3.24)$$

Donde  $r_{r,t}$  representa la reserva de regulación (3.22), los valores  $\Delta P_{w,t}$  y  $\Delta P_{L,t}$  representan la variación de viento (3.23) y de la carga (3.24) entre una medición en el intervalo fijo seleccionado. Las variaciones del viento y carga se suman como criterio determinístico según [7]. Para encontrar el cambio de reserva del viento y de carga para próximo periodo se utilizó la ecuación 3.2.

Las restricciones de reserva de subida y de bajada son las siguientes

$$r_{i,u,t} = I_{i,t} \min\{P_i^{\max} - P_{i,t}, R_{i,ampU}\} \quad (3.25)$$

$$r_{i,d,t} = I_{i,t} \min\{P_{i,t} - P_i^{\min}, R_{i,ampD}\} \quad (3.26)$$

$$r_{req\ u} = r_{r,t} + R_{c,t} \quad (3.27)$$

$$r_{req\ d} = r_{r,t} \quad (3.28)$$

$$\sum_{i=1}^N r_{i,u,t} \geq r_{req\ u} \quad (3.29)$$

$$\sum_{i=1}^N r_{i,d,t} \geq r_{req\ d} \quad (3.30)$$

Donde  $r_{i,u,t}$  y  $r_{i,d,t}$  es la capacidad de reserva de subida (3.25) y de bajada (3.26) para cada máquina; la reserva requerida de subida (3.27) y de bajada (3.28) dependen de la reserva de regulación  $r_{r,t}$  y la reserva de contingencia  $R_{c,t}$ . La capacidad de reserva total debe ser mayor que las reservas requeridas de subida y de bajada (3.29 y 3.30). Según [34] la reserva de subida requerida ( $r_{req\ u}$ ) está asociada a una pérdida de generación mientras que la bajada ( $r_{req\ d}$ ) está asociada con una reducción súbita de la demanda adicionalmente a lo anterior se le está agregando la variación en la potencia eólica.

Cuando las condiciones operativas de la red no permiten cumplir las restricciones de reserva requerida, el algoritmo reduce la reserva requerida hasta que el programa encuentre solución y reporta la diferencia de potencia entre la potencia requerida inicial y la que permitió la solución de la optimización como el déficit de reserva que tiene el sistema para poder soportar cierta contingencia en un intervalo de tiempo específico.

### 3.4.1 Pruebas de la metodología de optimización

Para probar la aproximación lineal de costo de generación (ver figura 3.5) se compararon los datos contra la expresión cuadrática de costos por medio de porcentajes de error. Esta evaluación se realizó para 3 despachos, los datos para las expresiones de costos se tomaron del apéndice C tabla C1 y C2, los resultados se muestran en la tabla 3.12. El error máximo encontrado es de 0.33 % entre la expresión cuadrática y la aproximación lineal, que representa una diferencia de 3.4 dólares para los datos del sistema de 9 nodos. Los datos de costos del apéndice C tienen unidades de MWh pero los intervalos establecidos para este trabajo son de 15 minutos los costos se dividen entre 4 para reflejar el valor de cada 15 minutos.

Tabla 3.12. Comparación entre la curva de costos cuadrática y su aproximación lineal

	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>
<b>PG1 (MW)</b>	116.46	82.3	63.4
<b>PG2 (MW)</b>	55.83	108.7	54.3
<b>PG3 (MW)</b>	108.8	107.0	70.1
<b>Costo total cuadrático (\$)</b>	1479.1	1558.6	1031.8
<b>Costo total lineal (\$)</b>	1483.0	1558.0	1035.2
<b>Error (%)</b>	0.27	0.04	0.33

Para considerar los efectos de la red en la metodología de optimización se utilizó la ecuación de pérdidas de Kron (3.17), el procedimiento para la construcción de estos valores se encuentra detallado en [39]. La ecuación relaciona la potencia generada (ecuación cuadrática) con las pérdidas totales de transmisión. Para validar su aplicación se compara los resultados de la potencia de dicha ecuación con el resultado de las pérdidas obtenidas por corridas de flujos de potencia del sistema en el sistema de 9 nodos modificado (ver datos apéndice A) en 3 estados operativos, los resultados se muestran en la tabla 3.13.

Tabla 3.13: Evaluación de ecuación de pérdidas

	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>
<b>PG1 (MW)</b>	116.46	82.3	63.4
<b>PG2 (MW)</b>	55.83	108.7	54.3
<b>PG3 (MW)</b>	108.8	107.0	70.1
<b>Pérdidas flujos (MW)</b>	7.1	6.4	2.7
<b>Pérdidas Kron (MW)</b>	7.6	6.0	3.4
<b>Error (%)</b>	7.38	6.21	26.47

Las diferencias de potencia entre las pérdidas simuladas por flujos y las encontradas por medio de la ecuación de pérdidas de Kron no superan 0.7 MW lo que comprueba la efectividad del método, sin embargo los casos tienen pérdidas tan pequeñas que los porcentajes de error alcanzan valores altos como en el caso 3 que llega a 26.47%.

### 3.5 Simulaciones dinámicas

Las simulaciones dinámicas permiten brindar al operador información para operar el sistema de forma defensiva en el próximo periodo de evaluación (15 minutos para el caso de este trabajo de tesis). La importancia de esta sección radica en mejorar la respuesta en frecuencia en primera instancia con los recursos disponibles inmediatos (solo modificando el porcentaje de regulación de las máquinas) luego, cuando la medida anterior es insuficiente, se realiza recomendaciones al operador para aumentar la reserva. La situación que se quiere evitar es que una contingencia produzca disparos de carga, por lo tanto la frecuencia mínima de las simulaciones basadas en las condiciones de la red en tiempo real debe estar por encima del ajuste de frecuencia para el disparo de carga.

La propuesta consiste en modificar el porcentaje de regulación en los casos donde se supera el umbral de frecuencia de disparo, para realizar esto se puede aumentar la regulación de todas las máquinas de forma simultánea y la otra puesta propuesta es aumentar la regulación de las máquinas cercanas a la ubicación del disturbio. La relación de cercanía estaría dada por la distancia eléctrica.

Para obtener una sola respuesta de frecuencia por contingencia (grupos coherentes de generadores) se utiliza la expresión frecuencia de centro de inercia (ver ecuación 3.31). Esta expresión es un promedio de frecuencia de cada máquina ponderado por su propia inercia.

$$f_{ci} = \frac{1}{H_t} \sum_i^n H_i f_i \quad (3.31)$$

Dónde:

$n$  representa el número de máquinas del grupo

$H_t$  es la inercia total del grupo

$H_i$  es la inercia la máquina  $i$

$f_i$  es la frecuencia de la máquina  $i$ .

Los resultados de estas propuestas se muestran en el capítulo 5 para los dos sistemas de prueba elegidos.

### 3.6 Reporte de seguridad

Con el objetivo de analizar la seguridad del sistema de forma general y de diseñar sistemas de control apropiados [14] propone clasificar las condiciones operativas en cinco estados: normal, alerta, emergencia, extremo y restaurativo. Para conocer la relación entre estos estados se presenta la figura 3.6.

En estado normal, todas las variables se encuentran dentro de los rangos nominales. El sistema opera de forma segura y es capaz de soportar una contingencia sin violar restricciones.

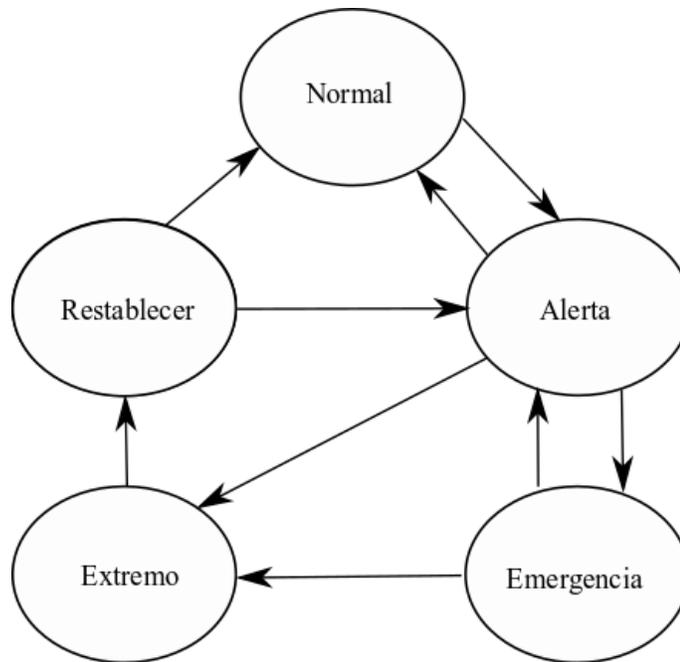


Figura 3.6 Estados operativos de un sistema de potencia. [14]

Del estado normal se pasa al estado de alerta el cual se alcanza cuando el nivel de seguridad cae por debajo de cierto umbral o la probabilidad de fallas aumenta, en este estado las variables permanecen en un rango aceptable y no se incumplen restricciones. Una nueva contingencia pondría al sistema en una condición de emergencia (hay violación de restricciones). Si el disturbio es muy severo se puede alcanzar el nivel extremo ya sea desde el estado de emergencia o desde el estado de alerta.

Se puede tomar acciones preventivas por ejemplo aumento de la reserva para restablecer el sistema al estado normal. Si los pasos restaurativos no son efectivos el sistema permanece en el estado de alerta.

Durante el estado de emergencia se deben de llevar a cabo acciones de control de emergencia para regresar al estado de alerta. Si las medidas anteriores son inefectivas o no se pudieron realizar y el sistema estará en estado operativo extremo, el resultado son salidas en cascada y la posibilidad salida de una gran porción del sistema de potencia. Acciones de control como disparo de carga y separación controlada permiten salvar porcentajes del sistema y evitar que el apagón se propague.

El estado restaurativo permite reconectar las cargas y restablecer el servicio. La transición del sistema desde un estado de alerta o nominal depende de las condiciones del sistema. La caracterización de los cinco estados anteriores permite establecer estrategias de control y acciones operativas para lidiar efectivamente en cada etapa.

La descripción anterior funciona para un sistema de seguridad general y se puede adaptar a un sistema de seguridad específico para frecuencia. De forma gráfica se plantea la propuesta del reporte de seguridad (ver figura 3.7) basado en los cinco estados operativos mencionados anteriormente.

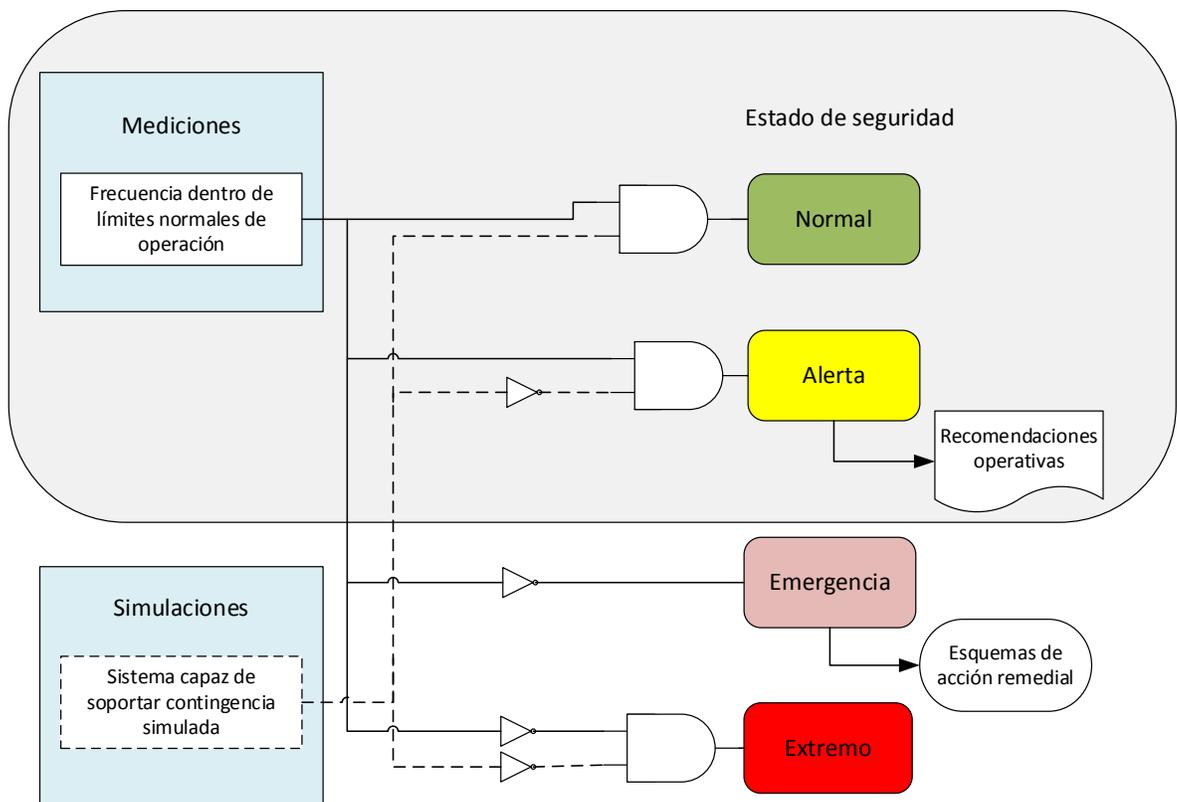


Figura 3.7: Diagrama para definir los estados de seguridad de frecuencia.

La forma de establecer el estado operativo depende de las mediciones del sistema y de las simulaciones con el fin de conocer si una contingencia lograría sacar al sistema de su rango normal de operación. El sistema se enfoca en evitar que el sistema llegue a estado de emergencia para que se accionen los esquemas de acción remedial (no contemplados en este trabajo). En caso

de que se llegue al estado de alerta se recomendará al operador modificar el porcentaje de regulación de las máquinas o aumentar la reserva según los resultados del análisis dinámico (sección anterior).

Sistema se encuentra en estado normal si las mediciones se encuentran dentro del rango normal y además es capaz de soportar una contingencia sin que se violen los límites de frecuencia (frecuencia que acciona el esquema de disparo de carga).

El estado de alerta se alcanza cuando el sistema se encuentra dentro de sus límites normales pero una futura contingencia saca la frecuencia de sus rangos normales de operación. Cuando el sistema opera fuera de sus límites de frecuencia este se encuentra en estado de emergencia. Por lo que una contingencia adicional llevaría al sistema a un estado de extremo.

### **3.3 Conclusiones.**

En caso de operación de sistemas de potencia, la seguridad juega un papel muy importante sin embargo también existen exigencias de mercado que presionan para que los precios se reduzcan o se mantengan bajos. Estas dos variables son antagónicas; para mantener un sistema seguro se debe contar con servicios auxiliares que tiene un costo y sin estos servicios auxiliares la operación del sistema es más económica pero se compromete la seguridad de la red o se hace imposible la operación del sistema. Es importante mantener un balance adecuado entre estas dos variables.

Es posible determinar una metodología de estado estable para el análisis de contingencias de frecuencia primaria. Las variables de frecuencia de estado estable, inercia y reserva por medio de factores de peso permiten cuantificar contingencias relacionadas con la frecuencia pico (sobre o baja frecuencia) sin necesidad de realizar simulaciones dinámicas.

El índice de severidad propuesto encontró las peores contingencias para todos los casos del sistema de prueba analizado, sin embargo este índice realiza una serie de simplificaciones y no contempla el agotamiento dinámico de la reserva ni las diferencias en las constantes de tiempo que pueden modificar la respuesta primaria de frecuencia. Por lo tanto no se puede sustituir las

simulaciones dinámicas para conocer el comportamiento detallado de una determinada contingencia.

La determinación de los factores de peso por medio de la matriz de coeficientes de correlación permitió determinar las frecuencias mínimas en todos los casos analizados en el sistema de prueba utilizado.

La variable más importante del sistema de seguridad de estado estable es la reserva ya que una vez que se asigna la reserva requerida se puede optimizar los costos de generación contemplando dentro de las reservas, las variaciones debido a la generación no convencional. Cuando no es posible cumplir con los requerimientos de reserva la optimización no genera resultados por lo tanto se debe reducir la reserva. Dicho monto de potencia reducida se debe reportar al operador como el déficit de reserva que tiene la red en dicho intervalo de tiempo.

Para el caso del análisis dinámico la variable de mayor importancia es la frecuencia umbral (frecuencia de disparo de sobre o baja frecuencia) ya que este umbral determina si se deben realizar cambios en el porcentaje de regulación de las máquinas o aumentar la reserva para mejorar la estabilidad de frecuencia del sistema.

Ante eventos de la misma magnitud de potencia entre pérdida de carga, aumento de carga y pérdida de un generador la peor contingencia corresponde a pérdida del generador; ya que esto también implica la pérdida de inercia del sistema, lo que provocan mayores desviaciones en la frecuencia mínima. Luego seguiría el disparo de carga ya que se pierde no solo la potencia sino también capacidad de amortiguamiento de carga (dependiendo de la carga) y por último el aumento de carga.

## **CAPÍTULO 4. RESULTADOS**

### **4.1 Introducción**

La metodología del sistema de seguridad de frecuencia propuesto en el capítulo 3 se evaluará por medio de los sistemas de prueba de IEEE 9 buses modificado y IEEE 39 buses modificado los datos de estos sistemas se muestran en el Apéndice A.

Los datos de demanda y generación eólica se tomaron de los registros en línea para un momento particular de la compañía Red Eléctrica de España [47] y del Instituto Costarricense de Electricidad. Para el caso de la generación eólica tomado de Red Eléctrica de España se utilizó la generación total del país mientras que para el caso del Instituto Costarricense de Electricidad se tomaron registros de 2 parques eólicos en el mismo rango de tiempo. Los datos se escalaron para cumplir con los límites de potencia de los sistemas de prueba y además se combinaron los registros de demanda y generación eólica para visualizar mejor el efecto de la variación.

Con el fin de probar el desempeño del índice de severidad se realizó la simulación dinámica de la salida de cada generador para cada intervalo de tiempo en cada sistema de prueba.

Las mediciones se realizaron cada 15 minutos y se presentan solamente 12 horas para una mejor visualización de los resultados gráficos.

## 4.2 Sistema de IEEE 9 buses modificado

### 4.2.1 Datos generales

El sistema de prueba a utilizar es el IEEE 9 buses pero se agregó un bus adicional (bus 10) para conectar un parque eólico (WP1) a través de un transformador. El detalle del diagrama unifilar se muestra en la figura 4.1

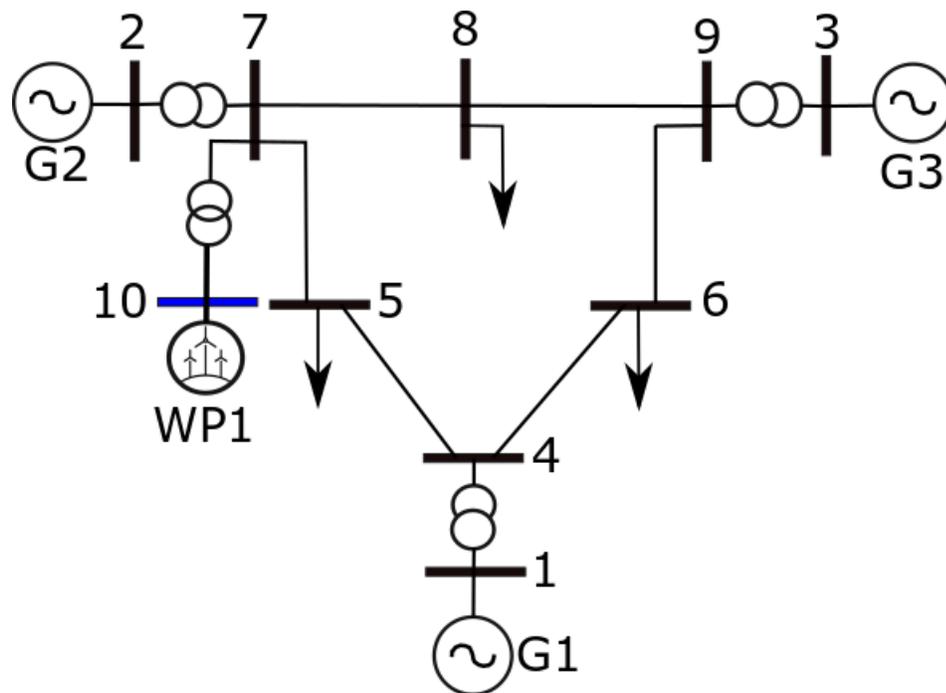


Figura 4.1: Sistema de prueba de IEEE 9 buses modificado.

Las mediciones de la demanda y de la generación eólica se muestran en la figura 4.2, la diferencia entre estas dos variables es lo que se conoce como la demanda neta; la cual corresponde a la potencia que debe cubrir los generadores convencionales.

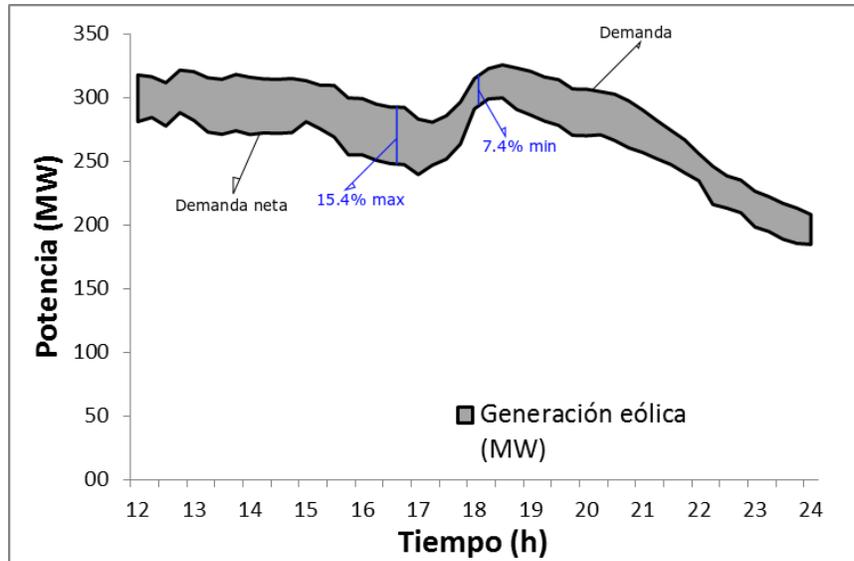


Figura 4.2: Demanda sistema de prueba de IEEE 9 buses modificado.

El porcentaje de generación eólica máximo es de 15.4% este porcentaje se presentó cuando el sistema estaba en demanda media a las 16:45 horas y el mínimo es de 7.4% se presentó a las 18:15 horas cerca de la demanda máxima. Los porcentajes anteriores son respecto a la potencia de carga en el instante analizado.

Los datos de demanda y de generación eólica son datos de entrada para el algoritmo propuesto. En este sistema la curva de demanda neta es similar a la curva de demanda lo que indica que la generación eólica es poco variable mientras que la demanda si tiene un comportamiento irregular, el registro de generación eólica se tomó de la red española la cual tiene gran porcentaje de penetración, según [4] conforme aumenta la distancia entre las plantas de generación eólica menor es la correlación de las variaciones de viento y por lo tanto las variaciones de alguna forma se compensan.

#### 4.2.1 Análisis de contingencias sistema IEEE 9 buses modificado.

Para determinar los factores de peso del índice de severidad de la ecuación 3.10 se analizaron contingencias en 4 puntos operativos según

procedimiento de la sección 3.2.5 y se registra por medio de simulaciones la frecuencia pico  $F_p$ . Los datos utilizados se muestran en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Datos para el cálculo de los factores de peso, sistema IEEE 9 buses modificado

Casos		$P_{dist}$ (pu)	$f_{stb}$ (Hz)	$H_{dist}$ (pu s)	$P_{resrv}$ (pu)	$F_p$ (Hz)
<b>Caso 1</b>	G1	0.57	59.4258	23.640	0.72	59.0072
	G2	1.63	58.8222	6.400	2.33	57.6763
	G3	0.85	59.2168	3.010	2.19	59.4660
<b>Caso 2</b>	G1	0.7	59.2941	23.640	1.89	58.7132
	G2	0.76	59.4504	6.400	2.5	58.8947
	G3	0.55	59.6810	3.010	2.93	59.3756
<b>Caso 3</b>	G1	0.4728	59.5237	23.640	0.54	59.4905
	G2	1.61	58.5165	6.400	2.2272	57.5393
	G3	1.05	59.0325	3.010	2.3072	58.7235
<b>Caso 4</b>	G1	1.8	57.4063	23.640	1.12	55.9961
	G2	0.8	59.2628	6.400	0.67	58.4285

Las simulaciones de la tabla 4.1 se deben realizar previas a la puesta en operación del sistema de seguridad de frecuencia ya que se necesita definir con anterioridad los factores de peso que se van a utilizar en el análisis de contingencias. El caso 4 considera la máquina G3 fuera de servicio debido a una falla, por este motivo no aparece esta máquina.

Tabla 4.2: Matriz de coeficientes de correlación para el cálculo de los factores de peso, sistema IEEE 9 buses modificado.

	$f_{stb}$	$H_{dist}$	$P_{resrv}$	$F_p$	
$f_{stb}$	1	-0.206	0.1111	<b>0.9482</b>	<b>wf1</b>
$H_{dist}$	-0.206	1	-0.6879	<b>-0.1961</b>	<b>wf2</b>
$P_{resrv}$	0.1111	-0.6879	1	<b>0.1024</b>	<b>wf3</b>
$F_p$	0.9482	-0.1961	0.1024	1	

Al igual que en la matriz de coeficientes de correlación del sistema de prueba de la tabla 3.7 la frecuencia de estado estable tiene mayor peso (0.9482) que la inercia (0.1961) y la reserva (0.1024)

Para evaluar el desempeño de la ecuación 3.7 (índice de severidad, esta ecuación necesita los factores de peso de la tabla 4.2), la cual se utiliza para el análisis de contingencias, se realizaron las simulaciones dinámicas en el intervalo de estudio con el fin de evaluar el desempeño del método propuesto. En la figura 4.3 se muestra los resultados del índice de severidad comparado con el criterio de la mayor potencia de disturbio (se asume que los peores disturbios de frecuencia son los que tienen mayor magnitud desbalance de potencia activa) y el criterio la frecuencia de estado estable (se calcula a partir de la ecuación 2.16, la menor frecuencia de estado estable se considera la peor contingencia de frecuencia). Estas dos últimas variables se utilizan comúnmente como criterio de severidad en frecuencia.

La figura 4.3a muestra la frecuencia mínima de todas las máquinas para el intervalo de evaluación; la línea roja corresponde a la peor contingencia encontrada por el índice de severidad y la línea azul la peor contingencia que realmente de acuerdo a las simulaciones que corresponde a la referencia para evaluar el método.

La figura 4.3b muestra que el índice de severidad propuesto presenta el desempeño más pobre para encontrar la peor contingencia (en cada caso de evaluación que consiste en el disparo de cada una de las tres máquinas de este sistema) con solo un 25% de los casos acertados, mientras que la potencia de disturbio en un 81% y la frecuencia de estado estable en un 33%. Sin embargo, el índice de severidad presenta el mejor desempeño (71% de los casos) para detectar las 2 peores contingencias (sin importar el orden). Los resultados de la evaluación de las contingencias se muestran en el apéndice D, específicamente en la tabla D.1. La variable que mejor encontró la frecuencia mínima para este sistema de prueba fue la potencia de disturbio con un 81% sin embargo si se evalúa la 2 primeras contingencias el porcentaje de efectividad se reduce a un 60%.

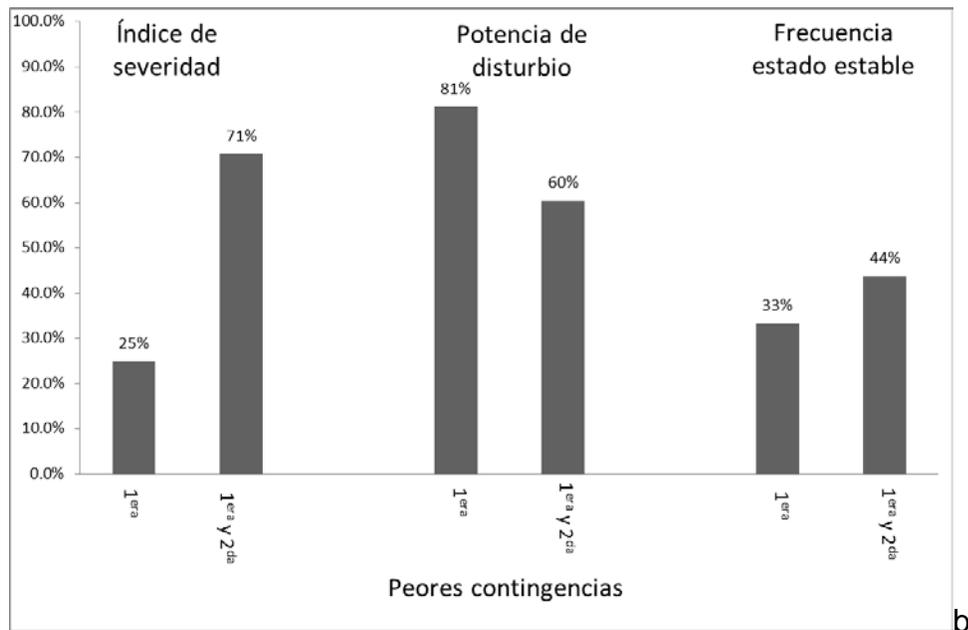
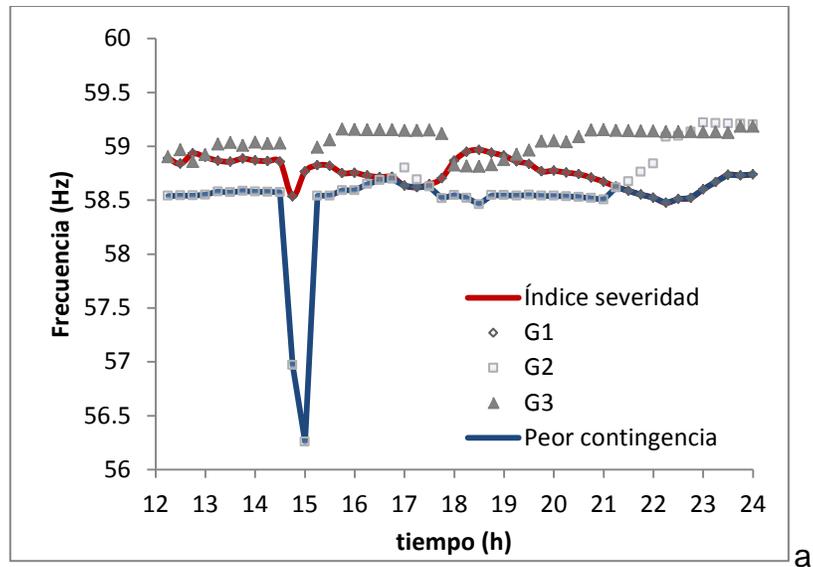


Figura 4.3: Evaluación del índice de severidad IEEE 9 buses. a) Frecuencias de la peor contingencia respecto a la encontrada por el índice de severidad. b) Porcentaje de las 2 peores contingencias por diferentes métodos.

El análisis de contingencias arrojó que en el 100% de los casos, la peor contingencia es la salida del generador G1 (ver figura 4.3a, tomado de apéndice D, tabla D1), esto se debe a que la máquina tiene la mayor potencia nominal, la mayor inercia y generalmente se pierde la mayor cantidad de

reserva cuando se dispara esta máquina, sin embargo esta máquina posee constantes de tiempo más lentas que las máquinas G2 y G3; por este motivo la peor contingencia se encuentra solo en un 25% de los casos (ver figura 4.3). Con el fin validar la hipótesis anterior se realiza una simulación de la respuesta de los gobernadores para visualizar la dinámica de las máquinas (ver figura 4.4).

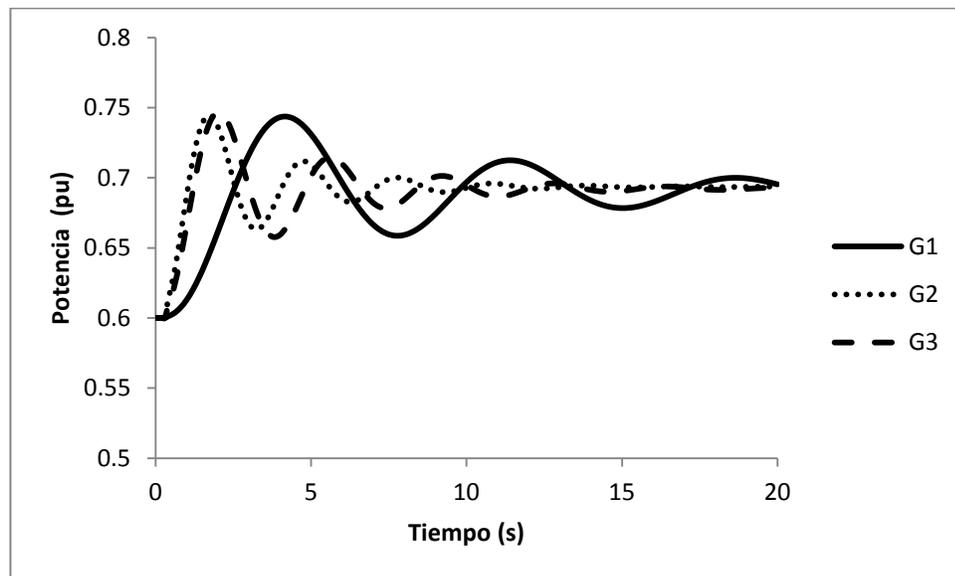


Figura 4.4: Respuesta de gobernadores ante un cambio de 0.1 pu en la referencia de potencia.

Para la simulación de la figura 4.4 se provocó un escalón 0.1pu en la referencia en cada máquina. En la respuesta de los gobernadores se observa que la máquina G1 tiene una respuesta más lenta que las máquinas G2 y G3. La desviación de frecuencia pico tiene relación con la velocidad de respuesta de las máquinas y está relacionada a su vez con las constantes de tiempo (ver figura B.5, apéndice B). Cuando las máquinas entregan potencia de manera rápida la desviación de frecuencia mínima es menor. Por este motivo la máquina G1 a pesar de que en estado estable indique que es la máquina que produce la peor contingencia, según las simulaciones, la mayoría del tiempo la peor contingencia corresponde a la salida de la máquina G2; lo que indica que

constantes de tiempo diferentes pueden influir en la efectividad del análisis de contingencias.

Este sistema de prueba es muy particular ya que los parámetros de inercia, de potencia y constantes de tiempo son muy diferentes entre las máquinas. Aun así el índice de severidad brinda información cuantitativa de cuáles podrían ser las condiciones de las contingencias que podrían producir las peores consecuencias.

#### 4.2.2 Análisis de estado estable sistema IEEE 9 buses

La asignación de unidades para cubrir la demanda neta se muestra para cada periodo de evaluación en la figura 4.5.

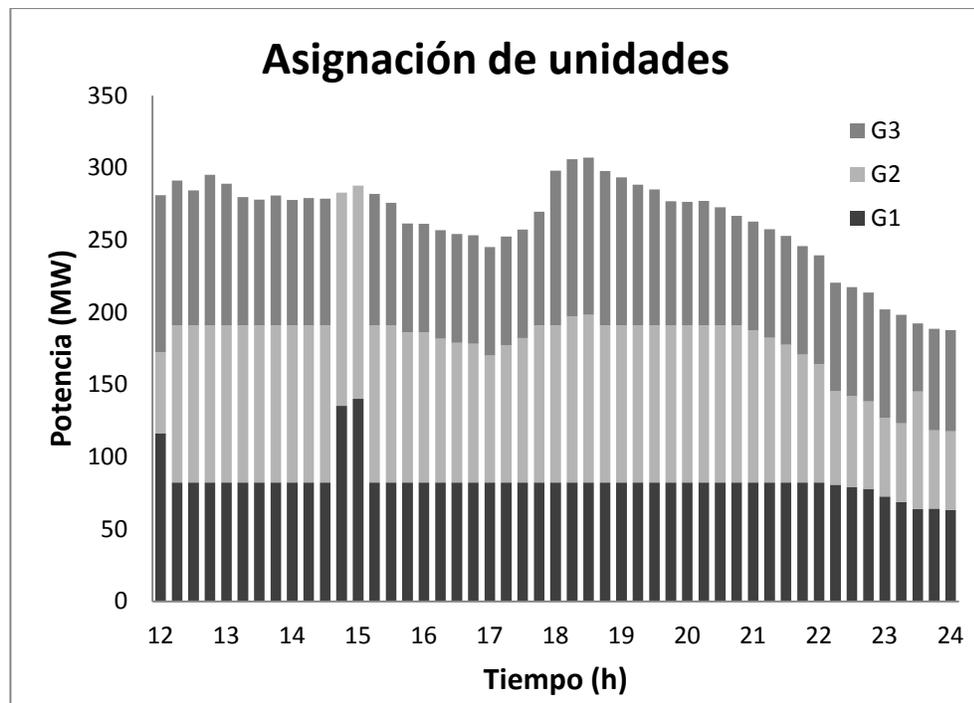


Figura 4.5: Asignación de unidades sistema de prueba de IEEE 9 buses modificado.

En la asignación de unidades se muestra que a las 14:45 y a las 15:00 horas la máquina G3 no aparece en la asignación de unidades debido a que se

presentó un disparo de esa máquina en esas horas, esto provoca que las máquinas restantes deban asumir la potencia de la máquina que se disparó.

Los costos de cada unidad son muy similares (ver apéndice C) sin embargo la relación de costos permite que se despache la máquina G2, luego la máquina G1 y por último G3 en la mayoría de casos. A las 23:30 horas se dispara la línea L8-9 esto provoca que el generador G2 tome más carga y el G3 reduce su carga debido a que la carga del bus 8 era suplida por los dos generadores; luego del disparo el G2 se encuentra a menor distancia eléctrica y toma más carga. Este efecto es posible apreciarlo gracias a la inclusión de la ecuación de pérdidas 3.20.

Los costos operativos para este sistema se muestran en la figura 4.6, para el caso de la reserva se oferta la cantidad necesaria en el intervalo de indicado según el grupo de ecuaciones de 3.11 a 3.30. El precio varía con el tiempo (ver apéndice C, figura C1). Los mayores costos de reservas son requeridas aproximadamente entre las 18:00 y 20:00 horas, esto debido a la combinación del aumento de precio en las horas pico así como el aumento de los requerimientos de reserva de contingencia, debido al aumento en la potencia de las máquinas cuando sube la demanda.

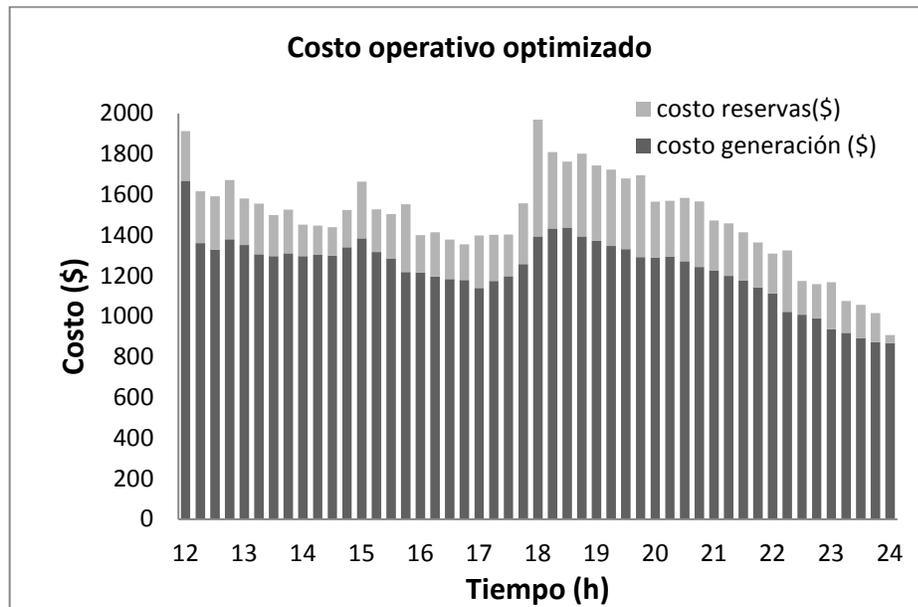


Figura 4.6: Costos operativos para sistema IEEE 9 buses modificado.

Otro de los resultados del análisis de estado estable es la reserva rodante requerida contrastada con la capacidad de reserva disponible en cada instante de tiempo; el resultado para el sistema de IEEE 9 buses modificado se muestra en la figura 4.7.

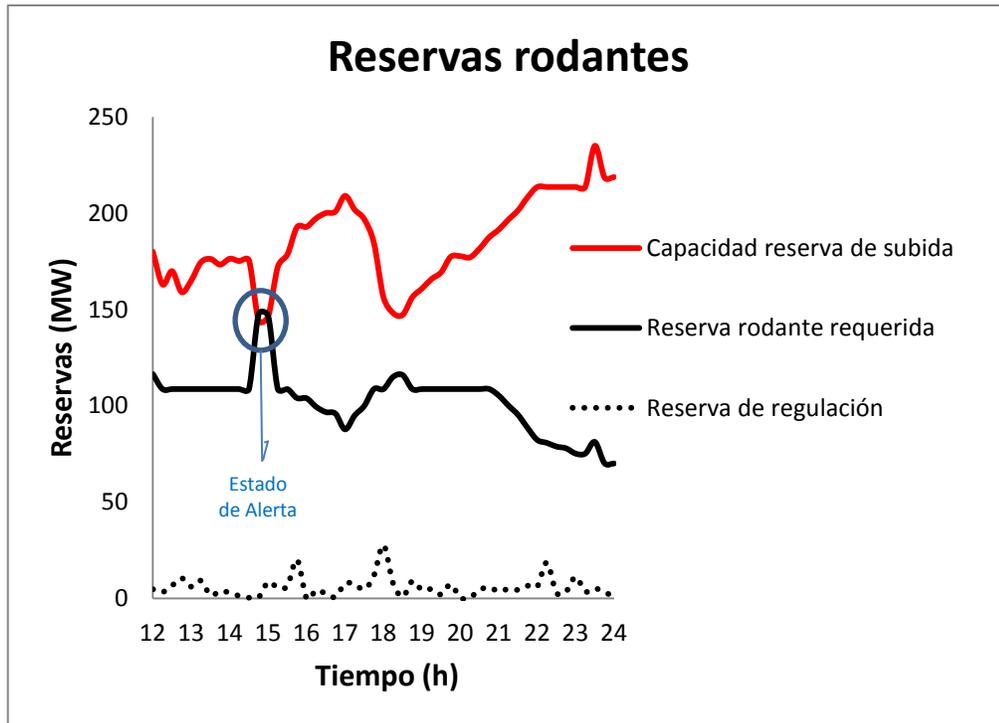


Figura 4.7: Reserva rodantes sistema IEEE 9 buses.

En la figura 4.7 se muestra que la reserva regulación es cubierta sin problema por la reserva disponible pero la reserva rodante requerida (reserva de contingencia más la reserva de regulación) justo cuando se pierde la máquina G3 (14:45 y 15:00 horas) supera la capacidad disponible en el sistema para ese momento. Esto genera un estado de alerta ya que una futura contingencia violaría los límites o en caso que la contingencia se presente estaría en un estado de emergencia por la falta de reserva. Cerca de las 18:30 horas se presenta la máxima demanda, en este punto (con todas las máquinas en operación) la capacidad de reserva y el requerimiento de reserva presentan el punto de mayor cercanía luego del que presentó el estado de alerta.

El reporte de estado estable de este sistema se presenta en la tabla 4.3, donde aparecen los eventos que se presentaron en el intervalo de evaluación; el disparo de G3 provocó un déficit en las reservas y por lo tanto un estado de alerta (según la definición de este estado de seguridad en la sección 3.6, una contingencia provocaría el paso al estado de emergencia por la falta de reserva) cuyo déficit el algoritmo lo calculó en 3.9MW a las 14:45 horas y de 8.5MW a las 15:00 horas que representan un 1.2% y 2.7% de la demanda instantánea respectivamente.

Tabla 4.3: Reporte estado estable sistema IEEE 9 buses modificado.

Hora	Evento	Estado interruptor	Estado seguridad	Recomendación
12:00	Sin evento		Normal	
...	Sin evento		Normal	
14:45	Disparo G3	1 → 0	Cambio topología	
14:45	Reserva insuficiente		Alerta	↑ reserva 3.9 MW
15:00	Reserva insuficiente		Alerta	↑ reserva 8.5 MW
15:15	Conexión G3	0 → 1	Cambio topología	
15:15	Sin evento		Normal	
...	Sin evento		Normal	
23:30	Disparo L8-9	1 → 0	Cambio topología	
23:30	Reserva adecuada		Normal	
23:45	Conexión L8-9	0 → 1	Cambio topología	
23:45	Sin evento		Normal	
00:00	Sin evento		Normal	

El disparo de la línea L8-9 (23:30 horas) no produjo ningún problema en términos de frecuencia, esto sucede también en sistemas reales que cuentan con muchas trayectorias por donde la potencia pueda trasegar luego del disparo de la línea. El disparo de una línea sería problemático en términos de frecuencia si conlleva a la pérdida de potencia de un generador importante o grupo de generadores o cuando hay un único enlace entre áreas con una gran potencia de intercambio ya que la salida de la línea provocaría un desbalance

importante de potencia activa entre áreas. Sin embargo estas situaciones operativas se tratan de evitar proponiendo la construcción de más líneas en las oficinas de planeamiento de la red y quedaría como caso de estudio particular del sistema que se está analizando.

Con el objetivo de contrastar algunas metodologías determinísticas existentes para el cálculo de la reserva de contingencia (representa la mayor magnitud en la determinación de la reserva rodante, ver figura 4.7) se presenta la figura 4.8. La figura muestra dos métodos estáticos (máquina de mayor despacho y 5% de la demanda máxima) y dos métodos dinámicos (método propuesto y la máquina despachada de mayor potencia). Los métodos estáticos se mantienen invariantes en todo el intervalo de tiempo por lo tanto no contemplan las variaciones de la red; provocando que se sobre dimensione la reserva en el caso de la reserva de la máxima capacidad o que se sub dimensione la reserva en el caso del criterio de reserva del 5% de la demanda máxima. Un sobre dimensionamiento de la reserva provoca aumentos innecesarios en los costos de la operación de la red mientras que una reserva insuficiente reduce los costos de operación pero la seguridad se ve comprometida.

Los métodos dinámicos para la determinación de la reserva presentan una mayor ventaja respecto a los estáticos; estos determinan la reserva necesaria, según criterios de seguridad, en cada instante. Para el caso de este estudio es soportar la salida de una máquina (N-1).

El método propuesto (línea continua) presenta un menor requerimiento de potencia de reserva en algunas secciones de la gráfica comparada con la reserva de la máquina de mayor despacho (línea discontinua) esto se debe a que no siempre la peor contingencia en frecuencia corresponde a la salida de la máquina que está entregando la mayor potencia. Esto indica que el método propuesto produce ahorros operativos respecto al método de la máquina que cuenta con la mayor potencia de despacho ya que la reserva tiene un costo como se ha comentado. El método de la mayor máquina despachada refleja en la mayoría de los casos el caso más exigente de reserva de contingencia sin la

necesidad de realizar muchos cálculos ya que los resultados son muy similares y no requiere realizar simulaciones dinámicas para este sistema en particular.

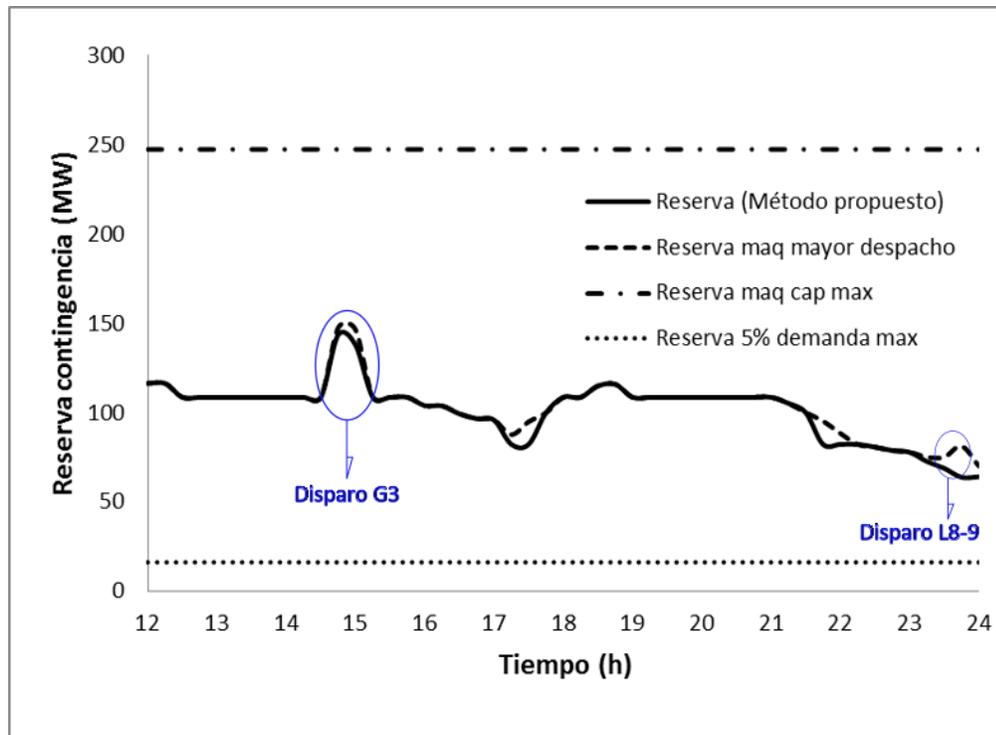


Figura 4.8: Metodologías de cálculo de reserva de contingencia sistema IEEE 9 buses.

### 4.2.3 Análisis dinámico.

Para una visualización puntual de la respuesta primaria de frecuencia se muestra el valor de la frecuencia mínima obtenida a partir del disparo de cada generador. Para determinar una sola frecuencia por caso se utilizó la frecuencia de centro de inercia (ver ecuación 3.31)

La frecuencia umbral de disparo de carga se definió en 58.5 Hz según referencia [13] a simple vista se observa que la máquina G2 a las 14:45 y a las 15:00 supera este umbral.

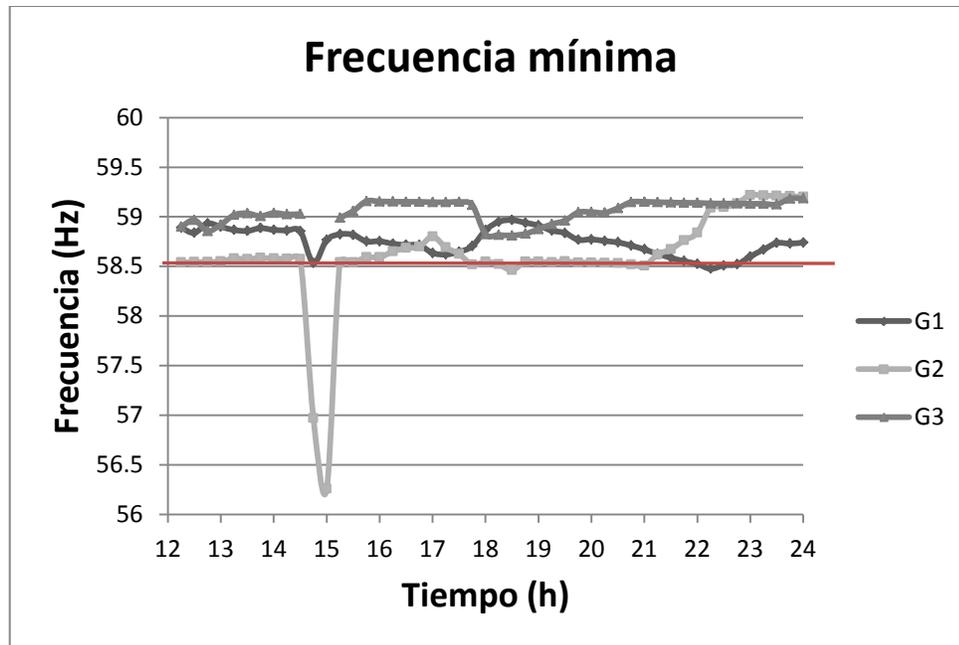


Figura 4.9: Frecuencia mínima sistema de IEEE 9 buses modificado.

De la figura 4.9 se puede observar que la máquina menos crítica es la G3 cuyo disparo representa en la mayoría de los casos el valor de frecuencia menos severo mientras que la salida de la máquina G2 se encuentra muy cerca del valor umbral de disparo de carga (contingencia más severa) la mayoría del tiempo; esto debido a que la máquina G1 que tiene la mayor capacidad e inercia pero posee constantes de tiempo lentas lo que provoca que la frecuencia caiga por más tiempo y alcance valores menores cuando le toca respaldar la máquina G2. Al final del día (a partir de las 21:30 horas) la máquina G1 se convierte en la más severa.

Para una mejor visualización de los resultados se realizó una ampliación de la figura 4.9 en la vecindad de los 58.5 Hz (ver figura 4.10). En la figura 4.10 se observa que el G3 no aparece lo debido a que ningún disparo de esta máquina alcanza valores mínimos por debajo de 58.8 Hz. Se aprecia que dos contingencias provocan violación del umbral de disparo de G2 a las 18:30 y uno de G1 a las 22:15. La contingencia G2 a las 18:30 corresponde con la cercanía entre la capacidad de reserva y el requerimiento de reserva que se mencionó en el análisis de ese punto operativo en la figura 4.7, sumado al lento aporte de

G1 para recuperar la frecuencia. La violación que ocurre a las 22:15 corresponde a un problema de falta de inercia, esto debido a que como se observa en la figura 4.5 las tres máquinas se encuentran operando a un despacho similar y la demanda se encuentra con tendencia a la baja; lo que indica que hay reservas suficientes en el sistema. La salida de la máquina G1 representa la pérdida del 71% de la inercia del sistema lo que provoca la caída súbita a pesar que la contingencia a nivel de desbalance de potencia no es significativa.

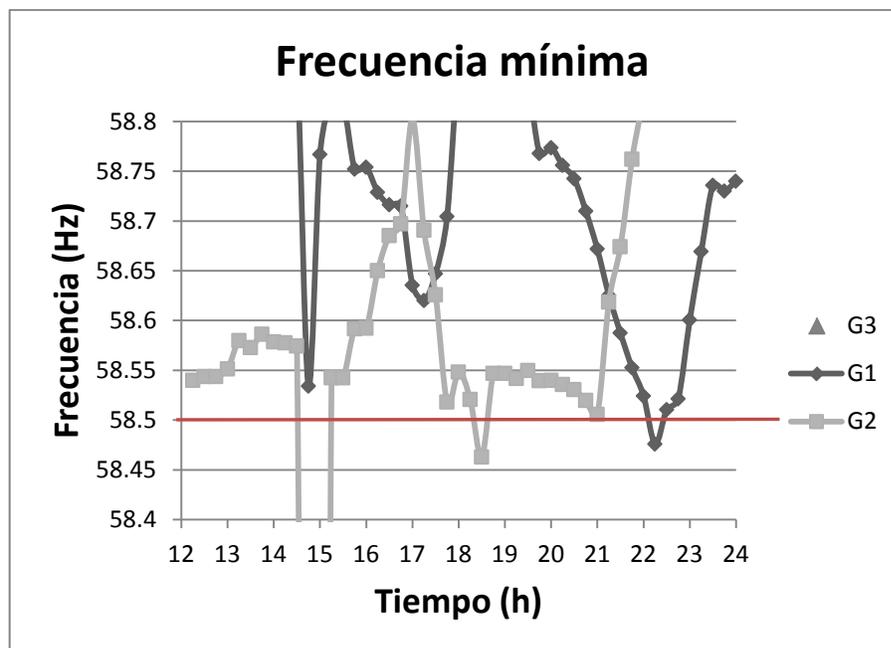


Figura 4.10: Frecuencia mínima (ampliación) sistema de IEEE 9 buses modificado.

Además de la frecuencia mínima otra de las salidas del sistema de seguridad para el análisis dinámico es la frecuencia de estado estable (ver figura 4.11) que alcanza el sistema en la simulación dinámica esto con el fin de observar si la violación de la frecuencia es momentánea (caso que solo aparece la violación en la frecuencia mínima y no en la frecuencia de estado estable) o es permanente (violación de frecuencia aparece tanto en la frecuencia mínima como en la frecuencia de estado estable) lo que provocaría, en caso que la contingencia se presente en la realidad, disparos de carga y si estos no son

suficientes colapso del sistema por los disparos de baja frecuencia de los generadores que quedan operando.

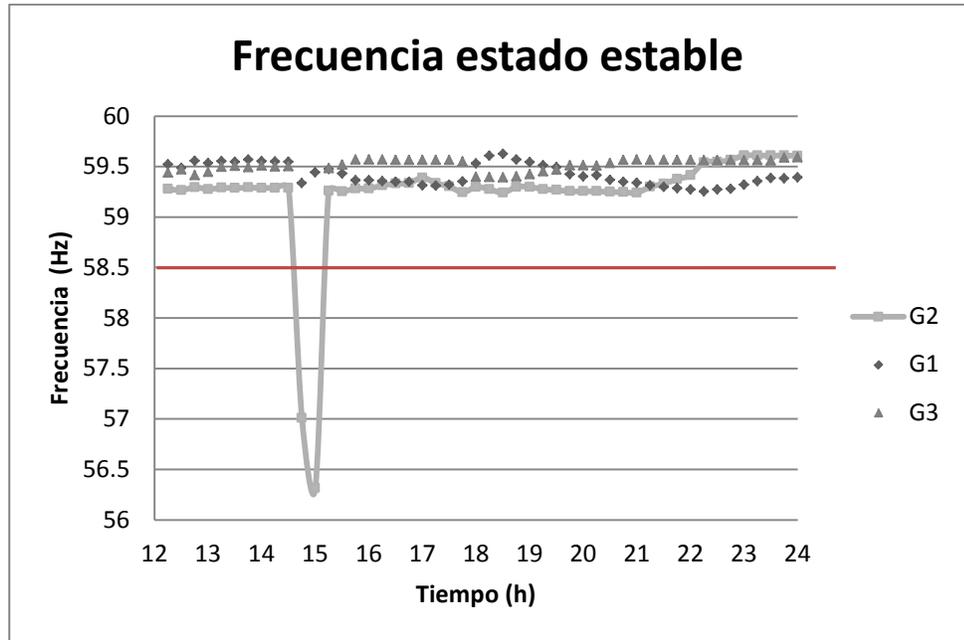


Figura 4.11: Frecuencia estado estable sistema de IEEE 9 buses modificado.

En la figura 4.11 se muestra que dos contingencias superan el umbral de los 58.5 Hz en estado estable, lo que indica que la frecuencia no se recuperó por la acción de los gobernadores. La tabla 4.3 muestra que en el intervalo donde se presenta la violación de la frecuencia se había presentado un disparo de la máquina G3, el sistema de seguridad indica que la salida del generador G2 bajo esas condiciones no es soportada por el sistema a menos que se tomen acciones remediales de emergencia (no incluidas en esta tesis) para recuperar la frecuencia antes de que el sistema colapse.

También se observa la salida del G1 si es soportado por el sistema esto debido a que sistema queda con muy baja inercia, lo que le permite a la máquina G2 mantener la frecuencia por encima del umbral de disparo gracias también a la velocidad de acción del gobernador y sus constantes de tiempo.

Los casos de las violaciones presentadas en la figuras 4.9-4.10 y 4.11 se analizan a continuación en orden cronológico mediante el resultado de la simulación completa en el dominio del tiempo.

Las simulaciones mostradas en la figura 4.12 y 4.13 la representan la misma situación operativa, con la máquina G3 fuera de servicio por un disparo se simula la pérdida de G2, pero con diferentes niveles de reserva debido a las variaciones de la generación no despachable por este motivo se alcanzan niveles de frecuencia de estado estable diferente 57 Hz y 56.3 Hz aproximadamente. La ocurrencia de este tipo de evento (pérdida de 2 generadores) es poco probable pero con consecuencias muy severas para el sistema (en este caso particular un colapso del sistema si no se toman acciones remediales).

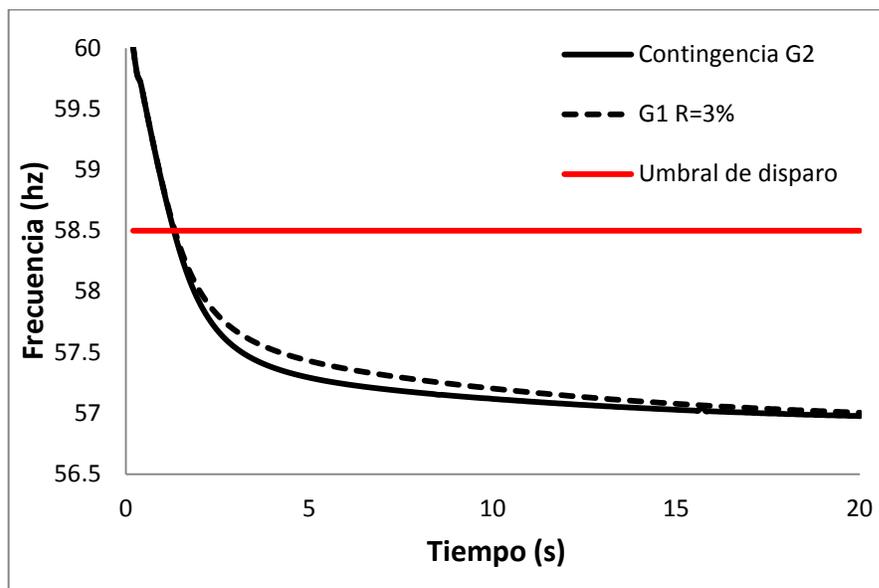


Figura 4.12: Frecuencia para el disparo de G2, 14:45.

A pesar de que este tipo de contingencias es poco probable el sistema de seguridad los analiza ya que trabaja con los datos que tenga la red en ese momento de la evaluación y si por ejemplo se presentó la salida de un generador, el sistema parte de esa situación y evalúa la eventual salida de las otras máquinas que están en línea.

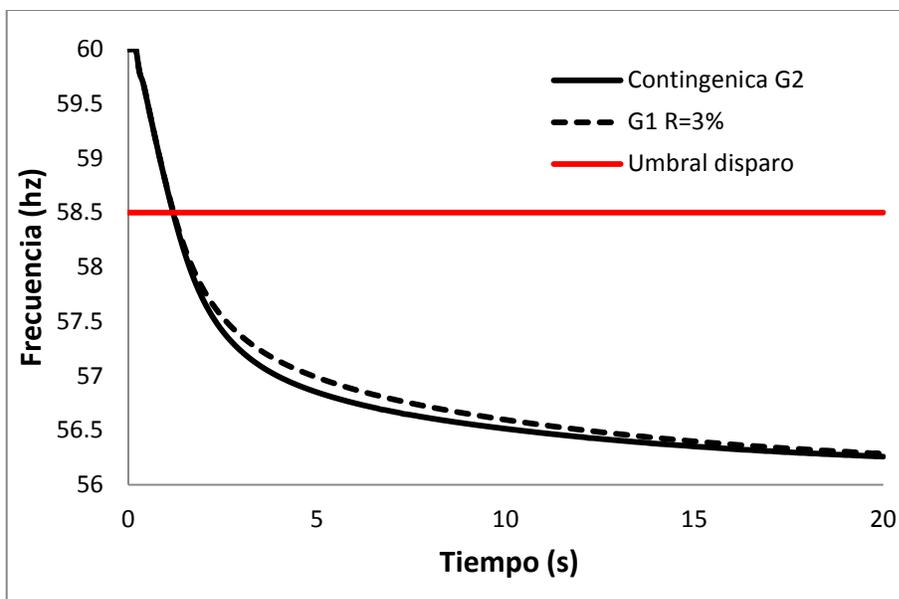


Figura 4.13: Frecuencia para el disparo de G2, 15:00.

Para los casos de las figuras 4.12 y 4.13 la medida correctiva propuesta de aumento del porcentaje de regulación es poco efectiva (ver línea discontinua en ambas figuras) debido a que la contingencia supera la reserva disponible y además la única máquina que permite regular frecuencia es G1 (ya que G3 se había disparado y la contingencia evalúa la salida de G2) pero esta máquina posee una respuesta primaria de frecuencia lenta (ver efecto de las constantes de tiempo en la figura B.5 y B.6 del apéndice B).

A pesar de que no es posible brindar acciones correctivas efectivas para los casos analizados en las figuras 4.12 y 4.13 el sistema de seguridad brinda insumo importante al operador para tomar decisiones de seguridad en tiempo real por ejemplo: detener momentáneamente cualquier trabajo de mantenimiento en máquina G2 y subestaciones aledañas para evitar el riesgo del disparo por error humano, disminuir el despacho en la máquina G2 y aumentar G1 para reducir el impacto frente a una potencial salida de G2 mientras se trabaja en restablecer la máquina que se disparó G3, así como aumentar reserva en caso de que se encuentre disponible (no aplica para este caso). Sin esta información es poco probable determinar qué acciones tomar para operar el sistema de forma defensiva.

La figura 4.14 presenta la frecuencia para la contingencia del generador G2 (línea continua) a las 18:30 horas, la cual alcanza el umbral de disparo de carga (línea roja); se analizan varias acciones correctivas variando el porcentaje de regulación de los gobernadores. La respuesta con el valor mínimo más alejado del umbral de disparo se logra variando la reserva de todas las máquinas (para este caso G1 y G3 en un 3% en base propia); sin embargo variando únicamente el generador G1 el cual se encuentra eléctricamente más cerca al generador del disturbio se obtiene una respuesta en frecuencia similar a la respuesta de variar todas las máquina. Si se varía la regulación de solamente la máquina G3 la cual se encuentra eléctricamente más alejada (y posee la menor capacidad de regulación ya que es la máquina de menor potencia nominal del sistema) que la máquina G1 respecto al generador de disturbio G2 la medida correctiva tiene poco efecto y se logra sobrepasar el umbral de disparo.

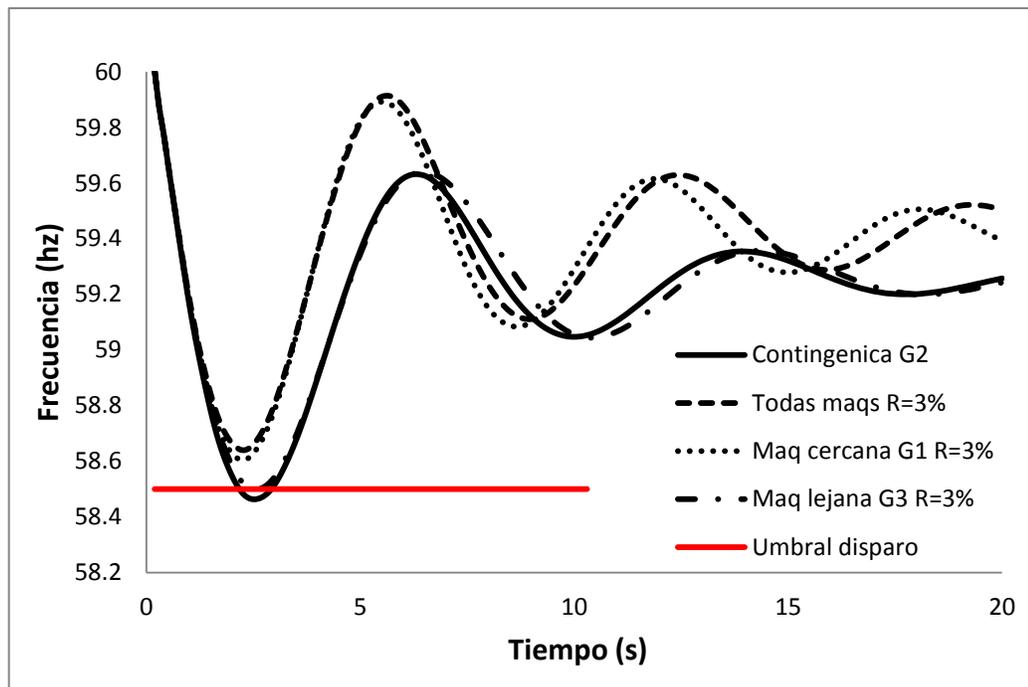


Figura 4.14: Frecuencia para el disparo de G2, 18:30

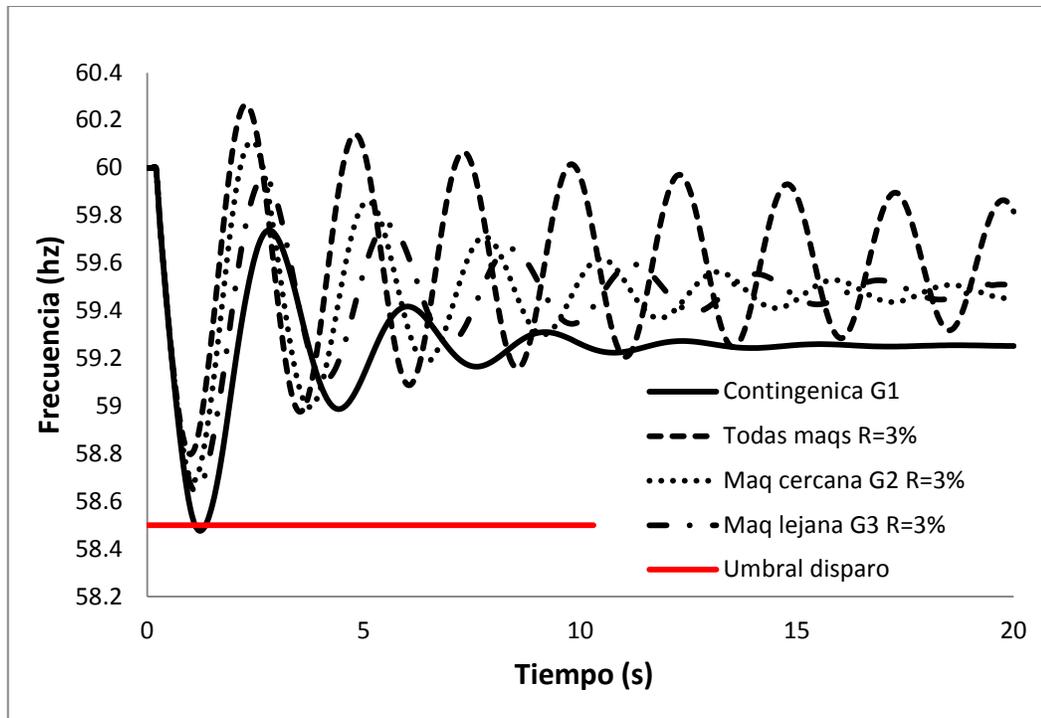


Figura 4.15: Frecuencia del sistema contingencia disparo de G1, 22:15

En la figura 4.15 se muestra el disparo de la máquina G1, todos los casos analizados logran superar el umbral debido a que con la pérdida de G1 el sistema pierde la máquina más robusta y es más sencillo alcanzar cambios en la frecuencia. Este aspecto se nota también en la amplitud y frecuencia de las oscilaciones. Al variar todas las máquinas y la máquina más cercana  $R=3\%$  se producen también picos de frecuencia por encima de los 60Hz, por lo tanto existe un compromiso entre la mejora del punto de frecuencia mínimo y el tiempo de asentamiento de la respuesta de frecuencia. Las oscilaciones son condiciones operativas indeseables ya que provocan esfuerzos torsionales en los ejes de los generadores, por lo tanto debe existir un compromiso y criterios de estabilidad para obtener la respuesta óptima.

El reporte de seguridad dinámico se muestra en tabla 4.4, este reporte muestra de forma resumida las simulaciones de las figuras 4.12, 4.13, 4.14, 4.15. En los dos primeros casos (14:45 y 15:00 horas) la información que brinda el reporte de seguridad es aumentar reserva debido que la frecuencia no se recupera para estos casos, sin embargo, no hay más reserva disponible ni

máquinas en reserva fría (fuera de línea) para aumentar la reserva. En los casos que se presentan a las 18:30 y 22:15 horas, solamente modificando la máquina cuya distancia eléctrica es menor es posible evitar el disparo de carga sin necesidad de aumentar la reserva del sistema.

Tabla 4.4: Reporte estado de seguridad dinámico IEEE 9 buses modificado.

Hora	Maq	Contingencia		%R máqs cercanas		%R totales máqs		Recomendación	Estado de seguridad
		$f_{min}$	$f_{stb}$	$f_{min}$	$f_{stb}$	$f_{min}$	$f_{stb}$		
		(Hz)	(Hz)	(Hz)	(Hz)	(Hz)	(Hz)		
14:45	G2	57.01	57.01	<b>57.01</b>	57.01			Aumentar reserva	Alerta
15:00	G2	56.25	56.25	<b>56.28</b>	56.28			Aumentar reserva	Alerta
18:30	G2	58.46	59.23	58.60	59.42	58.64	59.41	Varirar regulación 3% en G1	Normal
22:15	G1	58.48	59.25	58.69	59.48	58.80	59.59	Varirar regulación 3% en G2	Normal

En todos los casos anteriores se tomó la variación del %R de 3% basado en la tabla 2.1 ya que es un dato limite que utiliza un operador de red en la realidad y es coincidente con la literatura. En la 4.5 se aprecia el valor de la regulación original y la regulación recomendada en los casos anteriores.

Tabla 4.5. Modificación del porcentaje de regulación.

Máquina	S nominal (MW)	Original		Propuesto	
		% R	K (MW/Hz)	% R propuesto	K (MW/Hz)
G1	247.5	4.0	103.1	3.0	137.5
G2	192	5.0	64.0	3.0	106.7
G3	128	7.0	30.5	3.0	71.1

Este sistema es particularmente sensible a la pérdida de generadores debido a que solo cuenta con tres máquinas, el siguiente sistema de prueba presenta mayor flexibilidad operativa para analizar más condiciones en la red.

### 4.3 Sistema de IEEE 39 buses modificado

#### 4.3.1 Datos generales sistema IEEE 39 buses modificado

El sistema de prueba a utilizar es el de IEEE 39 buses pero se agregaron dos buses adicionales (bus 40 y 41) para conectar dos parques eólico (WP1 y WP2), cada uno a través de un transformador en los buses 28 y 3. El detalle del diagrama unifilar se muestra en la figura 4.16

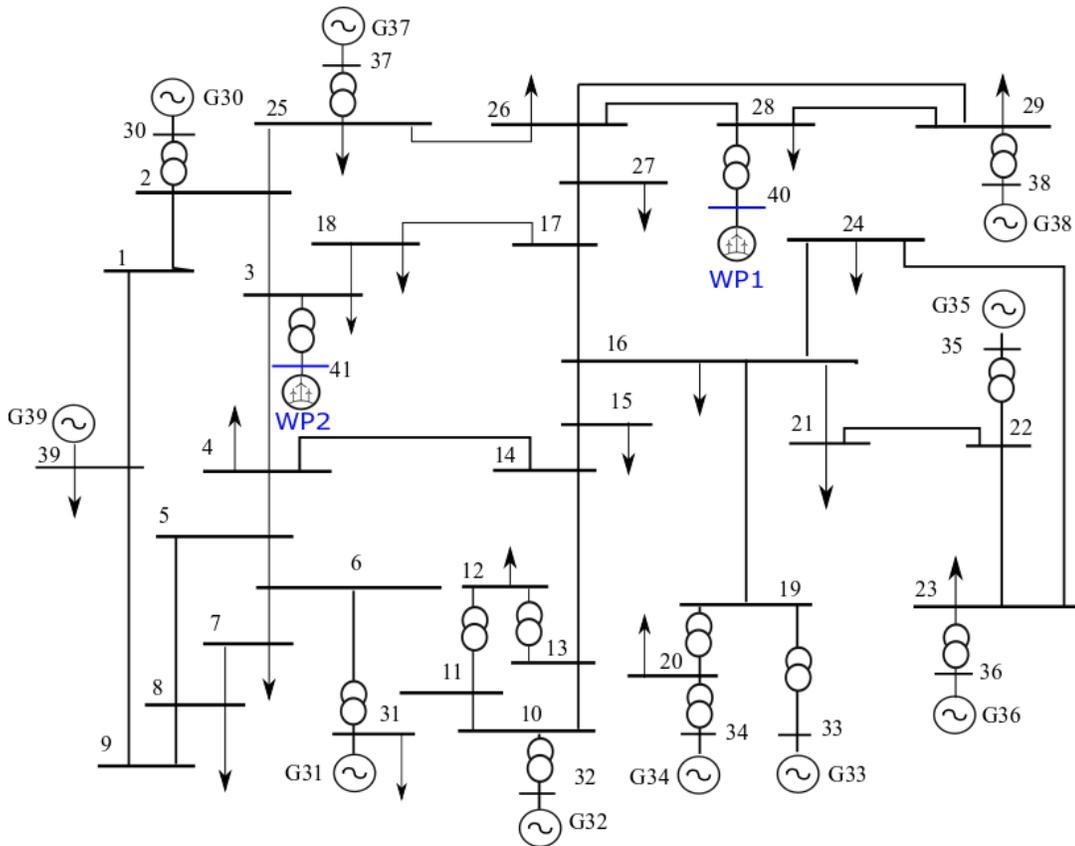


Figura 4.16: Sistema de prueba de IEEE 39 buses modificado.

Las mediciones de la demanda y de la generación eólica se muestran en la figura 4.17, para este sistema el porcentaje de penetración máxima de generación eólica es de 23.3% y el porcentaje mínimo de 9.9%. El porcentaje de penetración de un 23.3% se acerca a las metas de penetración que se plantean las compañías eléctricas que generalmente oscila entre el 25% y 20%. Estas dos condiciones presentan retos operativos ya que la máxima

penetración se presenta en el rango de demanda mínima lo que implica que los generadores eólicos sustituyen generación convencional (capacidad de regulación e inercia reducidos) y el punto de penetración mínima en un punto cercano a la máxima demanda lo que generalmente implica que el sistema tiene una inercia considerable y mejor regulación debido a la cantidad de máquinas conectadas en la red para suplir la demanda sin embargo las reservas son escasas y las contingencias presentan mayor desbalance de potencia activa debido al nivel de carga de los generadores.

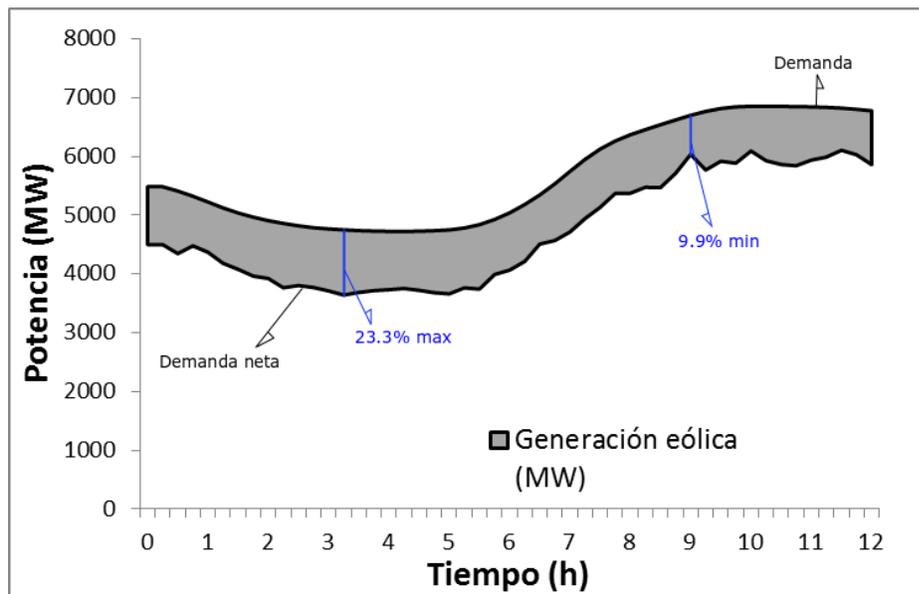


Figura 4.17: Sistema de prueba de IEEE 39 buses modificado.

En la figura 4.17 se muestra que la curva de demanda es suave lo que indica que es un sistema robusto mientras que la generación eólica es muy variable lo que provoca que la demanda neta sea irregular. Los datos de demanda se tomaron del sistema eléctrico español, mientras que los registros de generación eólica de 2 parques eólicos ubicados en Costa Rica. En el punto de penetración mínima se genera un cambio de potencia de aproximadamente 300 MW entre el aumento de carga y la disminución de generación eólica entre un intervalo de medición y otro; esto representa prácticamente la pérdida de un generador de tamaño considerable por lo que es importante el monitoreo de la reserva de regulación junto con la reserva de contingencia.

### 4.3.2 Análisis de contingencias sistema IEEE 39 buses modificado.

Para determinar los factores de peso del índice de severidad de la ecuación 3.10 se analizaron contingencias en 4 puntos operativos según procedimiento de la sección 3.2.5 y se registra por medio de simulaciones la frecuencia pico  $F_p$ . Los datos utilizados se muestran en la tabla 4.6.

Tabla 4.6: Datos para el cálculo de los factores de peso, sistema IEEE 39 buses modificado

Casos	$P_{dist}$ (pu)	$f_{stb}$ (Hz)	$H_{dist}$ (pu)		$F_p$ (Hz)	
			$s$	$P_{resev}$ (pu)		
<b>Caso 1</b>	G30	6.50	59.6890	42.0	13.08	59.6308
	G31	5.20	59.7320	30.3	14.78	59.7160
	G32	6.50	59.6591	35.8	15.08	59.6186
	G33	6.32	59.6686	28.6	14.90	59.6308
	G34	5.10	59.7416	26.0	15.68	59.6952
	G35	6.50	59.6591	34.8	15.08	59.5789
	G36	5.60	59.7114	26.4	15.18	59.6288
	G37	5.40	59.7217	24.3	14.98	59.6561
	G38	7.30	59.6033	34.5	13.88	59.5475
	G39	7.00	59.6779	500.0	16.58	59.5974
<b>Caso 2</b>	G30	5.00	59.7592	42.0	21.00	59.6943
	G31	5.00	59.7405	30.3	24.00	59.7000
	G32	5.00	59.7359	35.8	23.00	59.6866
	G33	5.00	59.7359	28.6	23.00	59.6943
	G34	5.00	59.7449	26.0	25.00	59.6820
	G35	5.00	59.7359	34.8	23.00	59.6633
	G36	5.00	59.7405	26.4	24.00	59.6434
	G37	5.00	59.7405	24.3	24.00	59.6633
	G38	5.00	59.7262	34.5	21.00	59.6343
	G39	5.00	59.7685	500.0	26.00	59.7970
<b>Caso 3</b>	G30	5.70	59.6382	42.0	24.83	59.5561
	G31	4.28	59.7000	30.3	26.41	59.6613

	G32	6.80	59.5115	35.8	27.93	59.4232
	G33	0.00	60.0000	26.0	21.13	60.0000
	G34	4.50	59.6915	26.0	27.63	59.6927
	G35	5.20	59.6264	34.8	26.33	59.5586
	G36	4.00	59.7194	26.4	26.13	59.6511
	G37	0.00	60.0000	24.3	29.13	60.0000
	G38	4.39	59.6688	34.5	23.52	59.5912
	G39	3.00	59.8191	500.0	29.13	59.7759
<b>Caso 4</b>	G30	8.00	59.6178	42.0	11.88	59.5268
	G31	5.52	59.7160	30.3	12.40	59.7116
	G32	6.80	59.6440	35.8	12.68	59.6113
	G33	6.80	59.6440	28.6	12.68	59.5268
	G34	5.00	59.7470	26.0	12.88	59.7119
	G35	6.50	59.6597	34.8	12.38	59.5849
	G36	5.50	59.7170	26.4	12.38	59.6357
	G37	5.50	59.7170	24.3	12.38	59.6486
	G38	7.50	59.5931	34.5	11.38	59.4894
	G39	4.50	59.7933	500.0	13.88	59.8720

Los casos analizados en la tabla 4.6 representan el caso base de demanda original (caso 1), una condición en la que todas las máquinas se despachan a la misma potencia (caso 2), caso de demanda mínima con el generador G33 fuera de servicio (caso 3) y el caso de demanda máxima contemplando todas las máquinas en operación caso (4).

Se puede observar de la tabla 4.6 que la inercia de la máquina G39 representa aproximadamente 16 veces la inercia del promedio de las máquinas y según los datos de estado estable la potencia nominal es 10 veces mayor que la potencia máxima de las máquinas restantes por lo tanto esta máquina representa un área equivalente; por esta razón, asumir la salida de esta máquina como una contingencia de máquina única es irreal y por este motivo esta contingencia no será evaluada en los próximos resultados.

Con los datos de la tabla 4.6 se calcula los factores de peso para este sistema los cuales se muestran en la figura 4.7. Nuevamente la frecuencia de estado estable  $f_{stb}$  presenta la mayor correlación con la frecuencia mínima respecto las otras variables (0.92).

Tabla 4.7: Datos para el cálculo de los factores de peso, sistema IEEE 39 buses modificado

	$f_{stb}$	$H_{dist}$	$P_{resev}$	$F_p$	
$f_{stb}$	1.00	0.37	0.18	0.92	<b>wf1</b>
$H_{dist}$	0.37	1.00	0.14	0.48	<b>wf2</b>
$P_{resev}$	0.18	0.14	1.00	0.15	<b>wf3</b>
$F_p$	0.92	0.48	0.15	1.00	

Los factores de peso anteriores se utilizan para calcular el índice de severidad de las contingencias los resultados de todas las simulaciones se muestran en la tabla D.2 del apéndice D.

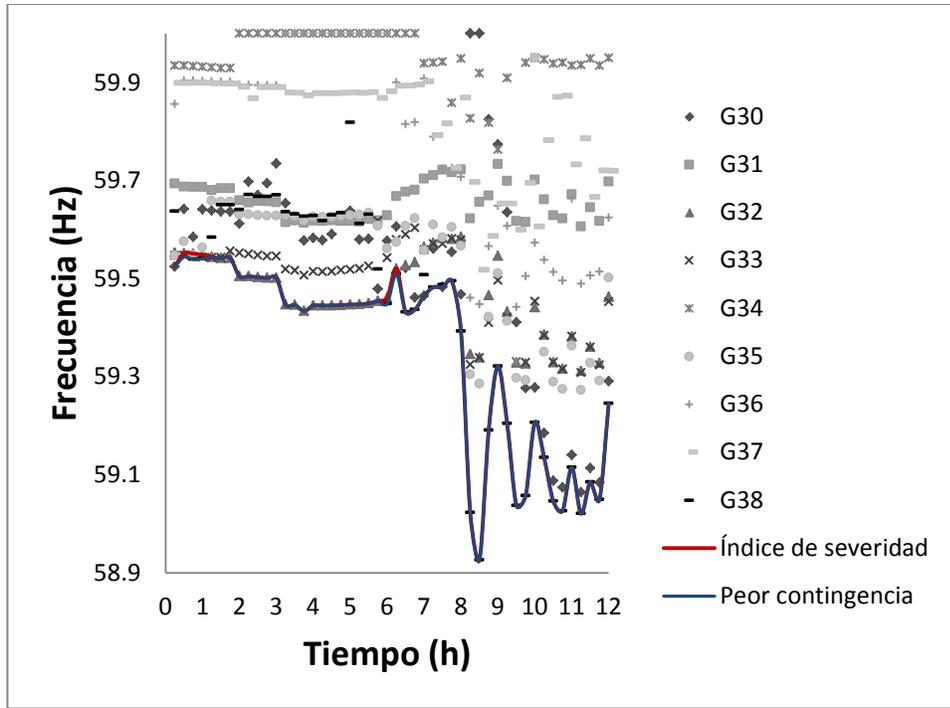
En la figura 4.18 se muestra que para este sistema el índice de severidad presenta el mejor desempeño encontrando la peor contingencia en 89.58% de los casos. La diferencia de frecuencia máxima encontrada entre las frecuencias mínimas determinada por índice como la más severa y la que se presentó en los casos en los que el índice de severidad no fue capaz de encontrar la peor contingencia (solo fueron cuatro casos 00:30, 00:45, 01:00, 06:00, 06:15) fue de 0.012 Hz, valores muy cercanos que se puede asumir que la índice de severidad encontró el 100 % de las peores contingencias asumiendo 0.012 Hz como margen de error, según datos de D.2 apéndice D.

Al evaluar las dos peores contingencias se reduce su porcentaje al 75% esto se debe a que tanto las potencias de disturbio, como el índice de severidad y el resultado de frecuencia mínima son muy similares para un determinado punto de operación por lo que se puede considerar que una escogencia de una máquina u otra representa la misma severidad y la metodología de contingencia sigue siendo precisa. Este efecto se puede apreciar en el grupo de contingencias que se realiza a 8:15, 9:30 entre otros en la tabla D.2 del

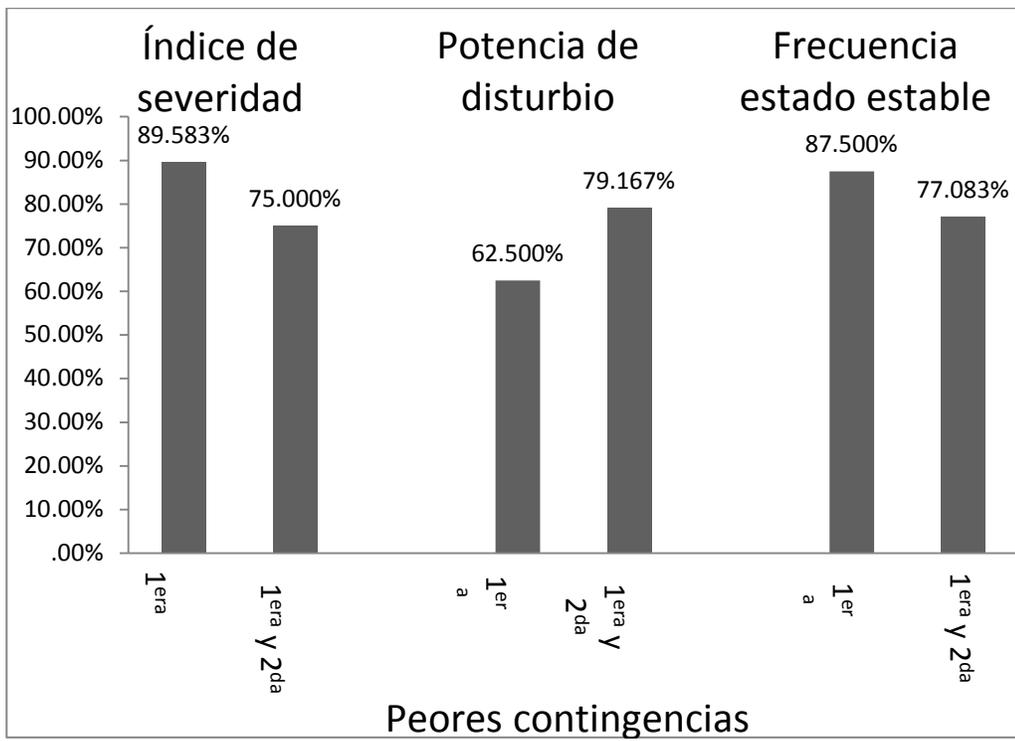
apéndice D; donde la peor contingencia es la máquina G38 y cualquiera de las máquinas G32, G33 y G35 puede quedar como la siguiente contingencia más severa según el índice de severidad ya que las contingencias son muy similares pero si específicamente no corresponde con la de frecuencia en la frecuencia mínima se reporta como que la metodología no ubicó esa contingencia, afirmación que para efectos prácticos no es relevante ya que realmente está ubicando una contingencia muy similar en cuanto severidad se refiere.

La figura 4.18a muestra el registro de la frecuencia mínima del sistema para todas las contingencias realizadas; la línea sólida roja representa el valor de frecuencia de la contingencia que el índice de severidad determinó como la peor contingencia y la línea azul representa la peor contingencia en cada intervalo de estudio de acuerdo a las simulaciones que representa el parámetro base para medir el desempeño. Se puede observar que en la mayoría del tiempo (89.58% de los casos) ambas curvas coinciden lo que indica que el índice de severidad encuentra de manera eficiente la peor contingencia y solo en un 10.42% el índice de severidad no coincidió con el valor de la peor contingencia de las simulaciones. La diferencia entre las dos curvas no es apreciable a simple vista, lo que indica que la contingencia que determinó el índice de severidad es muy similar a la peor contingencia por lo tanto, para efectos prácticos, se considera igualmente válida dicha contingencia.

De los métodos presentados en la figura 4.18 b, el método de potencia de disturbio tiene problemas cuando hay varias máquinas en un sistema con un despacho similar ya que no tiene otros criterios de discriminación. La frecuencia de estado estable tiene mucha correlación con la frecuencia mínima (ver tabla 4.7) pero no considera los efectos de la pérdida de inercia debido a sustitución generadores convencionales por generadores eólicos o por el disparo de generadores; tampoco si la reserva es suficiente para soportar un disturbio, por lo tanto el índice de severidad propuesto presenta ventaja ante los otros métodos; sin embargo es necesario mencionar según lo indica [36]: es imposible diseñar un índice de severidad que sea 100% efectivo para todas las variantes operativas.



a



b

Figura 4.18: Evaluación del índice de severidad IEEE 39 buses. a) Frecuencias de la peor contingencia respecto a la encontrada por el índice de severidad. b) Porcentaje de las 2 peores contingencias por diferentes métodos.

En un sistema real entre mayor sea el número de contingencias que se tomen en cuenta según el índice de severidad para realizar las simulaciones dinámicas mayor probabilidad se encuentren realmente las peores contingencias respecto a la frecuencia mínima en el grupo seleccionado. Sin embargo no se debe abusar en el número para que la reducción obtenida por el análisis de contingencia tenga sentido. En este caso se podría trabajar con una única contingencia (la más crítica), lo que presentaría una reducción aproximada del 90% en el número de contingencia y en la mayoría de los casos (89.58%) va a representar verdaderamente la contingencia más severa.

#### 4.3.3 Análisis de estado estable sistema IEEE 39 buses

La asignación de unidades para cubrir la demanda neta del sistema IEEE de 39 buses se muestra para cada periodo de evaluación en la figura 4.19.

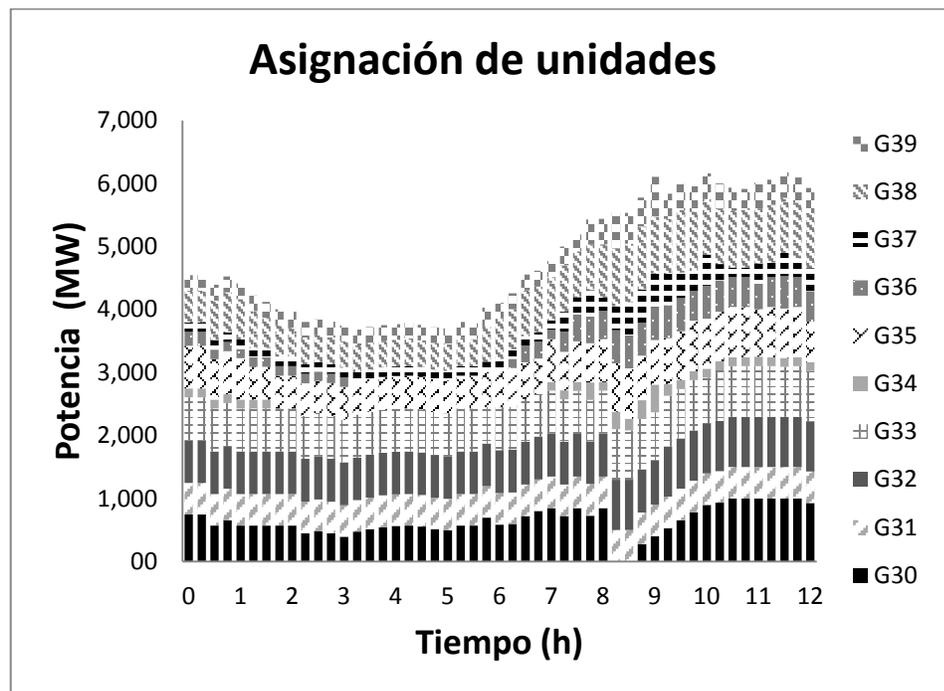


Figura 4.19: Sistema de prueba de IEEE 39 buses modificado.

En la figura 4.19 se muestra que la máquina G34 no se encuentra despachada en el intervalo de las 2:00 a 7:00 horas, la máquina G36 tampoco

se encuentra despachada de las 3:00 a 6:00 horas, esto debido a la baja demanda que se presenta durante ese periodo. En el intervalo de tiempo de 8:15 a 8:30 la máquina G30 presentó un disparo en la red. Este sistema es más robusto que el de IEEE 9 buses debido a que soporta la sustitución de dos generadores convencionales y el disparo de una máquina.

Por otro lado, el costo operativo se muestra en la figura 4.20. En un entorno de mercado abierto los servicios auxiliares como las reservas se ofertan según las necesidades del mercado por este motivo los costos de reservas son más altos cuanto más escaso está el recurso, en este caso la reserva (ver figura 4.19, demanda máxima después de las 8:00). Se presentan bajos costos de reserva cuando el sistema tiene mucha reserva (demanda mínima). En demanda máxima las reservas son escasas pero los requerimientos de reserva son mayores debido a que las máquinas se encuentran más cargadas, ver figura 4.20.

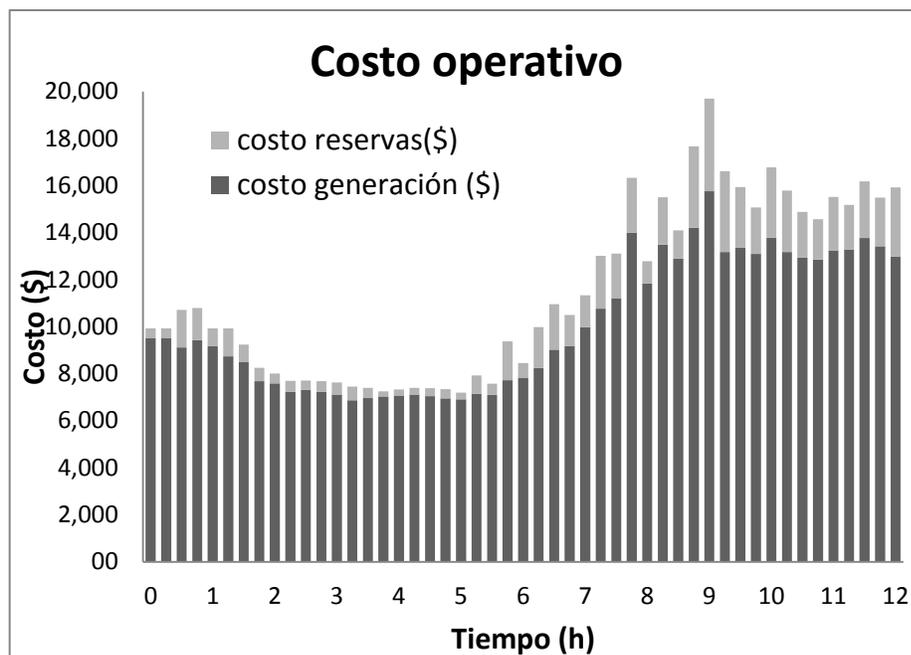


Figura 4.20: Costos operativos para sistema IEEE 39 buses modificado

El requerimiento de reserva respecto a la capacidad de reserva se muestra para el intervalo de análisis en la figura 4.21. En esta figura se puede

observar que de las 00:00 a las 05:45 horas la capacidad de reserva es superior a la reserva requerida, luego de esta hora el método iguala las dos reservas; esto indica que la solución más económica y que cumple con todas las restricciones es justo en el límite de la reserva requerida.

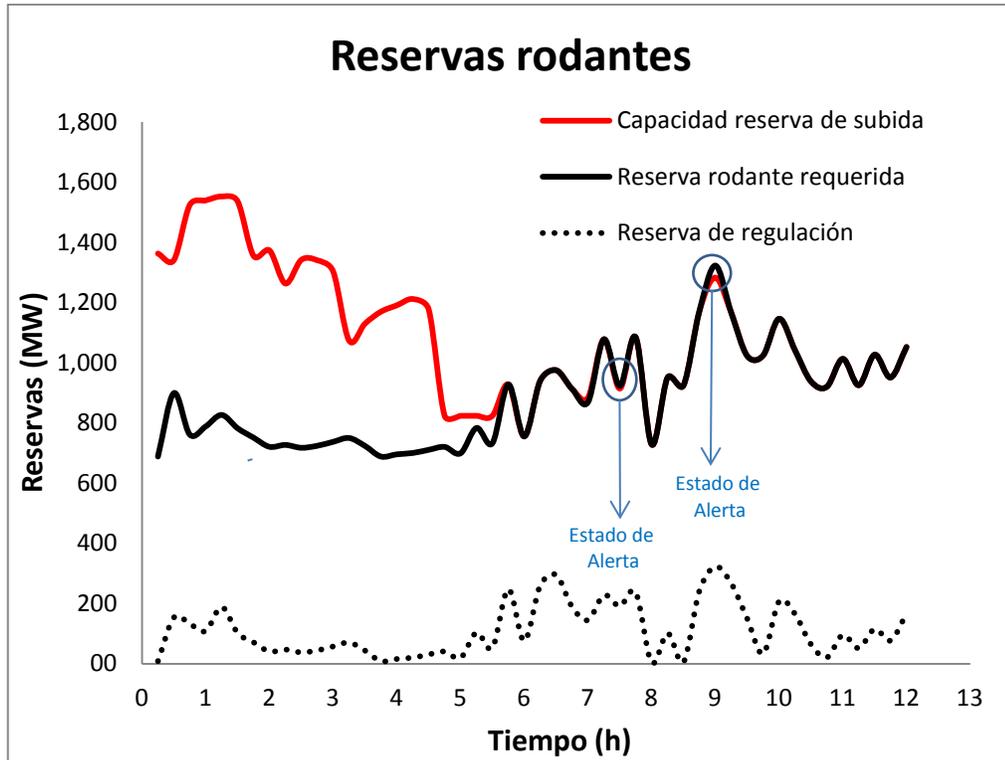


Figura 4.21: Costos operativos para sistema IEEE 39 buses modificado

A las 07:30 y 09:00 horas se presentan violaciones de reserva requerida respecto a la reserva disponible que generan alertas al operador (ver señalización en la figura 4.21). El estado de alerta lo que indica es que en caso de que se presente la peor contingencia la reserva va ser insuficiente. A las 07:30 se presentó una disminución en la capacidad sumado con un aumento en la reserva de regulación se subió el requerimiento de reserva, mientras que la alerta presentada a las 9:00 horas se debe a un aumento simultáneo de la reserva de contingencia y de regulación que superó la capacidad disponible.

La reserva de regulación está cubierta en todo momento por la reserva disponible; el mayor requerimiento de la reserva rodante está determinada por la reserva de contingencia, en este trabajo se está utilizando el criterio de N-1

tomando la contingencia más severa. Algunas compañías prefieren no cubrir el 100% de las posibles contingencias aplicando criterios de probabilidad o simplemente relajando los requerimientos de reserva, con esto se asume cierto nivel de riesgos de manera intencional con el fin de reducir costos operativos.

Tabla 4.8: Reporte estado estable sistema IEEE 39 buses modificado.

Hora	Evento	Estado interruptor	Estado seguridad	Recomendación
00:15	Sin evento		Normal	
...	Sin evento		Normal	
02:00	Apertura G34	1 → 0	Cambio topología	
02:00	Sin evento		Normal	
...	Sin evento		Normal	
03:00	Apertura G36	1 → 0	Cambio topología	
03:00	Sin evento		Normal	
...	Sin evento		Normal	
06:00	Conexión G36	0 → 1	Cambio topología	
06:00	Sin evento		Normal	
...	Sin evento		Normal	
07:00	Conexión G34	0 → 1	Cambio topología	
07:00	Sin evento		Normal	
07:15	Sin evento		Normal	
07:30	Reserva insuficiente		Alerta	↑ reserva 9 MW
07:45	Sin evento		Normal	
08:00	Sin evento		Normal	
08:15	Disparo G30	1 → 0	Cambio topología	
08:15	Sin evento		Normal	
08:30	Sin evento		Normal	
08:45	Conexión G30	0 → 1	Cambio topología	
08:45	Sin evento		Normal	
09:00	Reserva insuficiente		Alerta	↑ reserva 40 MW
09:30	Sin evento		Normal	
...	Sin evento		Normal	
12:00	Sin evento		Normal	

En la tabla 4.8 se muestra el reporte de seguridad de estado estable. Como se observó en la gráfica de la reserva (figura 4.21) las salidas de las máquinas G34 y G36 por baja demanda no tienen consecuencias negativas en la reserva, sin embargo hay combinaciones de reserva de regulación y contingencia que superan la capacidad de reserva y por lo tanto generan una alerta (07:30 y 09:00 horas).

El déficit de reserva mayor que se presentó fue de 40 MW y el menor 9 MW para una demanda superior a los 6 GW que tiene este sistema estos faltantes de reserva se encuentran por debajo del 0.6% de la demanda lo que indica que prácticamente no hay problemas de reserva de estado estable en la red para el caso analizado.

Al igual que para el sistema de IEEE 9 buses, se realiza una comparación de la metodología propuesta para el cálculo de la reserva de contingencia (N-1, determinístico dinámico) con dos métodos determinísticos estáticos: la máquina de mayor despacho y 5% de la demanda máxima. Los resultados se muestran en la figura 4.22.

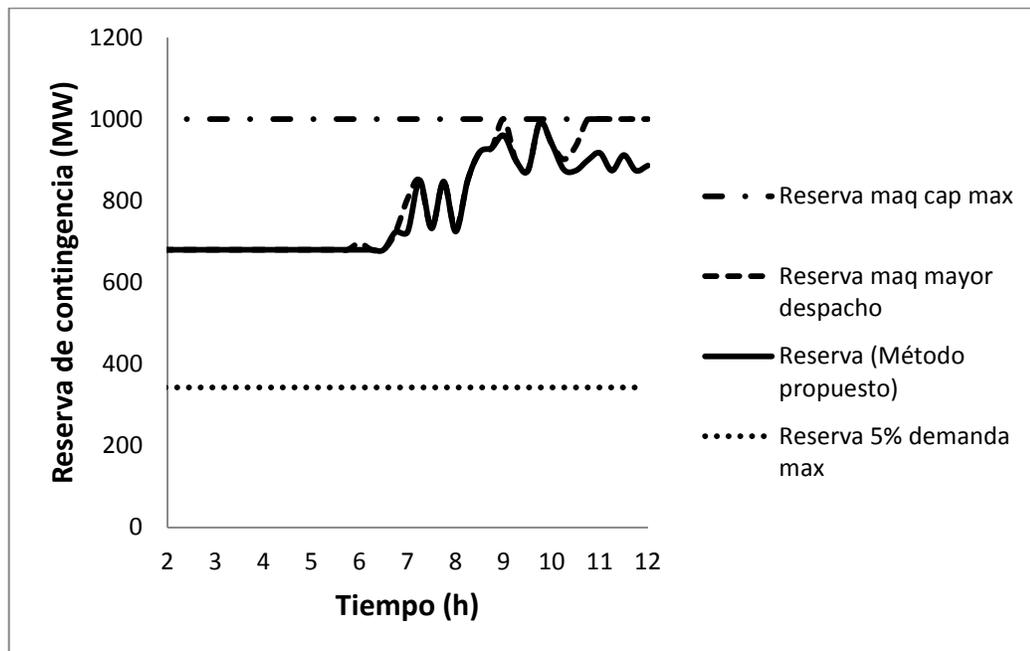


Figura 4.22: Metodologías de cálculo de reserva de contingencia sistema IEEE 39 buses.

En la figura 4.22 se muestra la reserva del 5% de la demanda máxima (línea inferior punteada de 342.9 MW); esta reserva cubriría las contingencias de máquinas cuyo despacho esté por debajo de este valor, únicamente serían las máquinas G34 y algunos instantes de las máquinas G36 y G37, para el resto de contingencias el sistema tendría déficit de reserva y requerirá de acciones remediales para evitar un colapso por frecuencia. Por otro lado la reserva de la mayor capacidad de la máquina del sistema soporta en todo momento todas las contingencias posibles, sin embargo con el método propuesto se observa que el despacho máximo de la máquina de mayor capacidad solo se presentó en un instante (cuando la línea continua toca la línea superior 09:45 horas). Todo el tiempo restante se está cubriendo una contingencia que ni siquiera es posible que se presente. Al evaluar la peor contingencia, que es lo propuesto en este trabajo, es posible conseguir menores reservas que con el método de mayor capacidad y con el método de la mayor máquina despachada, esto debido a que no siempre la contingencia de la máquina con mayor despacho representa la peor contingencia esto se puede observar comparando las líneas continua y discontinua, donde se observa que hay instantes en que la línea continua (método propuesto) se encuentra por debajo de la línea discontinua (máquina con mayor despacho). Determinar si vale la pena realizar estudios dinámicos para encontrar la reserva necesaria para soportar la peor contingencia lo determinaría el precio en las reservas que se ahorrarían en un intervalo de tiempo. Por ejemplo después de las 10:00 horas los requerimientos de reserva del método propuesto son menores a la máquina con mayor potencia despachada dependiendo de los precios de esa diferencia en un periodo de un mes un año se puede medir el beneficio económico de implementar la propuesta.

Para este caso no se evaluaron modificaciones en la red debido a que los cambios topológicos son todavía menos evidentes en términos de frecuencia que el sistema de prueba anterior debido a la mayor cantidad de enlaces con los que cuenta este sistema de prueba.

#### 4.3.4 Análisis dinámico.

En la figura 4.23 se muestra el resultado de las simulaciones de frecuencia mínima. Se resalta por medio de líneas las dos máquinas que superan el umbral de disparo de carga (para este sistema se establece en 59.2 Hz según valor típico de primera etapa de disparo de carga de la referencia [14]).

En la figura 4.23 se puede observar que la salida de las máquinas G34 y G36 (03:00 a 06:00, intervalo en que ambas están fuera de servicio) no provoca desviaciones de frecuencia que superen ni se acerquen al umbral de disparo ya que los disturbios son de menor amplitud y los niveles de reserva son adecuados.

Cuando se dispara una máquina de mayor capacidad y el sistema se encuentra trabajando en demanda máxima, en esta condición generalmente las reservas son escasas, el agotamiento de la reserva provoca que las desviaciones de frecuencia sean mayores. Este efecto se puede ver con el disparo de G30 a las 8:15 horas (línea gris oscura) y su consecuencia de en una supuesta contingencia G38 (línea gris clara). Luego del disparo la máquina G30; esta máquina va tomando carga por lo que su salida cada vez va siendo más severa hasta que prácticamente alcanza los valores de frecuencia mínima de la máquina G30. Las oscilaciones que se observan en la parte final de la gráfica se deben a las variaciones de generación variable. Cuando la penetración es baja los generadores convencionales deben suplir mayor potencia para suplir la misma carga y esto provoca en caso de una contingencia en esas máquinas que las desviaciones de frecuencia sean mayores. Cuando el nivel de penetración aumenta es posible liberar capacidad en las máquinas convencionales que se convierte en reserva para una mejor regulación de la frecuencia. El problema de la generación variable es justamente que no se puede controlar y es posible perder potencia justo en el momento que más se necesita en el sistema, empeorando la condición operativa de la red.

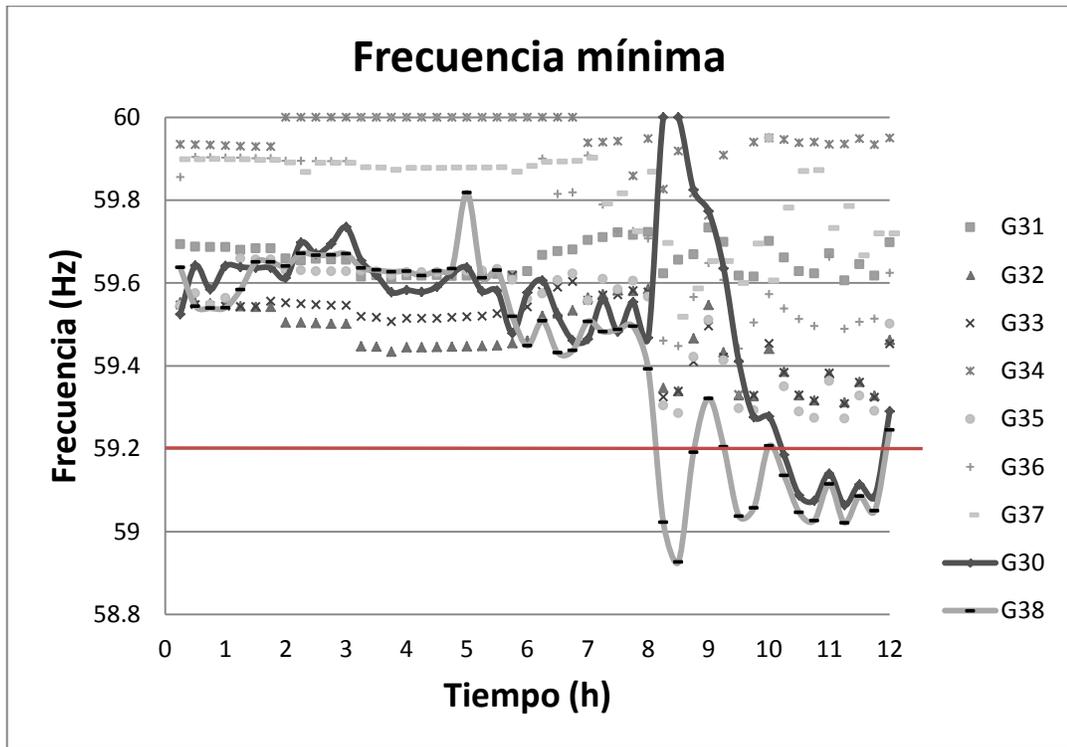


Figura 4.23: Frecuencia mínima sistema de IEEE 39 buses modificado.

La frecuencia de estado estable indica si los gobernadores lograron recuperar la frecuencia por encima de la frecuencia de disparo, en caso contrario se tendría que evaluar las medidas correctivas propuestas. Este dato es informativo para dar una idea de la respuesta en frecuencia luego de que pasa el transitorio pero todas las contingencias que violan el umbral de frecuencia se analizan para realizar las acciones correctivas.

A continuación se muestra el detalle de las simulaciones realizadas para corregir las violaciones que se presentaron en la figura 4.23. La peor contingencia en frecuencia se presenta a las 8:30 horas en la máquina G38 para mejorar la respuesta en frecuencia se modifica la regulación en tres de las máquinas eléctricamente más cercanas al punto de la ocurrencia del disturbio (bus 38) que todavía cuentan con reserva disponible las cuales corresponden a G37, G36 y G34. Los resultados de esta modificación se muestran en la figura 4.25, se observa que esta medida no es suficiente ya que el límite de disparo de

carga se sigue alcanzando. Cuando se modifican todas las máquinas es posible evitar el disparo de carga, lo cual indica que es posible encontrar una combinación tomando criterios adicionales o simplemente modificando mayor cantidad de máquinas, localizadas a mayor distancia eléctrica, para modificar la regulación en las máquinas.

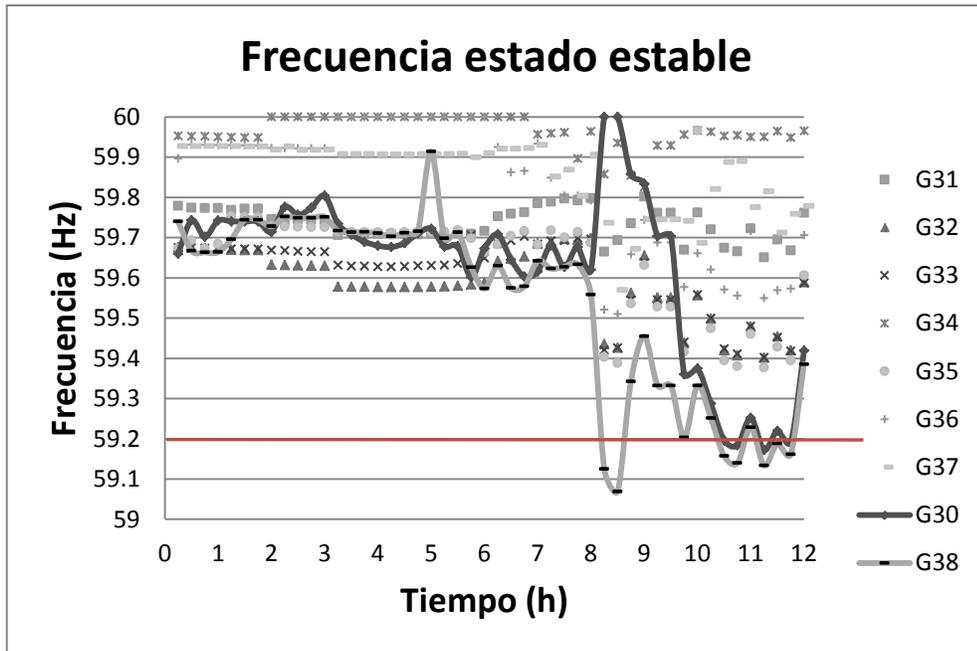


Figura 4.24: Frecuencia mínima sistema de IEEE 39 buses modificado.

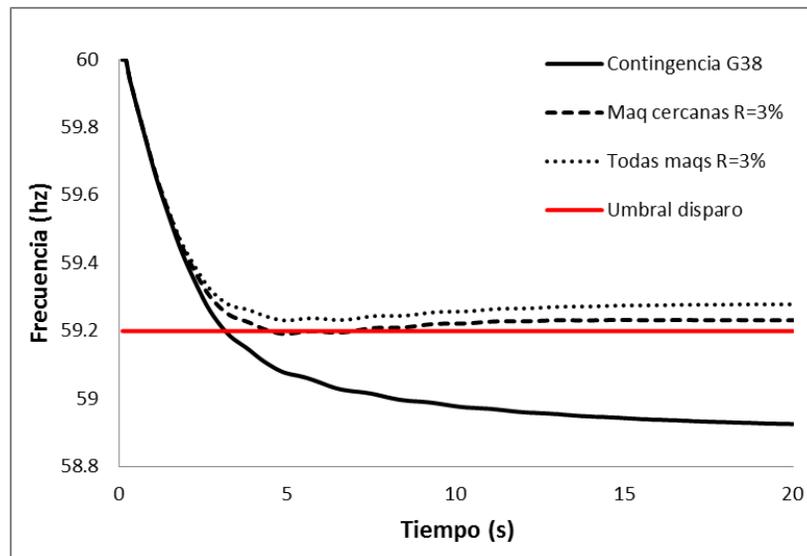


Figura 4.25: Frecuencia del sistema contingencia disparo de G38, 08:30

La segunda peor contingencia se presenta a las 11:15 tanto la máquina G30 como G38 presentan violaciones al umbral de disparo de carga (ver figura 4.23) el detalle de las simulaciones dinámicas con las variaciones en la regulación de las máquinas se presenta en el figura 4.26 para la contingencia en la máquina G38 y la figura 4.27 para la contingencia en la máquina G30.

En la figura 4.26, las máquinas cercanas (G37, G36 y G34 en orden de cercanía) son capaces de mejorar la respuesta en frecuencia al grado de evitar el disparo de carga en caso de que la contingencia G38 llegue a ocurrir en el intervalo de estudio.

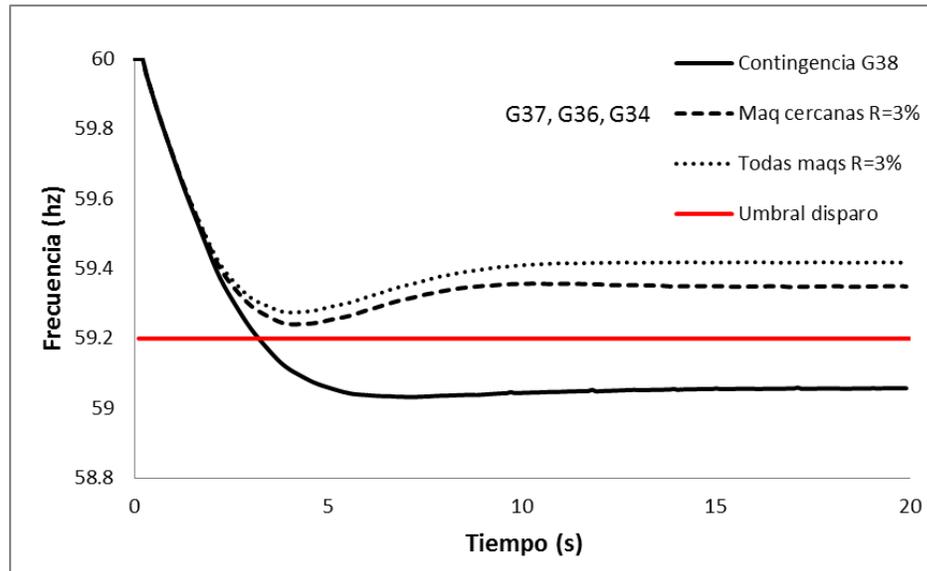


Figura 4.26: Frecuencia del sistema contingencia disparo de G38, 11:15

En la figura 4.27 es posible observar que las máquinas cercanas (G38, G31, G37) no logran evitar el disparo de carga sin embargo la elección de las máquinas cercanas para la contingencia en la máquina G38 (G37, G36, G34) si logran evitar el disparo de carga. Esto indica que se deben tomar criterios adicionales a distancia eléctrica como la cantidad de reserva disponible, velocidad de las máquinas de respaldo y en caso de varias contingencias

provoquen problemas de frecuencia en el mismo intervalo ver la mejor solución para mejorar las dos respuestas simultáneamente.

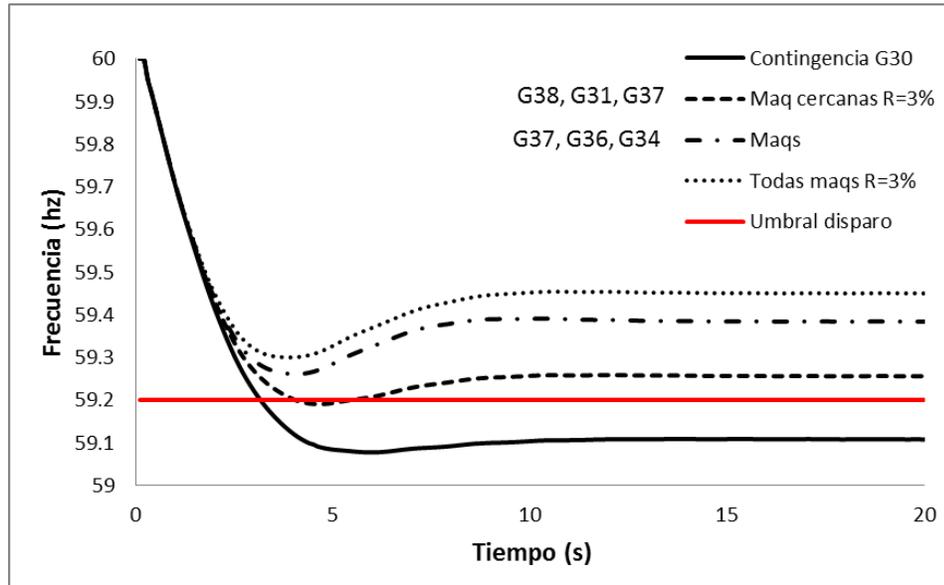


Figura 4.27: Frecuencia del sistema contingencia disparo de G30, 11:15

Tabla 4.9: Reporte estado estable sistema IEEE 39 buses modificado.

Hora	Maq	Contingencia		%R máqs cercanas		%R totales máqs		Recomendación	Estado de seguridad
		$f_{\min}$ (Hz)	$f_{\text{stb}}$ (Hz)	$f_{\min}$ (Hz)	$f_{\text{stb}}$ (Hz)	$f_{\min}$ (Hz)	$f_{\text{stb}}$ (Hz)		
08:15	G38	59.02	59.13	<b>59.18</b>	59.25	59.27	59.40	Aumentar reserva	Alerta
08:30	G38	58.93	59.07	<b>59.19</b>	59.23	59.23	59.28	Aumentar reserva	Alerta
09:30	G38	59.04	59.33	<b>59.16</b>	59.28	59.25	59.44	Aumentar reserva	Alerta
09:45	G38	59.06	59.20	59.24	59.41	59.28	59.47	Variar regulación 3% en G37,G36,G34	Normal
10:15	G38	59.14	59.25	59.26	59.35	59.34	59.51	Variar regulación 3% en G37,G36,G35	Normal
10:15	G30	59.19	59.29	59.31	59.39	59.39	59.53	Variar regulación 3% en G38,G31,G37	Normal
10:30	G38	59.05	59.16	59.26	59.37	59.30	59.43	Variar regulación 3% en G37,G36,G34	Normal
10:30	G30	59.09	59.20	59.21	59.28	59.32	59.47	Variar regulación 3% en G38,G31,G37	Normal
10:45	G38	59.03	59.14	<b>59.14</b>	59.26	<b>59.16</b>	59.30	Aumentar reserva	Alerta
10:45	G30	59.07	59.18	59.20	59.27	59.31	59.46	Variar regulación 3% en G38,G31,G37	Normal
11:00	G38	59.11	59.23	59.28	59.37	59.35	59.49	Variar regulación 3% en G37,G36,G35	Normal
11:00	G30	59.14	59.25	59.26	59.36	59.36	59.51	Variar regulación 3% en G38,G31,G37	Normal
11:15	G38	59.02	59.13	59.24	59.35	59.27	59.42	Variar regulación 3% en G37,G36,G34	Normal
11:15	G30	59.06	59.17	<b>59.19</b>	59.26	59.30	59.45	Variar regulación 3% en G37,G36,G34	Normal
11:30	G38	59.09	59.19	59.23	59.28	59.33	59.45	Variar regulación 3% en G37,G36,G35	Normal
11:30	G30	59.11	59.22	59.24	59.32	59.32	59.49	Variar regulación 3% en G38,G31,G37	Normal
11:45	G38	59.05	59.16	59.27	59.37	59.30	59.44	Variar regulación 3% en G37,G36,G34	Normal
11:45	G30	59.08	59.19	59.19	59.24	59.31	59.47	Variar regulación 3% en G38,G31,G37	Normal

En la tabla 4.9 se presenta el reporte de seguridad dinámico el cual muestra todas las contingencias que sobrepasan el umbral de disparo de carga de la figura 4.23, en esta tabla se presenta la frecuencia mínima que alcanza el

sistema ante esa contingencia y la frecuencia de estado estable simulada. Estas mismas dos frecuencias se utilizan para la variación de la regulación de las máquinas más cercanas al disturbio que cuentan con regulación disponible y otra columna presenta las mismas frecuencias pero variando la regulación en todas las máquinas. La variación de la regulación en todas las máquinas no es práctico en un sistema real; solo se realizó en estos sistemas de prueba pequeños para visualizar si es posible evitar el disparo de carga con alguna combinación de máquinas disponible modificando el porcentaje de regulación, lo que indicaría que existe una combinación de selección de máquinas que puede cumplir el objetivo deseado.

Las alertas presentadas en este reporte de seguridad (resaltadas en amarillo) poseen prácticamente la misma simulación dinámica que se presentó en la figura 4.25, donde las escasas reservas no permiten recuperar la frecuencia mediante las máquinas cuya distancia eléctrica al punto de disturbio es menor. En todos los casos, excepto la contingencia de la máquina G38 a las 10:45, la modificación de todas las máquinas al 3% de regulación en base propia permitiría evitar el disparo de carga y pasar del estado de alerta a estado normal. Por lo tanto el sistema de seguridad brinda información para la toma de decisiones del operador por ejemplo modificar la regulación en más máquinas o asumir el riesgo de operar sin evitar por completo el disparo de carga en el intervalo de tiempo de estudio y para la contingencia particular.

La contingencia G38 a las 09:45 y 10:15 horas tienen la particularidad de la última máquina que se varió es diferente esto se debe a que el generador G35 se encuentra eléctricamente más cercano pero a las 09:45 esta máquina estaba despachada a su potencia máxima lo cual no la dejaba regular por este motivo el método toma la siguiente máquina que es la G34 (ver tabla 4.10).

En la tabla 4.10 se muestra la relación de cercanía eléctrica (ya toma en cuenta la reactancia de los generadores implicados) entre barras de generación; se obtuvo por medio de los elementos mutuos de la matriz de impedancias más las reactancias de los generadores. Por ejemplo una contingencia en la barra de G38, la máquina G30 sería la más cercana con un

valor de reactancia de 0.039 pu y la máquina más alejada es la G32 con 0.0514 pu de reactancia equivalente.

Tabla 4.10: Matriz de cercanía eléctrica entre barras de generación.

Buses	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
30										
31	0.0460									
32	0.0501	0.0439								
33	0.0506	0.0484	0.0446							
34	0.0495	0.0497	0.0466	0.0388						
35	0.0496	0.0498	0.0468	0.0391	0.0337					
36	0.0487	0.0500	0.0473	0.0399	0.0345	0.0340				
37	0.0482	0.0501	0.0475	0.0403	0.0349	0.0347	0.0319			
38	0.0390	0.0511	0.0514	0.0472	0.0435	0.0434	0.0413	0.0402		
39	0.0507	0.0498	0.0465	0.0393	0.0367	0.0359	0.0372	0.0378	0.0458	

En cuanto a la regulación que aporta cada máquina se presenta la tabla 4.11 en su condición normal y el cambio propuesto. La máquina G30 es una máquina hidro por lo que se ignora en la modificación de regulación en la tabla 4.9 por este motivo en la tabla 4.11 este valor no cambia, esto debido a que las máquinas hidro son lentas por lo cual su aporte para mejorar la frecuencia mínima es poco apreciable en respuesta primaria de frecuencia.

Se observa en la tabla 4.11 que la máquina G39 no tiene gobernador ya que representa las máquinas de un área equivalente por este motivo no tiene ni se pueden variar datos de regulación.

Tabla 4.11: Matriz de cercanía eléctrica entre barras de generación.

Máquina	S nominal (MW)	Original		Propuesto	
		% R	K (MW/Hz)	% R propuesto	K (MW/Hz)
G30	1000	20	83.3	20	83.3
G31	700	5	233.3	3	388.5
G32	800	5	266.7	3	444.0
G33	800	5	266.7	3	444.0
G34	600	5	200.0	3	333.0
G35	800	5	266.7	3	444.0
G36	700	5	233.3	3	388.5
G37	700	5	233.3	3	388.5
G38	1000	5	333.3	3	555.0
G39	10000	-	0.0	-	-

#### 4.4 Conclusiones

El sistema de seguridad permite visualizar si alguna contingencia supera la reserva disponible y además brinda información para operar de forma defensiva la red debido a los efectos de la penetración de generación eólica.

El índice de severidad presentó mejor desempeño en el sistema de prueba IEEE 39 nodos, debido a la similitud de parámetros (potencia nominal, inercia y constantes de tiempo) entre las máquinas.

Como se observó en el sistema de prueba IEEE 9 buses, las constantes de tiempo pueden afectar el desempeño del índice de severidad por lo que siempre son necesarias las simulaciones dinámicas para conocer el comportamiento detallado de sistema en estudio.

Como se observó en sistema IEEE de 9 nodos cuando el sistema opera con baja inercia pequeñas desviaciones de potencia activa pueden provocar cambios importantes en la frecuencia y el sistema se vuelve más oscilatorio.

El índice de severidad combinado para detectar frecuencia mínima que utiliza la frecuencia de estado estable, inercia y reserva presenta mejor desempeño que si se utiliza cada uno de las variables anteriores como índice individual. Si se desea una evaluación rápida el cálculo de la frecuencia de estado estable presenta una gran correlación con la frecuencia mínima por lo que podría utilizar como índice de severidad con la desventaja que no contempla la inercia y que asume que no hay agotamiento dinámico de la reserva.

El mayor disturbio de potencia no siempre corresponde a la máxima contingencia de frecuencia, sin embargo en la mayoría de los casos coincide, por lo tanto la máxima potencia de disturbio se puede usar como criterio rápido para definir la reserva de contingencia si no se desean hacer evaluaciones dinámicas, dicha simplicidad se paga con un sobre dimensionamiento de la reserva en ciertos instantes.

El mayor requerimiento de reserva rodante está dado por la reserva de contingencia. Sin embargo como se observó en el sistema de IEEE 39 nodos cuando la reserva es escasa las variaciones de generación variable (que definen la reserva de regulación) pueden provocar que se supere el umbral de disparo de carga si estas variaciones coinciden con una contingencia.

El análisis de estado estable se enfoca en la cobertura de la reserva necesaria y el análisis de contingencia, mientras que el reporte de dinámico analiza el comportamiento de la respuesta en frecuencia con el fin de mejorar la respuesta primaria de respuesta por medio de la modificación del porcentaje de regulación y cambio en las reservas.

La modificación de la regulación en la máquinas permite aprovechar mejor la reserva con que se cuenta y ayuda efectivamente a mejorar la respuesta primaria de frecuencia evitando posibles disparos de carga o colapsos de frecuencia (en caso que las acciones remediales no se ejecuten) en muchos de los casos analizados.

La distancia eléctrica como metodología para determinar a cuáles máquinas se les modifica el porcentaje de regulación se puede mejorar ya que

solamente toma las máquinas cercanas que cuenten con potencia de reserva disponible pero no considera si la reserva es suficiente, la capacidad de regulación que tiene la máquinas ni la velocidad a la cual puede entregar la potencia para elegir el grupo de máquinas a modificar.

Si la reserva disponible no es suficiente para soportar la contingencia aunque se tenga buena regulación, buena inercia y buen amortiguamiento de la carga las desviaciones de frecuencia serán importantes.

## **CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES**

### **5.1 Introducción**

En ese capítulo se presentan las conclusiones generales del trabajo de investigación así como las principales aportaciones y por último recomendaciones para trabajos futuros

### **5.2 Conclusiones**

Una asignación de reserva y regulación adecuados le permiten al sistema de potencia soportar contingencias sin la intervención de operadores.

Por lo general la reserva de contingencia representa un mayor porcentaje de la reserva rodante que la reserva de regulación.

El índice de severidad compuesto propuesto permite relacionar variables de estado estable (frecuencia de estado estable, inercia y reserva) con la frecuencia mínima (respuesta dinámica); con el fin de resaltar las posibles contingencias que puedan disparar carga o provocar un colapso por frecuencia.

Las peores contingencias en los sistemas con alta penetración eólica siguen siendo en forma general la pérdida de los generadores convencionales esto debido a que se pierde, capacidad de reserva, inercia y regulación mientras que una carga con la misma potencia del generador solo pierde amortiguamiento de la carga. En el caso de la pérdida de un parque eólico de la misma capacidad solo se ve reflejado el cambio en la potencia ya que la inercia y la capacidad de regulación no se ven afectados de forma general. Podría tener afectación si los convertidores tienen controles para simular inercia pero de forma general siempre la afectación va a ser menor que el caso de una máquina convencional.

Cuando el sistema de potencia tiene baja inercia, pequeños cambios en la potencia activa debido a disturbios pueden provocar desviaciones importantes en la frecuencia. Sin embargo si se cuenta con máquinas (u otros dispositivos) con respuesta de frecuencia rápidas ante desviaciones de frecuencia pueden modificar fácilmente esta variable para recuperar su magnitud a valores dentro de rangos operativos adecuados.

La reducción de los intervalos de tiempo para el análisis de operación de los sistemas de potencia permite reducir incertidumbre de las variables estocásticas con las mejoras en la seguridad y costos que esto implica.

Los métodos dinámicos para el cálculo de la reserva presentan una mayor ventaja que los estáticos ya que calculan la reserva necesaria en cada instante. Los métodos estáticos determinan valores fijos y al no contemplar la naturaleza variable de la red producen sobrecostos de operación cuando la reserva es mayor a la necesaria o problemas de seguridad cuando la reserva es menor a la necesaria para soportar un disturbio.

Operar la red para el máximo valor de contingencia (método propuesto en este trabajo) brinda seguridad sin embargo las empresas eléctricas prefieren asumir cierto nivel de riesgo con el fin de reducir costos operativos. Para adecuar el trabajo a esta exigencia se puede establecer un porcentaje de la frecuencia máxima que se desee cubrir de este modo reducir costos operativos.

La generación variable modifica la capacidad de regulación del sistema y la inercia total del sistema cuando se sustituyen máquinas convencionales a cualquier nivel de demanda, sin embargo en mínima demanda es más evidente este efecto ya que las máquinas con baja carga se desconectan generalmente por costos para permitir aprovechar la generación variable disponible en el momento.

En demanda máxima el sistema de potencia generalmente es más robusto ya que hay más máquinas en operación; si el nivel de carga de los generadores llega a tal punto que las reservas empiezan a ser inferiores a la contingencias en este punto la variabilidad de la generación eólica puede empeorar la respuesta de frecuencia cuando las reservas son escasas y se

presentan disminuciones súbitas de la generación eólica lo que provoca que la poca reserva se utiliza para atender las variaciones de estado estable y no queda reserva suficiente para atender una contingencia. Si en demanda máxima la generación variable aumenta, esta potencia permitiría reducir el despacho en los generadores convencionales liberando capacidad de reserva, mejorando la regulación y reduciendo el impacto de las contingencias.

La modificación del porcentaje de regulación de ciertas máquinas permite mejorar la respuesta primaria de frecuencia del sistema; incluso evitar disparos de carga y colapsos. La modificación del porcentaje de regulación actualmente no se realiza de forma remota y menos en tiempo real. Este valor se ajusta en la puesta en servicio del generador y queda con ese valor hasta que algún estudio amerite su cambio. Actualmente es posible modificar la potencia de referencia del generador vía remota; el porcentaje de regulación es una ganancia del gobernador por lo que tecnológicamente no hay razón para no poder realizar esta mejora en la operación.

Las modificaciones en el porcentaje de regulación deben ir acompañados de verificaciones por medio de simulaciones o criterios de estabilidad para no empeorar la respuesta en frecuencia del sistema ya que el aumento desmedido de la ganancia tiene un efecto en las oscilaciones que podrían provocar inestabilidad el sistema.

La modificación del porcentaje de regulación de las máquinas cercanas permite atender el desbalance de potencia activa de forma localizada evitando sobrecargas en líneas lejanas al punto de contingencia.

### **5.3 Aportaciones de la investigación**

Se propone hacer uso de las mediciones en tiempo real para reducir la incertidumbre de los pronósticos de la generación variable. Ya que se cuenta con la tecnología de comunicaciones para tener los parámetros necesarios en tiempo real a la disposición.

Se propone un índice de severidad para estudios de frecuencia mínima lo cual permite tasar contingencias de manera rápida para reducir la cantidad de simulaciones dinámicas.

Se propone modificar el porcentaje de regulación de máquinas convencionales para mejorar la respuesta en frecuencia y evitar disparos de carga.

Se brinda la estructura de un sistema de seguridad exclusivo para estudios de frecuencia cuyas diferentes secciones se pueden ir mejorando y ampliando en caso de requerirse.

De los tres últimos aportes no se encontró información previa, por lo tanto este trabajo brinda una primera exploración para poder trabajar y mejorar muchos aspectos del control de frecuencia.

### **5.3 Recomendaciones para trabajos futuros**

Considerar redes eléctricas multi área con el fin de contemplar conceptos de coherencia.

Crear metodología para determinar el valor óptimo de cambio de porcentaje de regulación en las máquinas que contemple lo siguiente:

- Criterios de estabilidad, que permitan reducir la desviación de frecuencia durante el pico pero que las oscilaciones de estado estable estén controladas o acotadas dentro de un criterio de desempeño y que el cambio no provoque inestabilidad.
- Que se realice en el menor número de máquinas posibles con el mayor impacto en la estabilización de frecuencia.
- Que contemple criterios de cercanía eléctrica y de coherencia.
- Que brinde una única solución para todas las contingencias que presenten problemas en el intervalo de tiempo analizado.

Mejorar los métodos propuestos en este trabajo para la obtención de la reserva de regulación.

Incluir modelos dinámicos de fuentes variables que contemplen inercia sintética o virtual y modelos de almacenamiento de energía en baterías.

Creación de la interfaz hombre máquina para el programa de seguridad.

Desarrollar el sistema de acciones remediales adaptativas para problemas de frecuencia con el fin de completar el esquema de control de frecuencia primario.

## APÉNDICES

### Apéndice A. Sistemas de prueba utilizados

En la tabla A.1 y A.2 se muestran los datos de flujos de potencia para el sistema de IEEE 9 nodos modificado.

*Tabla A.1 Datos del Sistema de 9 nodos modificado.*

Bus	Código	Tensión (pu)	Ángulo (deg)	Carga		Generador		Derivación		
				MW	MVAR	MW	MVAR	QMIN	QMAX	MVAR
1	1	1.0400	0	0.0	0.0	53	0.0	-9900.00	9900.00	0
2	2	1.0230	0	0.0	0.0	163	0.0	-9900.00	9900.00	0
3	2	1.0250	0	0.0	0.0	85	0.0	-9900.00	9900.00	0
4	0	1.0000	0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0
5	0	1.0000	0	125	500	0.0	0.0	0.0	0.0	0
6	0	1.0000	0	90	300	0.0	0.0	0.0	0.0	0
7	0	1.0000	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
8	0	1.0000	0	100	350	0.0	0.0	0.0	0.0	0
9	0	1.0000	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
*10	-2	1.0000	0	0.0	0.0	20	0.0	-6.57	-6.57	0

\*Generadores eólicos.

Código: 0 buses de carga, 1 bus oscilante, 2 buses de generación

*Tabla A.2: Datos de líneas y transformadores sistema de 9 nodos modificado*

Bus De	Bus Para	R (pu)	X (pu)	B/2 (pu)	tap (pu)
4	5	0.01	0.068	0.176	1
4	6	0.017	0.092	0.158	1
5	7	0.032	0.161	0.306	1
6	9	0.039	0.1738	0.358	1
7	8	0.0085	0.0576	0.149	1
8	9	0.0119	0.1008	0.209	1
1	4	0	0.0576	0	1
2	7	0	0.0625	0	1
3	9	0	0.0586	0	1
7	10	0	0.0625	0	1

En la tabla A.3 y A.4 se muestran los datos de flujos de potencia para el sistema de IEEE 39 nodos modificado.

*Tabla A.3: Datos de los buses sistema de 39 buses modificado*

Bus	Código	Tensión	Ángulo	Carga		Generador			Derivación	
		(pu)	(deg)	MW	MVAR	MW	MVAR	QMIN	QMAX	MVAR
1	0	1	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
2	0	1	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
3	0	1	0	322.0	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0
4	0	1	0	500.0	184.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
5	0	1	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
6	0	1	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
7	0	1	0	233.8	84.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
8	0	1	0	522.0	176.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
9	0	1	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
10	0	1	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
11	0	1	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
12	0	1	0	7.5	88.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
13	0	1	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
14	0	1	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
15	0	1	0	320.0	153.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
16	0	1	0	329.0	32.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0
17	0	1	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
18	0	1	0	158.0	30.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
19	0	1	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
20	0	1	0	628.0	103.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
21	0	1	0	274.0	115.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
22	0	1	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
23	0	1	0	247.5	84.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0
24	0	1	0	308.6	-92.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0
25	0	1	0	224.0	47.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0
26	0	1	0	139.0	17.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
27	0	1	0	281.0	75.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0
28	0	1	0	206.0	27.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0
29	0	1	0	283.5	26.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0

30	2	1.0475	0	0.0	0.0	650.0	0.0	-500.0	600.0	0
31	1	0.982	0	9.2	4.6	426.9	0.0	-210.0	490.0	0
32	2	0.9831	0	0.0	0.0	650.0	0.0	-240.0	560.0	0
33	2	0.9972	0	0.0	0.0	632.0	0.0	-240.0	560.0	0
34	2	1.0123	0	0.0	0.0	508.0	0.0	-180.0	420.0	0
35	2	1.0493	0	0.0	0.0	650.0	0.0	-240.0	560.0	0
36	2	1.0322	0	0.0	0.0	560.0	0.0	-210.0	490.0	0
37	2	1.0299	0	0.0	0.0	540.0	0.0	-210.0	490.0	0
38	2	1.0265	0	0.0	0.0	250.0	0.0	-300.0	700.0	0
39	2	1.0300	0	1104.0	250.0	200.0	0.0	-3000.0	7000.0	0
*40	2	1	0	0.0	0.0	600.0	0.0	-150.0	-150.0	150
*41	2	1	0	0.0	0.0	600.0	0.0	-150.0	-150.0	150

\*Generadores eólicos.

Código: 0 buses de carga, 1 bus oscilante, 2 buses de generación

*Tabla A.4: Datos de líneas y transformadores sistema de 39 nodos modificado*

Bus		R (pu)	X (pu)	B/2 (pu)	tap (pu)
De	Bus Para				
1	2	0.0035	0.0411	0.6987	1
1	39	0.001	0.025	0.75	1
2	3	0.0013	0.0151	0.2572	1
2	25	0.007	0.0086	0.146	1
3	4	0.0013	0.0213	0.2214	1
3	18	0.0011	0.0133	0.2138	1
4	5	0.0008	0.0128	0.1342	1
4	14	0.0008	0.0129	0.1382	1
5	6	0.0002	0.0026	0.0434	1
5	8	0.0008	0.0112	0.1476	1
6	7	0.0006	0.0092	0.113	1
6	11	0.0007	0.0082	0.1389	1
7	8	0.0004	0.0046	0.078	1
8	9	0.0023	0.0363	0.3804	1
9	39	0.001	0.025	1.2	1
10	11	0.0004	0.0043	0.0729	1
10	13	0.0004	0.0043	0.0729	1

13	14	0.0009	0.0101	0.1723	1
14	15	0.0018	0.0217	0.366	1
15	16	0.0009	0.0094	0.171	1
16	17	0.0007	0.0089	0.1342	1
16	19	0.0016	0.0195	0.304	1
16	21	0.0008	0.0135	0.2548	1
16	24	0.0003	0.0059	0.068	1
17	18	0.0007	0.0082	0.1319	1
17	27	0.0013	0.0173	0.3216	1
21	22	0.0008	0.014	0.2565	1
22	23	0.0006	0.0096	0.1846	1
23	24	0.0022	0.035	0.361	1
25	26	0.0032	0.0323	0.513	1
26	27	0.0014	0.0147	0.2396	1
26	28	0.0043	0.0474	0.7802	1
26	29	0.0057	0.0625	1.029	1
28	29	0.0014	0.0151	0.249	1
2	30	0	0.0181	0	1.025
6	31	0	0.025	0	1.070
10	32	0	0.02	0	1.070
11	12	0.0016	0.0435	0	1.006
12	13	0.0016	0.0435	0	1.006
19	20	0.0007	0.0138	0	1.060
19	33	0.0007	0.0142	0	1.070
20	34	0.0009	0.018	0	1.009
22	35	0	0.0143	0	1.025
23	36	0.0005	0.0272	0	1.000
23	40	0.0007	0.0142	0	1.025
25	37	0.0006	0.0232	0	1.025
25	41	0.0007	0.0142	0	1.025
29	38	0.0008	0.0156	0	1.025

## Apéndice B. Análisis paramétrico.

Para el observar el efecto de las variables que intervienen en la respuesta primaria de frecuencia se utilizarán los modelos de la sección 2.2 con los parámetros de la tabla B.1.

### B.1. Inercia del sistema.

Debido a que los controles tienen un retardo de tiempo la inercia es la que define el comportamiento inicial de la frecuencia.

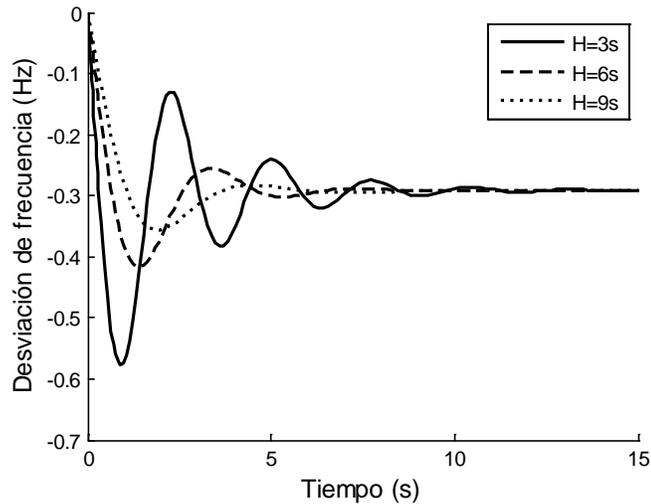


Figura B.1: Respuesta de la frecuencia ante diferentes constantes de inercia H.

En la figura B.1 que puede observar que conforme el sistema tiene menos inercia la respuesta de la frecuencia es más oscilatoria para un mismo disturbio, a pesar de que la frecuencia de estado estable es la misma. Cuando la inercia es baja, la frecuencia del sistema presenta: mayor variación de amplitud, mayor tiempo de asentamiento y el tiempo al cual se presenta el mínimo de frecuencia es menor; además la tasa de cambio de la frecuencia (rocof, por sus siglas en inglés) luego de que ocurre el disturbio presenta una amplitud mayor.

### B.2 Potencia de disturbio.

La potencia de disturbio es un cambio súbito de potencia que puede estar asociado a una conexión o desconexión de carga o pérdida de

generación. En la figura B.2, se muestra una conexión de carga o un disparo de generación ya que se presenta bajas frecuencias debido al déficit de potencia. Se analizan diferentes magnitudes de potencia de disturbio.

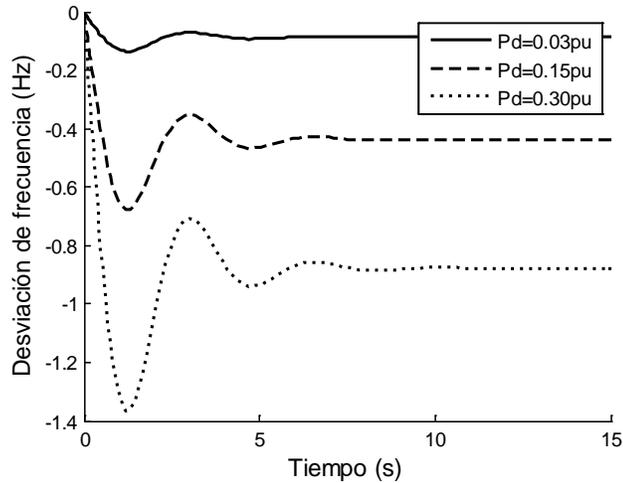


Figura B.2 Respuesta de la frecuencia ante diferentes potencias de disturbio Pd.

En la figura B.2 se observa que conforme mayor es el disturbio de potencia activa mayor es la desviación que se presentan en la frecuencia transitoria y de estado estable respecto a la frecuencia nominal.

### B.3 Característica de regulación

El coeficiente  $1/R$  se puede interpretar como un coeficiente de sensibilidad que relaciona los cambios de potencia con los cambios de frecuencia. Entre menor sea el valor de  $R$  mayor ganancia que entra al lazo de control y por lo tanto mayor sensibilidad a los cambios de frecuencia.

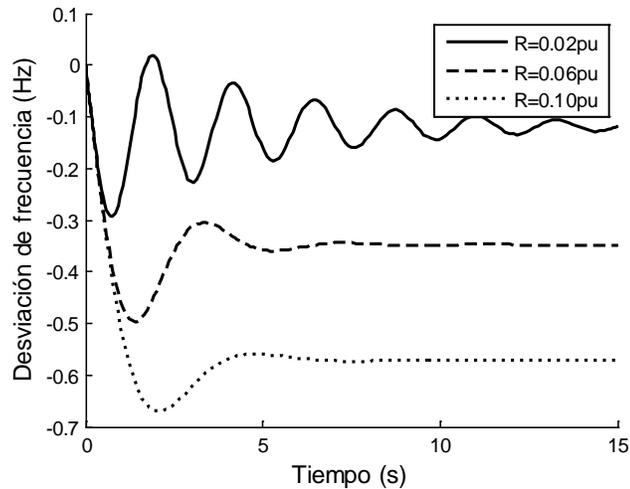


Figura B.3: Efecto de la característica de regulación en la frecuencia.

En la figura B.3 se muestra que la regulación tiene efectos en la respuesta transitoria y de estado estable de la frecuencia. Algunos aspectos que se observan del análisis de la variación de la regulación son los siguientes:

La regulación baja, respuestas más oscilatorias.

La desviación de frecuencia de estado estable es menor conforme la regulación es menor.

Si se tiene una regulación alta (pobre) la respuesta es más estable y lenta.

Los tiempos en los cuales se presenta los valores mínimos de la respuesta aumentan conforme la regulación aumenta.

#### B.4 Efecto de la carga.

La carga tiene un efecto contrario al cambio de frecuencia lo cual mejora la respuesta conforme su valor es mayor. En la figura B.4 se observa que el amortiguamiento de la carga más pequeño  $D=0.75$  presenta el valor mínimo de frecuencia y el valor de estado estable menor por lo tanto la respuesta más pobre de las tres condiciones.

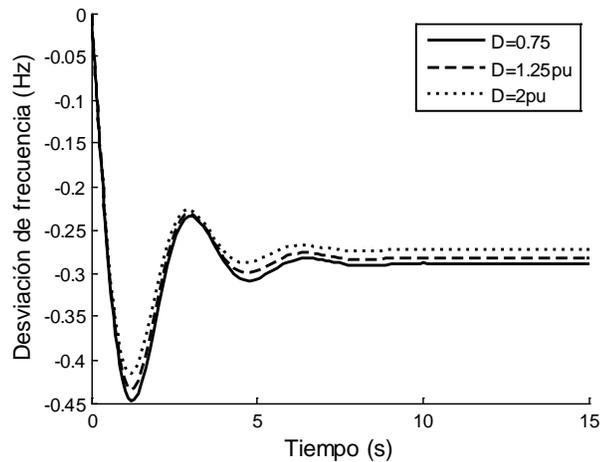


Figura B.4: Efecto del amortiguamiento de la carga en la repuesta de la frecuencia del sistema

### B.5 Efecto de las constantes de tiempo del gobernador y la turbina.

Las constantes de tiempo del gobernador y la turbina tienen un efecto importante en la respuesta dinámica de la frecuencia (figura B.5). La frecuencia de estado estable y la razón de cambio de la frecuencia luego del disturbio no presentan variación.

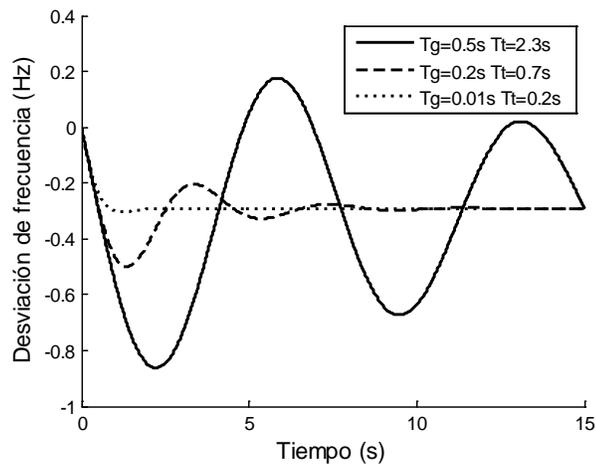


Figura B.5 Efecto de las constantes de tiempo en la repuesta de la frecuencia del sistema

Los sistemas turbina gobernador rápidos (constantes de tiempo bajas) presentan una respuesta muy amortiguada. Conforme se aumentan las

constantes de tiempo las oscilaciones empiezan a ser mayores (ver figura B.5). Esto se produce debido a que las constantes de tiempo altas producen desfases entre la entrada y la salida de la función de transferencia que incluso puede causar inestabilidad.

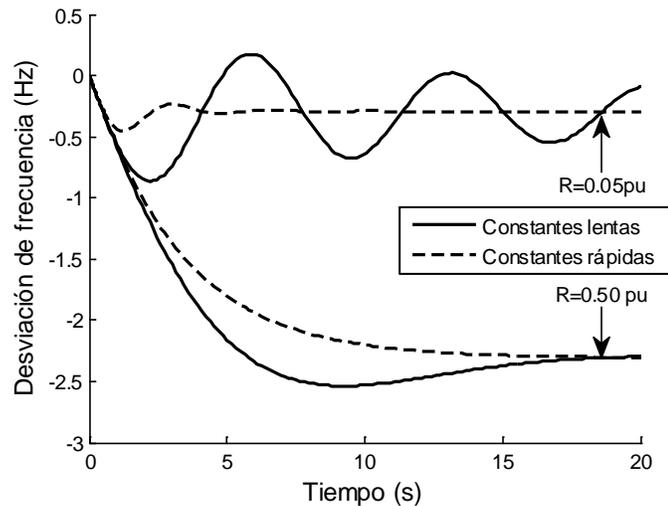


Figura B.6 Efecto conjunto constantes de tiempo gobernador turbina con la característica de regulación.

En la figura B.6 se muestra el efecto combinado de la característica de regulación con cambios en las constantes de tiempo. Se puede observar que si la característica de regulación es alta  $R=0.50$  pu la respuesta es muy lenta y el efecto de las constantes de tiempo no es importante para el control de frecuencia. Sin embargo cuando la regulación es baja  $R=0.05$  pu el efecto de las constantes de tiempo de la turbina afecta el comportamiento dinámico de la frecuencia.

### B.6 Tipos de turbinas

En la figura B.7 se muestran las respuestas de los diferentes tipos de turbinas ante disturbios de pérdida de generación u aumento de carga. Las turbinas sin recalentamiento poseen una respuesta rápida lo que les permite realizar un mejor control de frecuencia. Las etapas de recalentamiento producen retardos en la respuesta de la turbina con recalentamiento por este motivo la respuesta es más lenta que la turbina sin recalentamiento. Las turbinas hidro son las más lentas lo que implica que la frecuencia alcanza

valores muy bajos antes que la acción del gobernador se empieza a hacer notar.

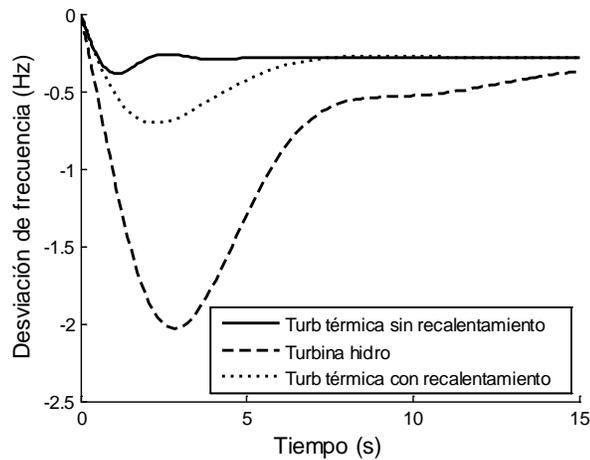


Figura B.7: Efecto del tipo de turbina en la repuesta de la frecuencia del sistema

En la figura B.8 se muestra que la potencia mecánica de la turbinas hidro empeoran el déficit de potencia en los primeros segundos luego del disturbio además su respuesta es más lenta. La turbina sin recalentamiento tiene la respuesta más rápida de entrega de potencia mecánica ante disturbios.

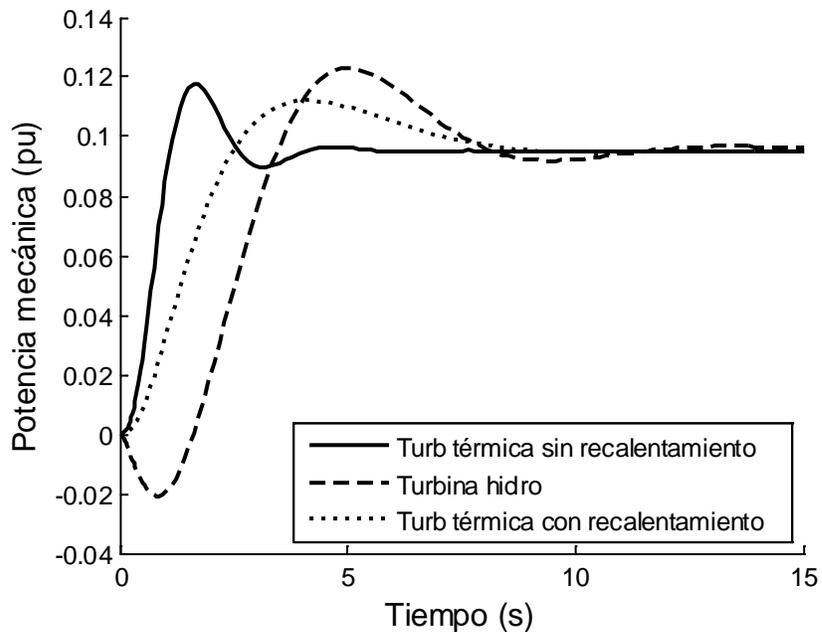


Figura B.8: Potencia mecánica entregada por los diferentes tipos de turbinas.

## B.7 Sistema multi área

El sistema a simular consta de 3 áreas (ver figura B.9), para la simulación se utiliza el diagrama de bloques de la figura 2.16 y los valores de los parámetros de simulación se presentan en la tabla B.1.

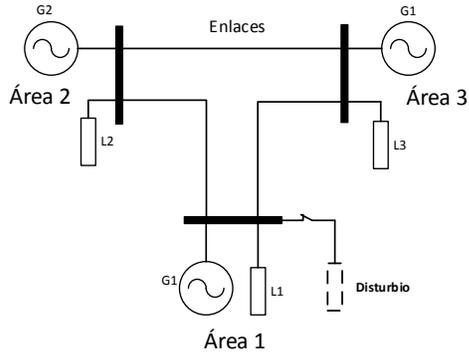


Figura B.9: Sistema 3 áreas unido por 3 enlaces, disturbio área 1.

Para este caso de simulación se analizan tres áreas con los mismos parámetros y las mismas reactancias en los enlaces. Al aplicar un disturbio en el área 1, esta área presenta la mayor afectación y las áreas 2 y 3 presentan coherencia entre si y oscilan contra el área 1 (ver figura B.10).

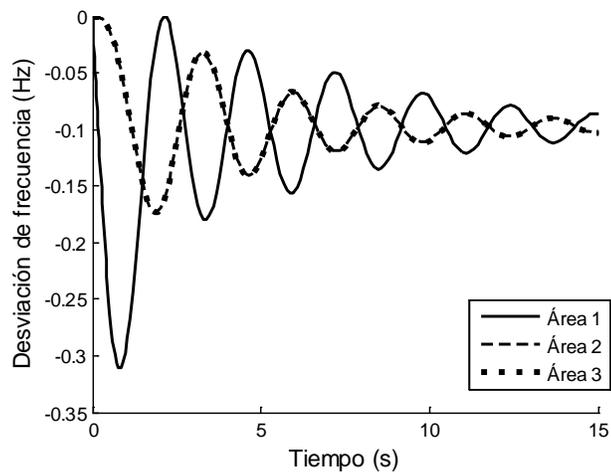


Figura B.10: Frecuencia de las diferentes áreas para un disturbio en el área 1, enlaces iguales.

En la figura B.10 se muestra que existe una relación entre la ubicación de la falla y los valores de frecuencia, ya que el área de mayor afectación es la más cercana al disturbio, los otros dos enlaces de transmisión brindan soporte al área 1 pero su afectación en frecuencia es menor. Esto ocurre de esta forma por efecto de la red donde todas las reactancias de los enlaces son iguales.

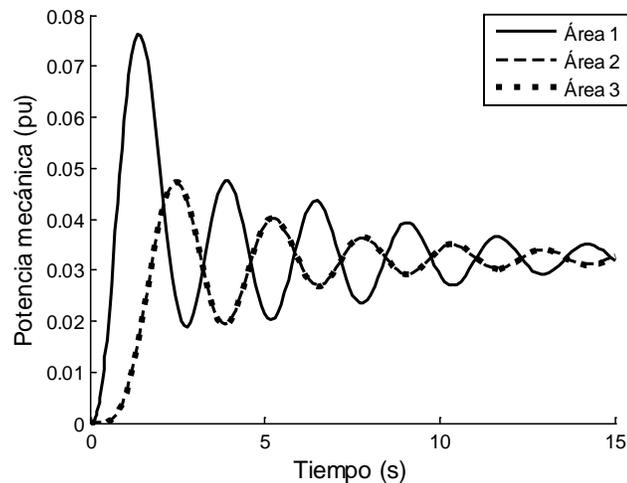


Figura B.11: Potencia mecánica para un disturbio en el área 1, enlaces iguales

En la figura B.11 se muestra que las máquinas del área más cercana al disturbio se encargan de aportar mayor potencia mecánica para contrarrestar el disturbio. Todas las máquinas y gobernadores tienen los mismos parámetros por lo tanto lo que determina el comportamiento es la red.

El enlace 2-3 se queda sin trasegar potencia (ver figura B.12) debido a que los enlaces 1-2 y 1-3 llevan la potencia de las áreas de las área 2 y 3 hacia el área 1 por la ruta de menor impedancia, ya que las impedancias de los tres enlaces son iguales.

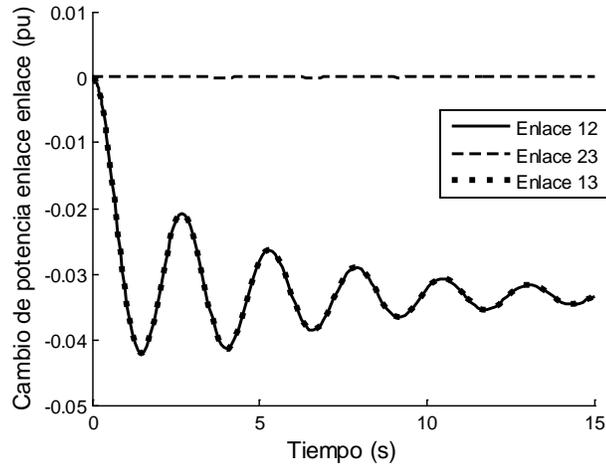


Figura B.12 Potencia por los enlaces para un disturbio en área 1, enlaces iguales.

Para visualizar el efecto de las distancias eléctricas al disturbio se modificaron los enlaces a los siguiente valor  $T_{12}=10$ ,  $T_{23}=25$ ,  $T_{13}=40$ ; los resultados se muestran en la figura B.13.

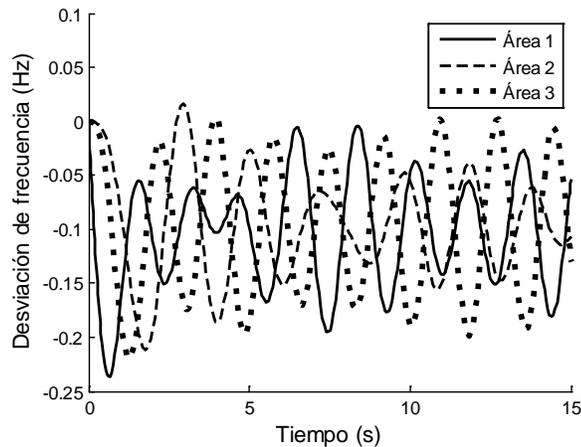


Figura B.13 Desviación de frecuencia para un disturbio en el área 1, enlaces con diferentes valores.

En la figura B.13 se muestra una mayor afectación del área 1 donde ocurrió el disturbio y se observa analizando las figuras B.12 y B.13 que los enlaces forman parte de la definición de coherencia de las áreas.

Para el caso cuando los enlaces tienen diferentes reactancias, todos los enlaces presentan flujos (ver figura B.14) y las mayores oscilaciones se

presentaron en los enlaces con menor reactancia o mayor  $T_{ij}$  (torque sincronizante).

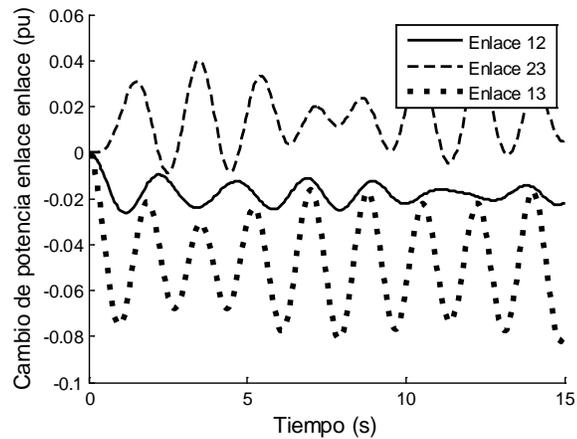


Figura B.14 Potencia por los enlaces para un disturbio en área 1, enlaces iguales.

Debido a la cercanía que tuvieron las frecuencias mínimas de la figura B.13 se probó el efecto de empeorar la respuesta en frecuencia de todos los parámetros para determinar si es posible que las frecuencias de las áreas donde no ocurrió el disturbio superen la frecuencia mínima del área donde ocurrió el disturbio.

Para la simulación de la figura B.15 se le asigna a cada área parámetros diferentes tratando de asignar peores respuestas en frecuencia a las área 2 y 3 respecto a la 1 con el fin de observar si la ubicación del disturbio es el factor que mayor mente impacta en el valor de mínima frecuencia. Se observa en la figura B.15 que hay posibilidad que otras áreas dependiendo de los enlaces y los parámetros de los controles y la máquina pueden tener respuestas peores a las barras vecinas al disturbio. Por lo tanto no se puede concluir que la peor afectación en siempre se presenta en el área donde ocurrió el disturbio pero si existe una relación de manera general.

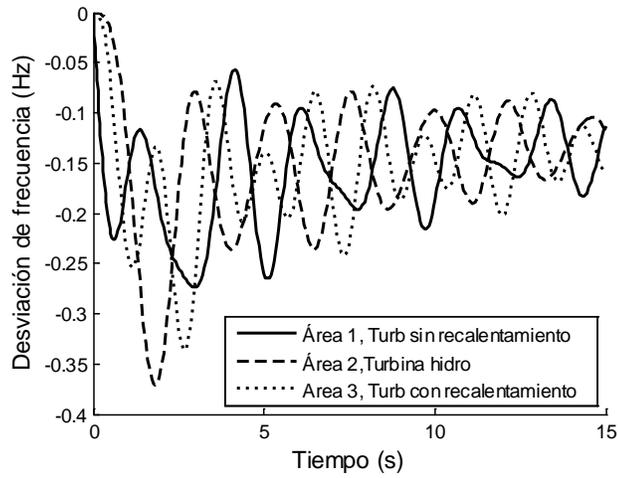


Figura B.15: Desviación de frecuencia para un disturbio en el área 1.

Los parámetros de simulación de los casos anteriores se presentan en la tabla B.1.

Tabla B.1 Parámetros para la sección de simulación de sensibilización de parámetros.

Caso de evaluación	H [s]	Pd [pu]	R [pu]	D [pu]	Tg [s]	Térmica		Hidro		recalentamiento		Enlace	
						Tt[s]	Tr[s]	Tw[s]	Rt[pu]	TR[s]	K1	K2	Tij[pu]
Inercia	3	0.1	0.05	0.6	0.2	0.5							
	6	0.1	0.05	0.6	0.2	0.5							
	9	0.1	0.05	0.6	0.2	0.5							
Potencia de disturbio	5	0.03	0.05	0.6	0.2	0.5							
	5	0.15	0.05	0.6	0.2	0.5							
	5	0.3	0.05	0.6	0.2	0.5							
Característica de regulación	5	0.1	0.02	0.6	0.2	0.5							
	5	0.1	0.06	0.6	0.2	0.5							
	5	0.1	0.1	0.6	0.2	0.5							
Amortiguamiento de la carga	5	0.1	0.05	0.75	0.2	0.5							
	5	0.1	0.05	1.25	0.2	0.5							
	5	0.1	0.05	2	0.2	0.5							
Constantes de tiempo	5	0.1	0.05	0.6	0.5	2.3							
	5	0.1	0.05	0.6	0.2	0.7							
	5	0.1	0.05	0.6	0.01	0.2							
Constantes de tiempo y regulación	5	0.1	0.05	0.6	0.5	2.3							
	5	0.1	0.05	0.6	0.2	0.5							
	5	0.1	0.5	0.6	0.5	2.3							
	5	0.1	0.5	0.6	0.2	0.5							
Tipos de turbinas	5	0.1	0.05	1	0.2	0.3							
	3	0.1	0.05	1	0.2	-	5	1	0.38				
	5	0.1	0.05	1	0.2	0.3			7		0.3	0.7	
Tres áreas enlaces iguales	5	0.1	0.05	0.6	0.2	0.5						T12=10	
	5	0	0.05	0.6	0.2	0.5						T23=10	
	5	0	0.05	0.6	0.2	0.5						T13=10	
Tres áreas enlaces diferentes	5	0.1	0.05	0.6	0.2	0.5						T12=10	
	5	0	0.05	0.6	0.2	0.5						T23=25	
	5	0	0.05	0.6	0.2	0.5						T13=40	
Tipos de turbinas enlaces diferentes	5	0.1	0.05	1	0.2	0.3						T12=10	
	4	0	0.05	1	0.2	-	5	1	0.38			T23=25	
	3	0	0.07	1	0.2	0.3			7		0.3	0.7	T13=40

## Apéndice C. Datos para el despacho económico

Tabla C.1 Datos de costo de generadores cuadráticos basado en [35]. Sistema de 9 nodos

Unidad	Pmin (MW)	Pmax (MW)	a (\$/MW <sup>2</sup> h)	b (\$/MWh)	c (\$/h)	Costo de encendido (\$)	Rampa subida (MW/h)	Rampa bajada (MW/h)
1	0	247	0.00623	18	217.9	68	100	120
2	0	192	0.00612	18.1	218.3	68	80	100
3	0	128	0.00598	18.2	218.8	68	55	78

Tabla C.2 Transformación de costos linealizados. Sistema de 9 nodos

Unidad	Pmin (MW)	Pmax (MW)	n1c (\$)	mc1 (\$/MWh)	mc2 (\$/MWh)	mc3 (\$/MWh)	e1 (MW)	e2 (MW)
1	0	247	217.8950	18.5129	19.5388	20.5647	82.3	164.7
2	0	192	218.3350	18.4917	19.2750	20.0584	64.0	128.0
3	0	128	218.7750	18.4551	18.9654	19.4757	42.7	85.3

Tabla C.3: Costo de reserva de regulación [31]

Hora	Costo (\$/MWh)	Hora	Costo (\$/MWh)	Hora	Costo (\$/MWh)
0	16	8	19	16	17
1	11	9	14	17	17
2	12	10	13	18	20
3	12	11	14	19	21
4	11	12	14	20	18
5	12	13	13	21	17
6	12	14	13	22	17
7	16	15	17	23	17

Tabla C.4: Costos de reserva rodante [31]

	Costo		Costo		Costo	
Hora	(\$/MWh)	Hora	(\$/MWh)	Hora	(\$/MWh)	
0	2	8	5	16	7	
1	1	9	7	17	8	
2	1	10	7	18	11	
3	1	11	7	19	12	
4	1	12	8	20	10	
5	1	13	7	21	8	
6	1	14	5	22	7	
7	2	15	6	23	7	

Los datos de las dos tablas C.3 y C.4 se muestran de manera gráfica en la figura C1. Estos datos de costos se utilizan en los 2 sistemas de prueba.

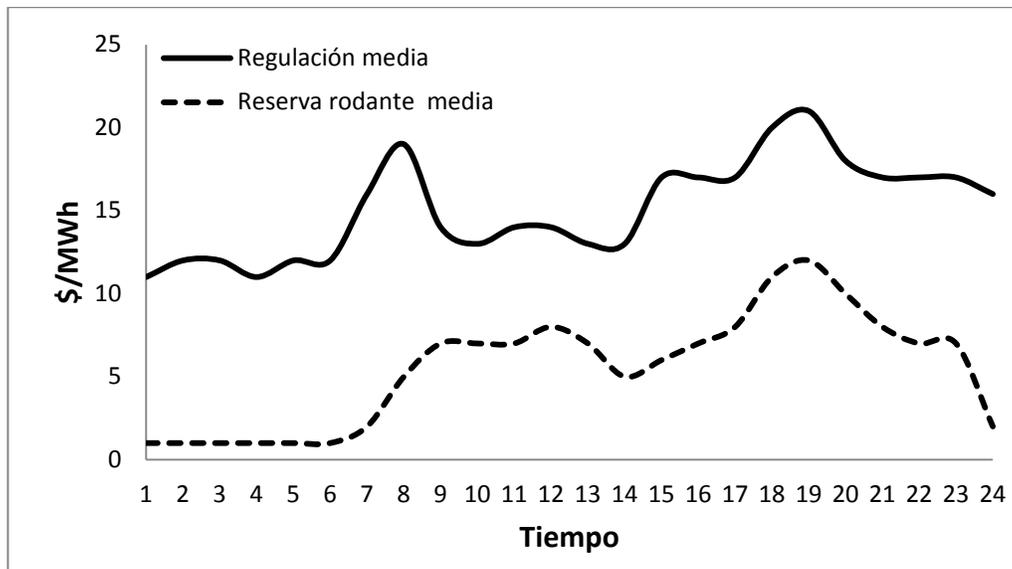


Figura C.1: Variación horaria de los costos de reserva de regulación y reserva rodante. [31]

Tabla C.5: Demanda diaria en intervalos de 15 minutos. Sistema de 9 nodos

<b>Hora</b>	<b>Demanda (MW)</b>						
00:15	205.81	06:15	241.8	12:15	316.4	18:15	322.8
00:30	202.33	06:30	248.7	12:30	311.7	18:30	325.7
00:45	201.08	06:45	254.1	12:45	321.6	18:45	323.3
01:00	198.94	07:00	258.6	13:00	320.4	19:00	320.7
01:15	196.48	07:15	267.5	13:15	315.6	19:15	316.2
01:30	194.85	07:30	270.1	13:30	314.4	19:30	314.1
01:45	192.47	07:45	275.7	13:45	318.2	19:45	306.8
02:00	191.06	08:00	275.2	14:00	316.0	20:00	300.6
02:15	191.97	08:15	281.4	14:15	314.7	20:15	304.7
02:30	191.97	08:30	286.7	14:30	314.4	20:30	302.7
02:45	190.86	08:45	289.0	14:45	315.0	20:45	297.5
03:00	190.95	09:00	291.0	15:00	313.3	21:00	290.3
03:15	191.15	09:15	292.9	15:15	309.8	21:15	282.1
03:30	192.07	09:30	295.6	15:30	309.6	21:30	274.4
03:45	194.94	09:45	297.6	15:45	299.8	21:45	266.8
04:00	197.81	10:00	291.8	16:00	299.3	22:00	256.0
04:15	205.0	10:15	296.3	16:15	294.9	22:15	246.1
04:30	211.8	10:30	299.5	16:30	292.6	22:30	238.6
04:45	215.1	10:45	304.2	16:45	292.4	22:45	235.2
05:00	220.7	11:00	304.0	17:00	283.1	23:00	226.5
05:15	227.0	11:15	310.4	17:15	280.7	23:15	222.2
05:30	229.2	11:30	316.6	17:30	285.8	23:30	217.0
05:45	226.1	11:45	319.1	17:45	296.5	23:45	213.2
06:00	225.2	12:00	317.8	18:00	315.0	00:00	208.2

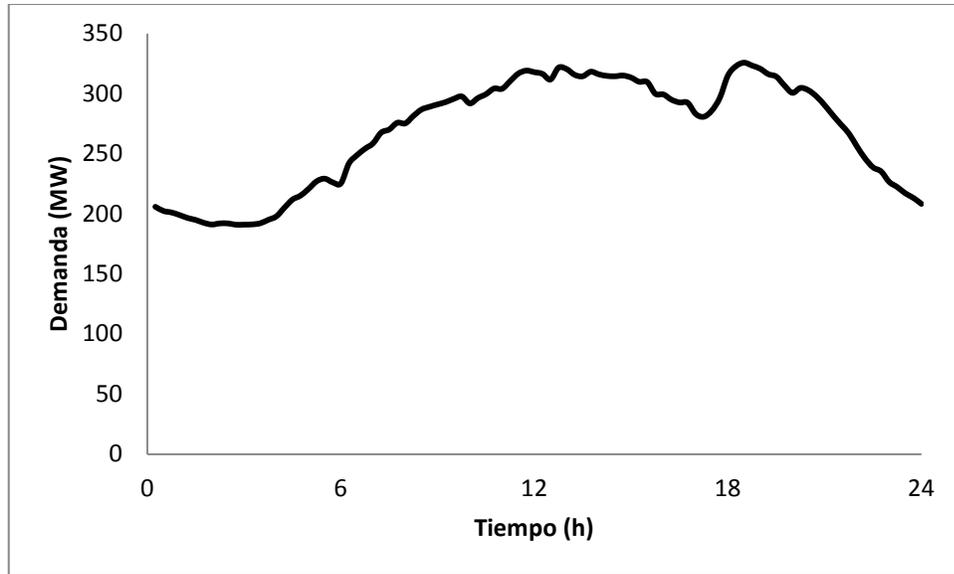


Figura C.2: Curva de demanda sistema IEEE 9 buses

Tabla C.6: Generación eólica diaria en intervalos de 15 minutos. Sistema de 9 nodos

Hora	Pw (MW)						
00:15	32.1	06:15	41.2	12:15	32.0	18:15	23.4
00:30	31.6	06:30	32.1	12:30	34.0	18:30	25.9
00:45	34.4	06:45	27.5	12:45	33.4	18:45	32.5
01:00	40.2	07:00	30.0	13:00	38.3	19:00	34.3
01:15	30.3	07:15	38.3	13:15	42.7	19:15	34.6
01:30	29.4	07:30	34.2	13:30	43.2	19:30	35.9
01:45	32.3	07:45	33.5	13:45	44.2	19:45	36.4
02:00	29.6	08:00	35.7	14:00	45.0	20:00	36.5
02:15	31.9	08:15	31.9	14:15	42.4	20:15	33.9
02:30	33.7	08:30	36.4	14:30	42.5	20:30	36.4
02:45	36.0	08:45	30.0	14:45	36.4	20:45	36.9
03:00	33.6	09:00	23.6	15:00	32.2	21:00	33.4
03:15	37.4	09:15	21.3	15:15	34.3	21:15	30.1
03:30	38.2	09:30	25.9	15:30	40.5	21:30	26.9
03:45	38.3	09:45	30.4	15:45	44.6	21:45	25.9

04:00	38.9	10:00	26.8	16:00	44.2	22:00	21.3
04:15	29.6	10:15	17.2	16:15	44.1	22:15	30.0
04:30	37.5	10:30	19.2	16:30	44.4	22:30	25.4
04:45	37.9	10:45	29.7	16:45	45.0	22:45	25.6
05:00	40.6	11:00	29.4	17:00	43.5	23:00	28.1
05:15	40.3	11:15	27.9	17:15	33.8	23:15	27.4
05:30	39.8	11:30	31.8	17:30	34.1	23:30	28.2
05:45	42.7	11:45	32.1	17:45	33.0	23:45	27.7
06:00	42.7	12:00	36.7	18:00	23.8	00:00	23.5

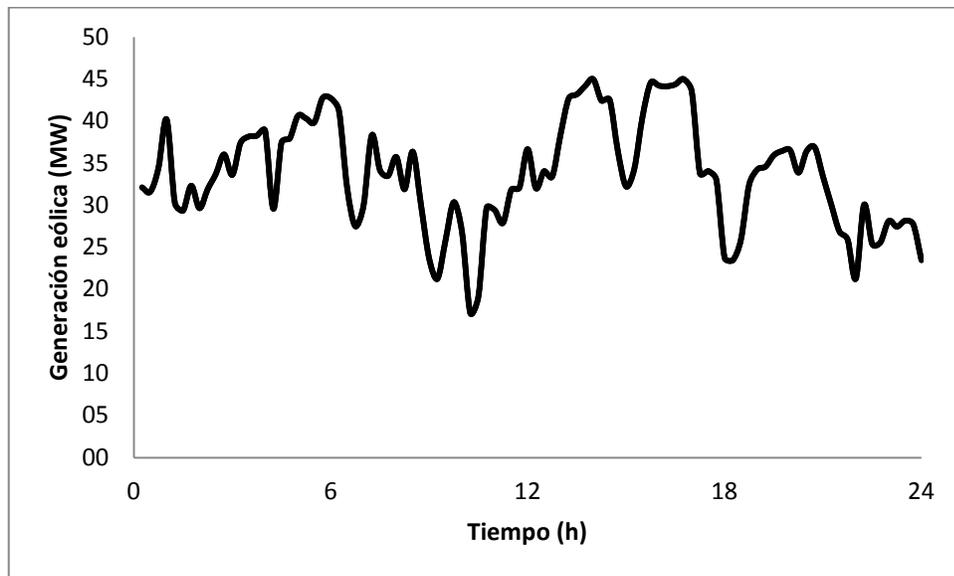


Figura C.3: Generación eólica sistema IEEE 9 buses.

Tabla C.7: Demanda diaria en intervalos de 15 minutos. Sistema de 39 nodos

Hora	Demanda (MW)						
00:15	5486.6	06:15	5184.2	12:15	6755.9	18:15	5995.3
00:30	5413.6	06:30	5347.2	12:30	6738.6	18:30	6026.2
00:45	5325.8	06:45	5536.7	12:45	6729.8	18:45	6117.1
01:00	5226	07:00	5747.8	13:00	6727.8	19:00	6256.2
01:15	5126.8	07:15	5953	13:15	6719	19:15	6409
01:30	5040	07:30	6128	13:30	6692.8	19:30	6535.8

01:45	4968.7	07:45	6265.3	13:45	6644.8	19:45	6629.9
02:00	4909.8	08:00	6372.4	14:00	6579.2	20:00	6698.2
02:15	4862.7	08:15	6459.1	14:15	6508.6	20:15	6737.5
02:30	4821.8	08:30	6543.2	14:30	6447.6	20:30	6756.4
02:45	4788.8	08:45	6624.4	14:45	6398.5	20:45	6749.9
03:00	4768.4	09:00	6703.2	15:00	6358.8	21:00	6723
03:15	4752.9	09:15	6769.7	15:15	6324.9	21:15	6673.8
03:30	4740.6	09:30	6819	15:30	6290	21:30	6608.8
03:45	4732.1	09:45	6846.8	15:45	6254.4	21:45	6524.1
04:00	4726.8	10:00	6857.4	16:00	6218	22:00	6423.6
04:15	4726.1	10:15	6856.6	16:15	6184.8	22:15	6309.3
04:30	4729.8	10:30	6854.8	16:30	6158	22:30	6188.6
04:45	4739	10:45	6851.5	16:45	6138.6	22:45	6059.9
05:00	4752.8	11:00	6847	17:00	6125.4	23:00	5924.6
05:15	4784.8	11:15	6838.7	17:15	6110.8	23:15	5799.3
05:30	4841.6	11:30	6825.2	17:30	6087.8	23:30	5696
05:45	4929.5	11:45	6805.3	17:45	6054.3	23:45	5620.3
06:00	5042.6	12:00	6780	18:00	6012.4	00:00	5487.68

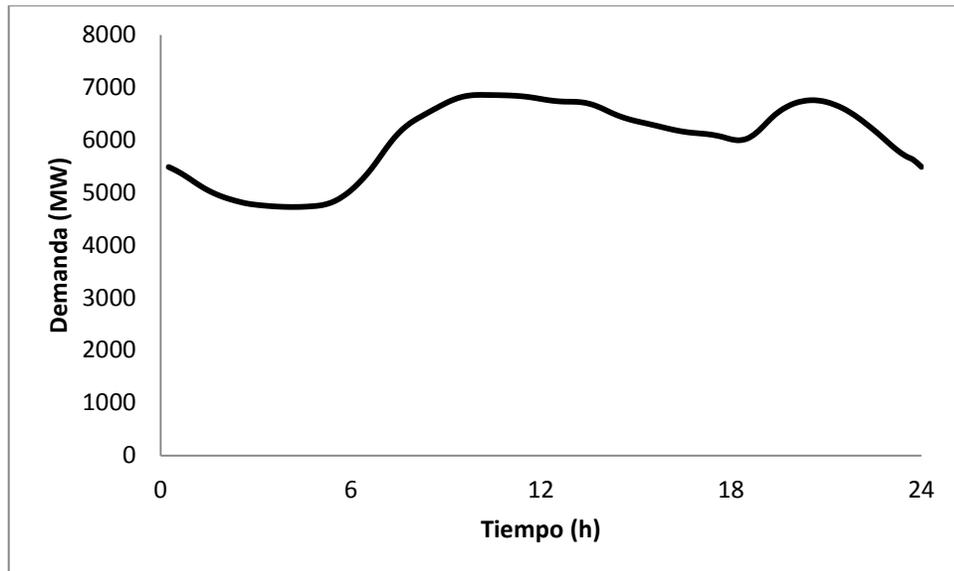


Figura C.4: Curva de demande sistema IEEE 39 buses.

Tabla C.8: Generación eólica diaria en intervalos de 15 minutos. Sistema de 39 nodos

<b>Hora</b>	<b>Pw1 (MW)</b>	<b>Pw2 (MW)</b>	<b>Pw total (MW)</b>	<b>Hora</b>	<b>Pw1 (MW)</b>	<b>Pw2 (MW)</b>	<b>Pw total (MW)</b>
00:15	437.0	548.5	985.6	12:15	501.6	457.8	959.4
00:30	481.1	584.5	1065.6	12:30	481.7	455.9	937.6
00:45	355.1	490.2	845.4	12:45	441.2	335.2	776.4
01:00	374.1	480.8	854.9	13:00	447.4	343.5	791.0
01:15	342.7	446.5	789.2	13:15	495.1	448.5	943.7
01:30	388.7	570.6	959.4	13:30	511.8	442.0	953.8
01:45	423.3	579.9	1003.2	13:45	532.6	413.3	945.8
02:00	439.0	546.2	985.1	14:00	514.8	408.9	923.7
02:15	532.1	563.2	1095.3	14:15	526.1	333.1	859.2
02:30	422.6	594.2	1016.8	14:30	548.9	362.5	911.4
02:45	423.8	548.3	972.1	14:45	514.6	339.4	854.0
03:00	479.2	575.9	1055.1	15:00	550.2	319.5	869.7
03:15	531.2	578.5	1109.7	15:15	415.2	364.5	779.7
03:30	456.7	596.9	1053.6	15:30	539.3	411.8	951.1
03:45	449.1	564.9	1013.9	15:45	511.3	274.8	786.1
04:00	411.4	581.4	992.8	16:00	458.8	390.8	849.6
04:15	433.1	538.7	971.8	16:15	492.8	481.6	974.4
04:30	427.9	578.4	1006.3	16:30	521.9	496.5	1018.4
04:45	508.2	547.8	1056.0	16:45	477.6	534.9	1012.5
05:00	494.9	593.7	1088.6	17:00	500.1	483.3	983.4
05:15	496.6	523.0	1019.6	17:15	498.9	515.6	1014.5
05:30	532.2	560.7	1092.9	17:30	546.4	523.9	1070.2
05:45	501.9	434.9	936.8	17:45	478.5	581.6	1060.1
06:00	507.4	467.2	974.6	18:00	463.1	534.7	997.8
06:15	472.5	496.6	969.0	18:15	496.8	535.7	1032.5
06:30	377.2	459.4	836.6	18:30	487.3	573.2	1060.5
06:45	420.5	544.8	965.3	18:45	471.2	560.2	1031.4
07:00	453.6	577.7	1031.3	19:00	531.1	545.0	1076.1
07:15	453.9	554.4	1008.4	19:15	534.9	552.4	1087.3
07:30	417.9	574.5	992.4	19:30	527.9	505.7	1033.6
07:45	372.8	519.6	892.4	19:45	538.0	532.0	1070.0
08:00	452.3	543.3	995.6	20:00	507.8	579.4	1087.2
08:15	440.7	540.4	981.1	20:15	532.7	517.3	1050.0
08:30	511.0	560.4	1071.4	20:30	515.5	582.6	1098.1

08:45	417.9	491.6	909.5	20:45	517.2	571.0	1088.2
09:00	179.8	485.4	665.3	21:00	487.6	468.6	956.2
09:15	419.4	578.6	998.0	21:15	452.2	540.7	993.0
09:30	422.6	475.0	897.6	21:30	454.5	593.0	1047.5
09:45	437.4	521.0	958.4	21:45	441.9	541.4	983.4
10:00	274.7	487.3	762.0	22:00	417.1	580.6	997.7
10:15	427.0	499.5	926.5	22:15	272.5	587.8	860.2
10:30	506.4	482.8	989.2	22:30	279.9	579.4	859.4
10:45	519.5	487.5	1007.0	22:45	373.2	585.0	958.2
11:00	458.3	448.3	906.6	23:00	404.2	571.9	976.1
11:15	408.6	438.0	846.6	23:15	265.5	510.3	775.9
11:30	305.0	412.5	717.5	23:30	311.5	549.3	860.8
11:45	390.1	384.4	774.6	23:45	351.6	523.4	874.9
12:00	448.5	466.9	915.5	00:00	185.0	550.2	735.2

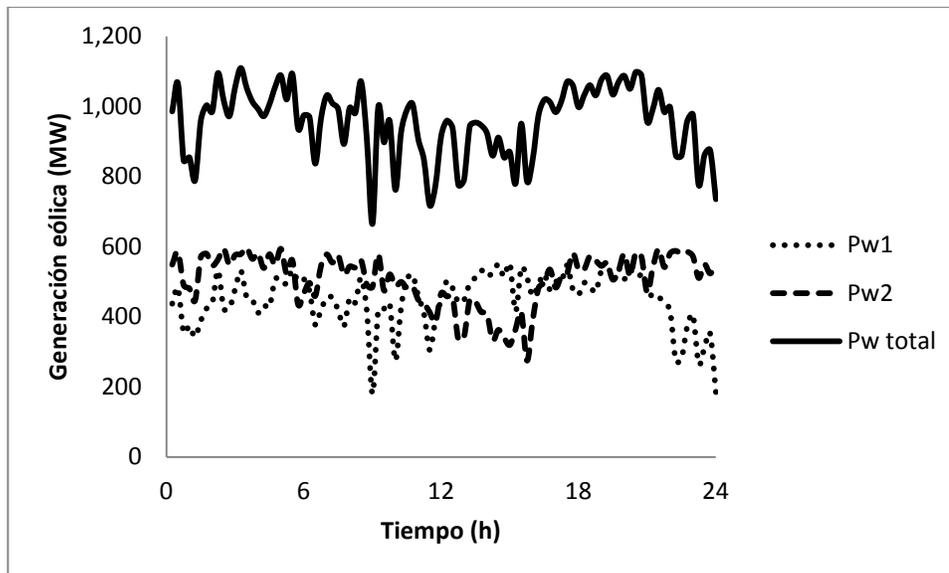


Figura C.4: Generación eólica sistema IEEE 39 buses.

## Apéndice D. Resultados de las simulaciones dinámicas

Tabla D1. Resultado de las simulaciones para sistema de 9 nodos.

Hora	Maq	$P_{dist}$	$f_{stb}$	$H_{dist}$	$P_{resrv}$	$f_{abs}$	$H_{rt}$	$SR_{abs}$	$SI_f$	$f_{stb}$	$F_p$
		(pu)	(Hz)	(pu s)	(pu)					simu (Hz)	
12:15	G1	0.82	59.55	23.6	1.11	0.30	0.71	0.74	0.50	59.52	58.89
	G2	1.09	59.49	6.4	1.93	0.34	0.19	0.56	0.42	59.28	58.54
	G3	1.00	59.59	3.0	2.49	0.27	0.09	0.40	0.32	59.44	58.90
12:30	G1	0.82	59.55	23.6	1.18	0.30	0.71	0.70	0.50	59.49	58.84
	G2	1.09	59.49	6.4	2.00	0.34	0.19	0.54	0.42	59.27	58.54
	G3	0.93	59.62	3.0	2.49	0.25	0.09	0.38	0.30	59.47	58.97
12:45	G1	0.82	59.55	23.6	1.07	0.30	0.71	0.77	0.51	59.56	58.93
	G2	1.09	59.49	6.4	1.89	0.34	0.19	0.58	0.42	59.30	58.54
	G3	1.04	59.58	3.0	2.49	0.28	0.09	0.42	0.33	59.41	58.86
13:00	G1	0.82	59.55	23.6	1.13	0.30	0.71	0.73	0.50	59.53	58.90
	G2	1.09	59.49	6.4	1.95	0.34	0.19	0.56	0.42	59.28	58.55
	G3	0.98	59.60	3.0	2.49	0.27	0.09	0.40	0.31	59.45	58.92
13:15	G1	0.82	59.55	23.6	1.23	0.30	0.71	0.67	0.50	59.55	58.87
	G2	1.09	59.49	6.4	2.04	0.34	0.19	0.53	0.42	59.29	58.58
	G3	0.89	59.64	3.0	2.49	0.24	0.09	0.36	0.28	59.50	59.02
13:30	G1	0.82	59.55	23.6	1.24	0.30	0.71	0.66	0.50	59.55	58.86
	G2	1.09	59.49	6.4	2.06	0.34	0.19	0.53	0.42	59.29	58.57
	G3	0.87	59.65	3.0	2.49	0.24	0.09	0.35	0.28	59.51	59.04
13:45	G1	0.82	59.55	23.6	1.21	0.30	0.71	0.68	0.50	59.57	58.89
	G2	1.09	59.49	6.4	2.03	0.34	0.19	0.53	0.42	59.29	58.59
	G3	0.90	59.64	3.0	2.49	0.24	0.09	0.36	0.29	59.49	59.01
14:00	G1	0.82	59.55	23.6	1.24	0.30	0.71	0.66	0.49	59.55	58.87
	G2	1.09	59.49	6.4	2.06	0.34	0.19	0.53	0.42	59.29	58.58
	G3	0.87	59.65	3.0	2.49	0.23	0.09	0.35	0.28	59.51	59.04
14:15	G1	0.82	59.55	23.6	1.23	0.30	0.71	0.67	0.50	59.55	58.86
	G2	1.09	59.49	6.4	2.05	0.34	0.19	0.53	0.42	59.29	58.58
	G3	0.88	59.64	3.0	2.49	0.24	0.09	0.35	0.28	59.50	59.02
14:30	G1	0.82	59.55	23.6	1.24	0.30	0.71	0.67	0.50	59.55	58.86
	G2	1.09	59.49	6.4	2.05	0.34	0.19	0.53	0.42	59.29	58.57
	G3	0.88	59.64	3.0	2.49	0.24	0.09	0.35	0.28	59.50	59.03

14:45	G1	1.45	58.69	23.6	0.60	0.87	0.79	2.43	1.23	59.34	58.53
	G2	1.33	59.06	6.4	1.03	0.63	0.21	1.29	0.77	57.01	56.97
	G3	0.00	60.00	0.0	0.00	0.00	0.00		0.00		
15:00	G1	1.40	58.73	23.6	0.45	0.85	0.79	3.15	1.28	59.44	58.77
	G2	1.48	58.95	6.4	1.07	0.70	0.21	1.38	0.84	56.32	56.26
	G3	0.00	60.00	0.0	0.00	0.00	0.00		0.00		
15:15	G1	0.82	59.61	23.6	1.20	0.26	0.71	0.68	0.46	59.47	58.82
	G2	1.09	59.56	6.4	2.02	0.29	0.19	0.54	0.37	59.26	58.54
	G3	0.91	59.50	3.0	2.49	0.34	0.09	0.37	0.37	59.48	58.99
15:30	G1	0.82	59.61	23.6	1.27	0.26	0.71	0.65	0.45	59.43	58.82
	G2	1.09	59.56	6.4	2.08	0.29	0.19	0.52	0.37	59.25	58.54
	G3	0.85	59.53	3.0	2.49	0.31	0.09	0.34	0.35	59.52	59.06
15:45	G1	0.82	59.61	23.6	1.41	0.26	0.71	0.58	0.45	59.36	58.75
	G2	1.04	59.58	6.4	2.18	0.28	0.19	0.48	0.35	59.28	58.59
	G3	0.75	59.58	3.0	2.53	0.28	0.09	0.30	0.31	59.57	59.16
16:00	G1	0.82	59.61	23.6	1.41	0.26	0.71	0.58	0.45	59.36	58.75
	G2	1.04	59.58	6.4	2.18	0.28	0.19	0.48	0.35	59.28	58.59
	G3	0.75	59.58	3.0	2.53	0.28	0.09	0.30	0.31	59.57	59.16
16:15	G1	0.82	59.61	23.6	1.45	0.26	0.71	0.57	0.44	59.35	58.73
	G2	0.99	59.60	6.4	2.18	0.27	0.19	0.46	0.34	59.31	58.65
	G3	0.75	59.58	3.0	2.58	0.28	0.09	0.29	0.31	59.57	59.15
16:30	G1	0.82	59.61	23.6	1.48	0.26	0.71	0.56	0.44	59.35	58.72
	G2	0.97	59.61	6.4	2.18	0.26	0.19	0.44	0.33	59.33	58.69
	G3	0.75	59.58	3.0	2.60	0.28	0.09	0.29	0.31	59.57	59.15
16:45	G1	0.82	59.61	23.6	1.49	0.26	0.71	0.55	0.44	59.35	58.72
	G2	0.96	59.61	6.4	2.18	0.26	0.19	0.44	0.33	59.34	58.70
	G3	0.75	59.58	3.0	2.61	0.28	0.09	0.29	0.31	59.57	59.15
17:00	G1	0.82	59.61	23.6	1.57	0.26	0.71	0.52	0.44	59.31	58.64
	G2	0.88	59.64	6.4	2.18	0.24	0.19	0.40	0.30	59.39	58.80
	G3	0.75	59.58	3.0	2.69	0.28	0.09	0.28	0.31	59.57	59.15
17:15	G1	0.82	59.61	23.6	1.50	0.26	0.71	0.55	0.44	59.31	58.62
	G2	0.95	59.62	6.4	2.18	0.26	0.19	0.44	0.33	59.34	58.69
	G3	0.75	59.58	3.0	2.62	0.28	0.09	0.29	0.31	59.57	59.15
17:30	G1	0.82	59.61	23.6	1.45	0.26	0.71	0.57	0.44	59.32	58.65
	G2	1.00	59.59	6.4	2.18	0.27	0.19	0.46	0.34	59.30	58.63
	G3	0.75	59.58	3.0	2.57	0.28	0.09	0.29	0.31	59.57	59.15
17:45	G1	0.82	59.61	23.6	1.33	0.26	0.71	0.62	0.45	59.35	58.70

	G2	1.09	59.56	6.4	2.15	0.29	0.19	0.51	0.37	59.25	58.52
	G3	0.79	59.57	3.0	2.49	0.29	0.09	0.32	0.32	59.55	59.12
18:00	G1	0.82	59.61	23.6	1.04	0.26	0.71	0.79	0.47	59.53	58.87
	G2	1.09	59.56	6.4	1.86	0.29	0.19	0.58	0.38	59.30	58.55
	G3	1.07	59.41	3.0	2.49	0.39	0.09	0.43	0.44	59.40	58.82
18:15	G1	0.82	59.61	23.6	0.96	0.26	0.71	0.86	0.47	59.61	58.95
	G2	1.15	59.53	6.4	1.84	0.31	0.19	0.62	0.40	59.28	58.52
	G3	1.09	59.40	3.0	2.42	0.40	0.09	0.45	0.44	59.40	58.82
18:30	G1	0.82	59.61	23.6	0.95	0.26	0.71	0.86	0.47	59.63	58.97
	G2	1.16	59.53	6.4	1.84	0.31	0.19	0.63	0.40	59.24	58.46
	G3	1.09	59.40	3.0	2.41	0.40	0.09	0.45	0.44	59.39	58.81
18:45	G1	0.82	59.61	23.6	1.04	0.26	0.71	0.79	0.47	59.57	58.94
	G2	1.09	59.56	6.4	1.86	0.29	0.19	0.58	0.38	59.30	58.55
	G3	1.07	59.41	3.0	2.49	0.39	0.09	0.43	0.44	59.40	58.83
19:00	G1	0.82	59.61	23.6	1.09	0.26	0.71	0.76	0.46	59.54	58.91
	G2	1.09	59.56	6.4	1.91	0.29	0.19	0.57	0.37	59.30	58.55
	G3	1.02	59.43	3.0	2.49	0.38	0.09	0.41	0.42	59.42	58.88
19:15	G1	0.82	59.61	23.6	1.14	0.26	0.71	0.72	0.46	59.51	58.86
	G2	1.09	59.56	6.4	1.96	0.29	0.19	0.56	0.37	59.28	58.54
	G3	0.97	59.46	3.0	2.49	0.36	0.09	0.39	0.40	59.45	58.93
19:30	G1	0.82	59.61	23.6	1.17	0.26	0.71	0.70	0.46	59.49	58.84
	G2	1.09	59.56	6.4	1.99	0.29	0.19	0.55	0.37	59.27	58.55
	G3	0.94	59.48	3.0	2.49	0.35	0.09	0.38	0.38	59.47	58.96
19:45	G1	0.82	59.61	23.6	1.25	0.26	0.71	0.66	0.45	59.42	58.77
	G2	1.09	59.56	6.4	2.07	0.29	0.19	0.52	0.37	59.26	58.54
	G3	0.86	59.53	3.0	2.49	0.32	0.09	0.35	0.35	59.51	59.05
20:00	G1	0.82	59.61	23.6	1.26	0.26	0.71	0.65	0.45	59.40	58.77
	G2	1.09	59.56	6.4	2.08	0.29	0.19	0.52	0.37	59.26	58.54
	G3	0.86	59.53	3.0	2.49	0.32	0.09	0.34	0.35	59.51	59.05
20:15	G1	0.82	59.61	23.6	1.25	0.26	0.71	0.66	0.45	59.42	58.76
	G2	1.09	59.56	6.4	2.07	0.29	0.19	0.53	0.37	59.26	58.54
	G3	0.86	59.52	3.0	2.49	0.32	0.09	0.35	0.35	59.51	59.04
20:30	G1	0.82	59.61	23.6	1.30	0.26	0.71	0.63	0.45	59.37	58.74
	G2	1.09	59.56	6.4	2.12	0.29	0.19	0.51	0.37	59.25	58.53
	G3	0.82	59.55	3.0	2.49	0.30	0.09	0.33	0.34	59.53	59.09
20:45	G1	0.82	59.61	23.6	1.35	0.26	0.71	0.61	0.45	59.35	58.71
	G2	1.09	59.56	6.4	2.17	0.29	0.19	0.50	0.37	59.25	58.52

	G3	0.76	59.58	3.0	2.49	0.28	0.09	0.31	0.31	59.56	59.15
21:00	G1	0.82	59.61	23.6	1.39	0.26	0.71	0.59	0.45	59.34	58.67
	G2	1.05	59.57	6.4	2.18	0.28	0.19	0.48	0.36	59.24	58.51
	G3	0.75	59.58	3.0	2.52	0.28	0.09	0.30	0.31	59.57	59.15
21:15	G1	0.82	59.61	23.6	1.45	0.26	0.71	0.57	0.44	59.31	58.63
	G2	1.00	59.59	6.4	2.18	0.27	0.19	0.46	0.34	59.30	58.62
	G3	0.75	59.58	3.0	2.57	0.28	0.09	0.29	0.31	59.57	59.15
21:30	G1	0.82	59.61	23.6	1.49	0.26	0.71	0.55	0.44	59.30	58.59
	G2	0.95	59.61	6.4	2.18	0.26	0.19	0.44	0.33	59.33	58.67
	G3	0.75	59.58	3.0	2.62	0.28	0.09	0.29	0.31	59.57	59.14
21:45	G1	0.82	59.61	23.6	1.56	0.26	0.71	0.53	0.44	59.28	58.55
	G2	0.89	59.64	6.4	2.18	0.24	0.19	0.41	0.31	59.38	58.76
	G3	0.75	59.58	3.0	2.69	0.28	0.09	0.28	0.31	59.56	59.14
22:00	G1	0.82	59.61	23.6	1.63	0.26	0.71	0.51	0.44	59.27	58.52
	G2	0.82	59.67	6.4	2.18	0.22	0.19	0.38	0.29	59.42	58.84
	G3	0.75	59.58	3.0	2.75	0.28	0.09	0.27	0.31	59.56	59.14
22:15	G1	0.81	59.62	23.6	1.80	0.25	0.71	0.45	0.43	59.25	58.48
	G2	0.65	59.74	6.4	2.20	0.17	0.19	0.29	0.23	59.54	59.09
	G3	0.75	59.58	3.0	2.94	0.28	0.09	0.26	0.31	59.56	59.14
22:30	G1	0.79	59.63	23.6	1.81	0.25	0.71	0.43	0.42	59.27	58.51
	G2	0.63	59.74	6.4	2.21	0.17	0.19	0.29	0.23	59.55	59.10
	G3	0.75	59.58	3.0	2.97	0.28	0.09	0.25	0.31	59.56	59.13
22:45	G1	0.78	59.63	23.6	1.84	0.25	0.71	0.42	0.42	59.28	58.52
	G2	0.61	59.75	6.4	2.22	0.16	0.19	0.27	0.22	59.57	59.13
	G3	0.75	59.58	3.0	3.01	0.28	0.09	0.25	0.31	59.56	59.13
23:00	G1	0.73	59.66	23.6	1.91	0.23	0.71	0.38	0.40	59.32	58.60
	G2	0.54	59.78	6.4	2.28	0.15	0.19	0.24	0.20	59.61	59.22
	G3	0.75	59.58	3.0	3.13	0.28	0.09	0.24	0.30	59.56	59.13
23:15	G1	0.69	59.67	23.6	1.91	0.22	0.71	0.36	0.38	59.35	58.67
	G2	0.54	59.78	6.4	2.31	0.15	0.19	0.23	0.20	59.61	59.21
	G3	0.75	59.58	3.0	3.16	0.28	0.09	0.24	0.30	59.56	59.13
23:30	G1	0.64	59.70	23.6	1.92	0.20	0.71	0.33	0.36	59.38	58.74
	G2	0.81	59.67	6.4	2.64	0.22	0.19	0.31	0.28	59.61	59.21
	G3	0.47	59.74	3.0	2.94	0.17	0.09	0.16	0.20	59.56	59.13
23:45	G1	0.64	59.70	23.6	1.95	0.20	0.71	0.33	0.37	59.38	58.73
	G2	0.54	59.78	6.4	2.41	0.15	0.19	0.23	0.20	59.61	59.21
	G3	0.70	59.61	3.0	3.21	0.26	0.09	0.22	0.29	59.59	59.18

00:00	G1	0.63	59.70	23.6	1.96	0.20	0.71	0.32	0.36	59.39	58.74
	G2	0.54	59.78	6.4	2.42	0.15	0.19	0.22	0.20	59.61	59.20
	G3	0.70	59.61	3.0	3.22	0.26	0.09	0.22	0.28	59.59	59.18

---

Tabla D2. Resultado de las simulaciones para sistema de IEEE 39 buses modificado

Hora	Maq	$P_{dist}$ (pu)	$f_{stb}$ (Hz)	$H_{dist}$ (pu s)	$P_{resrv}$ (pu)	$f_{abs}$	$H_{rt}$	$SR_{abs}$	$SI_f$	$f_{stb}$ simu (Hz)	$F_p$ (Hz)
00:15	G30	7.46	59.64	42.0	25.5	0.45	0.054	0.29	0.57	59.66	59.52
	G31	5.00	59.74	30.3	26.0	0.33	0.039	0.19	0.40	59.78	59.69
	G32	6.80	59.64	35.8	26.8	0.45	0.046	0.25	0.55	59.68	59.55
	G33	6.80	59.64	28.6	26.8	0.45	0.037	0.25	0.55	59.68	59.55
	G34	1.40	59.93	26.0	23.4	0.09	0.033	0.06	0.13	59.95	59.93
	G35	6.80	59.64	34.8	26.8	0.45	0.044	0.25	0.55	59.67	59.55
	G36	2.18	59.89	26.4	23.2	0.14	0.034	0.09	0.19	59.90	59.86
	G37	1.50	59.92	24.3	22.5	0.10	0.031	0.07	0.13	59.93	59.90
	G38	5.03	59.72	34.5	23.1	0.35	0.044	0.22	0.44	59.74	59.64
00:30	G30	5.70	59.72	42.0	25.3	0.35	0.054	0.23	0.44	59.74	59.64
	G31	5.00	59.74	30.3	27.6	0.33	0.039	0.18	0.40	59.77	59.69
	G32	6.80	59.64	35.8	28.4	0.45	0.046	0.24	0.54	59.68	59.55
	G33	6.80	59.64	28.6	28.4	0.45	0.037	0.24	0.54	59.68	59.55
	G34	1.40	59.93	26.0	25.0	0.09	0.033	0.06	0.12	59.95	59.93
	G35	6.43	59.66	34.8	28.0	0.43	0.044	0.23	0.52	59.69	59.58
	G36	1.50	59.92	26.4	24.1	0.10	0.034	0.06	0.13	59.93	59.90
	G37	1.50	59.92	24.3	24.1	0.10	0.031	0.06	0.13	59.93	59.90
	G38	6.29	59.65	34.5	25.9	0.43	0.044	0.24	0.53	59.67	59.54
00:45	G30	6.55	59.68	42.0	24.8	0.40	0.054	0.26	0.51	59.70	59.58
	G31	5.00	59.74	30.3	26.3	0.33	0.039	0.19	0.40	59.77	59.69
	G32	6.80	59.64	35.8	27.1	0.45	0.046	0.25	0.55	59.67	59.55
	G33	6.80	59.64	28.6	27.1	0.45	0.037	0.25	0.54	59.67	59.55
	G34	1.40	59.93	26.0	23.7	0.09	0.033	0.06	0.12	59.95	59.93
	G35	6.80	59.64	34.8	27.1	0.45	0.044	0.25	0.55	59.67	59.55
	G36	1.50	59.92	26.4	22.8	0.10	0.034	0.07	0.14	59.93	59.90
	G37	1.50	59.92	24.3	22.8	0.10	0.031	0.07	0.13	59.93	59.90
	G38	6.38	59.65	34.5	24.6	0.44	0.044	0.26	0.54	59.66	59.54
01:00	G30	5.70	59.72	42.0	25.1	0.35	0.054	0.23	0.44	59.74	59.64
	G31	5.00	59.74	30.3	27.4	0.33	0.039	0.18	0.40	59.77	59.69
	G32	6.80	59.64	35.8	28.2	0.45	0.046	0.24	0.54	59.67	59.55
	G33	6.80	59.64	28.6	28.2	0.45	0.037	0.24	0.54	59.67	59.54
	G34	1.40	59.93	26.0	24.8	0.09	0.033	0.06	0.12	59.95	59.93

	G35	6.56	59.65	34.8	27.9	0.44	0.044	0.23	0.53	59.68	59.56
	G36	1.50	59.92	26.4	23.9	0.10	0.034	0.06	0.13	59.93	59.90
	G37	1.50	59.92	24.3	23.9	0.10	0.031	0.06	0.13	59.93	59.90
	G38	6.38	59.65	34.5	25.7	0.44	0.044	0.25	0.54	59.66	59.54
01:15	G30	5.70	59.72	42.0	27.0	0.35	0.054	0.21	0.44	59.74	59.64
	G31	5.00	59.74	30.3	29.3	0.33	0.039	0.17	0.39	59.77	59.68
	G32	6.80	59.64	35.8	30.1	0.45	0.046	0.23	0.54	59.67	59.54
	G33	6.80	59.64	28.6	30.1	0.45	0.037	0.23	0.53	59.67	59.54
	G34	1.40	59.93	26.0	26.7	0.09	0.033	0.05	0.12	59.95	59.93
	G35	5.20	59.72	34.8	28.5	0.35	0.044	0.18	0.42	59.75	59.66
	G36	1.50	59.92	26.4	25.8	0.10	0.034	0.06	0.13	59.93	59.90
	G37	1.50	59.92	24.3	25.8	0.10	0.031	0.06	0.13	59.93	59.90
	G38	5.83	59.68	34.5	27.1	0.40	0.044	0.22	0.49	59.70	59.58
01:30	G30	5.70	59.72	42.0	28.0	0.35	0.054	0.20	0.43	59.74	59.64
	G31	5.00	59.74	30.3	30.3	0.33	0.039	0.17	0.39	59.77	59.68
	G32	6.80	59.64	35.8	31.1	0.45	0.046	0.22	0.53	59.67	59.54
	G33	6.80	59.64	28.6	31.1	0.45	0.037	0.22	0.53	59.67	59.54
	G34	1.40	59.93	26.0	27.7	0.09	0.033	0.05	0.12	59.95	59.93
	G35	5.20	59.72	34.8	29.5	0.35	0.044	0.18	0.42	59.75	59.66
	G36	1.50	59.92	26.4	26.8	0.10	0.034	0.06	0.13	59.93	59.90
	G37	1.50	59.92	24.3	26.8	0.10	0.031	0.06	0.13	59.93	59.90
	G38	4.80	59.74	34.5	27.1	0.33	0.044	0.18	0.40	59.74	59.65
01:45	G30	5.70	59.69	42.0	23.2	0.38	0.056	0.25	0.49	59.74	59.64
	G31	5.00	59.71	30.3	25.5	0.37	0.040	0.20	0.44	59.77	59.68
	G32	6.80	59.59	35.8	26.3	0.51	0.047	0.26	0.60	59.67	59.54
	G33	6.80	59.59	28.6	26.3	0.51	0.038	0.26	0.60	59.67	59.56
	G34	0.00	60.00	26.0	27.5	0.00	0.034	0.00	0.02	59.95	59.93
	G35	5.20	59.69	34.8	24.7	0.39	0.046	0.21	0.47	59.75	59.66
	G36	1.50	59.91	26.4	22.0	0.11	0.035	0.07	0.15	59.93	59.90
	G37	1.50	59.91	24.3	22.0	0.11	0.032	0.07	0.15	59.93	59.90
	G38	5.04	59.69	34.5	22.5	0.39	0.046	0.22	0.48	59.74	59.65
02:00	G30	5.70	59.69	42.0	23.6	0.38	0.056	0.24	0.49	59.71	59.61
	G31	5.00	59.71	30.3	25.9	0.37	0.040	0.19	0.44	59.75	59.66
	G32	6.80	59.59	35.8	26.7	0.51	0.047	0.25	0.60	59.63	59.51
	G33	6.80	59.59	28.6	26.7	0.51	0.038	0.25	0.60	59.67	59.55
	G34	0.00	60.00	26.0	27.9	0.00	0.034	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	5.20	59.69	34.8	25.1	0.39	0.046	0.21	0.47	59.73	59.63

	G36	1.50	59.91	26.4	22.4	0.11	0.035	0.07	0.15	59.92	59.90
	G37	1.50	59.91	24.3	22.4	0.11	0.032	0.07	0.15	59.92	59.89
	G38	4.62	59.71	34.5	22.5	0.36	0.046	0.21	0.44	59.73	59.64
02:15	G30	4.49	59.76	42.0	24.0	0.30	0.056	0.19	0.39	59.78	59.70
	G31	5.00	59.71	30.3	27.5	0.37	0.040	0.18	0.44	59.74	59.65
	G32	6.80	59.59	35.8	28.3	0.51	0.047	0.24	0.59	59.63	59.50
	G33	6.80	59.59	28.6	28.3	0.51	0.038	0.24	0.59	59.67	59.55
	G34	0.00	60.00	26.0	29.5	0.00	0.034	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	5.20	59.69	34.8	26.7	0.39	0.046	0.20	0.46	59.73	59.63
	G36	1.50	59.91	26.4	24.0	0.11	0.035	0.06	0.15	59.92	59.90
	G37	1.50	59.91	24.3	24.0	0.11	0.032	0.06	0.14	59.93	59.87
	G38	4.25	59.74	34.5	23.7	0.33	0.046	0.18	0.40	59.75	59.67
02:30	G30	4.86	59.74	42.0	24.0	0.33	0.056	0.20	0.42	59.76	59.67
	G31	5.00	59.71	30.3	27.1	0.37	0.040	0.18	0.44	59.74	59.66
	G32	6.80	59.59	35.8	27.9	0.51	0.047	0.24	0.60	59.63	59.50
	G33	6.80	59.59	28.6	27.9	0.51	0.038	0.24	0.59	59.67	59.55
	G34	0.00	60.00	26.0	29.1	0.00	0.034	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	5.20	59.69	34.8	26.3	0.39	0.046	0.20	0.47	59.73	59.63
	G36	1.50	59.91	26.4	23.6	0.11	0.035	0.06	0.15	59.92	59.89
	G37	1.50	59.91	24.3	23.6	0.11	0.032	0.06	0.14	59.92	59.89
	G38	4.25	59.74	34.5	23.3	0.33	0.046	0.18	0.41	59.75	59.67
02:45	G30	4.52	59.76	42.0	24.0	0.30	0.056	0.19	0.39	59.77	59.69
	G31	5.00	59.71	30.3	27.4	0.37	0.040	0.18	0.44	59.74	59.66
	G32	6.80	59.59	35.8	28.2	0.51	0.047	0.24	0.59	59.63	59.50
	G33	6.80	59.59	28.6	28.2	0.51	0.038	0.24	0.59	59.66	59.55
	G34	0.00	60.00	26.0	29.4	0.00	0.034	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	5.20	59.69	34.8	26.6	0.39	0.046	0.20	0.46	59.73	59.63
	G36	1.50	59.91	26.4	23.9	0.11	0.035	0.06	0.15	59.92	59.89
	G37	1.50	59.91	24.3	23.9	0.11	0.032	0.06	0.14	59.92	59.89
	G38	4.25	59.74	34.5	23.7	0.33	0.046	0.18	0.40	59.75	59.67
03:00	G30	3.94	59.79	42.0	24.0	0.26	0.056	0.16	0.34	59.80	59.73
	G31	5.00	59.71	30.3	28.0	0.37	0.040	0.18	0.43	59.74	59.66
	G32	6.80	59.59	35.8	28.8	0.51	0.047	0.24	0.59	59.63	59.50
	G33	6.80	59.59	28.6	28.8	0.51	0.038	0.24	0.59	59.66	59.55
	G34	0.00	60.00	26.0	30.0	0.00	0.034	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	5.20	59.69	34.8	27.2	0.39	0.046	0.19	0.46	59.73	59.63
	G36	1.50	59.91	26.4	24.5	0.11	0.035	0.06	0.14	59.92	59.89

	G37	1.50	59.91	24.3	24.5	0.11	0.032	0.06	0.14	59.92	59.89
	G38	4.25	59.74	34.5	24.3	0.33	0.046	0.18	0.40	59.75	59.67
03:15	G30	4.74	59.71	42.0	18.5	0.36	0.058	0.26	0.48	59.73	59.65
	G31	5.00	59.66	30.3	21.7	0.42	0.041	0.23	0.51	59.71	59.61
	G32	6.80	59.53	35.8	22.5	0.59	0.049	0.30	0.70	59.58	59.45
	G33	6.80	59.53	28.6	22.5	0.59	0.039	0.30	0.69	59.63	59.52
	G34	0.00	60.00	26.0	23.7	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	5.20	59.64	34.8	20.9	0.45	0.048	0.25	0.55	59.72	59.63
	G36	0.00	60.00	26.4	23.7	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G37	1.50	59.90	24.3	18.2	0.13	0.033	0.08	0.17	59.91	59.88
	G38	4.25	59.69	34.5	18.0	0.39	0.047	0.24	0.48	59.72	59.64
03:30	G30	5.17	59.68	42.0	18.5	0.40	0.058	0.28	0.52	59.71	59.62
	G31	5.00	59.66	30.3	21.3	0.42	0.041	0.24	0.51	59.71	59.62
	G32	6.80	59.53	35.8	22.1	0.59	0.049	0.31	0.70	59.58	59.45
	G33	6.80	59.53	28.6	22.1	0.59	0.039	0.31	0.70	59.63	59.52
	G34	0.00	60.00	26.0	23.3	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	5.20	59.64	34.8	20.5	0.45	0.048	0.25	0.55	59.71	59.63
	G36	0.00	60.00	26.4	23.3	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G37	1.50	59.90	24.3	17.8	0.13	0.033	0.08	0.17	59.91	59.88
	G38	4.25	59.69	34.5	17.5	0.39	0.047	0.24	0.48	59.71	59.63
03:45	G30	5.48	59.66	42.0	18.5	0.42	0.058	0.30	0.55	59.69	59.58
	G31	5.00	59.66	30.3	21.0	0.42	0.041	0.24	0.51	59.71	59.61
	G32	6.80	59.53	35.8	21.8	0.59	0.049	0.31	0.70	59.58	59.43
	G33	6.80	59.53	28.6	21.8	0.59	0.039	0.31	0.70	59.63	59.51
	G34	0.00	60.00	26.0	23.0	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	5.20	59.64	34.8	20.2	0.45	0.048	0.26	0.55	59.71	59.62
	G36	0.00	60.00	26.4	23.0	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G37	1.50	59.90	24.3	17.5	0.13	0.033	0.09	0.17	59.91	59.87
	G38	4.25	59.69	34.5	17.2	0.39	0.047	0.25	0.49	59.71	59.63
04:00	G30	5.64	59.65	42.0	18.5	0.43	0.058	0.31	0.56	59.68	59.58
	G31	5.00	59.66	30.3	20.8	0.42	0.041	0.24	0.51	59.71	59.62
	G32	6.80	59.53	35.8	21.6	0.59	0.049	0.31	0.70	59.58	59.45
	G33	6.80	59.53	28.6	21.6	0.59	0.039	0.31	0.70	59.63	59.51
	G34	0.00	60.00	26.0	22.8	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	5.20	59.64	34.8	20.0	0.45	0.048	0.26	0.55	59.71	59.63
	G36	0.00	60.00	26.4	22.8	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G37	1.50	59.90	24.3	17.3	0.13	0.033	0.09	0.17	59.91	59.88

	G38	4.25	59.69	34.5	17.1	0.39	0.047	0.25	0.49	59.71	59.63
04:15	G30	5.70	59.65	42.0	18.3	0.44	0.058	0.31	0.57	59.68	59.58
	G31	5.00	59.66	30.3	20.6	0.42	0.041	0.24	0.52	59.71	59.62
	G32	6.80	59.53	35.8	21.4	0.59	0.049	0.32	0.70	59.58	59.44
	G33	6.80	59.53	28.6	21.4	0.59	0.039	0.32	0.70	59.63	59.51
	G34	0.00	60.00	26.0	22.6	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	5.20	59.64	34.8	19.8	0.45	0.048	0.26	0.55	59.71	59.63
	G36	0.00	60.00	26.4	22.6	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G37	1.50	59.90	24.3	17.1	0.13	0.033	0.09	0.17	59.91	59.88
	G38	4.40	59.68	34.5	17.0	0.40	0.047	0.26	0.50	59.70	59.62
04:30	G30	5.54	59.66	42.0	18.5	0.43	0.058	0.30	0.55	59.69	59.59
	G31	5.00	59.66	30.3	20.9	0.42	0.041	0.24	0.51	59.71	59.62
	G32	6.80	59.53	35.8	21.7	0.59	0.049	0.31	0.70	59.58	59.45
	G33	6.80	59.53	28.6	21.7	0.59	0.039	0.31	0.70	59.63	59.51
	G34	0.00	60.00	26.0	22.9	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	5.20	59.64	34.8	20.1	0.45	0.048	0.26	0.55	59.71	59.63
	G36	0.00	60.00	26.4	22.9	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G37	1.50	59.90	24.3	17.4	0.13	0.033	0.09	0.17	59.91	59.88
	G38	4.25	59.69	34.5	17.2	0.39	0.047	0.25	0.49	59.71	59.63
04:45	G30	5.13	59.68	42.0	18.5	0.39	0.058	0.28	0.51	59.71	59.62
	G31	5.00	59.66	30.3	21.3	0.42	0.041	0.23	0.51	59.71	59.62
	G32	6.80	59.53	35.8	22.1	0.59	0.049	0.31	0.70	59.58	59.45
	G33	6.80	59.53	28.6	22.1	0.59	0.039	0.31	0.70	59.63	59.52
	G34	0.00	60.00	26.0	23.3	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	5.20	59.64	34.8	20.5	0.45	0.048	0.25	0.55	59.71	59.63
	G36	0.00	60.00	26.4	23.3	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G37	1.50	59.90	24.3	17.8	0.13	0.033	0.08	0.17	59.91	59.88
	G38	4.25	59.69	34.5	17.6	0.39	0.047	0.24	0.48	59.72	59.63
05:00	G30	4.94	59.70	42.0	18.5	0.38	0.058	0.27	0.49	59.72	59.64
	G31	5.00	59.66	30.3	21.5	0.42	0.041	0.23	0.51	59.71	59.62
	G32	6.80	59.53	35.8	22.3	0.59	0.049	0.30	0.70	59.58	59.45
	G33	6.80	59.53	28.6	22.3	0.59	0.039	0.30	0.69	59.63	59.52
	G34	0.00	60.00	26.0	23.5	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	5.20	59.64	34.8	20.7	0.45	0.048	0.25	0.55	59.72	59.63
	G36	0.00	60.00	26.4	23.5	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G37	1.50	59.90	24.3	18.0	0.13	0.033	0.08	0.17	59.91	59.88
	G38	4.25	59.69	34.5	17.8	0.38	0.047	0.24	0.48	59.91	59.82

05:15	G30	5.70	59.65	42.0	18.2	0.44	0.058	0.31	0.57	59.68	59.58
	G31	5.00	59.66	30.3	20.5	0.42	0.041	0.24	0.51	59.71	59.62
	G32	6.80	59.53	35.8	21.3	0.59	0.049	0.32	0.70	59.58	59.45
	G33	6.80	59.53	28.6	21.3	0.59	0.039	0.32	0.70	59.63	59.52
	G34	0.00	60.00	26.0	22.5	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	5.20	59.64	34.8	19.7	0.45	0.048	0.26	0.55	59.72	59.63
	G36	0.00	60.00	26.4	22.5	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G37	1.50	59.90	24.3	17.0	0.13	0.033	0.09	0.17	59.91	59.88
	G38	4.51	59.67	34.5	17.0	0.41	0.047	0.27	0.51	59.70	59.61
<hr/>											
05:30	G30	5.70	59.65	42.0	18.4	0.44	0.058	0.31	0.57	59.68	59.58
	G31	5.00	59.66	30.3	20.7	0.42	0.041	0.24	0.51	59.71	59.62
	G32	6.80	59.53	35.8	21.5	0.59	0.049	0.32	0.70	59.58	59.45
	G33	6.80	59.53	28.6	21.5	0.59	0.039	0.32	0.70	59.64	59.53
	G34	0.00	60.00	26.0	22.7	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	5.20	59.64	34.8	19.9	0.45	0.048	0.26	0.55	59.72	59.63
	G36	0.00	60.00	26.4	22.7	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G37	1.50	59.90	24.3	17.2	0.13	0.033	0.09	0.17	59.91	59.88
	G38	4.31	59.69	34.5	17.0	0.39	0.047	0.25	0.49	59.71	59.63
<hr/>											
05:45	G30	6.96	59.57	42.0	17.7	0.53	0.058	0.39	0.69	59.60	59.48
	G31	5.00	59.66	30.3	18.7	0.42	0.041	0.27	0.52	59.71	59.62
	G32	6.80	59.53	35.8	19.5	0.59	0.049	0.35	0.72	59.58	59.45
	G33	5.76	59.60	28.6	18.5	0.50	0.039	0.31	0.61	59.71	59.62
	G34	0.00	60.00	26.0	20.7	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	5.54	59.62	34.8	18.3	0.48	0.048	0.30	0.60	59.70	59.61
	G36	0.00	60.00	26.4	20.7	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G37	1.64	59.89	24.3	15.4	0.14	0.033	0.11	0.19	59.90	59.87
	G38	5.57	59.60	34.5	16.3	0.50	0.047	0.34	0.64	59.63	59.52
<hr/>											
06:00	G30	5.87	59.64	42.0	15.3	0.45	0.058	0.38	0.61	59.67	59.58
	G31	5.00	59.66	30.3	17.4	0.42	0.041	0.29	0.53	59.72	59.63
	G32	6.80	59.53	35.8	18.2	0.59	0.049	0.37	0.73	59.59	59.46
	G33	6.80	59.53	28.6	18.2	0.59	0.039	0.37	0.72	59.65	59.54
	G34	0.00	60.00	26.0	19.4	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	6.22	59.57	34.8	17.6	0.54	0.048	0.35	0.67	59.66	59.56
	G36	0.00	60.00	26.4	19.4	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G37	1.50	59.90	24.3	13.9	0.13	0.033	0.11	0.18	59.91	59.88
	G38	6.38	59.54	34.5	15.8	0.58	0.047	0.40	0.73	59.57	59.45
<hr/>											
06:15	G30	5.96	59.68	42.0	20.9	0.40	0.058	0.29	0.52	59.71	59.61

	G31	5.00	59.71	30.3	22.9	0.36	0.041	0.22	0.45	59.75	59.67
	G32	6.80	59.60	35.8	23.7	0.50	0.049	0.29	0.61	59.64	59.52
	G33	6.80	59.60	28.6	23.7	0.50	0.039	0.29	0.61	59.69	59.58
	G34	0.00	60.00	26.0	24.9	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	6.12	59.64	34.8	23.1	0.45	0.048	0.27	0.56	59.68	59.57
	G36	1.50	59.91	26.4	19.4	0.11	0.036	0.08	0.15	59.93	59.90
	G37	1.50	59.91	24.3	19.4	0.11	0.033	0.08	0.15	59.92	59.89
	G38	6.38	59.61	34.5	21.3	0.49	0.047	0.30	0.61	59.63	59.51
06:30	G30	7.22	59.61	42.0	19.2	0.48	0.058	0.38	0.64	59.65	59.52
	G31	5.00	59.71	30.3	20.0	0.36	0.041	0.25	0.46	59.76	59.68
	G32	6.80	59.60	35.8	20.8	0.50	0.049	0.33	0.63	59.65	59.53
	G33	6.80	59.60	28.6	20.8	0.50	0.039	0.33	0.63	59.69	59.59
	G34	0.00	60.00	26.0	22.0	0.00	0.036	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	5.77	59.66	34.8	19.8	0.43	0.048	0.29	0.55	59.70	59.61
	G36	2.68	59.84	26.4	17.7	0.20	0.036	0.15	0.26	59.86	59.82
	G37	1.50	59.91	24.3	16.5	0.11	0.033	0.09	0.16	59.92	59.89
	G38	7.24	59.55	34.5	19.2	0.56	0.047	0.38	0.70	59.57	59.43
06:45	G30	8.05	59.57	42.0	19.4	0.54	0.056	0.41	0.70	59.60	59.46
	G31	5.00	59.71	30.3	19.4	0.36	0.040	0.26	0.47	59.76	59.68
	G32	6.78	59.60	35.8	20.1	0.50	0.047	0.34	0.63	59.65	59.53
	G33	6.77	59.60	28.6	20.1	0.50	0.038	0.34	0.63	59.70	59.60
	G34	0.00	60.00	26.0	21.4	0.00	0.034	0.00	0.02	60.00	60.00
	G35	5.63	59.67	34.8	19.0	0.42	0.046	0.30	0.54	59.72	59.62
	G36	2.67	59.84	26.4	17.0	0.19	0.035	0.16	0.26	59.87	59.82
	G37	1.50	59.91	24.3	15.9	0.11	0.032	0.09	0.16	59.92	59.90
	G38	7.24	59.55	34.5	18.6	0.56	0.046	0.39	0.71	59.58	59.44
07:00	G30	8.50	59.59	42.0	24.3	0.51	0.054	0.35	0.65	59.62	59.46
	G31	5.00	59.74	30.3	23.8	0.33	0.039	0.21	0.41	59.79	59.70
	G32	6.80	59.64	35.8	24.6	0.45	0.046	0.28	0.56	59.69	59.56
	G33	6.80	59.64	28.6	24.6	0.45	0.037	0.28	0.55	59.68	59.56
	G34	1.40	59.93	26.0	21.2	0.09	0.033	0.07	0.13	59.96	59.94
	G35	6.80	59.64	34.8	24.6	0.45	0.044	0.28	0.56	59.68	59.56
	G36	1.50	59.92	26.4	20.3	0.10	0.034	0.07	0.14	59.93	59.91
	G37	1.50	59.92	24.3	20.3	0.10	0.031	0.07	0.14	59.93	59.90
	G38	6.86	59.62	34.5	22.7	0.47	0.044	0.30	0.59	59.64	59.51
07:15	G30	7.24	59.65	42.0	21.3	0.44	0.054	0.34	0.58	59.68	59.56
	G31	5.00	59.74	30.3	22.0	0.33	0.039	0.23	0.42	59.79	59.71

	G32	6.80	59.64	35.8	22.8	0.45	0.046	0.30	0.57	59.69	59.57
	G33	6.73	59.64	28.6	22.7	0.45	0.037	0.30	0.56	59.69	59.57
	G34	1.40	59.93	26.0	19.4	0.09	0.033	0.07	0.13	59.96	59.94
	G35	6.10	59.68	34.8	22.1	0.41	0.044	0.28	0.52	59.72	59.61
	G36	3.25	59.83	26.4	20.3	0.21	0.034	0.16	0.28	59.85	59.79
	G37	3.14	59.84	24.3	20.2	0.20	0.031	0.16	0.27	59.85	59.79
	G38	7.32	59.60	34.5	21.3	0.50	0.044	0.34	0.64	59.62	59.48
07:30	G30	8.47	59.59	42.0	20.2	0.51	0.054	0.42	0.68	59.63	59.48
	G31	5.00	59.74	30.3	19.8	0.33	0.039	0.25	0.43	59.80	59.72
	G32	6.80	59.64	35.8	20.6	0.45	0.046	0.33	0.58	59.70	59.58
	G33	6.80	59.64	28.6	20.6	0.45	0.037	0.33	0.58	59.69	59.57
	G34	1.40	59.93	26.0	17.2	0.09	0.033	0.08	0.13	59.96	59.94
	G35	6.49	59.66	34.8	20.2	0.43	0.044	0.32	0.56	59.70	59.58
	G36	4.20	59.78	26.4	19.0	0.27	0.034	0.22	0.37	59.80	59.72
	G37	2.81	59.85	24.3	17.6	0.18	0.031	0.16	0.25	59.87	59.82
	G38	7.27	59.60	34.5	19.0	0.50	0.044	0.38	0.65	59.63	59.49
07:45	G30	7.30	59.65	42.0	18.0	0.44	0.054	0.41	0.61	59.68	59.55
	G31	5.00	59.74	30.3	18.7	0.33	0.039	0.27	0.44	59.79	59.72
	G32	6.78	59.64	35.8	19.5	0.45	0.046	0.35	0.59	59.69	59.58
	G33	6.58	59.65	28.6	19.3	0.44	0.037	0.34	0.57	59.70	59.58
	G34	2.77	59.86	26.0	17.5	0.18	0.033	0.16	0.25	59.90	59.86
	G35	6.22	59.67	34.8	18.9	0.41	0.044	0.33	0.55	59.71	59.61
	G36	4.20	59.78	26.4	17.9	0.27	0.034	0.23	0.37	59.80	59.73
	G37	4.20	59.78	24.3	17.9	0.27	0.031	0.23	0.37	59.80	59.73
	G38	7.25	59.60	34.5	17.9	0.50	0.044	0.40	0.66	59.63	59.50
08:00	G30	8.50	59.59	42.0	19.1	0.51	0.054	0.44	0.69	59.62	59.47
	G31	5.00	59.74	30.3	18.6	0.33	0.039	0.27	0.44	59.80	59.72
	G32	6.80	59.64	35.8	19.4	0.45	0.046	0.35	0.59	59.70	59.59
	G33	6.80	59.64	28.6	19.4	0.45	0.037	0.35	0.59	59.70	59.58
	G34	1.40	59.93	26.0	16.0	0.09	0.033	0.09	0.14	59.96	59.95
	G35	6.80	59.64	34.8	19.4	0.45	0.044	0.35	0.59	59.69	59.57
	G36	4.49	59.77	26.4	18.1	0.29	0.034	0.25	0.39	59.79	59.71
	G37	2.07	59.89	24.3	15.7	0.13	0.031	0.13	0.20	59.91	59.87
	G38	8.50	59.53	34.5	19.1	0.58	0.044	0.44	0.75	59.56	59.39
08:15	G30	0.00	60.00	42.0	11.3	0.00	0.057	0.00	0.03	60.00	60.00
	G31	5.00	59.73	30.3	9.3	0.34	0.041	0.54	0.57	59.66	59.62
	G32	8.00	59.56	35.8	11.3	0.56	0.048	0.71	0.85	59.44	59.35

	G33	7.99	59.56	28.6	11.3	0.55	0.039	0.71	0.84	59.42	59.32
	G34	2.78	59.85	26.0	8.1	0.19	0.035	0.34	0.34	59.86	59.83
	G35	7.68	59.57	34.8	11.0	0.53	0.047	0.70	0.82	59.40	59.30
	G36	5.25	59.71	26.4	9.5	0.36	0.036	0.55	0.59	59.52	59.46
	G37	3.82	59.79	24.3	8.1	0.26	0.033	0.47	0.46	59.74	59.70
	G38	9.19	59.47	34.5	10.5	0.66	0.047	0.88	1.02	59.13	59.02
08:30	G30	0.00	60.00	42.0	10.5	0.00	0.057	0.00	0.03	60.00	60.00
	G31	5.00	59.73	30.3	8.5	0.34	0.041	0.58	0.59	59.69	59.66
	G32	7.97	59.56	35.8	10.5	0.55	0.048	0.76	0.87	59.43	59.34
	G33	7.86	59.56	28.6	10.4	0.55	0.039	0.76	0.85	59.43	59.34
	G34	1.83	59.90	26.0	6.4	0.12	0.035	0.29	0.26	59.93	59.92
	G35	8.00	59.56	34.8	10.5	0.56	0.047	0.76	0.87	59.39	59.29
	G36	5.25	59.71	26.4	8.8	0.36	0.036	0.60	0.61	59.51	59.45
	G37	5.25	59.71	24.3	8.8	0.36	0.033	0.60	0.61	59.57	59.52
	G38	9.29	59.46	34.5	9.8	0.67	0.047	0.94	1.05	59.07	58.93
08:45	G30	2.76	59.84	42.0	10.6	0.20	0.054	0.26	0.32	59.86	59.82
	G31	5.00	59.68	30.3	15.8	0.39	0.039	0.32	0.52	59.74	59.67
	G32	6.89	59.56	35.8	16.7	0.56	0.046	0.41	0.71	59.56	59.47
	G33	7.95	59.49	28.6	17.8	0.64	0.037	0.45	0.80	59.54	59.41
	G34	3.01	59.81	26.0	14.8	0.23	0.033	0.20	0.32	59.85	59.82
	G35	7.07	59.54	34.8	16.9	0.57	0.044	0.42	0.73	59.54	59.42
	G36	5.25	59.67	26.4	16.1	0.41	0.034	0.33	0.54	59.66	59.57
	G37	5.26	59.67	24.3	16.1	0.41	0.031	0.33	0.54	59.67	59.59
	G38	10.00	59.33	34.5	17.8	0.84	0.044	0.56	1.04	59.34	59.19
09:00	G30	4.03	59.81	42.0	10.3	0.24	0.054	0.39	0.42	59.83	59.77
	G31	5.00	59.74	30.3	14.3	0.32	0.039	0.35	0.47	59.80	59.73
	G32	7.11	59.63	35.8	15.4	0.47	0.046	0.46	0.66	59.66	59.55
	G33	7.53	59.60	28.6	15.8	0.50	0.037	0.48	0.68	59.64	59.50
	G34	4.38	59.78	26.0	14.7	0.28	0.033	0.30	0.40	59.83	59.76
	G35	7.10	59.63	34.8	15.4	0.47	0.044	0.46	0.65	59.63	59.51
	G36	5.25	59.73	26.4	14.5	0.34	0.034	0.36	0.49	59.74	59.65
	G37	5.32	59.72	24.3	14.6	0.34	0.031	0.36	0.49	59.75	59.65
	G38	8.99	59.51	34.5	15.3	0.61	0.044	0.59	0.84	59.45	59.32
09:15	G30	5.29	59.66	42.0	11.9	0.43	0.054	0.44	0.61	59.70	59.64
	G31	5.00	59.64	30.3	14.6	0.45	0.039	0.34	0.58	59.76	59.70
	G32	8.00	59.51	35.8	16.6	0.61	0.046	0.48	0.80	59.55	59.43
	G33	8.00	59.51	28.6	16.6	0.61	0.037	0.48	0.79	59.55	59.42

G34	1.91	59.87	26.0	12.5	0.17	0.033	0.15	0.24	59.93	59.91	
G35	7.24	59.47	34.8	15.9	0.66	0.044	0.46	0.83	59.53	59.41	
G36	5.25	59.63	26.4	14.9	0.47	0.034	0.35	0.60	59.69	59.61	
G37	4.94	59.65	24.3	14.6	0.44	0.031	0.34	0.57	59.75	59.65	
G38	8.74	59.33	34.5	15.4	0.84	0.044	0.57	1.04	59.33	59.20	
09:30	G30	6.55	59.64	42.0	11.8	0.45	0.054	0.56	0.68	59.70	59.41
	G31	5.00	59.70	30.3	13.2	0.37	0.039	0.38	0.53	59.76	59.62
	G32	8.00	59.51	35.8	15.2	0.61	0.046	0.52	0.82	59.55	59.33
	G33	7.80	59.52	28.6	15.0	0.60	0.037	0.52	0.79	59.55	59.33
	G34	1.51	59.91	26.0	10.8	0.11	0.033	0.14	0.18	59.93	59.33
	G35	7.70	59.53	34.8	14.9	0.59	0.044	0.52	0.79	59.53	59.30
	G36	5.25	59.69	26.4	13.5	0.39	0.034	0.39	0.55	59.69	59.44
	G37	4.04	59.76	24.3	12.3	0.30	0.031	0.33	0.44	59.75	59.60
	G38	9.91	59.37	34.5	15.2	0.79	0.044	0.65	1.04	59.33	59.04
09:45	G30	7.81	59.39	42.0	13.3	0.76	0.054	0.59	0.99	59.36	59.28
	G31	5.00	59.56	30.3	13.4	0.55	0.039	0.37	0.69	59.67	59.62
	G32	8.00	59.41	35.8	15.4	0.73	0.046	0.52	0.92	59.44	59.33
	G33	8.00	59.41	28.6	15.4	0.73	0.037	0.52	0.92	59.44	59.33
	G34	1.40	59.88	26.0	10.8	0.15	0.033	0.13	0.21	59.96	59.94
	G35	8.00	59.41	34.8	15.4	0.73	0.044	0.52	0.92	59.42	59.29
	G36	4.76	59.58	26.4	13.2	0.53	0.034	0.36	0.66	59.58	59.50
	G37	3.18	59.72	24.3	11.6	0.35	0.031	0.27	0.46	59.74	59.69
	G38	9.39	59.09	34.5	14.8	1.14	0.044	0.63	1.35	59.20	59.06
10:00	G30	9.02	59.57	42.0	12.5	0.54	0.054	0.72	0.84	59.37	59.28
	G31	5.00	59.74	30.3	11.5	0.32	0.039	0.43	0.51	59.76	59.70
	G32	7.94	59.58	35.8	13.4	0.52	0.046	0.59	0.76	59.56	59.44
	G33	7.23	59.62	28.6	12.7	0.48	0.037	0.57	0.70	59.56	59.45
	G34	1.40	59.93	26.0	8.9	0.09	0.033	0.16	0.17	59.97	59.95
	G35	7.97	59.58	34.8	13.5	0.52	0.044	0.59	0.76	59.97	59.40
	G36	5.25	59.73	26.4	11.8	0.34	0.034	0.45	0.52	59.66	59.57
	G37	4.93	59.74	24.3	11.4	0.32	0.031	0.43	0.50	59.69	59.61
	G38	8.76	59.52	34.5	12.3	0.60	0.044	0.71	0.89	59.33	59.21
10:15	G30	9.34	59.40	42.0	14.4	0.75	0.054	0.65	1.00	59.29	59.19
	G31	5.00	59.64	30.3	13.0	0.45	0.039	0.38	0.60	59.72	59.66
	G32	8.00	59.51	35.8	15.0	0.61	0.046	0.53	0.82	59.50	59.39
	G33	8.00	59.51	28.6	15.0	0.61	0.037	0.53	0.81	59.50	59.38
	G34	1.40	59.90	26.0	10.4	0.12	0.033	0.13	0.19	59.96	59.95

	G35	7.88	59.42	34.8	14.9	0.72	0.044	0.53	0.92	59.47	59.35
	G36	5.04	59.64	26.4	13.1	0.45	0.034	0.39	0.60	59.62	59.54
	G37	2.57	59.82	24.3	10.6	0.23	0.031	0.24	0.33	59.82	59.78
	G38	8.74	59.33	34.5	13.8	0.84	0.044	0.63	1.07	59.25	59.14
10:30	G30	10.00	59.22	42.0	15.3	0.97	0.054	0.65	1.21	59.20	59.09
	G31	5.00	59.52	30.3	13.3	0.60	0.039	0.37	0.73	59.67	59.63
	G32	8.00	59.38	35.8	15.3	0.78	0.046	0.52	0.97	59.42	59.33
	G33	8.00	59.38	28.6	15.3	0.78	0.037	0.52	0.96	59.42	59.33
	G34	1.40	59.87	26.0	10.7	0.16	0.033	0.13	0.22	59.95	59.94
	G35	8.00	59.38	34.8	15.3	0.78	0.044	0.52	0.97	59.39	59.29
	G36	4.76	59.55	26.4	13.1	0.57	0.034	0.36	0.70	59.57	59.51
	G37	1.50	59.86	24.3	9.8	0.18	0.031	0.15	0.25	59.89	59.87
	G38	8.99	59.05	34.5	14.3	1.18	0.044	0.63	1.39	59.16	59.05
10:45	G30	10.00	59.22	42.0	15.2	0.97	0.054	0.66	1.21	59.18	59.07
	G31	5.00	59.52	30.3	13.2	0.60	0.039	0.38	0.73	59.67	59.62
	G32	8.00	59.38	35.8	15.2	0.78	0.046	0.53	0.97	59.41	59.32
	G33	8.00	59.38	28.6	15.2	0.78	0.037	0.53	0.97	59.41	59.32
	G34	1.40	59.87	26.0	10.6	0.16	0.033	0.13	0.22	59.95	59.94
	G35	8.00	59.38	34.8	15.2	0.78	0.044	0.53	0.97	59.38	59.27
	G36	4.76	59.55	26.4	12.9	0.57	0.034	0.37	0.70	59.56	59.50
	G37	1.50	59.86	24.3	9.7	0.18	0.031	0.16	0.25	59.89	59.87
	G38	9.17	59.03	34.5	14.3	1.21	0.044	0.64	1.41	59.14	59.03
11:00	G30	10.00	59.35	42.0	14.9	0.81	0.054	0.67	1.06	59.25	59.14
	G31	5.00	59.62	30.3	12.9	0.47	0.039	0.39	0.63	59.72	59.67
	G32	8.00	59.48	35.8	14.9	0.65	0.046	0.54	0.85	59.48	59.38
	G33	8.00	59.48	28.6	14.9	0.65	0.037	0.54	0.85	59.48	59.38
	G34	1.54	59.89	26.0	10.5	0.14	0.033	0.15	0.21	59.95	59.93
	G35	7.51	59.42	34.8	14.4	0.73	0.044	0.52	0.92	59.46	59.36
	G36	4.03	59.69	26.4	12.0	0.38	0.034	0.34	0.52	59.72	59.66
	G37	3.25	59.75	24.3	11.2	0.31	0.031	0.29	0.43	59.78	59.73
	G38	8.74	59.28	34.5	13.7	0.90	0.044	0.64	1.13	59.23	59.11
11:15	G30	10.00	59.22	42.0	14.4	0.97	0.054	0.69	1.23	59.17	59.06
	G31	5.00	59.52	30.3	12.4	0.60	0.039	0.40	0.74	59.65	59.61
	G32	8.00	59.38	35.8	14.4	0.78	0.046	0.55	0.98	59.40	59.31
	G33	8.00	59.38	28.6	14.4	0.78	0.037	0.55	0.98	59.40	59.31
	G34	1.40	59.87	26.0	9.8	0.16	0.033	0.14	0.23	59.95	59.94
	G35	8.00	59.38	34.8	14.4	0.78	0.044	0.55	0.98	59.38	59.27

	G36	4.76	59.55	26.4	12.2	0.57	0.034	0.39	0.71	59.55	59.49
	G37	2.30	59.78	24.3	9.7	0.27	0.031	0.24	0.37	59.82	59.79
	G38	9.12	59.04	34.5	13.5	1.20	0.044	0.67	1.42	59.13	59.02
11:30	G30	10.00	59.35	42.0	13.3	0.81	0.054	0.75	1.10	59.22	59.11
	G31	5.00	59.62	30.3	11.3	0.47	0.039	0.44	0.65	59.69	59.65
	G32	8.00	59.48	35.8	13.3	0.65	0.046	0.60	0.88	59.45	59.36
	G33	7.91	59.49	28.6	13.2	0.64	0.037	0.60	0.87	59.45	59.36
	G34	1.40	59.90	26.0	8.7	0.13	0.033	0.16	0.21	59.96	59.95
	G35	7.84	59.39	34.8	13.1	0.76	0.044	0.60	0.99	59.43	59.33
	G36	5.13	59.61	26.4	11.4	0.49	0.034	0.45	0.66	59.57	59.51
	G37	3.72	59.72	24.3	10.0	0.35	0.031	0.37	0.50	59.71	59.67
	G38	8.74	59.28	34.5	12.0	0.90	0.044	0.73	1.17	59.19	59.09
11:45	G30	10.00	59.22	42.0	14.0	0.97	0.054	0.71	1.24	59.19	59.08
	G31	5.00	59.52	30.3	12.0	0.60	0.039	0.42	0.75	59.67	59.62
	G32	8.00	59.38	35.8	14.0	0.78	0.046	0.57	0.99	59.42	59.33
	G33	8.00	59.38	28.6	14.0	0.78	0.037	0.57	0.99	59.42	59.32
	G34	1.40	59.87	26.0	9.4	0.16	0.033	0.15	0.23	59.95	59.93
	G35	8.00	59.38	34.8	14.0	0.78	0.044	0.57	0.99	59.39	59.29
	G36	4.76	59.55	26.4	11.8	0.57	0.034	0.40	0.72	59.57	59.51
	G37	2.94	59.72	24.3	10.0	0.35	0.031	0.29	0.47	59.76	59.72
	G38	8.86	59.07	34.5	12.9	1.17	0.044	0.69	1.40	59.16	59.05
12:00	G30	9.31	59.55	42.0	15.0	0.56	0.054	0.62	0.81	59.42	59.29
	G31	5.00	59.74	30.3	13.7	0.32	0.039	0.36	0.48	59.76	59.70
	G32	7.97	59.58	35.8	15.7	0.52	0.046	0.51	0.73	59.59	59.46
	G33	7.95	59.58	28.6	15.6	0.52	0.037	0.51	0.72	59.59	59.45
	G34	1.40	59.93	26.0	11.1	0.09	0.033	0.13	0.15	59.97	59.95
	G35	6.43	59.66	34.8	14.1	0.42	0.044	0.46	0.61	59.61	59.50
	G36	4.85	59.75	26.4	13.5	0.31	0.034	0.36	0.46	59.71	59.62
	G37	3.65	59.81	24.3	12.3	0.24	0.031	0.30	0.36	59.78	59.72
	G38	8.74	59.52	34.5	14.4	0.60	0.044	0.61	0.84	59.39	59.25



## REFERENCIAS

- [1] Ziping, W. U., et al. "State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems." *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 6.1 (2018): 1-16.
- [2] Ela, Erik, Michael Milligan, and Brendan Kirby. "Operating reserves and variable generation." *Contract* 303 (2011): 275-3000.
- [3] Gooi, H. B., et al. "Optimal scheduling of spinning reserve." *IEEE Transactions on Power Systems* 14.4 (1999): 1485-1492.
- [4] Doherty, Ronan, and Mark O'malley. "A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity." *IEEE Transactions on Power Systems* 20.2 (2005): 587-595.
- [5] Morison, Kip, Lei Wang, and Prabha Kundur. "Power system security assessment." *IEEE Power and Energy Magazine* 2.5 (2004): 30-39.
- [6] Gonzalez-Longatt, Francisco Manuel. "Impact of emulated inertia from wind power on under-frequency protection schemes of future power systems." *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 4.2 (2016): 211-218.
- [7] Holttinen, Hannele, et al. "Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power." *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 3.4 (2012): 713-723.
- [8] Shayesteh, Ebrahim, Mikael Amelin, and L. Soder. "Area equivalents for spinning reserve determination in interconnected power systems." *Energy* 88 (2015): 907-916.
- [9] Wood, Allen J., and Bruce F. Wollenberg. *Power generation, operation, and control*. John Wiley & Sons, 2012.
- [10] Baghaee, H. R., and M. Abedi. "Calculation of weighting factors of static security indices used in contingency ranking of power systems

based on fuzzy logic and analytical hierarchy process." International Journal of Electrical Power & Energy Systems 33.4 (2011): 855-860.

[11] Fu, Chengjun, and Anjan Bose. "Contingency ranking based on severity indices in dynamic security analysis." IEEE Transactions on power systems 14.3 (1999): 980-985.

[12] Machowski, Jan, Janusz Bialek, and Jim Bumby. Power System Dynamics: Stability and Control. John Wiley & Sons, 2011.

[13] Florencio, Aboytes. "Control de Frecuencia en Sistema Eléctricos de Potencia." Centro Nacional De Control de Energía, México DF, 2004.

[14] Kundur, Prabha, Neal J. Balu, and Mark G. Lauby. Power system stability and control. Vol. 7. New York: McGraw-hill, 1994.

[15] Bevrani, Hassan. Robust power system frequency control. Vol. 85. New York: Springer, 2009.

[16] Eto, Joseph H. "Use of frequency response metrics to assess the planning and operating requirements for reliable integration of variable renewable generation." (2011).

[17] Chow, Joe H. Power system coherency and model reduction. New York: Springer, 2013.

[18] GAMS Development Corporation, GAMS—The Solver Manuals Washington, DC [Online]. Available: [www.gams.com/](http://www.gams.com/)

[19] Soder, Lennart. "Reserve margin planning in a wind-hydro-thermal power system." IEEE Transactions on Power Systems 8.2 (1993): 564-571.

[20] Bouffard, Francois, and Francisco D. Galiana. "Stochastic security for operations planning with significant wind power generation." Power and energy society general meeting-conversion and delivery of electrical energy in the 21st century, 2008 IEEE. IEEE, 2008.

[21] Ortega-Vazquez, Miguel A., and Daniel S. Kirschen. "Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power generation penetration." IEEE Transactions on Power Systems 24.1 (2009): 114-124.

- [22] Yong, T., R. Entriken, and P. Zhang. "Reserve determination for system with large wind generation." Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE. IEEE, 2009.
- [23] Liu, Guodong, and Kevin Tomsovic. "Quantifying spinning reserve in systems with significant wind power penetration." IEEE Transactions on Power Systems 27.4 (2012): 2385-2393.
- [24] Chen, Houhe, and Yiming Kong. "Optimal spinning reserve for wind power integrated system using CVaR." Transportation Electrification Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific), 2014 IEEE Conference and Expo. IEEE, 2014.
- [25] Achury, Nicolás, and Mario A. Ríos. "Spinning reserve computation for a power system with WPG using point-estimate methods." PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven. IEEE, 2015.
- [26] Goudarzi, Arman, et al. "A probabilistic determination of required reserve levels in an energy and reserve co-optimized electricity market with variable generation." Energy 130 (2017): 258-275.
- [27] Ding, Tao. Power System Operation with Large Scale Stochastic Wind Power Integration: Interval Arithmetic Based Analysis and Optimization Methods. Springer, 2016.
- [28] Doherty, Ronan, et al. "An assessment of the impact of wind generation on system frequency control." IEEE transactions on power systems 25.1 (2010): 452-460.
- [29] Domínguez-García, Alejandro D. "Models for impact assessment of wind-based power generation on frequency control." Control and Optimization Methods for Electric Smart Grids. Springer, New York, NY, 2012. 149-165.
- [30] Lalor, Gillian, Alan Mullane, and Mark O'Malley. "Frequency control and wind turbine technologies." IEEE Transactions on power systems 20.4 (2005): 1905-1913.
- [31] Ma, Ookie, et al. "Demand Response for Ancillary Services." IEEE Trans. Smart Grid 4.4 (2013): 1988-1995.

- [32] Zhang, Jianglin, et al. "Spinning Reserve Capacity Optimization of a Power System When Considering Wind Speed Correlation." *Applied System Innovation* 1.3 (2018): 21.
- [33] Gutierrez-Alcaraz, Guillermo, and Victor Hinojosa. "Using Generalized Generation Distribution Factors in a MILP Model to Solve the Transmission-Constrained Unit Commitment Problem." *Energies* 11.9 (2018): 2232.
- [34] Arroyo, José M., and Francisco D. Galiana. "Energy and reserve pricing in security and network-constrained electricity markets." *IEEE transactions on power systems* 20.2 (2005): 634-643.
- [35] Vazquez, Miguel Angel Ortega. *Optimizing the spinning reserve requirements*. Diss. University of Manchester, 2006.
- [36] Fu, Chengjun, and Anjan Bose. "Contingency ranking based on severity indices in dynamic security analysis." *IEEE Transactions on power systems* 14.3 (1999): 980-985.
- [37] Florencio, Aboytes. "Análisis de sistemas de potencia." Centro Nacional De Control de Energía, México DF, 1990.
- [38] Chan, K. W., et al. "On-line dynamic-security contingency screening and ranking." *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution* 144.2 (1997): 132-138.
- [39] Saadat, Hadi. *Power systems analysis of Mcgraw-Hill series in electrical and computer engineering*. McGraw-Hill, New York, 2002.
- [40] Jackson, J. Edward. *A user's guide to principal components*. Vol. 587. John Wiley & Sons, 2005.
- [41] North American Electric Reliability Corporation. "Frequency response Standard Background Document." Atlanta, GA, November (2012).
- [42] Bollman, Andrew M. "An experimental study of frequency droop control in a low-inertia microgrid." (2010).
- [43] Guggilam, Swaroop S., et al. "Optimizing Power–Frequency Droop Characteristics of Distributed Energy Resources." *IEEE Transactions on Power Systems* 33.3 (2018): 3076-3086.

[44] Diaz, Guzman, et al. "Scheduling of droop coefficients for frequency and voltage regulation in isolated microgrids." IEEE Transactions on Power Systems 25.1 (2010): 489-496.

[45] Baeza Aguilera, Diego Alesandro. "Control de la frecuencia en una red con generación eólica." (2010).

[46] SEL. "Synchrophasor FAQs." SELinc. 22/05/2019. [https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Flyers/Synchro\\_FAQs\\_LM00064-1.pdf?v=20170117-205152](https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Flyers/Synchro_FAQs_LM00064-1.pdf?v=20170117-205152).