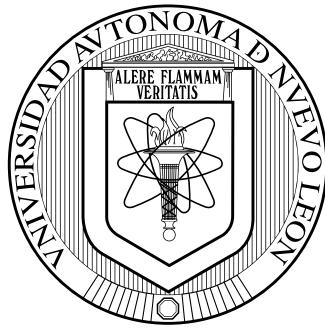


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DINÁMICA DE SISTEMAS CON  
PENETRACIÓN DE GENERACIÓN BASADA EN INVERSORES

*por*

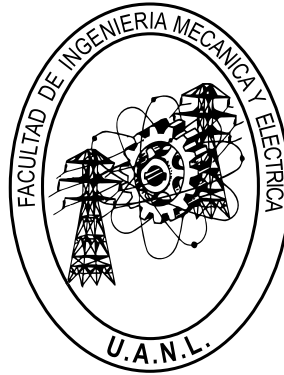
GABRIELA DE LOS ÁNGELES FUENTES CONDE

Como requisito para obtener el grado de MAESTRÍA EN  
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

Julio de 2023

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DINÁMICA DE SISTEMAS CON  
PENETRACIÓN DE GENERACIÓN BASADA EN INVERSORES

*por*

GABRIELA DE LOS ÁNGELES FUENTES CONDE

Como requisito para obtener el grado de MAESTRÍA EN  
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

Julio de 2023

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN**  
**Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica**  
**Posgrado**

Los miembros del Comité de Evaluación de Tesis recomendamos que la Tesis “Evaluación de la estabilidad dinámica de sistemas con penetración degeneración basada en inversores”, realizada por la estudiante Gabriela de los Ángeles Fuentes Conde, con número de matrícula 2125679, sea aceptada para su defensa como requisito parcial para obtener el grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

**El Comité de Evaluación de Tesis**

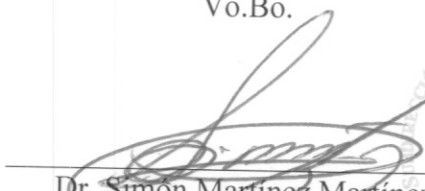
Dr. Manuel Antonio Andrade Soto  
Director

Dr. Ernesto Vázquez Martínez  
Revisor

Dr. Marco Tulio Mata Jiménez  
Revisor

Dr. Fernando Salinas Salinas  
Revisor

Vo.Bo.

  
Dr. Simón Martínez Martínez  
Subdirector de Estudios de Posgrado



Institución 190001

Programa 557520

Acta Núm. 4317

Ciudad Universitaria, a 23 de febrero de 2024.

A los ángeles que me cuidan desde el cielo

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento al Dr. Manuel Antonio Andrade Soto, mi director de tesis, así como a mis estimados maestros de posgrado. Su paciencia, motivación y enseñanzas han sido invaluableles en este viaje académico. Ha sido un verdadero privilegio contar con su guía y apoyo.

Agradezco de manera especial a toda la comunidad de la Universidad Autónoma de Nuevo León. Su atención y amabilidad han sido fundamentales en mi experiencia como alumna en la Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

Mis amigos también merecen mi gratitud, ya que de diversas maneras han dejado una huella significativa en mi vida profesional y personal. Quiero extender un agradecimiento especial al Ingeniero Adrián Jacob, cuyo amor y apoyo incondicional me han acompañado en esta etapa de estudiante.

A mis padres, los arquitectos Gabriel Fuentes y María de Jesús Conde, les debo un profundo agradecimiento por haberme formado como la persona que soy hoy en día. Muchos de mis logros, incluyendo este, son fruto de su dedicación. A mi hermana, agradezco por ser mi motivación en momentos difíciles. También quiero reconocer a los chicos Conde, siempre presentes en mi corazón y motores en mi vida.

Además, deseo expresar mi más profundo agradecimiento al CONAHCYT por su apoyo en mi posgrado. Cada paso que he dado en esta investigación es un testimonio de su inversión en el futuro de la educación y la investigación en nuestro país. Su respaldo ha sido esencial y significativo en mi desarrollo académico.

## RESUMEN

Gabriela de los Ángeles Fuentes Conde

Fecha de graduación: julio de 2023

Universidad Autónoma de Nuevo León

Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

Título del estudio: EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DINÁMICA DE SISTEMAS CON PENETRACIÓN DE GENERACIÓN BASADA EN INVERSORES

Número de páginas: 115

Candidata para el grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica

**Propósito y método de estudio:** Uno de los efectos del aumento en la participación de generación con fuentes renovables basadas en inversores es la estabilidad de la frecuencia. Esto ha generado la necesidad de analizar la estabilidad dinámica del sistema eléctrico de potencia. El presente trabajo de tesis establece como objetivo central determinar el nivel de penetración máxima de inversores en la que aún se tenga estabilidad dinámica en los sistemas eléctricos de potencia. Se eligen los modelos de control *grid-following* y *grid-forming*. El trabajo se llevará a cabo con diez casos de estudio implementados en el software DigSILENT Power Factory. Desde la implementación mayoritaria con inversores *grid-following* hasta la implementación de inversores *grid-forming*. Como metodología para el análisis se utilizará el análisis de estabilidad de pequeña señal y la identificación modal. A partir de este trabajo se realizará el análisis de los límites de incorporación de energías renovables con inversores *grid-following* y *grid-forming*, con el objetivo de identificar los umbrales antes de que se presenten problemas de inestabilidad en el sistema.

**Contribuciones y conclusiones:** En el sistema IEEE 39-Nodos, se logra mantener la estabilidad con la incorporación máxima del 49 % de inversores *grid-following* y 33 % de inversores *grid-forming*. Además, se observó que a medida que aumenta el porcentaje de generación con inversores *grid-forming*, los modos de oscilación disminuyen, lo que ocasiona una mayor estabilidad en el sistema eléctrico. Sin embargo, el aumento en la incorporación de inversores *grid-following* provoca inestabilidad y el colapso del sistema.

Asesor: Dr. Manuel Antonio Andrade Soto.

## TABLA DE CONTENIDO

Capítulo	Página
1. Introducción	1
1.1. Breve Revisión de Trabajo Previo . . . . .	2
1.2. Objetivos y Contribuciones de la Tesis . . . . .	4
1.3. Organización de la Tesis . . . . .	5
2. Transición Energética	6
2.1. Energías Renovables . . . . .	7
2.2. Energía Eólica . . . . .	8
2.2.1. Tipos de aerogeneradores . . . . .	8
2.3. Recursos basados en inversores . . . . .	10
2.3.1. <i>Grid-Following</i> . . . . .	11
2.3.2. <i>Grid-forming</i> . . . . .	12
2.3.3. Comparación de inversores GFL y GFM . . . . .	13
2.4. Modelos utilizados . . . . .	14
2.4.1. Modelo para <i>Grid following</i> . . . . .	14
2.4.2. Modelo para <i>grid forming</i> . . . . .	15
3. Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia dominados por tecnología basada en inversores	17
3.1. Problemas de estabilidad dinámica en el sistema de potencia con inversores . . . . .	17
3.2. Tipos de modelos utilizados para analizar la estabilidad dinámica de sistemas de energía dominados por inversores . . . . .	19
3.3. Estabilidad de pequeña señal . . . . .	20
3.4. Modelo matemático . . . . .	24
3.4.1. Ecuaciones de estado . . . . .	24
3.4.2. Ecuaciones de salida . . . . .	25
3.4.3. Puntos de equilibrio . . . . .	26

3.4.4.	Linealización . . . . .	26
3.4.5.	Valores propios . . . . .	28
3.4.6.	Factores de participación . . . . .	31
4.	Modelo de pequeña señal de los inversores GFM y GFL	33
4.1.	Modelado de inversores <i>Grid-forming</i> . . . . .	35
4.2.	Modelado de inversores <i>Grid-following</i> . . . . .	41
5.	Adaptación y resultados	46
5.1.	Descripción del sistema . . . . .	46
5.2.	Casos de estudio y resultados de simulación . . . . .	49
5.2.1.	Caso 1: 9- <i>GFM</i> y 0- <i>GFL</i> . . . . .	54
5.2.2.	Caso 2: 8- <i>GFM</i> y 1- <i>GFL</i> . . . . .	57
5.2.3.	Caso 3: 7- <i>GFM</i> y 2- <i>GFL</i> . . . . .	61
5.2.4.	Caso 4: 6- <i>GFM</i> y 3- <i>GFL</i> . . . . .	65
5.2.5.	Caso 5: 5- <i>GFM</i> y 4- <i>GFL</i> . . . . .	69
5.2.6.	Caso 6: 4- <i>GFM</i> y 5- <i>GFL</i> . . . . .	73
5.2.7.	Caso 7: 3- <i>GFM</i> y 6- <i>GFL</i> . . . . .	77
5.2.8.	Caso 8: 2- <i>GFM</i> y 7- <i>GFL</i> . . . . .	81
5.2.9.	Caso 9: 1- <i>GFM</i> y 8- <i>GFL</i> . . . . .	85
5.2.10.	Caso 10: 0- <i>GFM</i> y 9- <i>GFL</i> . . . . .	89
6.	Conclusiones y recomendaciones	93
6.1.	Conclusiones . . . . .	93
6.2.	Aportaciones . . . . .	95
6.3.	Recomendaciones Para Trabajos Futuros . . . . .	96
	Referencias	97
	APÉNDICES	101
A.	Modelos utilizados	102
B.	Factores de Participación	106
C.	Respuesta ante fallas	113



## LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
1. Generación eólica neta 2018-2021 (GWh) . . . . .	7
2. Esquema de funcionamiento del aerogenerador. Adaptada de [1] . . . . .	8
3. Configuraciones típicas de aerogeneradores. Adaptada de [2] . . . . .	10
4. Diagrama <i>grid-following</i> . Adaptada de [3] . . . . .	11
5. Diagrama <i>grid-forming</i> . Adaptada de [3] . . . . .	12
6. Clasificación de problemas de estabilidad dinámica del SEP de <i>IBR's</i> . Adaptada de [4] . . . . .	18
7. Clasificación dinámica de la estabilidad del SEP de <i>IBR's</i> por escala de tiempo. Adaptada de [4] . . . . .	19
8. Valores propios y sus respuestas . . . . .	30
9. Diagrama de bloques del control del inversor <i>GFM</i> . Adaptada de [5] . . . . .	35
10. Diagrama de bloques del control del inversor <i>GFL</i> . Adaptada de [5] . . . . .	41
11. Sistema modificado de IEEE 39-Nodos . . . . .	50
12. Modos oscilatorios de 9- <i>GFM</i> Inversores . . . . .	54
13. Frecuencia de 9- <i>GFM</i> Inversores . . . . .	55
14. Magnitudes de voltaje con 9- <i>GFM</i> Inversores. (a) Nodo 01 - Nodo 20; (b) Nodo 21 - Nodo 39 . . . . .	56
15. Modos oscilatorios de 8- <i>GFM</i> y 1- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	57
16. Frecuencia de 8- <i>GFM</i> y 1- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	59
17. Magnitudes de voltaje con 8- <i>GFM</i> y 1- <i>GFL</i> Inversores. (a) Nodo 01 - Nodo 20; (b) Nodo 21 - Nodo 39 . . . . .	60
18. Modos oscilatorios de 7- <i>GFM</i> y 2- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	61
19. Frecuencia de 7- <i>GFM</i> y 2- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	63
20. Magnitudes de voltaje con 7- <i>GFM</i> y 2- <i>GFL</i> Inversores. (a) Nodo 01 - Nodo 20; (b) Nodo 21 - Nodo 39 . . . . .	64
21. Modos oscilatorios de 6- <i>GFM</i> y 3- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	65
22. Frecuencia de 6- <i>GFM</i> y 3- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	67

23. Magnitudes de voltaje con 6- <i>GFM</i> y 3- <i>GFL</i> Inversores. (a) Nodo 01 - Nodo 20;	
(b) Nodo 21 - Nodo 39 . . . . .	68
24. Modos oscilatorios de 5- <i>GFM</i> y 4- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	69
25. Frecuencia de 5- <i>GFM</i> y 4- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	71
26. Magnitudes de voltaje con 5- <i>GFM</i> y 4- <i>GFL</i> Inversores. (a) Nodo 01 - Nodo 20;	
(b) Nodo 21 - Nodo 39 . . . . .	72
27. Modos oscilatorios de 4- <i>GFM</i> y 5- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	73
28. Frecuencia de 4- <i>GFM</i> y 5- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	75
29. Magnitudes de voltaje con 4- <i>GFM</i> y 5- <i>GFL</i> Inversores. (a) Nodo 01 - Nodo 20;	
(b) Nodo 21 - Nodo 39 . . . . .	76
30. Modos oscilatorios de 3- <i>GFM</i> y 6- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	77
31. Frecuencia de 3- <i>GFM</i> y 6- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	79
32. Magnitudes de voltaje con 3- <i>GFM</i> y 6- <i>GFL</i> Inversores. (a) Nodo 01 - Nodo 20;	
(b) Nodo 21 - Nodo 39 . . . . .	80
33. Modos oscilatorios de 2- <i>GFM</i> y 7- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	81
34. Frecuencia de 2- <i>GFM</i> y 7- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	83
35. Magnitudes de voltaje con 2- <i>GFM</i> y 7- <i>GFL</i> Inversores. (a) Nodo 01 - Nodo 20;	
(b) Nodo 21 - Nodo 39 . . . . .	84
36. Modos oscilatorios de 1- <i>GFM</i> y 8- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	87
37. Frecuencia de 1- <i>GFM</i> y 8- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	87
38. Magnitudes de voltaje con 1- <i>GFM</i> y 8- <i>GFL</i> Inversores. (a) Nodo 01 - Nodo 20;	
(b) Nodo 21 - Nodo 39 . . . . .	88
39. Modos oscilatorios de 9- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	91
40. Frecuencia de 9- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	91
41. Magnitudes de voltaje con 9- <i>GFL</i> Inversores. (a) Nodo 01 - Nodo 20; (b) Nodo	
21 - Nodo 39 . . . . .	92
42. Estructura de modelo <i>Grid-following</i> en DIgSILENT PowerFactory . . . . .	102
43. Modelo mecánico en DIgSILENT PowerFactory . . . . .	103
44. Modelo de control de potencia activa en DIgSILENT PowerFactory . . . . .	103
45. Modelo de control de potencia reactiva en DIgSILENT PowerFactory . . . . .	104
46. Estructura de modelo <i>Grid-forming</i> en DIgSILENT PowerFactory . . . . .	104
47. Modelo <i>Control droop</i> en DIgSILENT PowerFactory . . . . .	105
48. Respuesta ante condiciones dinámicas . . . . .	113

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla</b>	<b>Página</b>
1. Antecedentes e investigación previa. Adaptada de [6] . . . . .	3
2. Descripción de modelos . . . . .	21
2. Descripción de modelos . . . . .	22
3. Tipos de modelos y sus aplicaciones . . . . .	23
4. Cargas del sistema. Tomado de [7] . . . . .	47
5. Despacho de Generadores . . . . .	48
6. Datos de Transformadores . . . . .	49
7. Datos de SVS . . . . .	51
8. Datos de Líneas de Transmisión. Tomado de [7] . . . . .	52
9. Resultados del análisis modal con 9 inversores GFM . . . . .	54
10. Resultados del análisis modal con 8 inversores GFM y 1 GFL . . . . .	58
11. Resultados del análisis modal con 7 inversores GFM y 2 GFL . . . . .	62
12. Resultados del análisis modal con 6 inversores GFM y 3 GFL . . . . .	66
13. Resultados del análisis modal con 5 inversores GFM y 4 GFL . . . . .	70
14. Resultados del análisis modal con 4 inversores GFM y 5 GFL . . . . .	74
15. Resultados del análisis modal con 3 inversores GFM y 6 GFL . . . . .	78
16. Resultados del análisis modal con 2 inversores GFM y 7 GFL . . . . .	82
17. Resultados del análisis modal con 1 inversores GFM y 8 GFL . . . . .	85
18. Resultados del análisis modal con 9 inversores GFL . . . . .	90
19. Factores de Participación con 8- <i>GFM</i> y 1- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	106
20. Factores de Participación con 7- <i>GFM</i> y 2- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	106
21. Factores de Participación con 6- <i>GFM</i> y 3- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	107
22. Factores de Participación con 5- <i>GFM</i> y 4- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	107
23. Factores de Participación con 4- <i>GFM</i> y 5- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	108
24. Factores de Participación con 3- <i>GFM</i> y 6- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	109
25. Factores de Participación con 2- <i>GFM</i> y 7- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	110
26. Factores de Participación con 1- <i>GFM</i> y 8- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	111
27. Factores de Participación con 0- <i>GFM</i> y 9- <i>GFL</i> Inversores . . . . .	112

28. Respuesta ante condiciones dinámicas . . . . . 114

## **CAPÍTULO 1**

### **INTRODUCCIÓN**

La transición energética de México (TEM) es un desarrollo planificado a la matriz eléctrica del país. Se trata de una transición racional y sostenible del actual sistema energético, económico, industrial y tecnológico basado en energías no renovables a un sistema energético basada en energía nuclear y renovable [8].

Para ello en el Artículo 35 de la Ley General de Cambio Climático (LGCC), se establece que la secretaría de energía (SENER) desarrollará estímulos para impulsar el uso de tecnologías que emitan bajas emisiones de carbono con el objetivo de incitar a la transición energética [9] y de acuerdo con la ley de Transición Energética (LTE), la SENER fijará un objetivo que garantice una participación mínima del 35 % de energías limpias en la generación de energía eléctrica para el año 2024, y del 50 % para el año 2050 [10].

La generación de energía limpia renovable (GELR) en México está compuesta por la generación de centrales eoloeléctricas, fotovoltaicas, geotermoeléctricas, hidroeléctricas y plantas que usen bioenergéticos. Con datos del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) se observa que la generación de energía limpia renovable presenta un incremento del 7.4 % desde 2018 al 2021 [8]. Muchos de estos nuevos recursos están conectados al sistema eléctrico de potencia mediante inversores. La función de estos inversores es recibir el voltaje de corriente directa y por medio de operaciones de apertura y cierre de semiconductores como los IGBT, producir una señal de corriente alterna.

Actualmente, la mayoría de los inversores comerciales operan como seguidores

de red, comúnmente llamados *grid-following* (GFL), que regulan su potencia de salida midiendo el ángulo del voltaje de la red mediante un *phase-locked loop* (PLL). Por lo tanto, simplemente siguen el ángulo/ frecuencia de la red y no controlan activamente su salida de frecuencia [11]. En caso de separación no intencionada del sistema de potencia, los sistemas en isla compuestos únicamente por este tipo de inversores no podrán funcionar de forma autónoma. De manera similar, después de una interrupción de potencia, los inversores que siguen la red no pueden respaldar el proceso de restauración del sistema de energía a menos que estén presentes generadores convencionales con capacidad de arranque en negro [12].

Debido a estas dificultades en el inversor *grid-following*, se han propuesto otros métodos de control para inversores electrónicos de potencia. Estos métodos se denominan *grid-forming* (GFM) porque el objetivo es proporcionar funcionalidades que tradicionalmente proporciona la maquinaria síncrona. El control en los inversores GFM se usa para obtener los comandos de frecuencia y voltaje a partir de los valores medidos de potencia real y reactiva [11, 12].

El presente trabajo de tesis establece como objetivo central determinar el nivel de penetración máxima de inversores *grid-following* y *grid-forming* manteniendo aún estabilidad dinámica en un sistema eléctrico de potencia. Como metodología para el análisis de estabilidad se utilizará el análisis de estabilidad de pequeña señal y la identificación modal.

### **1.1 Breve Revisión de Trabajo Previo**

El análisis de estabilidad de pequeña señal es una de las formas de evaluar la estabilidad del sistema eléctrico. Es ampliamente utilizado por investigadores gracias a su sólido desarrollo teórico y a la disponibilidad de software especializado. De esta herramienta se puede obtener información sobre la habilidad de los sistemas de potencia

para mantener el sincronismo durante variaciones de cargas y generación.

En la siguiente tabla se muestran artículos en los cuales se estudian y comparan los impactos de los inversores en la estabilidad dinámica del sistema. Cabe mencionar que varios algoritmos para el control del inversor GFM están actualmente en desarrollo, algunos de ellos son *droop control*, Máquina síncrona virtual (VSM por sus siglas en inglés), control de oscilador virtual (VOC por sus siglas en inglés), entre otros [6].

Los modelos dinámicos que más nos interesan de la TABLA 1 son los de Markovic y Petersen debido a que estudian la dinámica de los sistemas incorporando tanto las fuentes de energía de la máquina síncrona (SM) como de los inversores GFM y GFL.

En [14] se estudio un sistema IEEE 9-Nodos implementando las 3 diferentes fuentes

**TABLA 1**

Antecedentes e investigación previa. Adaptada de [6].

Ref.	Año	Autor	Modelos dinámicos	Algoritmo GFM	Sistema implementado
[13]	2021	NREL	SM + GFL SM + GFM	VOC	Equivalente de transmisión de 3 Nodos WSCC de 9 Nodos
[14]	2021	Markovic	SM + GFL SM + GFM GFL + GFM SM +GFL+GFM	<i>Droop control</i>	Equivalente de dos nodos. WSCC de 9 Nodos Sistema sur australiano de 59 Nodos
[15]	2021	Lin	SM + GFL SM + GFM	VOC	Sistema IEEE de 39 Nodos.
[16]	2021	Mourouvin	SM + GFL SM + GFM	<i>Droop control</i> VSM	Equivalente de 3 Nodos
[17]	2019	Petersen	GFL + GFM SM+GFL+GFM	<i>Droop control</i>	Microred de 4 Nodos ( <i>Hybrid Power Plant</i> )
[12]	2018	Pattabiraman	SM + GFL SM + GFM	<i>Droop control</i>	Equivalente de 3 Nodos
[18]	2017	Johnson	GFM	VOC <i>Droop control</i>	Equivalente de 2 Nodos
[19]	2016	Liu	SM + GFM	<i>Droop control</i> VSM	Equivalente de 3 Nodos
[20]	2007	Katiraei	SM + GFL		Microred de 3 Nodos

de energía, considerando varias capacidades de despacho de cada unidad de generación. Este trabajo incluye la dinámica de la línea de transmisión, esto quiere decir que se agregan gradualmente líneas de transmisión, primero entre los nodos generadores y luego entre los nodos de carga.

En el estudio realizado en [17], se examinó una micro-red híbrida en media tensión que incluye un generador síncrono, dos generadores GFL y un GFM. Durante este análisis, se identificaron modos de oscilación y se llevaron a cabo análisis de sensibilidad respecto a dos parámetros de control. Sin embargo, no se proporciona una justificación clara sobre la selección de dichos parámetros de control.

## 1.2 Objetivos y Contribuciones de la Tesis

El objetivo central de este trabajo es determinar el nivel de penetración máxima de inversores manteniendo estabilidad dinámica en los sistemas eléctricos de potencia. Se elige el modelo de control de inversor *grid-following* por ser el que actualmente se encuentra implementado en los inversores y el nuevo modelo de control *grid-forming*.

El trabajo se llevará a cabo con diez casos de estudio implementados en el software DIGSILENT Power Factory. Desde la implementación mayoritaria con inversores *grid-following* hasta la implementación de inversores *grid-forming*. Como metodología para el análisis se utilizará el análisis de estabilidad de pequeña señal y la identificación modal. Por último, se simulará un evento en cada caso de estudio para analizar la estabilidad o en su caso el colapso en el sistema eléctrico y se obtendrán los perfiles de voltaje de cada caso.



### 1.3 Organización de la Tesis

La tesis se estructura de la siguiente manera. En el Capítulo 1, se introduce el tema y se presenta el contexto y la motivación de la investigación, así como los objetivos del estudio.

En el Capítulo 2, se aborda el tema de las energías renovables, se explican los modelos de control utilizados en los inversores y se presentan los modelos específicos utilizados en el proyecto.

El Capítulo 3 se enfoca en la estabilidad de sistemas eléctricos y las metodologías de análisis de estabilidad de pequeña señal.

En el Capítulo 4, se detallan los modelos matemáticos de pequeña señal para los inversores *grid-following* y *grid-forming*.

En el Capítulo 5 se presentan los casos de estudio realizados, incluyendo los eventos implementados y los resultados obtenidos.

El Capítulo 6 se dedica a las conclusiones y recomendaciones derivadas de la investigación. Se resumen los principales hallazgos y se ofrecen sugerencias para futuros trabajos.

En los apéndices se incluyen los modelos implementados, factores de participación y parámetros de respuesta ante condiciones dinámicas o de falla.

## **CAPÍTULO 2**

### **TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

Los motivos principales de la transición energética es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero ya que estas son las responsables del cambio climático. Para lograr esta transición es necesario reducir las fuentes energía de origen fósil e incrementar las fuentes de energía provenientes de las energías limpias.

En [21] define las energías limpias como aquellas fuentes y procesos de generación de energía que no superen las emisiones establecidas. Se considera como energía limpia los bioenergéticos, centrales de cogeneración, la energía generada por la combustión del hidrógeno, la energía geotérmica, la energía de hidroeléctricas, la energía generada del metano, nucleoelectricas, la energía oceánica, la energía generada con plasma molecular o gasificación, la radiación solar, centrales térmicas, el viento y otras tecnologías determinadas según parámetros y estándares de eficiencia energética.

Las energías limpias se clasifican en energías renovables y no renovables. En [8] menciona que la generación no renovable en México es la generación nucleoelectrica, la generación proveniente de procesos de cogeneración y la energía cinética proveniente de dispositivos que reducen la velocidad de un vehículo. Por otro lado, las energías renovables se abordarán en la siguiente sección.

## 2.1 Energías Renovables

En [10] define energía renovable aquellas que su fuente se encuentra en fenómenos naturales, procesos o materiales que pueden ser transformados en energía por el ser humano, regeneradas naturalmente, disponibles de forma permanente o periódica y que no emiten emisiones contaminantes al ser generadas. Por lo tanto, la generación de plantas eléctricas que utilizan bioenergéticos, eoloeléctricas, fotovoltaicas, hidroeléctricas y geotérmicas, integran este grupo de energías renovables.

Para el desarrollo de este trabajo se utiliza la energía eólica, comúnmente conocida como fuente eólica o eolétrica, dado que, según el reporte de avance de energías limpias, continúa siendo una de las tecnologías con mayor participación en la generación de energías renovables (ver Figura 1). Además, según el informe proporcionado en [8], la capacidad instalada de energía eólica en 2010 fue del 13.6 %, aumentando al 24.8 % en 2020, y se prevé que la tasa media de crecimiento anual alcance entre un 8.5 % y un 10.1 % para el año 2025.

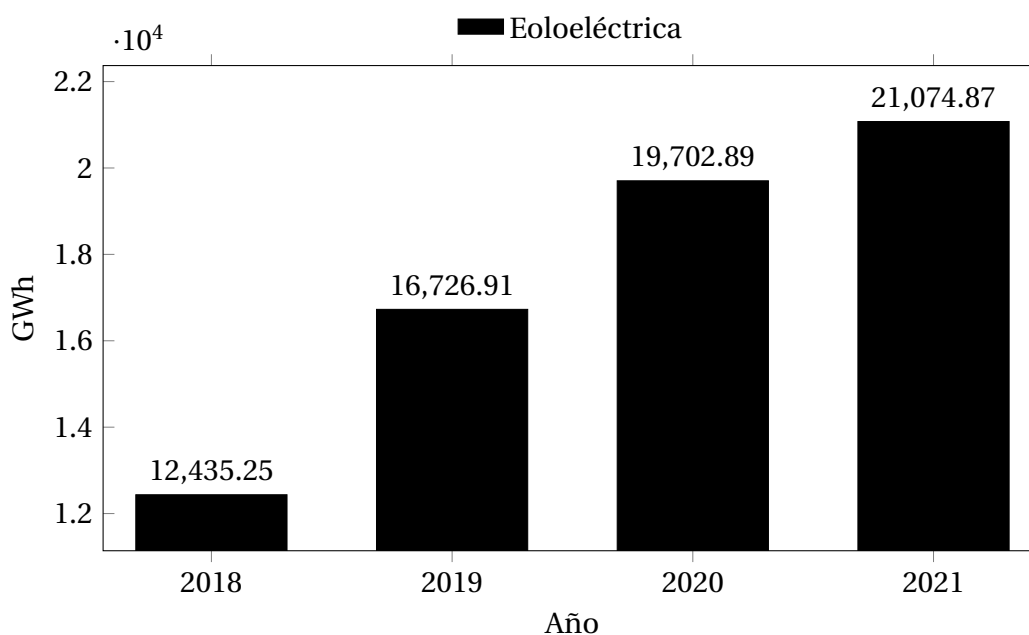


Figura 1. Generación eólica neta 2018-2021 (GWh).

## 2.2 Energía Eólica

La energía eólica transforma la energía cinética del viento en energía mecánica con el giro de las palas y el buje de la turbina eólica, posteriormente esta energía va dirigida a la multiplicadora para aumentar la velocidad de giro, a la salida de esta es convertida en energía eléctrica por un generador, comúnmente se encuentra un transformador de 690 V para transformar esa energía de baja tensión a alta tensión y así ser distribuida a la red (ver Figura 2). La producción de generación en una turbina eólica comienza con una velocidad de viento desde los 3 m/s hasta los 25 m/s, ya que antes o después de esta velocidad el aerogenerador se detiene.

### 2.2.1 Tipos de aerogeneradores

Las configuraciones de turbinas se pueden clasificar tanto por su capacidad para controlar la velocidad como por el tipo de control de potencia que utilizan [2]. En la Figura 3 se ilustran los tipos de turbinas eólicas.

#### **Tipo 1.** Velocidad fija: Turbina eólica con generador de inducción de jaula de ardilla

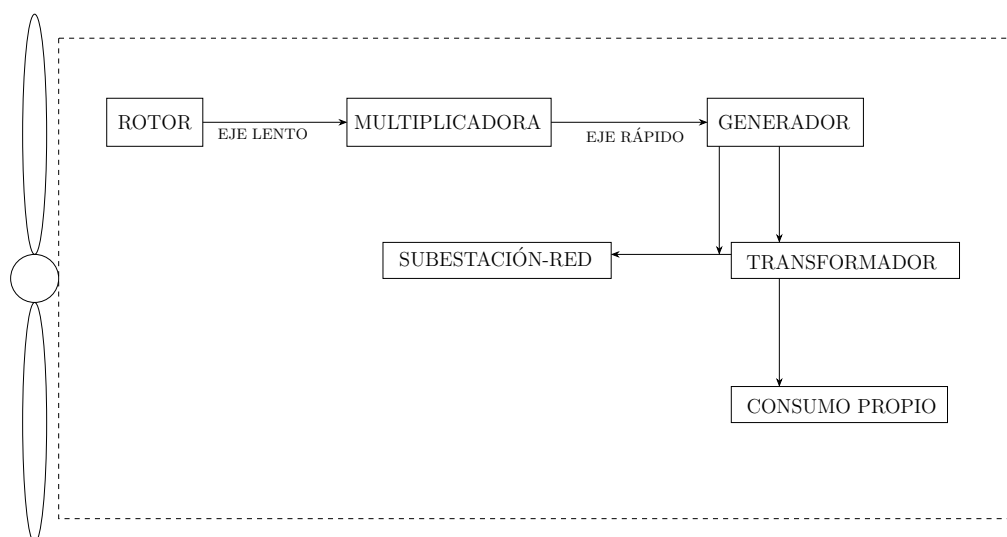


Figura 2. Esquema de funcionamiento del aerogenerador. Adaptada de [1].

(SCIG, por sus siglas en inglés). Esta configuración es conectada directamente a la red a través de un transformador y ya que el generador de inducción extrae potencia reactiva, se utiliza un banco de capacitores para la compensación de reactivos. Su mayor desventaja son las fluctuaciones del viento, ya que se convierten en variaciones mecánicas y estas en variaciones de energía eléctrica, provocando oscilaciones de voltaje en el punto de conexión. Hay dos subtipos, 1A y 1B: El 1A no incluye técnicas de capacidad de manejo de fallas y el 1B incluye control de ángulo de pala.

**Tipo 2.** Velocidad variable limitada: Turbina eólica con generador de inducción de rotor bobinado (WRIG, por sus siglas en inglés). La característica de esta configuración a la comparación del Tipo 1, es la resistencia del rotor controlable.

**Tipo 3.** Velocidad variable con convertidor de frecuencia de escala parcial: Regularmente conocida como generador de inducción doblemente alimentado (DFIG, por sus siglas en inglés) y un convertidor de *back-to-back*. La función del convertidor es compensar la potencia reactiva.

**Tipo 4.** Velocidad variable con convertidor de frecuencia de escala completa: La configuración puede ser utilizada por generadores síncronos o asíncronos y un convertidor de potencia a gran escala, que igualmente se encarga de compensar la potencia reactiva. En algunos casos de turbinas no cuentan con la caja multiplicadora. Hay dos subtipos, 4A y 4B: el 4A donde la aerodinámica y mecánica las partes se desprecian, 4B incluye un modelo mecánico de 2 masas que considera un par aerodinámico constante.

Las tecnologías comúnmente más vendidas e instaladas en los sistemas eléctricos de potencia son del tipo 3 y 4. Este trabajo se centra en el tipo 4B por su implementación en trabajos previos de análisis de estabilidad y porque este estudio no está implementando variaciones de velocidad de viento, por lo tanto, implica un par aerodinámico constante.

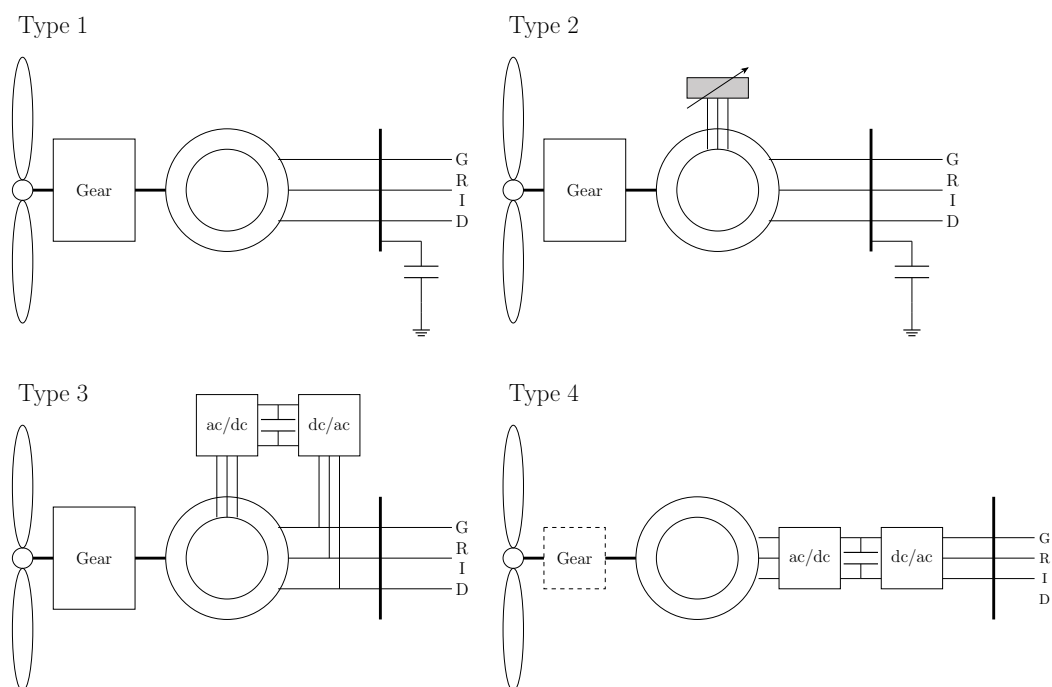


Figura 3. Configuraciones típicas de aerogeneradores. Adaptada de [2].

En las descripciones anteriores, se requiere electrónica de potencia para las configuraciones con velocidades variables. Las principales ventajas de usar electrónica de potencia son: controlar la potencia activa y reactiva, mejorar la estabilidad, mejorar la calidad de la energía, disminuir las fluctuaciones rápidas e indeseadas en la tensión, filtrar armónicos y limitar la potencia de corto circuito, pero la gran desventaja es que genera altos armónicos [22].

### 2.3 Recursos basados en inversores

Las fuentes renovables eólicas y solares cuentan con electrónica de potencia con convertidores o inversores, estas fuentes son también llamadas recursos basados en inversores (IBR, por sus siglas en inglés).

Según [23] los inversores se pueden clasificar según el tipo de control implementado y se dividen en dos grupos: *grid-following* (GFL) y *grid-forming* (GFM).

### 2.3.1 Grid-Following

Comúnmente llamado control de corriente debido a que la corriente es la magnitud física que se controla e imitan una fuente de corriente con una alta impedancia en paralelo. La estructura del control se encuentra en la Figura 4.

El control GFL contiene un subsistema con un bucle de enganche de fase, subsistema de lazo de seguimiento de fase o PLL, por sus siglas en inglés de *phase locked loop* que estima el ángulo instantáneo de la tensión medida en las terminales del convertidor y también contiene otro subsistema con un bucle de control de corriente que regula la corriente alterna inyectada a la red [11].

En esta configuración, la potencia activa y reactiva pueden ser controladas directamente mediante la corriente inyectada. Es conocido como *grid-following* o seguidor de red, porque su funcionamiento está vinculado al seguimiento del ángulo y la frecuencia de la red, en lugar de controlar activamente su propia frecuencia de salida [12]. En caso de separación no intencionada del sistema de potencia, los sistemas en isla compuestos únicamente por este tipo de inversores no podrán funcionar de forma autónoma. De manera similar, después de una interrupción de potencia, los inversores que siguen la red no pueden respaldar el proceso de restauración del sistema de energía a menos que estén presentes generadores convencionales con capacidad de arranque en negro [11].

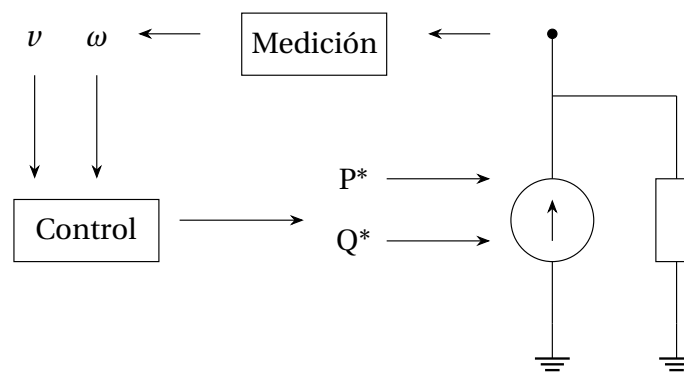


Figura 4. Diagrama *grid-following*. Adaptada de [3].

Es importante tener en cuenta los inversores *grid-following* al estudiar la estabilidad en la red eléctrica, ya que son la mayoría de los inversores conectados a la red. Estos inversores no pueden garantizar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia en una red con baja inercia o con pocas máquinas síncronas.

### 2.3.2 *Grid-forming*

Debido a dificultades en el inversor *grid-following*, se han propuesto otros métodos de control para inversores electrónicos de potencia. Estos métodos se denominan *grid-forming* porque el objetivo es proporcionar funcionalidades que tradicionalmente proporciona la maquinaria síncrona [12, 11].

En [11] se utiliza el término *grid-forming* a cualquier controlador que regule las tensiones instantáneas medidas en las terminales del convertidor e imitan una fuente de voltaje con una baja impedancia en serie. La estructura del control se encuentra en la Figura 5. En esta configuración los inversores no necesitan un PLL. A diferencia del *grid-following*, El control en los inversores GFM se usa para obtener los comandos de frecuencia y voltaje a partir de los valores medidos de potencia real y reactiva.

En [24] clasifica los algoritmos de control en tres categorías:

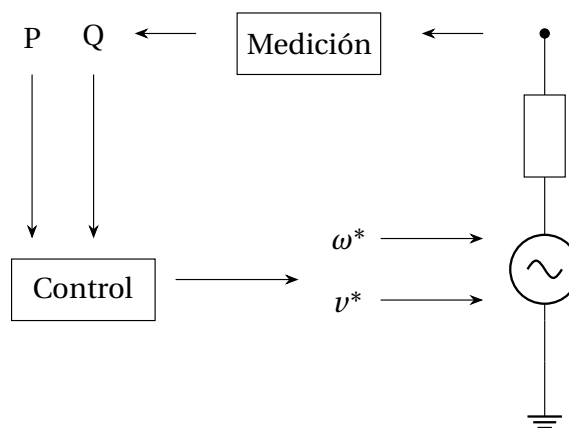


Figura 5. Diagrama *grid-forming*. Adaptada de [3].



**Control droop:** es el método más implementado para el control *grid-forming*. Esta configuración tiene su origen a partir de la acción del gobernador que permite la operación en paralelo de múltiples generadores síncronos, algunas de las primeras implementaciones se enfocan en sistemas eléctricos aislados o de alimentación interrumpida. También son capaces de operar en grandes redes eléctricas interconectadas.

**Técnicas de control basadas en máquinas síncronas:** Una de las desventajas del *control droop* es la falta de soporte de inercia. Por lo tanto, se proponen nuevas metodologías de control que incorporan las propiedades inerciales y de amortiguamiento de los generadores síncronos.

**Otros tipos de control:** Algunos métodos de control se basan en técnicas de diseño lineal, sin embargo, la mayoría de ellos se apoyan en enfoques de control no lineal. Entre estos últimos se encuentran técnicas como el Control de Oscilador Virtual, el Control Síncrono Virtual, el Control basado en la Modulación de Frecuencia, entre otros.

### 2.3.3 Comparación de inversores GFL y GFM

El objetivo principal de los inversores GFL es inyectar potencia activa a la red, mientras que el objetivo principal del inversor GFM es regular el voltaje y la frecuencia de la red.

Desde el punto de vista del control, el comportamiento de un inversor GFL es aproximadamente como una fuente de corriente controlada con una inductancia en paralelo y el comportamiento de un inversor GFM es aproximadamente a una fuente de voltaje con una impedancia en serie. Otra diferencia, es que el inversor GFL requiere de una unidad sincronizada para operar en sincronismo con la red y el inversor GFM puede operar en ausencia de conexión a la red [24].

En términos de rendimiento, la respuesta del inversor GFM es más rápida ante

una perturbación en la red en comparación con el inversor GFL. Otra diferencia es en el comportamiento de estabilidad: los inversores GFL muestran una menor estabilidad frente a cambios repentinos en la red, mientras que los inversores GFM contribuyen a mejorar la estabilidad, tanto en el voltaje como en la frecuencia.

## 2.4 Modelos utilizados

En esta sección se detallan los modelos implementados en el Apéndice A, destinados a representar los inversores con control GFM y GFL dentro del software DIgSILENT PowerFactory.

### 2.4.1 Modelo para *Grid following*

La integración del control GFL se ha construido mediante la implementación del modelo “Frame IEC Type 4B” de acuerdo con IEC 61400-27-1:2020 [25], como se muestra en la Figura 42. Esta plantilla incluye los elementos del generador, transformador, modelos dinámicos que representan los controladores PLL, etc., para simulaciones dinámicas.

El modelo incluye:

**Sistema aerodinámico:** Se modela a través de un modelo de par aerodinámico constante.

**Sistema mecánico:** En la Figura 43 se representa un modelo de 2 masas, con la finalidad de tener en cuenta las oscilaciones que produce el sistema mecánico en caso de una falla en la red. Los parámetros requeridos para el sistema mecánico son: constante de inercia del generador ( $H_{gen}$ ), constante de inercia del rotor del aerogenerador ( $H_{WTR}$ ), rigidez del eje ( $k_{drt}$ ) y amortiguación del eje ( $c_{drt}$ ).

**Sistema del generador:** Se modela a mediante el componente generador estático de DIgSILENT Power Factory, incluyendo un limitador de corriente.

**Sistema de control:** Incluye el método de control droop de potencia activa y reactiva. El control de potencia activa se observa en la Figura 44, consiste principalmente en un filtro de 1er orden con la constante de tiempo de la potencia y un limitador de velocidad para la referencia de activa del aerogenerador. El control loop de potencia reactiva se observa en la Figura 45, incluye varias opciones de configuraciones de control, por ejemplo, abierto/cerrado loop operación, voltaje/son control de voltaje, factor de potencia/control de potencia reactiva. Las salidas de estos controles de potencias son entradas a un limitador de corriente, que influye la respuesta del aerogenerador durante las caídas de tensión.

**Sistema de protección:** Modela las funciones de protección de bajo/sobre voltaje y bajo/sobre frecuencia.

#### 2.4.2 Modelo para *grid forming*

La integración del control GFM se ha construido mediante la implementación del modelo “Grid-forming Converter Frame” por DIgSILENT, como se muestra en la Figura 46. Esta plantilla incluye los elementos del generador, modelos dinámicos que representan los controladores para simulaciones dinámicas.

El modelo incluye:

**Sistema de control:** Se modela en base a un control proporcional para el lazo de potencia activa y reactiva, el control de planta incluye un controlador PI para eliminar el error en estado estacionario de los controladores proporcionales. Este modelo es sencillo, se observa en la Figura 47.

En conclusión, la transición energética hacia un sistema más sostenible y respetuoso con el medio ambiente es una necesidad en el panorama actual de la energía. Las energías renovables, en particular la energía eólica, desempeñan un papel crucial en esta transición al proporcionar fuentes de energía limpias y abundantes. Sin embargo, para integrar de manera efectiva estas energías renovables en la red eléctrica, es fundamental contar con tecnologías avanzadas como los inversores.

Los inversores son componentes esenciales en los sistemas de energía basados en energías renovables, permitiendo la conversión eficiente de energía eléctrica y su integración en la red eléctrica. Dentro de los inversores, se distinguen dos enfoques principales: *grid-following* y *grid-forming*. El primero se adapta a las condiciones de la red eléctrica existente, mientras que el segundo tiene la capacidad de operar de forma autónoma y establecer la frecuencia y el voltaje en la red.

La combinación de energías renovables y recursos basados en inversores ofrece una oportunidad única para impulsar la transición energética hacia una red más descentralizada, flexible y resiliente. Al permitir la generación distribuida y la participación activa de los consumidores, estos sistemas pueden mejorar la eficiencia energética y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Sin embargo, es importante abordar desafíos como la estabilidad del sistema eléctrico, la gestión de la intermitencia de las energías renovables y la integración óptima en la red. Esto requiere una colaboración estrecha entre gobiernos, empresas, instituciones académicas y la sociedad en su conjunto.

## **CAPÍTULO 3**

### **ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA DOMINADOS POR TECNOLOGÍA BASADA EN INVERSORES**

El aumento de los recursos basados en inversores ha dado lugar a varios problemas de estabilidad que solo pueden abordarse mediante modelos y simulaciones. Entre los desafíos que presentan las energías renovables basadas en inversores, como la energía eólica y solar, se encuentra la intermitencia, ya que solo generan energía en presencia de viento y sol.

Además, las tecnologías basadas en inversores contribuyen a otros problemas relacionados con la estabilidad. Estos incluyen cambios significativos en la frecuencia debido a la baja inercia, la generación de corriente de falla que afecta la coordinación de las protecciones, el flujo bidireccional de potencia que altera la estabilidad transitoria, la distorsión armónica provocada por los lazos de control y las oscilaciones introducidas por el PLL. Se han desarrollado modelos tanto desde la perspectiva de la electrónica de potencia como desde la perspectiva de los sistemas eléctricos de potencia [4].

#### **3.1 Problemas de estabilidad dinámica en el sistema de potencia con inversores**

En [4] se clasifica la estabilidad de un sistema de potencia dinámico como aquella respuesta dinámica que transcurre en unos segundos como máximo. En la Figura 6 se muestran problemas relevantes de estabilidad dinámica de los sistemas eléctricos por los inversores y en la Figura 7 se destacar el periodo del tiempo en el que están presentes esos problemas. Los problemas de estabilidad dinámica en los sistemas eléctricos según [4]

son:

**Estabilidad impulsada por el convertidor:** los inversores se basan en lazos de control y algoritmos con tiempos de respuesta muy rápidos. En esta escala temporal, pueden influir tanto en la dinámica electromecánica de las máquinas como en los transitorios electromagnéticos de la red, lo que podría provocar inestabilidades en el sistema eléctrico en un amplio rango de frecuencias. Este fenómeno se subdivide en interacción rápida e interacción lenta, como se muestra en la Figura 6. Los fenómenos de inestabilidad impulsada que presentan frecuencias menores a 10 Hz se consideran parte de la categoría de interacción lenta, afectando la dinámica electromecánica de generadores síncronos y algunos de sus controladores. Mientras tanto, los fenómenos de inestabilidad que exhiben frecuencias desde decenas hasta cientos, e incluso kHz, son clasificados como parte de la interacción rápida, involucrando el control de modulación de conmutación y la dinámica de la forma de onda de voltaje y corriente. Por ejemplo, en [26] se ha informado sobre frecuencias entre 500 Hz y 2 kHz en parques eólicos conectados a VSC-HVDC, y en China se han observado frecuencias de 2.5 Hz y 97.5 Hz que incluyen interacciones entre STATCOMs y redes AC/DC.

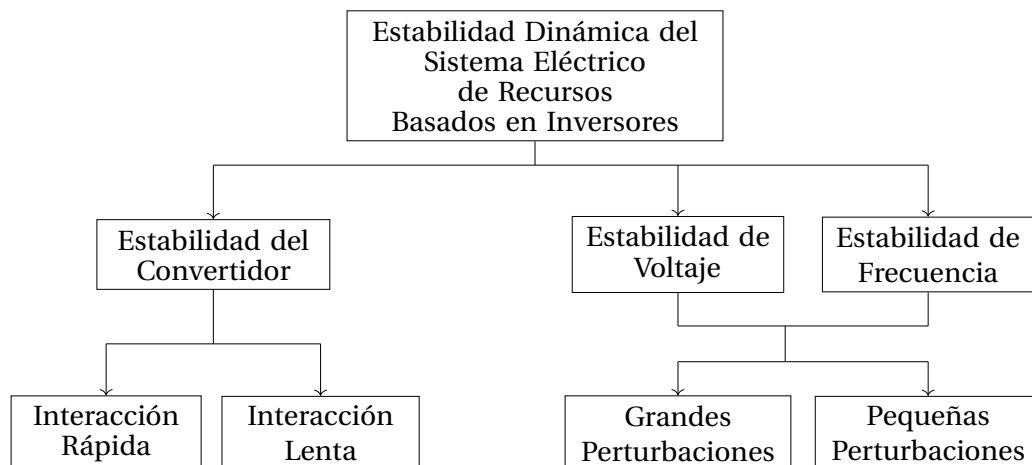


Figura 6. Clasificación de problemas de estabilidad dinámica del SEP de IBR's. Adaptada de [4].

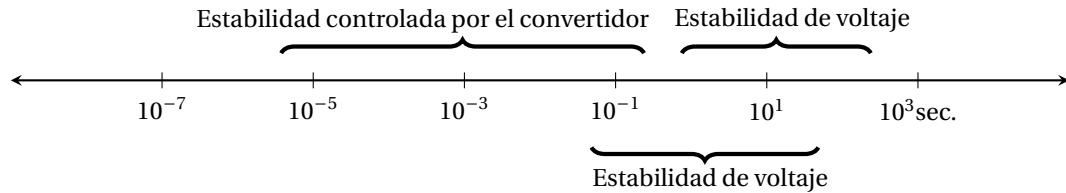


Figura 7. Clasificación dinámica de la estabilidad del SEP de IBR's por escala de tiempo. Adaptada de [4].

**Estabilidad de voltaje:** Es la facultad para mantener voltajes estables en los nodos de un sistema eléctrico después de experimentar una perturbación grande o pequeña. Una perturbación pequeña pueden ser cambios graduales o pequeños en la generación o carga y una perturbación grande, como fallas, apagones o grandes cambios en generación o carga. La implementación de controladores secundarios de voltaje, ayudan a estabilizar el sistema eléctrico ante una perturbación.

**Estabilidad de frecuencia:** Es la capacidad del sistema eléctrico para recuperar su frecuencia después de experimentar una perturbación causada por un desequilibrio entre la carga y la generación.

### 3.2 Tipos de modelos utilizados para analizar la estabilidad dinámica de sistemas de energía dominados por inversores

La acelerada implementación de recursos basados en inversores ha llevado a analizar la estabilidad dinámica desde dos perspectivas: desde el punto de vista del dispositivo de la electrónica de potencia hasta el enfoque de los sistemas eléctricos de potencia.

En la perspectiva de la electrónica de potencia se han desarrollado modelos de conmutación, que representan el comportamiento físico de los dispositivos semiconductores de potencia de los inversores y se utilizan para analizar tiempos de conmutación de los interruptores semiconductores, tensiones instantáneas, pérdidas de conmutación, los transitorios por conmutación, fallas de conmutación y dinámica de corriente.

Y en la perspectiva de los sistemas eléctricos de potencia se han desarrollado modelos promediados. Estos realizan linealizaciones y simplificaciones para obtener modelos computacionales más eficientes. Este modelo se subdivide en pequeña y grande señal para evaluar perturbaciones y se utilizan en escenarios que presentan grandes o pequeñas variaciones.

Otro modelo es el de secuencia positiva. Este modelo supuestamente se basa en un sistema balanceado y operando en una frecuencia fundamental pero el aumento de los IBRs ha demostrado que estas suposiciones son inválidas.

Además, está el modelo fasorial dinámico, que permite representar tanto la señal de corriente y tensión a la frecuencia fundamental con armónicos, así como fasores con diferentes frecuencias.

También, se tiene el modelo impulsado por datos o *data-driven*. En este modelo la estructura son ecuaciones matemáticas derivadas de las señales de entrada y salida.

La Tabla 2 y la Tabla 3, adaptadas de [4], describen los modelos mencionados en este capítulo y los modelos con sus aplicaciones para el estudio de la estabilidad dinámica.

### **3.3 Estabilidad de pequeña señal**

La estabilidad de pequeña señal es la capacidad del sistema eléctrico de potencia para conservar el sincronismo cuando experimenta pequeñas perturbaciones. Cuando estas perturbaciones se presentan, provocan oscilaciones en el sistema eléctrico de potencia. Si la magnitud de la oscilación aumenta o no se reduce, el sistema es inestable; y si la oscilación se elimina o se mantiene pequeña, el sistema es estable [27]. Para estas pequeñas perturbaciones, las ecuaciones diferenciales y algebraicas del sistema pueden ser linealizadas, lo que permite simular el comportamiento del sistema [28].



TABLA 2

Descripción de modelos (adaptada de [4]).

Modelos	Detalles	Intervalos de tiempo	Ventajas	Desventajas
Commutación	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incluye conmutación de electrónica de potencia y control PWM</li> </ul>	ns a $\mu$ s	<ul style="list-style-type: none"> <li>Captura las no linealidades</li> <li>Precisa para problemas de estabilidad dinámica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Carga computacional</li> <li>Abundantes parámetros que determinar</li> </ul>
Promedio				
Pequeña señal	<ul style="list-style-type: none"> <li>Promedio espacio de estados</li> <li>Funciones de transferencia en el dominio de Laplace</li> <li>Linealizadas en torno de un punto de operación</li> </ul>	$\mu$ s a ms	<ul style="list-style-type: none"> <li>Análisis de estabilidad de pequeña señal</li> <li>Facilidad de diseño e implementación de controladores lineales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incapaz de representar la dinámica de conmutación</li> <li>Complejidad para implementar armónicos</li> </ul>
Grande señal	<ul style="list-style-type: none"> <li>Promedio espacio de estados</li> </ul>	$\mu$ s a ms	<ul style="list-style-type: none"> <li>Apropiado para grandes perturbaciones</li> <li>Considera las limitaciones del sistema como el voltaje de dc y la saturación del PWM</li> <li>Adecuado para representar cargas no lineales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mayor carga computacional que los modelos de pequeña señal</li> <li>Incapaz de representar la dinámica de conmutación</li> </ul>
Secuencia positiva	<ul style="list-style-type: none"> <li>Representación de secuencia positiva con potencia rms, tensión y corriente</li> </ul>	ms	<ul style="list-style-type: none"> <li>Simula las configuraciones de protección</li> <li>Computacionalmente eficiente para sistemas de potencia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No es apto para captar la dinámica del circuito de control y los armónicos</li> <li>Normalmente sólo se utiliza para estudios de sistemas de transmisión</li> </ul>

*Continúa*

**TABLA 2 (Continuación)**  
 Descripción de modelos (adaptada de [4]).

Modelos	Detalles	Intervalos de tiempo	Ventajas	Desventajas
Fasorial dinámico	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fasores dinámicos utilizados para representaciones multifrecuencia</li> <li>▪ Capacidad de incorporar dinámica electromagnética en un marco fasorial</li> <li>▪ El orden del modelo puede ajustarse para simular diferentes dinámicas</li> </ul>	<p>Depende del modelo</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Puede ser más preciso que los modelos promedio y de secuencia positiva</li> <li>▪ Adecuado para componentes de secuencia positiva y negativa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Matemáticamente complejo</li> <li>▪ Difícil de aplicar los métodos clásicos de evaluación de la estabilidad de pequeña señal</li> </ul>
<i>Data-driven</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Datos experimentales o datos de campo operativos</li> <li>▪ Ajuste del modelo matemático a los datos</li> </ul>	<p>Depende del paso de tiempo de los datos</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sin necesidad de conocimiento previo de la estructura interna del convertidor ni de ninguno de sus parámetros.</li> <li>▪ Capaz de detectar la degradación de los parámetros</li> <li>▪ Modelo matemático menos exigente computacionalmente que los modelos parametrizados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Se necesitan grandes conjuntos de datos para formar el modelo</li> <li>▪ Sólo apto para sistemas con datos de campo operativos</li> <li>▪ Limitaciones potenciales para la dinámica no lineal de la forma de onda</li> <li>▪ La precisión del modelo depende del paso de tiempo de los datos</li> </ul>

TABLA 3

Tipos de modelos y sus aplicaciones (adaptada de [4]).

Modelos	Estabilidad del inversor		Estabilidad de voltaje		Estabilidad de frecuencia	
	Interacción lenta	Interacción rápida	Pequeña perturbación	Gran perturbación	Pequeña perturbación	Gran perturbación
Conmutación	✓	✓				
Promedio						
Pequeña señal	✓		✓		✓	
Gran señal	✓		✓	✓	✓	✓
Secuencia positiva	✓		✓	✓	✓	✓
Fasorial dinámico	✓		✓	✓	✓	✓
<i>Data-driven</i>	✓		✓	✓	✓	✓

Los tipos de oscilación que han experimentado problemas de estabilidad de pequeña señal en sistemas eléctricos de potencia son:

**OSCILACIONES EN MODO DE PLANTA LOCAL:** Son comunes en las centrales generadoras y se relacionan con unidades que oscilan en relación con el resto del sistema eléctrico. Estos problemas son causados por los reguladores automáticos de voltaje (AVR, por sus siglas en inglés) de las unidades generadoras que operan a altos niveles de salida y que alimentan en redes de transmisión débiles. El uso de sistemas de estabilización de potencia (PSS, por sus siglas en inglés) puede solucionar fácilmente estos problemas al proporcionar un control suplementario de los sistemas de excitación. El rango de frecuencia es desde 1 a 2 Hz.

**OSCILACIONES DE MODO INTERÁREA:** Son causadas por la interconexión de dos o más grupos de máquinas estrechamente acopladas en un sistema eléctrico, o incluso por la interacción de máquinas convencionales con sistemas de energía renovable. Estas oscilaciones se caracterizan por generar fluctuaciones de energía entre diferentes partes del sistema eléctrico. El rango usual de frecuencia para las oscilaciones de Modo interárea es de 0.1 a 1 Hz.

**OSCILACIONES DEL MODO DE TORSIÓN:** Son causados por los componentes rotativos (mecánicos) de la turbina-generator. El rango de frecuencia visto más bajo es de 16 Hz.

**OSCILACIONES DEL MODO DE CONTROL:** Son causadas por el control de las unidades generadoras y otros equipos en el sistema eléctrico. La mala sintonización de los sistemas de excitación, motores principales, compensadores estáticos de var (SVC) y convertidores de corriente continua de alta tensión (HVDC). Los rangos de frecuencias van desde decenas a cientos y posiblemente hasta kHz.

Las metodologías para el estudio del análisis de pequeña señal son análisis modal mediante valores propios del sistema e identificación modal.

### 3.4 Modelo matemático

El sistema dinámico, como un sistema de potencia, puede describirse mediante las siguientes ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales de primer orden [28].

#### 3.4.1 Ecuaciones de estado

Según [27], se puede escribir en forma matricial:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t), \quad (1)$$

donde

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad \mathbf{u} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix} \quad \mathbf{f} = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix}. \quad (2)$$

De (1) y (2), el vector columna  $\mathbf{x}$  se convierte en el vector estado, las  $x_i$  se denominan

variables de estado, el vector columna  $\mathbf{u}$  es el vector de entradas al sistema,  $\mathbf{u}$  son las señales externas que influyen en el funcionamiento del sistema,  $t$  denota el tiempo y  $\dot{\mathbf{x}}$  la derivada de una variable de estado respecto al tiempo.

En un sistema autónomo, las ecuaciones de estado describen la evolución del sistema en función de sus variables de estado, pero no incluyen explícitamente una variable de tiempo. Esto implica que la ecuación (1) no contiene términos que representen cambios en el tiempo de manera directa. Expresándolo de la siguiente manera:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}). \quad (3)$$

### 3.4.2 Ecuaciones de salida

En un sistema dinámico, como el sistema de potencia, las variables de salida son aquellas que se pueden medir o controlar y están relacionadas con las variables de estado y entrada. Las ecuaciones de salida describen cómo las variables de salida están relacionadas con las variables de estado y entrada del sistema. Se pueden expresar como

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}), \quad (4)$$

donde

$$\mathbf{y} = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_m \end{bmatrix} \quad \mathbf{g} = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_r \end{bmatrix}. \quad (5)$$

De (5), el vector columna  $\mathbf{y}$  se convierte en el vector de salidas y  $\mathbf{g}$  es el vector de funciones que relaciona las variables de estado y de entrada con las variables de

salida

### 3.4.3 Puntos de equilibrio

Los puntos en los que todas las derivadas de las variables de estado son simultáneamente cero se denominan puntos de equilibrio o puntos estacionarios. En estos puntos, el sistema no experimenta ningún cambio en el tiempo y se mantiene en un estado constante. Para sistemas dinámicos, los puntos de equilibrio son importantes ya que permiten analizar el comportamiento del sistema en torno a ellos y determinar su estabilidad [27].

$$\dot{\mathbf{x}} = \begin{bmatrix} \dot{x}_1 = 0 \\ \dot{x}_2 = 0 \\ \vdots \\ \dot{x}_n = 0 \end{bmatrix} \quad (6)$$

El punto de equilibrio  $\mathbf{x}_0$  debe cumplir

$$\dot{\mathbf{x}} = 0 = \mathbf{f}(\mathbf{x}_0) = 0 \quad (7)$$

En resumen, el punto de equilibrio  $\mathbf{x}_0$  es aquel valor de la variable de estado para el cual la tasa de cambio es cero, lo que implica que el sistema no experimenta cambios en ese punto en particular.

### 3.4.4 Linealización

Es una técnica matemática que permite simplificar el análisis de un sistema no lineal enfocándose en un punto de operación específico, mediante el estudio del comportamiento del sistema ante pequeñas perturbaciones en sus variables de estado y

entradas.

$$\dot{\mathbf{x}}_0 = \mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) = 0 \quad (8)$$

donde

$\mathbf{x}_0$  = vector del estado inicial, y

$\mathbf{u}_0$  = vector de entrada correspondiente al punto de equilibrio.

Cuando se añade una perturbación

$$\begin{aligned} \mathbf{x} &= \mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}, \\ \mathbf{u} &= \mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u}, \end{aligned} \quad (9)$$

considerando que las perturbaciones son pequeñas, la función  $\mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u})$  puede ser expresada en términos de una serie de Taylor.

De (1) y (4), se tiene el siguiente sistema linealizado:

$$\begin{aligned} \Delta\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A}\Delta\mathbf{x} + \mathbf{B}\Delta\mathbf{u}, \\ \Delta\mathbf{y} &= \mathbf{C}\Delta\mathbf{x} + \mathbf{D}\Delta\mathbf{u}, \end{aligned} \quad (10)$$

donde

$\Delta\mathbf{x}$  = vector de estado de dimensión  $n$ ;

$\Delta\mathbf{y}$  = vector de salida de dimensión  $m$ ;

$\Delta\mathbf{u}$  = vector de entrada de dimensión  $r$ ;

$\mathbf{A}$  = matriz de estado o planta ( $n \times n$ );

$\mathbf{B}$  = matriz de entrada o control ( $n \times r$ );

$\mathbf{C}$  = matriz de salida ( $m \times n$ ); y

$\mathbf{D}$  = matriz que contiene la relación entre entradas y salidas ( $m \times r$ )

Aplicando la transformada de Laplace resultan las siguientes ecuaciones de estado

en el dominio de la frecuencia:

$$\begin{aligned} s\Delta\mathbf{x} - \Delta\mathbf{x}(0) &= \mathbf{A}\Delta\mathbf{x}(s) + \mathbf{B}\Delta\mathbf{u}(s), \\ \Delta\mathbf{y}(s) &= \mathbf{C}\Delta\mathbf{x}(s) + \mathbf{D}\Delta\mathbf{u}(s). \end{aligned} \quad (11)$$

El resultado de la solución de las ecuaciones estado es:

$$\Delta\mathbf{y}(s) = \mathbf{C} \frac{\text{adj}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})}{\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A})} [\Delta\mathbf{x}(0) + \mathbf{B}\Delta\mathbf{u}(s)] + \mathbf{D}\Delta\mathbf{u}(s). \quad (12)$$

Los polos de  $\Delta\mathbf{x}$  y  $\Delta\mathbf{y}$  son las raíces de la ecuación

$$\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A}) = 0. \quad (13)$$

Los valores de  $s$  que cumplen estas condiciones se conocen como valores propios de la matriz  $\mathbf{A}$ . La ec. (13) se denomina ecuación característica de la matriz  $\mathbf{A}$  [27].

### 3.4.5 Valores propios

Los valores propios de la matriz vienen dados por los valores del parámetro escalar para el que existe una solución no trivial de la ecuación [27]. La ecuación (14) está relacionada con la definición de valores propios y vectores propios de una matriz  $\mathbf{A}$ .

Dado un valor propio  $\lambda$  de la matriz  $\mathbf{A}$ , un vector propio  $\phi$  asociado a este valor propio debe cumplir con la siguiente ecuación:

$$(\mathbf{A} - \lambda\mathbf{I})\phi = 0. \quad (14)$$

Donde  $\mathbf{I}$  es la matriz identidad del mismo tamaño que  $\mathbf{A}$ .



La ecuación (14) indica que el vector  $\phi$  es un vector propio de  $\mathbf{A}$  si, al multiplicarlo por la matriz  $\mathbf{A} - \lambda\mathbf{I}$ , el resultado es el vector nulo. Esto es, el vector  $\phi$  está en el núcleo de la matriz  $\mathbf{A} - \lambda\mathbf{I}$ , lo que significa que  $\mathbf{A} - \lambda\mathbf{I}$  transforma  $\phi$  en el vector cero.

En otras palabras, encontrar los valores propios  $\lambda$  implica resolver la ecuación característica:

$$\det(\lambda\mathbf{I} - \mathbf{A}) = 0. \quad (15)$$

Los valores propios tienen las siguientes propiedades [28]:

- El número de valores propios de una matriz de estado es proporcional al número de estados del sistema representado por la matriz.
- Los valores propios son una herramienta importante para el análisis de sistemas dinámicos. Representan los Modos naturales de oscilación del sistema y describen cómo el sistema responderá a pequeñas perturbaciones.
- En un sistema estable, los valores propios tienen parte real negativa.

En la Figura 8 se destaca que para un sistema estable, todos los valores propios tienen parte real negativa, mientras que los valores propios del semiplano derecho se asocian a respuestas inestables del sistema.

Los valores propios de una matriz  $\mathbf{A}$  son importantes en la teoría de sistemas dinámicos y pueden ser reales o complejos. Si la matriz  $\mathbf{A}$  es real, los valores propios complejos siempre aparecen en pares conjugados. Por un valor propio complejo

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad (16)$$

se tiene un Modo oscilatorio del sistema caracterizado por la frecuencia de oscilación,

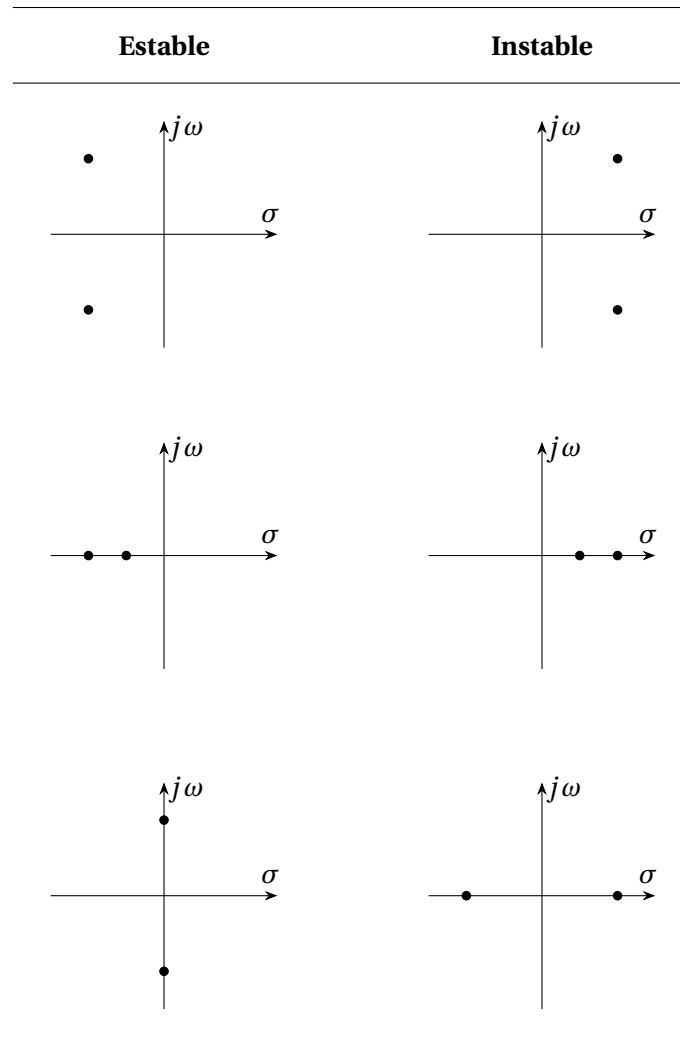


Figura 8. Valores propios y sus respuestas.

$f$ ,

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (17)$$

y el coeficiente de amortiguamiento,  $\zeta$ ,

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (18)$$

que determina qué tan rápido disminuye la amplitud de las oscilaciones en el sistema con el tiempo.

En los sistemas eléctricos de potencia, un alto grado de amortiguamiento indica una rápida disipación de las oscilaciones, lo que da como resultado una respuesta del sistema más estable y amortiguada. Por otro lado, un bajo grado de amortiguamiento puede conducir a oscilaciones persistentes e inestables. El coeficiente de amortiguamiento se expresa entre 0 y 1, donde 0 significa falta de amortiguamiento (oscilaciones sin disminución) y 1 significa amortiguamiento completo (oscilaciones que se detienen rápidamente). Un factor adecuado de amortiguamiento en los sistemas eléctricos modernos es del 5 % (0.05) [29].

Es posible aplicar el método de linealización a sistemas de potencia mediante herramientas de simulación, como el programa DIGSILENT Power Factory. Esto permite obtener la forma linealizada del sistema de potencia de manera sencilla y resolver problemas de valores propios típicos.

#### 3.4.6 Factores de participación

En un sistema de  $n$  máquinas, es posible encontrar las frecuencias de oscilación potenciales y la contribución de cada máquina a esos Modos de oscilación utilizando los llamados factores de participación. Estos factores proporcionan información sobre la importancia relativa de cada máquina en un Modo particular y permiten identificar las máquinas dominantes en términos de su influencia en la oscilación del sistema [29].

Para cada valor propio  $\lambda$  del sistema, se pueden encontrar el vector de  $n$  columnas  $\Phi$  y el vector de  $n$  filas  $\Psi$  que satisfacen la siguiente ecuación:

$$\Phi\Psi = \lambda \quad (19)$$

donde:

$\Phi$  = vector de factores de participación, con  $n$  columnas que representan cada una de las máquinas en el sistema;

$\Psi$  = vector de Modos de oscilación, con  $n$  filas que representan las contribuciones de cada máquina a los Modos de oscilación; y

$\lambda$  = valor propio asociado al Modo de oscilación.

Al obtener los factores de participación, se pueden seleccionar los generadores más adecuados para controlar cada Modo de oscilación. Esto implica ajustar los parámetros de control de esos generadores, como las ganancias de los reguladores de velocidad o de voltaje, para mejorar la estabilidad y la respuesta del sistema ante perturbaciones.

En conclusión, el estudio de la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, especialmente aquellos dominados por tecnología basada en inversores, es fundamental para asegurar la confiabilidad y la seguridad operativa de las redes eléctricas modernas. Los desafíos de la estabilidad dinámica en estos sistemas, derivados de la integración de inversores, presentan problemas significativos que requieren un análisis minucioso y una comprensión profunda.

La estabilidad de pequeña señal surge como un enfoque clave para evaluar la estabilidad dinámica de estos sistemas. A través de modelos matemáticos detallados y simulaciones precisas, se puede prever el comportamiento dinámico de los inversores y su interacción con la red eléctrica circundante. Los modelos utilizados incluyen modelos de pequeña señal, para analizar los eventos transitorios alrededor de un punto de operación estable.

La aplicación de estos modelos en el análisis de la estabilidad dinámica proporciona información valiosa para el diseño y la operación de sistemas de energía basados en inversores. Permite identificar posibles problemas de estabilidad y desarrollar estrategias de control efectivas para mitigar estos problemas.

## CAPÍTULO 4

### MODELO DE PEQUEÑA SEÑAL DE LOS INVERSORES GFM Y GFL

En el mundo real, un fenómeno o sistema físico se intenta representar de manera precisa y cuantitativa mediante un modelo matemático. Para comprender, predecir y analizar el comportamiento del fenómeno es necesario captar sus características esenciales y proporcionar una descripción matemática.

Es importante destacar el hecho de que todos los modelos matemáticos involucran aproximaciones y simplificaciones para hacer el fenómeno más manejable desde un punto de vista matemático. Sin embargo, un buen modelo matemático debe capturar las características fundamentales del fenómeno y producir conclusiones que coincidan razonablemente con los datos experimentales.

En este capítulo se describen los modelos de pequeña señal de los inversores *grid-forming*, *grid-following*, redes y cargas. Es importante destacar que la red y las cargas se modelan en una referencia común, mientras que los inversores se modelan en su propia referencia.

Para interconectar el inversor individual con las redes y cargas y lograr la sincronización de todos los marcos de referencia  $d - q$ , se realiza una conversión al marco común  $D - Q$  [30], como se muestra en (20). En este marco común, se establece una variable seleccionada  $f$  y las coordenadas  $d_i - q_i$  representan la referencia de los inversores de interfaz individuales, cada uno con su propia frecuencia de rotación  $\omega_i$ . El marco de referencia común  $D - Q$  tiene una frecuencia de rotación  $\omega_{\text{com}}$ . Esta conversión al marco

$D - Q$  permite la integración y el control efectivo de todos los modelos de inversores y sus respectivos controles, facilitando así la operación coordinada y la sincronización en el sistema de interconexión.

Mientras tanto, la variable  $\delta_i$  representa la diferencia de ángulo de fase entre el marco de coordenadas  $d_i - q_i$  y el marco de referencia común  $D - Q$ . Cabe señalar que las variables que se ubican en el eje  $d - q$  o en el marco  $D - Q$  se combinan de manera vectorial. Para una representación sencilla se utiliza de la siguiente forma  $f_{dq} = [f_d, f_q]^T$ ,  $f_{qd} = [f_q, f_d]^T$ ,  $f_{DQ} = [f_D, f_Q]^T$ ,  $f_{QD} = [f_Q, f_D]^T$  [31].

$$f_{DQi} = \mathbf{T}_{Si} f_{dq_i} \quad (20)$$

$$\mathbf{T}_{Si} = \begin{bmatrix} \cos \delta_i & -\sin \delta_i \\ \sin \delta_i & \cos \delta_i \end{bmatrix} \quad (21)$$

El modelo dinámico de pequeña señal en las redes de distribución con inversores GFM y GFL se estructura en cuatro secciones principales: inversores GFM, inversores GFL, redes y cargas. Cada una de estas secciones cuenta con su propio modelo de pequeña señal, los cuales se integran posteriormente para formar un modelo completo y comprensivo. Es importante destacar que cada inversor se modela de manera individual, mientras que las redes y las cargas deben tener una referencia común. En los siguientes apartados se profundizará en los modelos específicos de los inversores GFM y GFL.

#### 4.1 Modelado de inversores *Grid-forming*

A diferencia de los inversores GFL, los inversores GFM, como una solución emergente, pueden ser utilizados para establecer la frecuencia y el voltaje. Se pueden implementar varios controles GFM, como el control droop y el control de oscilador virtual, entre otros. Debido a la implementación simple y las características de compartición de potencia autónoma, el control droop es ampliamente utilizado y, por lo tanto, es adoptado en este estudio como el control GFM de referencia. El diagrama de control del inversor GFM se muestra en la Figura 9 [5].

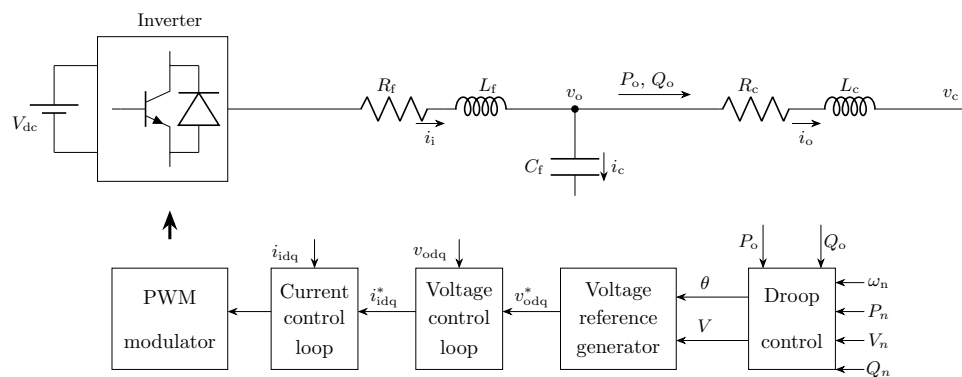


Figura 9. Diagrama de bloques del control del inversor *GFM*. Adaptada de [5].

El control *droop* se utiliza ampliamente como método de control GFM en inversores en paralelo debido a su control de potencia independiente y a su fácil implementación. Cuando la magnitud de la tensión está alineada con el eje  $d_i$ , da:

$$\omega_i = \omega_0 - m_{pi} (P_i - P_0) \quad (22)$$

$$v_{odi}^* = V_0 - n_{qi} Q, v_{oqi}^* = 0 \quad (23)$$

donde  $\omega_0$  y  $V_0$  son la frecuencia angular nominal y la amplitud de tensión, respectivamente, y  $m_{pi}$ ,  $n_{qi}$  denotan los coeficientes *droop*.  $P_0$  y  $Q_0$  son las consignas, que normalmente se fijan en 0.

Nótese que en (22) y (23), la potencia activa y reactiva promedio se obtienen a partir de la potencia instantánea utilizando un filtro de paso bajo (LPE, por sus siglas en inglés) con una frecuencia de corte  $\omega_c$ . Como resultado, se obtiene

$$P_i = \frac{\omega_c}{s + \omega_c} (v_{odi} i_{odi} + v_{oqi} i_{oqi}) \quad (24)$$

$$Q_i = \frac{\omega_c}{s + \omega_c} (v_{oqi} i_{odi} - v_{odi} i_{oqi}) \quad (25)$$

En un circuito eléctrico, se introduce la impedancia virtual para modelar efectos que no son fácilmente representados por componentes físicos discretos. Estos efectos pueden incluir la resistencia de los cables, las conexiones imperfectas, la capacitancia parásita, la inductancia parásita, entre otros. La caída de tensión a través de la impedancia virtual puede ser crítica en algunos casos, especialmente en circuitos de alta frecuencia o en circuitos donde se requiere una precisión muy alta en las mediciones. Por lo tanto, es importante tener en cuenta la impedancia virtual y su efecto en la caída de tensión al diseñar y analizar circuitos eléctricos. La impedancia virtual se ha desarrollado y utilizado en diversas aplicaciones, como la amortiguación de resonancias, la mejora del reparto de potencia, la limitación de la corriente de falla, entre otras [31]. La caída de tensión a través de la impedancia virtual se determina de la siguiente manera:

$$v_{vir di} = R_{vi} i_{odi} - \omega L_{vi} i_{oqi} \quad (26)$$

$$v_{vir qi} = R_{vi} i_{oqi} + \omega_i L_{vi} i_{odi}$$

Como resultado, la referencia de la tensión de salida pasa a ser:

$$v_{odi}^* = V_0 - n_{qi} Q_i - v_{vir di} \quad (27)$$

$$v_{oqi}^* = -v_{vir qi}$$



donde  $R_{vi}$ ,  $L_{vi}$  son la resistencia e inductancia virtuales.

Se establece una diferencia de ángulo de fase  $\delta_i$  para reflejar la diferencia de fase entre los marcos de referencia  $d_i - q_i$  y  $D - Q$ .

$$\delta_i = \int (\omega_i - \omega_{com}) dt \quad (28)$$

Como resultado, combinando (22), (24), (27) y (28), se obtiene la representación de pequeña señal equivalente para  $\delta_i$ ,  $P_i$ ,  $Q_i$ .

$$\Delta \dot{\mathbf{X}}_{PQi} = \mathbf{A}_{Pi} \Delta \mathbf{X}_{PQi} + \mathbf{B}_{Pi} \Delta \mathbf{X}_{LCLi} + \mathbf{B}_{P\omega i} \Delta \omega_{com} \quad (29)$$

$$\begin{cases} \Delta \mathbf{V}_{odqi}^* = \begin{bmatrix} \Delta v_{odqi}^* \end{bmatrix} = \mathbf{C}_{Pi} \Delta \mathbf{X}_{PQi} + \mathbf{D}_{Pi} \Delta \mathbf{X}_{LCLi} + \mathbf{D}_{P\omega i} \Delta \omega_i \\ \Delta \omega_i = \mathbf{C}_{P\omega i} \Delta \mathbf{X}_{PQi} \end{cases} \quad (30)$$

donde  $\Delta \mathbf{X}_{PQi} = [\Delta \delta_i, \Delta P_i, \Delta Q_i]^T$ ,  $\Delta \mathbf{X}_{LCLi} = [\Delta i_{fdqi}, \Delta v_{odqi}, \Delta i_{odqi}]^T$ , y

$$\begin{aligned} \mathbf{A}_{Pi} &= \begin{bmatrix} 0 & -m_{pi} & 0 \\ 0 & -\omega_c & 0 \\ 0 & 0 & -\omega_c \end{bmatrix}, & \mathbf{B}_{Pi} &= \omega_c \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & I_{odi} & I_{oqi} & V_{odi} & V_{oqi} \\ 0 & 0 & -I_{oqi} & I_{odi} & V_{oqi} & -V_{odi} \end{bmatrix}, \\ \mathbf{B}_{P\omega i} &= \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \end{bmatrix}^T, & \mathbf{C}_{Pi} &= \begin{bmatrix} 0 & 0 & -n_{qi} \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \\ \mathbf{C}_{P\omega i} &= \begin{bmatrix} 0 & -m_{pi} & 0 \end{bmatrix}, & \mathbf{D}_{Pi} &= \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{1 \times 4} & -R_{vi} & \omega L_{vi} \\ \mathbf{0}_{1 \times 4} & -\omega L_{vi} & -R_{vi} \end{bmatrix}, \\ \mathbf{D}_{P\omega i} &= \begin{bmatrix} L_{vi} I_{oqi} \\ -L_{vi} I_{odi} \end{bmatrix}. \end{aligned}$$

Las variables intermedias  $\phi_{di}$  y  $\phi_{qi}$  se utilizan en el modelado de los controladores

proporcional-integral (PI) en los ejes  $d_i$ - y  $q_i$ - para el lazo de control de voltaje:

$$\dot{\phi}_{dq_i} = v_{odq_i}^* - v_{odq_i}, \quad (31)$$

$$i_{fdq_i}^* = k_{pvi} (v_{odq_i}^* - v_{odq_i}) + k_{ivi} \phi_{dq_i}, \quad (32)$$

Como resultado, la representación de pequeña señal del lazo de tensión es

$$\Delta \dot{\Phi}_{dq_i} = [\Delta \dot{\phi}_{dq_i}] = \mathbf{0}_{2 \times 2} [\Delta \phi_{dq_i}] + \mathbf{B}_{V1i} \Delta \mathbf{V}_{odq_i}^* + \mathbf{B}_{V2i} \Delta \mathbf{X}_{LCLi}, \quad (33)$$

$$\Delta \mathbf{I}_{fdq_i}^* = [\Delta i_{fdq_i}^*] = \mathbf{C}_{V1i} [\Delta \phi_{dq_i}] + \mathbf{D}_{V1i} \Delta \mathbf{V}_{odq_i}^* + \mathbf{D}_{V2i} \Delta \mathbf{X}_{LCLi}, \quad (34)$$

donde

$$\mathbf{B}_{V1i} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}, \mathbf{B}_{V2i} = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{1 \times 2} & -1 & 0 & \mathbf{0}_{1 \times 2} \\ \mathbf{0}_{1 \times 2} & 0 & -1 & \mathbf{0}_{1 \times 2} \end{bmatrix}, \mathbf{C}_{V1i} = \begin{bmatrix} k_{ivi} & 0 \\ 0 & k_{ivi} \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{D}_{V1i} = \begin{bmatrix} k_{pvi} & 0 \\ 0 & k_{pvi} \end{bmatrix}, \mathbf{D}_{V2i} = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{1 \times 2} & -k_{pvi} & 0 & \mathbf{0}_{1 \times 2} \\ \mathbf{0}_{1 \times 2} & 0 & -k_{pvi} & \mathbf{0}_{1 \times 2} \end{bmatrix}.$$

La representación de pequeña señal del lazo de control de corriente puede determinarse utilizando las variables intermedias definidas  $x$  e  $y$ , como se muestra en (35) y (36):

$$\dot{\gamma}_{dq_i} = i_{fdq_i}^* - i_{fdq_i} \quad (35)$$

$$\Delta \dot{\Gamma}_{dq_i} = [\Delta \dot{\gamma}_{dq_i}] = \mathbf{0}_{1 \times 4} \Delta \gamma_{dq_i} + \mathbf{B}_{C1i} \Delta \mathbf{I}_{fdq_i}^* + \mathbf{B}_{C2i} \Delta \mathbf{X}_{LCiL} \quad (36)$$

$$\text{donde } \mathbf{B}_{C1i} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}, \mathbf{B}_{C2i} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & \mathbf{0}_{1 \times 4} \\ 0 & -1 & \mathbf{0}_{1 \times 4} \end{bmatrix}$$

La salida del controlador se obtiene como:

$$v_{idqi}^* = \frac{\omega_t}{s + \omega_t} \left[ k_{pci} \left( i_{fdqi}^* - i_{fdqi} \right) + k_{ici} \gamma_{dqi} \right] \quad (37)$$

Como resultado, se obtiene el siguiente modelo de pequeña señal:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\mathbf{V}}_{idqi}^* = \left[ \Delta \dot{v}_{idqi}^* \right] &= \mathbf{A}_{Ti} \left[ \Delta v_{idqi}^* \right] + \mathbf{B}_{T1i} \Delta \mathbf{I}_{fdqi}^* + \mathbf{B}_{T2i} \mathbf{\Gamma}_{dqi} \\ &+ \mathbf{B}_{T3i} \Delta \mathbf{X}_{LCLi} \end{aligned} \quad (38)$$

$$\begin{aligned} \text{donde } \mathbf{A}_{T1i} &= \begin{bmatrix} -\omega_t & 0 \\ 0 & -\omega_t \end{bmatrix}, \mathbf{B}_{T1i} = \begin{bmatrix} \omega_t k_{pci} & 0 \\ 0 & \omega_t k_{pci} \end{bmatrix}, \\ \mathbf{B}_{T2i} &= \begin{bmatrix} \omega_t k_{ici} & 0 \\ 0 & \omega_t k_{ici} \end{bmatrix}, \mathbf{B}_{T3i} = \begin{bmatrix} -\omega_t k_{pci} & 0 & \mathbf{0}_{1 \times 4} \\ 0 & -\omega_t k_{pci} & \mathbf{0}_{1 \times 4} \end{bmatrix}. \end{aligned}$$

Suponiendo que el inversor genera la tensión adecuada ( $v_{ii} = v_{ii}^*$ ), los filtros LCL y la impedancia de acoplamiento que interconectan el inversor y el POI local se representan como sigue:

$$\frac{di_{fdi}}{dt} = \frac{v_{idi}}{L_{fi}} - \frac{v_{odi}}{L_{fi}} - \frac{R_{fi}}{L_{fi}} i_{fdi} \pm \omega i_{fqdi} \quad (39)$$

$$\frac{dv_{odqi}}{dt} = \frac{i_{fdqi}}{C_{fi}} - \frac{i_{odqi}}{C_{fi}} \pm \omega v_{oqdi} \quad (40)$$

$$\frac{di_{odqi}}{dt} = \frac{v_{odqi}}{L_{ci}} - \frac{v_{bdqi}}{L_{ci}} - \frac{R_{ci}}{L_{ci}} i_{odqi} \pm \omega i_{oqdi} \quad (41)$$

Mientras tanto, se deriva el correspondiente modelo de pequeña señal:

$$\Delta \dot{\mathbf{X}}_{LCLi} = \mathbf{A}_{LCLi} \Delta \mathbf{X}_{LCLi} + \mathbf{B}_{LCL1i} \Delta \mathbf{V}_{idqi} + \mathbf{B}_{LCL2} \Delta v_{bdqi} + \mathbf{B}_{LCL\omega i} \Delta \omega_i \quad (42)$$

donde  $\mathbf{V}_{idqi} = [v_{idi}, v_{iqi}]$ ,

$$\mathbf{A}_{LCLi} = \begin{bmatrix} -R_{fi}/L_{fi} & \omega_i & -1/L_{fi} & 0 & & & \\ -\omega_i & -R_{fi}/L_{fi} & 0 & -1/L_{fi} & & & \\ 1/C_{fi} & 0 & 0 & \omega_i & -1/C_{fi} & 0 & \\ 0 & 1/C_{fi} & -\omega_i & 0 & 0 & -1/C_{fi} & \\ & & 1/L_{ci} & 0 & -R_{ci}/L_{ci} & \omega_i & \\ & & 0 & 1/L_{ci} & -\omega_i & -R_{ci}/L_{ci} & \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{B}_{LCL1i} = \begin{bmatrix} 1/L_{fi} & 0 & \mathbf{0}_{1 \times 4} \\ 0 & 1/L_{fi} & \mathbf{0}_{1 \times 4} \end{bmatrix}^T, \mathbf{B}_{LCL2i} = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{1 \times 4} & -1/L_{ci} & 0 \\ \mathbf{0}_{1 \times 4} & 0 & -1/L_{ci} \end{bmatrix}^T,$$

$$\mathbf{B}_{LCL\omega i} = \begin{bmatrix} I_{fqi} & -I_{fdi} & V_{oqi} & -V_{odi} & I_{oqi} & -I_{odi} \end{bmatrix}^T.$$

Para lograr el modelo completo con la corriente y la tensión de salida deben transformarse en el marco común  $D - Q$  para sincronizar cada modelo de inversor y también integrarse con los modelos de redes y cargas que se implementan en el marco común. Como se mencionó en (20), se debe realizar la siguiente transformación:

$$i_{oDQi} = \mathbf{T}_{Si} i_{odqi}, v_{oDQi} = \mathbf{T}_{Si}^{-1} v_{odqi} \quad (43)$$

La representación de pequeña señal se obtiene linealizando las fórmulas anteriores:

$$\Delta \mathbf{I}_{oDQi} = [\Delta i_{oDQi}] = \mathbf{T}_{Si} [\Delta i_{odqi}] + \mathbf{T}_{Ci} \Delta \delta_i \quad (44)$$

$$\Delta \mathbf{V}_{bdqi} = [\Delta v_{bdqi}] = \mathbf{T}_{Si}^{-1} [\Delta v_{bdQqi}] + \mathbf{T}_{Vi}^{-1} \Delta \delta_i \quad (45)$$

$$\text{donde } \mathbf{T}_{Ci} = \begin{bmatrix} -I_{odi} \sin \delta_i - I_{oqi} \cos \delta_i & I_{oid} \cos \delta_i - I_{oqi} \sin \delta_i \end{bmatrix}^T,$$

$$\mathbf{T}_{Vi}^{-1} = \begin{bmatrix} -V_{bDi} \sin \delta_i + V_{bQi} \cos \delta_i & -V_{bDi} \cos \delta_i - V_{bQi} \sin \delta_i \end{bmatrix}^T$$

Como resultado de combinar (29), (30)-(36), (38), (42), (44) y (45), el modelo completo de pequeña señal de un inversor GFM es el siguiente [31]:

$$\Delta \mathbf{X}_{invi} \dot{} = \mathbf{A}_{invi} \Delta \mathbf{X}_{invi} + \mathbf{B}_{invi} \Delta \mathbf{V}_{bDQi} + \mathbf{B}_{inv\omega i} \Delta \omega_{com} \quad (46)$$

$$\Delta \mathbf{I}_{oDQi} = \mathbf{C}_{invi} \Delta \mathbf{X}_{invi}, \Delta \omega_i = \mathbf{C}_{inv\omega i} \Delta \mathbf{X}_{invi} \quad (47)$$

donde  $\Delta \mathbf{X}_{invi} = [\Delta \mathbf{X}_{PQi}, \Delta \Phi_{dq}, \Delta \Gamma_{dq}, \Delta \mathbf{V}_{idq}, \Delta \mathbf{X}_{LCLi}]^T$ ,  $\Delta \mathbf{V}_{bDQi} = [\Delta v_{bDQi}]$ ,  $\Delta \mathbf{I}_{oDQi} = [\Delta i_{oDQi}]$ .

El modelo completo de pequeña señal del inversor GFM proporciona una herramienta para analizar su comportamiento dinámico en condiciones lineales. Al considerar las variaciones en la tensión, corriente y carga, este modelo ofrece una representación precisa de cómo el inversor responderá a cambios en las condiciones operativas.

## 4.2 Modelado de inversores *Grid-following*

El lazo de control de potencia externa se configura para hacer un seguimiento de la potencia activa y reactiva de referencia. La frecuencia angular y el ángulo de fase del GFL vienen determinados por las redes externas y pueden obtenerse mediante PLL. El diagrama de control del inversor GFL se muestra en la Figura 10 [5].

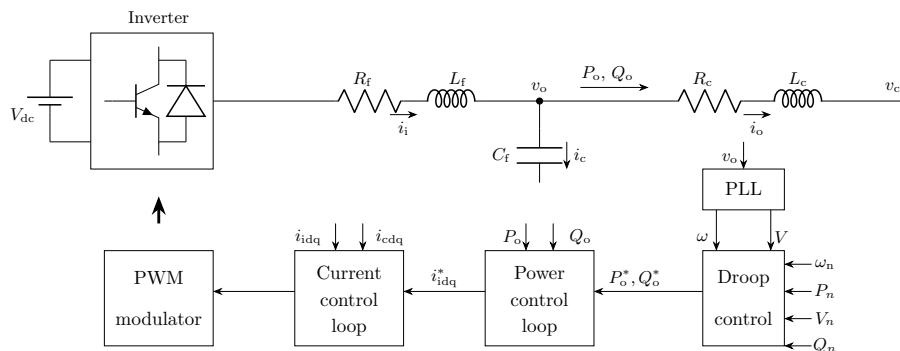


Figura 10. Diagrama de bloques del control del inversor *GFL*. Adaptada de [5].

Para el inversor GFL, su frecuencia angular y ángulo de fase son determinados por las redes externas y pueden ser obtenidos a través de PLL. El diagrama del PLL en [31] define un  $\varepsilon_j$  intermedio para modelar el controlador PI en el PLL, y el modelo del PLL se muestra como:

$$\dot{\varepsilon}_j = v_{oqj}/k - 0 \quad (48)$$

$$\omega_j = k_{pLj} (v_{oqj}/k - 0) + k_{iLj} \varepsilon_j + \omega_{ff} \quad (49)$$

donde  $k$  es la ganancia que transforma el voltaje de entrada en un valor por unidad.

El modelo de pequeña señal para la potencia activa y reactiva en el inversor GFL es el mismo que su contraparte en el inversor GFM. Por lo tanto, los modelos de pequeña señal para  $\varepsilon_j$ ,  $\delta_j$ ,  $P_j$ ,  $Q_j$  son:

$$\Delta \dot{\mathbf{X}}'_{PQj} = \mathbf{A}'_{Pj} \Delta \mathbf{X}'_{PQj} + \mathbf{B}'_{Pj} \Delta \mathbf{X}_{LCLj} + \mathbf{B}'_{P\omega j} \Delta \omega_{com} \quad (50)$$

$$\Delta \omega_j = \mathbf{C}'_{P\omega j} \Delta \mathbf{X}'_{PQj} + \mathbf{D}'_{P\omega j} \Delta \mathbf{X}_{LCLj} \quad (51)$$

donde  $\Delta \mathbf{X}'_{PQj} = [\Delta \varepsilon_j, \Delta \delta_j, \Delta P_j, \Delta Q_j]^T$ ,

$$\mathbf{A}'_{Pj} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ k_{iLj} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\omega_c & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\omega_c \end{bmatrix}, \mathbf{B}'_{P\omega j} = \begin{bmatrix} 0 \\ -1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \mathbf{D}'_{P\omega j} = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{1 \times 3} & \frac{k_{pLj}}{k} & \mathbf{0}_{1 \times 2} \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{B}'_{Pj} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 1/k & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & k_{pLj}/k & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \omega_c I_{odj} & \omega_c I_{oqj} & \omega_c V_{odj} & \omega_c V_{oqj} \\ 0 & 0 & -\omega_c I_{oqj} & \omega_c I_{odj} & \omega_c V_{oqj} & -\omega_c V_{odj} \end{bmatrix}, \mathbf{C}'_{P\omega j} = \begin{bmatrix} k_{iLj} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}^T$$

Introduciendo las variables intermedias  $\tau_{dj}$  y  $\tau_{qj}$ , la representación de pequeña señal del lazo exterior de control de potencia se obtiene en (53) y (54):

$$\dot{\tau}_{dj} = P_j^* - P_j, \dot{\tau}_{qj} = Q_j - Q_j^* \quad (52)$$

$$\Delta \dot{\mathbf{T}}_{dqj} = [\Delta \dot{\tau}_{dqj}] = \mathbf{0}_{1 \times 4} [\Delta \tau_{dqj}] + \mathbf{B}_{Sj} \mathbf{X}'_{PQj} \quad (53)$$

$$\Delta \mathbf{I}^*_{fdqj} = [\Delta i^*_{fdqj}] = \mathbf{C}_{Sj} [\Delta \tau_{dqj}] + \mathbf{D}_{Sj} \mathbf{X}'_{PQj} \quad (54)$$

donde  $k_{psj}$ ,  $k_{isj}$ , son los coeficientes proporcional e integral.

$$\mathbf{B}_{Sj} = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{1 \times 2} & -1 & 0 \\ \mathbf{0}_{1 \times 2} & 0 & 1 \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{C}_{Sj} = \begin{bmatrix} k_{isj} & 0 \\ 0 & k_{isj} \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{D}_{Sj} = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{1 \times 2} & -k_{psj} & 0 \\ \mathbf{0}_{1 \times 2} & 0 & k_{psj} \end{bmatrix}.$$

Las variables intermedias  $\gamma_{dj}$  e  $\gamma_{qj}$  se implementan y especifican para el lazo interno de control de corriente como

$$\dot{\gamma}_{dq} = i_{fdq}^* - i_{fdq} \quad (55)$$

y su representación de pequeña señal se presenta correspondientemente. Para evitar la resonancia en el filtro, se utiliza un enfoque de amortiguación activa con retroalimentación de corriente por condensador [31]. Debe tenerse en cuenta el efecto del retardo, como el de los inversores GFM.

Como resultado, el modelo de salida del controlador se da en

$$v_{dqj}^* = \frac{\omega_t}{s + \omega_t} \left[ k_{pcj} \left( i_{fdqj}^* - i_{fdqj} \right) + k_{icj} \gamma_{dqj} - k_{vj} i_{Cdqj} \right], \quad (56)$$

mientras que su modelo de pequeña señal se da en

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\mathbf{\Gamma}}_{dqj} &= [\Delta \dot{\gamma}_{dqj}] = \mathbf{0}_{1 \times 4} [\Delta \gamma_{dqj}] + \mathbf{B}_{C1j} \Delta \mathbf{I}_{fdqj}^* + \mathbf{B}_{C2j} \Delta \mathbf{X}_{LCLj}, \\ \Delta \dot{\mathbf{V}}_{idqj}^* &= [\Delta \dot{v}_{idqj}^*] = \mathbf{A}_{Tj} [\Delta v_{idqj}^*] + \mathbf{B}_{T1j} \Delta \mathbf{I}_{fdqj}^* + \mathbf{B}_{T2j} \mathbf{\Gamma}_{dqj} + \mathbf{B}'_{T3j} \Delta \mathbf{X}_{LCLj}, \end{aligned} \quad (57)$$

donde  $k_{vj}$  es la ganancia de la retroalimentación de corriente del condensador,  $\mathbf{B}_{C1j}$ ,  $\mathbf{B}_{C2j}$ ,  $\mathbf{A}_{Tj}$ ,  $\mathbf{B}_{T1j}$ ,  $\mathbf{B}_{T2j}$  son los mismos que los de los inversores GFM, y

$$\mathbf{B}'_{T3j} = \begin{bmatrix} -\omega_t (k_{pcj} + k_{vj}) & 0 & 0 & 0 & \omega_t k_{vj} & 0 \\ 0 & -\omega_t (k_{pcj} + k_{vj}) & 0 & 0 & 0 & \omega_t k_{vj} \end{bmatrix}.$$

El modelo de pequeña señal del inversor GFL es el mismo que el del inversor GFM para el filtro LCL y la impedancia de acoplamiento.

Como resultado, a continuación se presenta el modelo completo de pequeña señal



de un inversor GFL individual:

$$\Delta \dot{\mathbf{X}}_{\text{inv}j} = \mathbf{A}_{\text{inv}j} \Delta \mathbf{X}_{\text{inv}j} + \mathbf{B}_{\text{inv}j} \Delta \mathbf{V}_{\text{bDQ}j} + \mathbf{B}_{\text{inv}\omega j} \Delta \omega_{\text{com}}, \quad (58)$$

$$\Delta \mathbf{I}_{\text{bDQ}j} = \mathbf{C}_{\text{inv}j} \Delta \mathbf{X}_{\text{inv}j}, \quad (59)$$

$$\Delta \omega_j = \mathbf{C}_{\text{inv}\omega j} \Delta \mathbf{X}_{\text{inv}j} \quad (60)$$

donde  $\Delta \mathbf{X}_{\text{inv}j} = \left[ \Delta \mathbf{X}'_{\text{pQ}j}, \Delta \mathbf{T}_{\text{dq}j}, \Delta \mathbf{\Gamma}_{\text{dq}j}, \Delta \mathbf{V}_{\text{idq}j}, \Delta \mathbf{X}_{\text{LCL}j} \right]^T$ ,  $\Delta \mathbf{V}_{\text{bDQ}j} = [\Delta v_{\text{bDQ}j}]$  y  $\Delta \mathbf{I}_{\text{oDQ}j} = [\Delta i_{\text{oDQ}j}]$ .

En conclusión, el análisis del modelo de pequeña señal de los inversores GFM y GFL proporciona una sólida base para comprender su comportamiento dinámico en condiciones lineales. Estos modelos permiten estudiar cómo responden estos inversores a variaciones en la tensión, corriente y carga, lo que es fundamental para su diseño, optimización y operación eficiente en diversas aplicaciones de conversión de energía. Integrar estos modelos en el proceso de diseño permite a los ingenieros prever y mitigar posibles problemas de estabilidad y rendimiento, mejorando así la fiabilidad y eficiencia de los sistemas de conversión de energía. Además, el uso efectivo de estos modelos puede impulsar avances significativos en la eficiencia energética y la sostenibilidad, contribuyendo al desarrollo de sistemas de energía más limpios y eficientes. En conjunto, el análisis detallado de los modelos de pequeña señal de los inversores GFM y GFL es esencial para avanzar en la tecnología de conversión de energía y satisfacer las crecientes demandas de un suministro de energía más confiable, sostenible y económico.

## CAPÍTULO 5

### ADAPTACIÓN Y RESULTADOS

En este capítulo, se presenta un análisis de estabilidad de pequeña señal utilizando una versión modificada del sistema IEEE-39 Nodos en el software DIgSILENT Power Factory. El sistema IEEE 39-Nodos representa una red eléctrica estandarizada que representa la región de Nueva Inglaterra en Estados Unidos, y consta de 10 generadores, 39 colectoras y 12 transformadores.

El objetivo principal de este trabajo es evaluar la estabilidad de pequeña señal en diferentes casos de estudio dentro del sistema modificado. Se realizaron diez casos de estudio, que abarcan desde la implementación mayoritaria con inversores *grid-following* hasta la implementación de inversores *grid-forming*. Para cada caso, se lleva a cabo un análisis de estabilidad de pequeña señal utilizando herramientas disponibles en el software DIgSILENT Power Factory.

Este análisis proporcionará información relevante para la operación de sistemas de energía renovable conectados a la red y permitirá comprender cómo varía la estabilidad del sistema según los tipos de inversores utilizados.

#### 5.1 Descripción del sistema

El software DIgSILENT Power Factory se utilizó para implementar los casos de estudio, en este software se modeló y simuló el sistema modificado de IEEE-39 Nodos. Los parámetros del modelo utilizados en las simulaciones se obtuvieron de [7].

El sistema de Nueva Inglaterra, consta de 39 nodos, 19 cargas, 10 generadores, 34 líneas y 12 transformadores. El sistema opera con una frecuencia nominal de 60 Hz y una tensión nominal de 345 kV. En el modelo de la referencia [7], se han supuesto los siguientes voltajes nominales para ciertos nodos específicos. El nodo 12 tiene un voltaje nominal de 138 kV, el nodo 20 tiene un voltaje nominal de 230 kV y los nodos 30 a 38 tienen voltajes nominales de 16.5 kV.

La Tabla 4 proporciona los datos de potencia activa (P) y reactiva (Q) de las cargas en el sistema. Estas cargas tienen una demanda constante de potencia activa y reactiva, independientemente de la tensión del sistema.

**TABLA 4**

Cargas del sistema. Tomado de [7].

Nombre	Nodo	P (MW)	Q (Mvar)
Load 03	Nodo 03	322.0	2.4
Load 04	Nodo 04	500.0	184.0
Load 07	Nodo 07	233.8	84.0
Load 08	Nodo 08	522.0	176.0
Load 12	Nodo 12	7.5	88.0
Load 15	Nodo 15	320.0	153.0
Load 16	Nodo 16	329.0	32.3
Load 18	Nodo 18	158.0	30.0
Load 20	Nodo 20	628.0	103.0
Load 21	Nodo 21	274.0	115.0
Load 23	Nodo 23	247.5	84.6
Load 24	Nodo 24	308.6	-92.2
Load 25	Nodo 25	224.0	47.2
Load 26	Nodo 26	139.0	17.0
Load 27	Nodo 27	281.0	75.5
Load 28	Nodo 28	206.0	27.6
Load 29	Nodo 29	283.5	26.9
Load 31	Nodo 31	9.2	4.6
Load 39	Nodo 39	1104.0	250.0

El generador "G 01" tiene el papel de representar la interconexión del sistema con el resto del sistema de transmisión, tanto en Estados Unidos como en Canadá. Debido a esta función crucial de interconexión, este generador no será modificado ni reemplazado en el sistema. Permanecerá conectado directamente al nivel de tensión de 345 kV para asegurar una conexión eficiente y directa con el sistema de transmisión a gran escala. Por otro lado, los demás generadores en el sistema serán reemplazados por fuentes basadas en inversores *grid-following* o *grid-forming*, y estarán conectados mediante transformadores. Los despachos de los generadores se pueden encontrar en la Tabla 5, mientras que los datos de los transformadores se detallan en la Tabla 6.

Para regular la potencia reactiva y la tensión en los nodos de las fuentes basadas en inversores *grid-following*, se utilizan compensadores estáticos de VARs. Los parámetros

**TABLA 5**

Despacho de Generadores.

Nombre	Nodo	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (Mvar)	No. Máquinas	Potencia Aparente (MVA)	Voltaje (p.u.)	Factor de Potencia
G 01	Nodo 39	1000	88.3	1	10000	1.03	0.85
GFL 02	Nodo 31	520	1369.79	260	100	1	0.8
GFL 03	Nodo 32	650	1712.24	325	100	1	0.8
GFL 04	Nodo 33	632	1664.82	316	100	1	0.8
GFL 05	Nodo 34	508	1338.18	254	100	1	0.8
GFL 06	Nodo 35	650	1712.24	325	100	1	0.8
GFL 07	Nodo 36	560	1475.16	280	100	1	0.8
GFL 08	Nodo 37	540	1422.47	270	100	1	0.8
GFL 09	Nodo 38	830	2186.39	415	100	1	0.8
GFL 10	Nodo 30	250	658.55	125	100	1	0.8
GFM 02	Nodo 31	520	268.34	260	100	1	0.8
GFM 03	Nodo 32	650	284.36	325	100	1	0.8
GFM 04	Nodo 33	632	158	316	100	1	0.8
GFM 05	Nodo 34	508	179.32	254	100	1	0.8
GFM 06	Nodo 35	650	175.94	325	100	1	0.8
GFM 07	Nodo 36	560	45.17	280	100	1	0.8
GFM 08	Nodo 37	540	10.38	270	100	1	0.8
GFM 09	Nodo 38	830	39.25	415	100	1	0.8
GFM 10	Nodo 30	250	44.61	125	100	1	0.8

**TABLA 6**  
Datos de Transformadores.

Nombre	Nodo lado HV	Nodo lado LV	Magnitud lado HV (p.u.)	Magnitud lado LV (p.u.)	Posición Tap	No. Trf	Potencia Aparente (MVA)
Trf 02 – 30	Nodo 02	Nodo 30	1.021	1	1	1	1000
Trf 06 – 31	Nodo 06	Nodo 31	1.011	1	2	1	700
Trf 10 – 32	Nodo 10	Nodo 32	1.021	1	2	1	800
Trf 11 – 12	Nodo 11	Nodo 12	1.017	1.003	1	1	300
Trf 13 – 12	Nodo 13	Nodo 12	1.016	1.003	1	1	300
Trf 19 – 20	Nodo 19	Nodo 20	1.041	0.981	2	1	1000
Trf 19 – 33	Nodo 19	Nodo 33	1.041	1	2	1	800
Trf 20 – 34	Nodo 20	Nodo 34	0.981	1	1	2	600
Trf 22 – 35	Nodo 22	Nodo 35	1.007	1	1	1	800
Trf 23 – 36	Nodo 23	Nodo 36	1	1	0	1	700
Trf 25 – 37	Nodo 25	Nodo 37	1.027	1	1	1	700
Trf 29 – 38	Nodo 29	Nodo 38	1.022	1	1	1	1000
Trf WT 10	Nodo 30	WT 10	1	1	-2	125	3125
Trf WT 2	Nodo 31	WT 02	1	1	-2	260	6500
Trf WT 3	Nodo 32	WT 03	1	1	-2	325	8125
Trf WT 4	Nodo 33	WT 04	1	1	-2	316	7900
Trf WT 5	Nodo 34	WT 05	1	1	-2	254	6350
Trf WT 6	Nodo 35	WT 06	1	1	-2	325	8125
Trf WT 7	Nodo 36	WT 07	1	1	-2	280	7000
Trf WT 8	Nodo 37	WT 08	1	1	-2	270	6750
Trf WT 9	Nodo 38	WT 09	1	1	-2	415	10375

específicos de estos compensadores se especifican en la Tabla 7. Por último, los datos de las líneas de transmisión utilizados en el modelo se presentan en la Tabla 8. Además, en la Figura 11 se muestra el diagrama unifilar del sistema.

## 5.2 Casos de estudio y resultados de simulación

El análisis de pequeña señal se llevó a cabo utilizando el software DIGSILENT PowerFactory, empleando los parámetros previamente definidos del modelo. La única modificación realizada en el modelo fue el intercambio progresivo de las fuentes basadas en inversores *grid-forming* por inversores *grid-following*, de manera gradual.

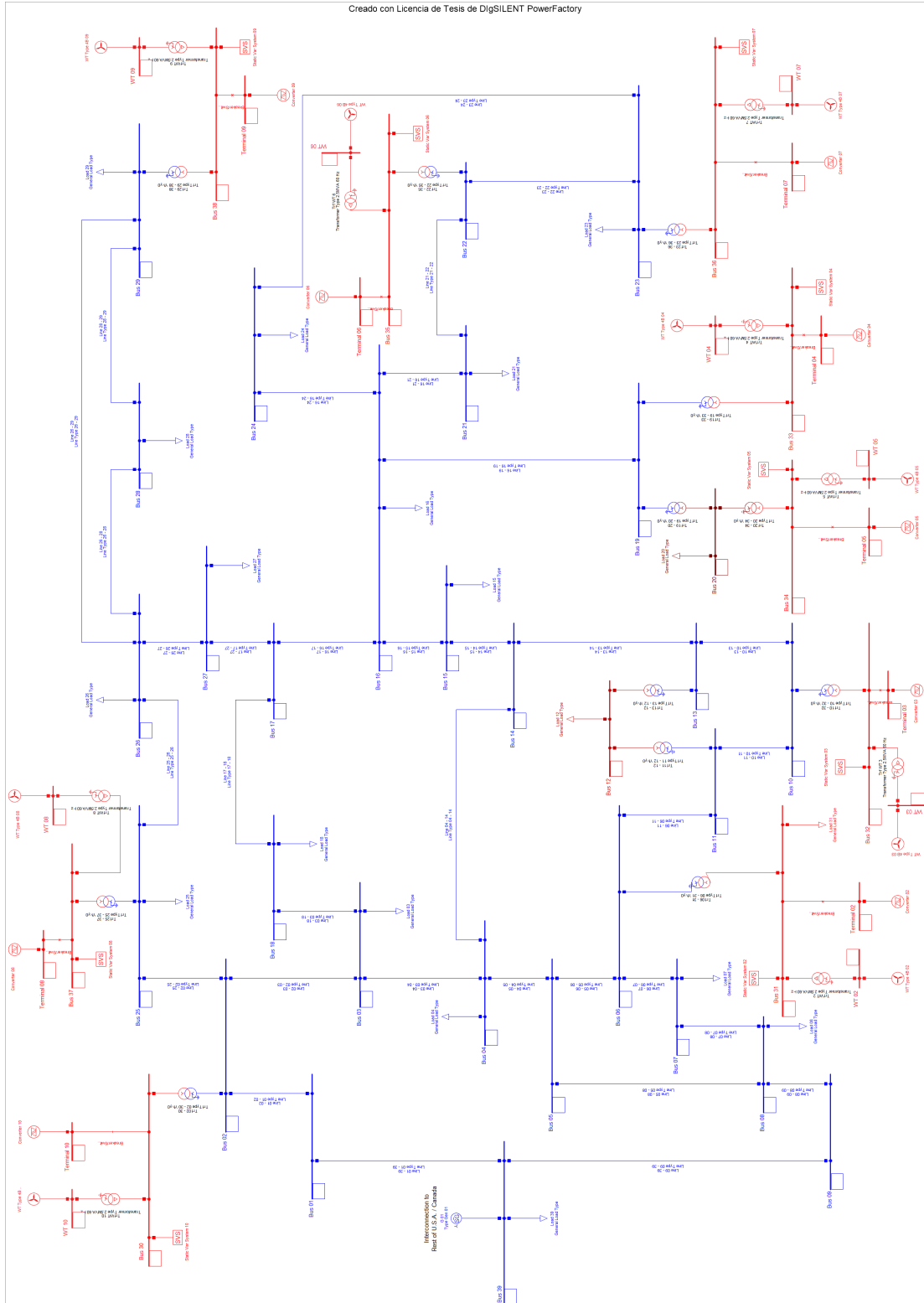


Figura 11. Sistema modificado de IEEE 39-Nodos.

**TABLA 7**  
 Datos de SVS.

Equipo	Nodo	Límite Máximo (Mvar)
SVS 02	Nodo 31	2000
SVS 03	Nodo 32	2000
SVS 04	Nodo 33	2000
SVS 05	Nodo 34	2000
SVS 06	Nodo 35	2000
SVS 07	Nodo 36	2000
SVS 08	Nodo 37	2000
SVS 09	Nodo 38	700
SVS 10	Nodo 30	400

Para los propósitos de este trabajo, nos enfocaremos en las frecuencias de amortiguamiento por debajo de 1 Hz, que corresponden a los modos electromecánicos interáreas. En el Apéndice B se detallan los factores de participación en forma vectorial para un modo específico, los cuales se utilizan para evaluar la contribución de cada máquina en dicho modo de oscilación. Se clasifica un modo como interáreas si involucra variables de estado de al menos dos fuentes de generación diferentes con un desfase angular mayor a 90 grados, lo que indica intercambios significativos de potencia activa o reactiva entre diferentes áreas o regiones del sistema eléctrico. Por otro lado, se clasifica como modo local aquel que tiene su origen en una única fuente de generación, lo que sugiere que está asociado con una máquina generadora específica y su comportamiento de oscilación.

Además, se simuló una falla al principio de la simulación en la línea "Line 2-3", manteniéndose la falla durante 230 ms antes de desconectar la línea. Durante este proceso, se verificó que la frecuencia permaneciera en el rango de 59.8 a 60.2 Hz, dentro de los límites establecidos en el Código de Red, el cual define criterios de confiabilidad y seguridad en

TABLA 8

Datos de Líneas de Transmisión. Tomado de [7].

Nombre	Nodo Origen	Nodo Destino	Longitud en km	R' en $\Omega/\mathbf{km}$	X' en $\Omega/\mathbf{km}$	C' en $\mu\mathbf{F}/\mathbf{km}$
Line 01 – 02	Nodo 01	Nodo 02	163.06425	0.02554745	0.300	0.0095491
Line 01 – 39	Nodo 01	Nodo 39	99.18750	0.01200000	0.300	0.0168514
Line 02 – 03	Nodo 02	Nodo 03	59.90925	0.02582781	0.300	0.0095677
Line 02 – 25	Nodo 02	Nodo 25	34.12050	0.24418605	0.300	0.0095360
Line 03 – 04	Nodo 03	Nodo 04	84.50775	0.01830986	0.300	0.0058386
Line 03 – 18	Nodo 03	Nodo 18	52.76775	0.02481203	0.300	0.0090296
Line 04 – 05	Nodo 04	Nodo 05	50.78400	0.01875000	0.300	0.0058892
Line 04 – 14	Nodo 04	Nodo 14	51.18075	0.01860465	0.300	0.0060177
Line 05 - 06	Nodo 05	Nodo 06	10.31550	0.02307692	0.300	0.0093763
Line 05 – 08	Nodo 05	Nodo 08	44.43600	0.02142857	0.300	0.0074026
Line 06 – 07	Nodo 06	Nodo 07	36.50100	0.01956522	0.300	0.0068993
Line 06 – 11	Nodo 06	Nodo 11	32.53350	0.02560976	0.300	0.0095149
Line 07 – 08	Nodo 07	Nodo 08	18.25050	0.02608696	0.300	0.0095247
Line 08 – 09	Nodo 08	Nodo 09	144.02025	0.01900826	0.300	0.0058864
Line 09 – 39	Nodo 09	Nodo 39	99.18750	0.01200000	0.300	0.0269622
Line 10 – 11	Nodo 10	Nodo 11	17.06025	0.02790698	0.300	0.0095230
Line 10 – 13	Nodo 10	Nodo 13	17.06025	0.02790698	0.300	0.0095230
Line 13 – 14	Nodo 13	Nodo 14	40.07175	0.02673267	0.300	0.0095825
Line 14 – 15	Nodo 14	Nodo 15	86.09475	0.02488479	0.300	0.0094740
Line 15 – 16	Nodo 15	Nodo 16	37.29450	0.02872340	0.300	0.0102184
Line 16 – 17	Nodo 16	Nodo 17	35.31075	0.02359551	0.300	0.0084699
Line 16 – 19	Nodo 16	Nodo 19	77.36625	0.02461538	0.300	0.0087569
Line 16 – 21	Nodo 16	Nodo 21	53.56125	0.01777778	0.300	0.0106018
Line 16 – 24	Nodo 16	Nodo 24	23.40825	0.01525424	0.300	0.0064740
Line 17 – 18	Nodo 17	Nodo 18	32.53350	0.02560976	0.300	0.0090353
Line 17 - 27	Nodo 17	Nodo 27	68.63775	0.02254335	0.300	0.0104420
Line 21 – 22	Nodo 21	Nodo 22	55.54500	0.01714286	0.300	0.0102914
Line 22 – 23	Nodo 22	Nodo 23	38.08800	0.01875000	0.300	0.0108013
Line 23 – 24	Nodo 23	Nodo 24	138.86250	0.01885714	0.300	0.0057937
Line 25 - 26	Nodo 25	Nodo 26	128.15025	0.02972136	0.300	0.0089213
Line 26 - 27	Nodo 26	Nodo 27	58.32225	0.02857143	0.300	0.0091555
Line 26 – 28	Nodo 26	Nodo 28	188.05950	0.02721519	0.300	0.0092457
Line 26 - 29	Nodo 26	Nodo 29	247.96875	0.02736000	0.300	0.0092480
Line 28 – 29	Nodo 28	Nodo 29	59.90925	0.02781457	0.300	0.0092627



la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Se realizó una evaluación de las respuestas del sistema ante condiciones dinámicas o de falla para asegurar que cumplieran con los requerimientos de respuesta permitibles, según lo estipulado en el Código de Red para condiciones dinámicas de falla [32]. Esto incluye verificar que los parámetros de tensión y tiempo se mantuvieran dentro de los límites especificados y que la capacidad de respuesta del sistema fuera suficiente para mantener la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico. Estos parámetros se detallan en el Apéndice C. Es fundamental destacar que los resultados de estas simulaciones y verificaciones proporcionan información sobre la capacidad de un sistema para hacer frente a las condiciones de falla y garantizar que las respuestas cumplan con los estándares y regulaciones establecidos en el Código de Red.

A continuación, se presentan los resultados del análisis para diez casos de estudio.

### 5.2.1 Caso 1: 9-GFM y 0-GFL

En la Figura 12 y la Tabla 9 se presentan los resultados del análisis modal del sistema IEEE-39 con 9 inversores *grid-forming*. En este caso, se pueden observar 3 Modos, los cuales son todos Modos interárea. Además, todos los Modos presentan un factor de amortiguamiento mayor al 5 %, lo cual es considerado adecuado según [28], indicando una respuesta estable y amortiguada del sistema.

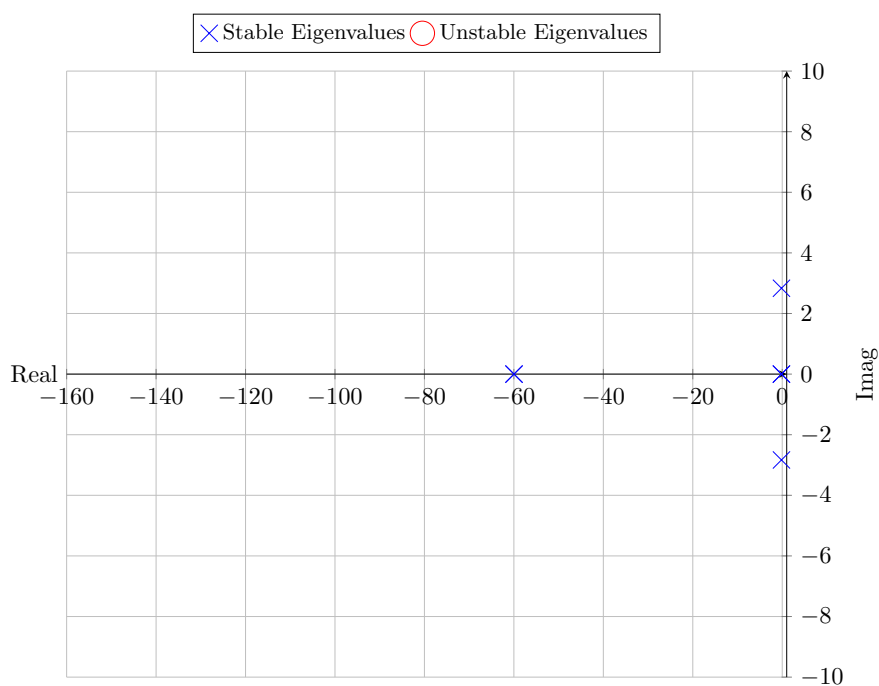


Figura 12. Modos oscilatorios de 9-GFM Inversores.

**TABLA 9**

Resultados del análisis modal con 9 inversores GFM.

Modo	Parte real (1/s)	Parte imaginaria (rad/s)	Frecuencia de amortiguamiento (Hz)	Relación de amortiguamiento (%)
1	-0.173	$\pm 2.834$	0.451	6.078
2	-0.182	$\pm 0.002$	0.0002	99.996
3	-59.973	$\pm 0.003$	0.0004	99.999

Una vez conectadas las 9 fuentes con inversores *grid-forming*, se simula una falla al principio de la simulación en la línea Line 2-3. La falla se mantiene durante 230 ms y luego se desconecta la línea de falla.

En la Figura 13, se puede observar que la frecuencia de las 9 fuentes se mantiene dentro del rango permisible durante la simulación. Esto indica que la respuesta de las fuentes ante la condición de falla cumple con los requisitos establecidos. Además, en la Figura 14 se muestra una respuesta de hasta 0.24 p. u., lo cual está dentro de los parámetros permitidos para la capacidad de respuesta en situaciones de falla. Asimismo, se aprecia que la respuesta se restablece a los 0.40 segundos, lo cual también cumple con los requerimientos establecidos. En resumen, los resultados indican que el sistema presenta una respuesta estable ante las condiciones de falla consideradas.

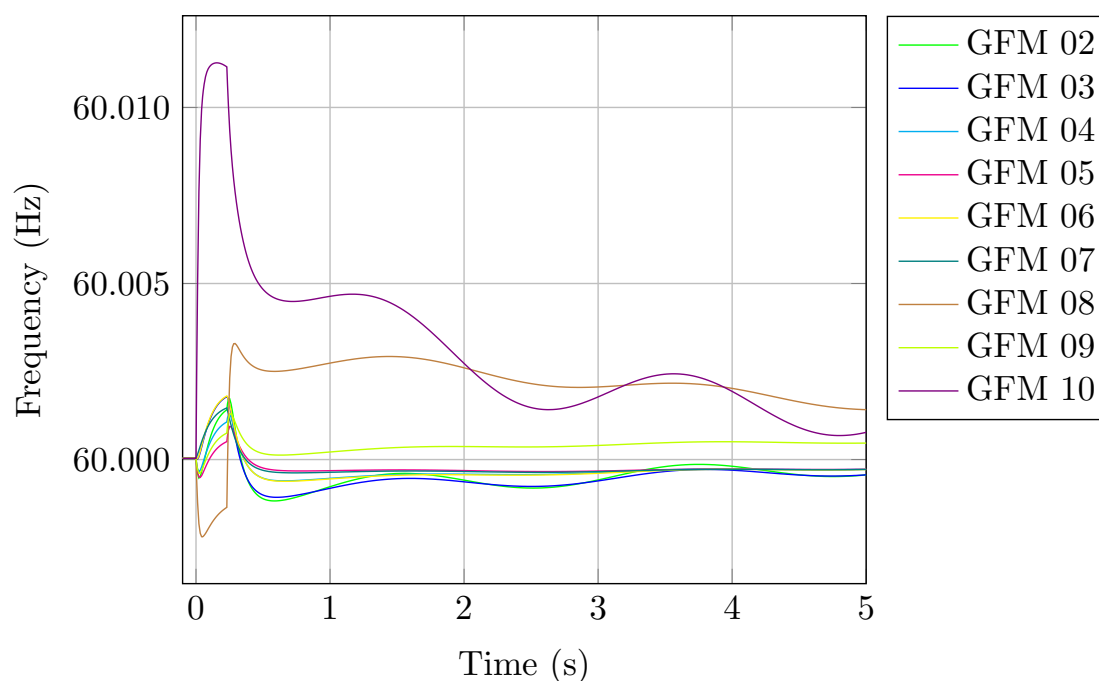


Figura 13. Frecuencia de 9-GFM Inversores.

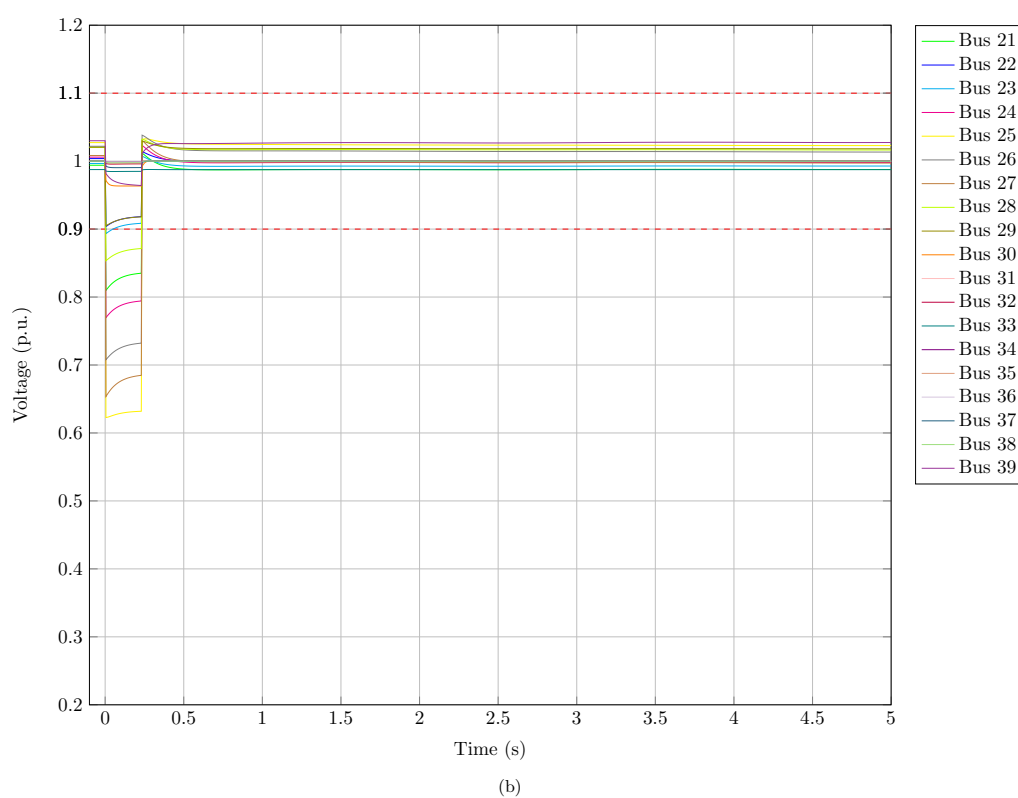
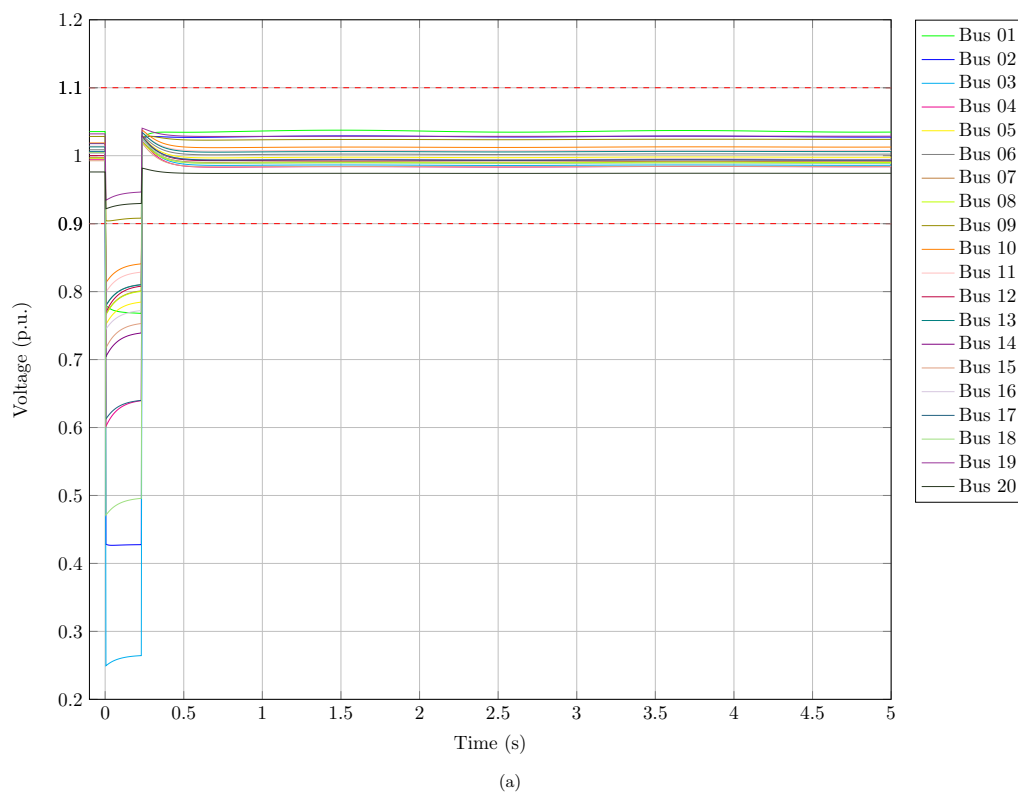


Figura 14. Magnitudes de voltaje con 9-*GFM* Inversores. (a) Nodo 01 - Nodo 20; (b) Nodo 21 - Nodo 39.

### 5.2.2 Caso 2: 8-GFM y 1-GFL

En la Figura 15 y la Tabla 10 se muestran los resultados del análisis modal del sistema IEEE-39 Nodos con 8 inversores *grid-forming* y 1 inversor *grid-following*. Se identifican 4 Modos, de los cuales 3 son Modos interárea. El Modo 1 exhibe un factor de amortiguamiento por debajo del mínimo requerido, lo cual indica una respuesta potencialmente inestable. Sin embargo, los Modos 2 y 3 muestran un factor de amortiguamiento aceptable.

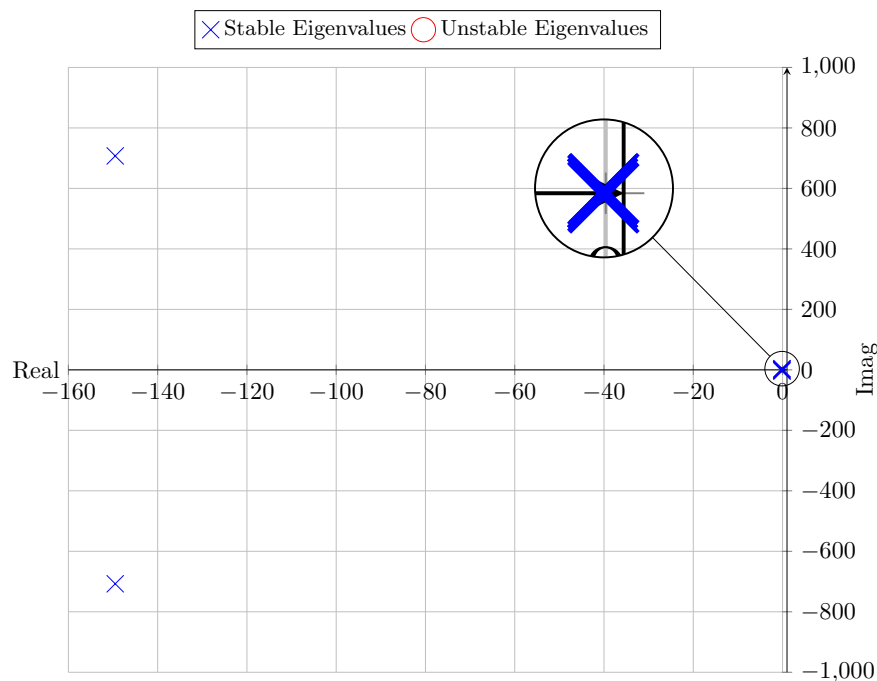


Figura 15. Modos oscilatorios de 8-GFM y 1-GFL Inversores.

Analizando los factores de participación de la Tabla 19 del Modo con un factor de amortiguamiento por debajo del 5 %, se ha observado que este Modo está principalmente asociado al sistema mecánico de la fuente *grid-following* conectada. Esto significa que las principales variables de estado en este modelo corresponden a las propiedades mecánicas y oscilatorias de la fuente.

Además, se ha producido un cambio en la clasificación del Modo 1, que antes se

TABLA 10

Resultados del análisis modal con 8 inversores GFM y 1 GFL.

Modo	Parte real (1/s)	Parte imaginaria (rad/s)	Frecuencia de amortiguamiento (Hz)	Relación de amortiguamiento (%)
1	-0.100	$\pm 3.999$	0.636	2.512
2	-0.175	$\pm 2.831$	0.451	6.177
3	-0.177	$\pm 0.001$	0.0002	99.997
4	-149.507	$\pm 707.425$	112.590	20.677

consideraba un Modo interárea. En este caso, el modelo interárea se convierte en un modelo local, lo que indica que las interacciones entre diferentes áreas o regiones del sistema eléctrico ya no son dominantes en este modelo particular. En cambio, el Modo se centra en las características específicas de la fuente *grid-following* y su comportamiento de oscilación.

Este resultado puede tener implicaciones importantes en el diseño y control del sistema eléctrico. Al identificar que el Modo previamente considerado como interárea se ha convertido en un Modo local, se puede ajustar la estrategia de control y asignar los recursos de control de manera más específica a la fuente *grid-following* para abordar su comportamiento de oscilación y mejorar la estabilidad del sistema.

En la Figura 16, se puede observar que la frecuencia de las 8 fuentes con inversores *grid-forming* y 1 fuente con inversor *grid-following* se mantiene dentro del rango permisible de 59.8 a 60.2 Hz. Esto indica que el sistema es capaz de mantener la frecuencia en un nivel aceptable durante la perturbación causada por la falla en la línea "Line 2-3".

En la Figura 17, que muestra los voltajes de los nodos del sistema, se observa una respuesta de hasta 0.24 p.u. durante la perturbación, lo cual se considera dentro de los parámetros permitidos para la capacidad de respuesta ante condiciones de falla. Además,

se aprecia que los voltajes de los nodos 01 a 20 se restablecen a los 0.50 segundos, lo que indica una rápida recuperación del sistema después de la falla.

Sin embargo, se nota que los nodos cercanos a la fuente 28, 29 y 38 con inversor *grid-following* experimentan una disminución en los voltajes después del disturbio. Estos voltajes disminuyen hasta alcanzar el mínimo requerido de 0.90 p.u., lo cual está dentro de los parámetros permitidos. Además, se observa una tensión máxima de 1.16 p.u., que también se encuentra dentro de la zona aceptable.

En resumen, los resultados indican que, a pesar de la perturbación causada por la falla en la línea, el sistema es capaz de mantener la frecuencia dentro del rango permisible y los voltajes se recuperan en un tiempo adecuado. Aunque algunos nodos cercanos a las fuentes con inversores *grid-following* experimentan una disminución en los voltajes, estos valores se mantienen dentro de los límites aceptables según los parámetros establecidos.

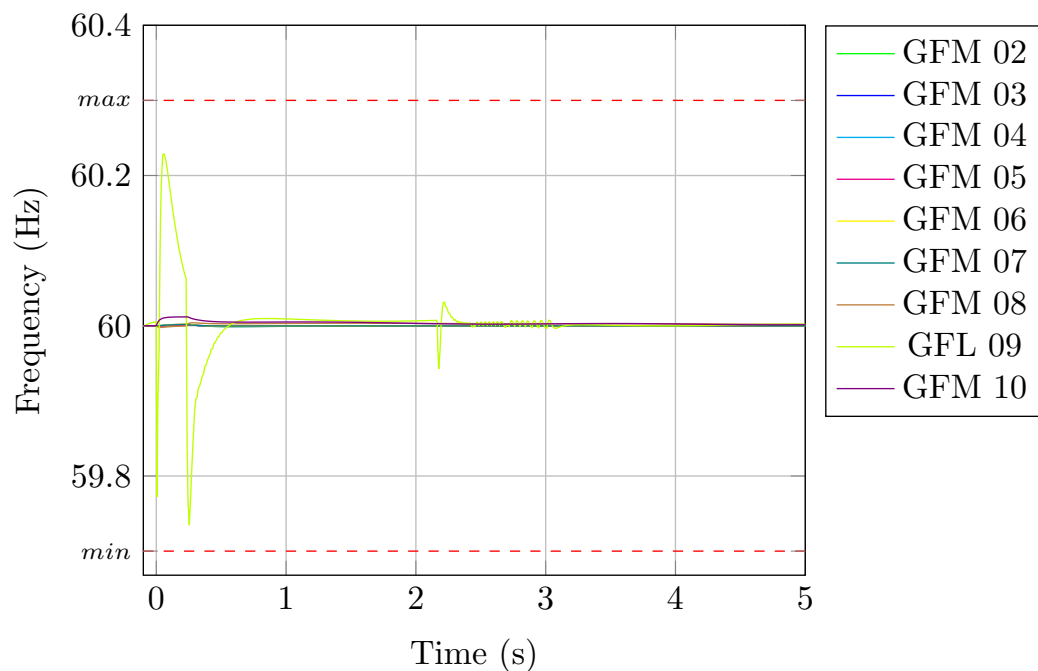
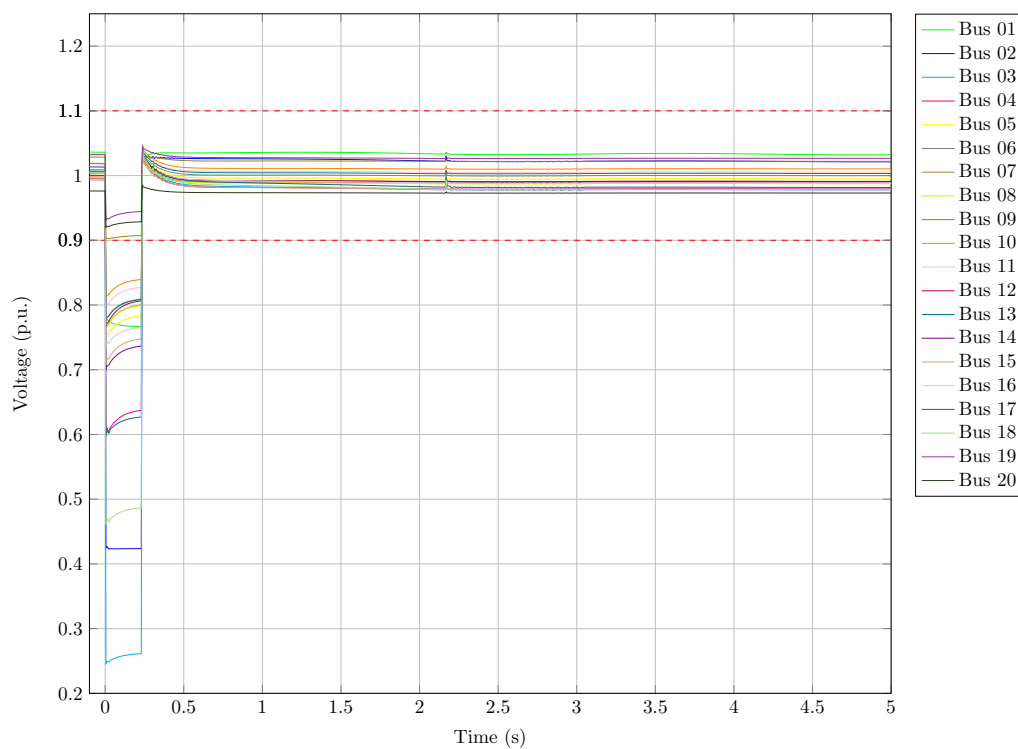
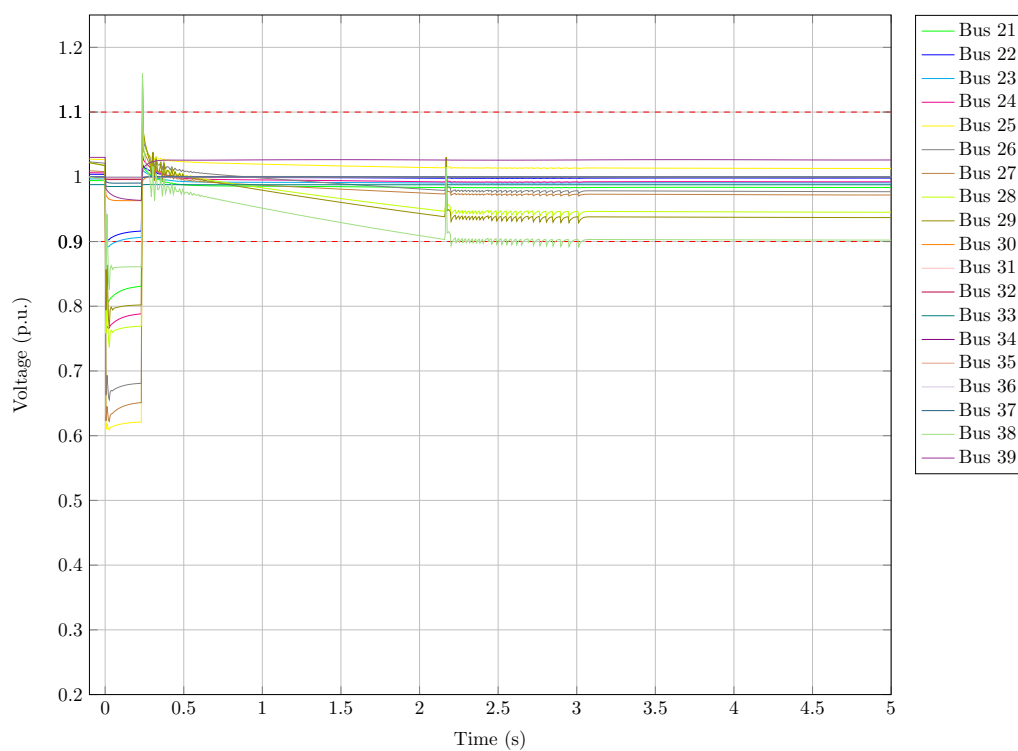


Figura 16. Frecuencia de 8-GFM y 1-GFL Inversores.



(a)



(b)

Figura 17. Magnitudes de voltaje con 8-*GFM* y 1-*GFL* Inversores.  
 (a) Nodo 01 - Nodo 20; (b) Nodo 21 - Nodo 39.



### 5.2.3 Caso 3: 7-GFM y 2-GFL

En la Figura 18 y la Tabla 11 se presentan los resultados del análisis modal del sistema IEEE-39 Nodos con 7 inversores *grid-forming* y 2 inversores *grid-following*. Se identifican 6 Modos, de los cuales 3 son Modos interárea. El Modo 1 y el Modo 2 presentan un factor de amortiguamiento por debajo del mínimo requerido, lo cual indica una respuesta potencialmente inestable en esos Modos del sistema. Sin embargo, el Modo 3 muestra un factor de amortiguamiento aceptable, lo que indica una respuesta estable.

En el análisis de los factores de participación de los Modos 1 y 2, se ha determinado que estos Modos están principalmente asociados al sistema mecánico de las fuentes *grid-following* conectadas. Esto implica que las variables de estado dominantes en estos Modos corresponden a las características mecánicas y de oscilación de dichas fuentes.

Además, se ha modificado la clasificación de los Modos previamente considerados como interárea. En este caso, estos Modos se convierten en Modos locales, lo cual indica

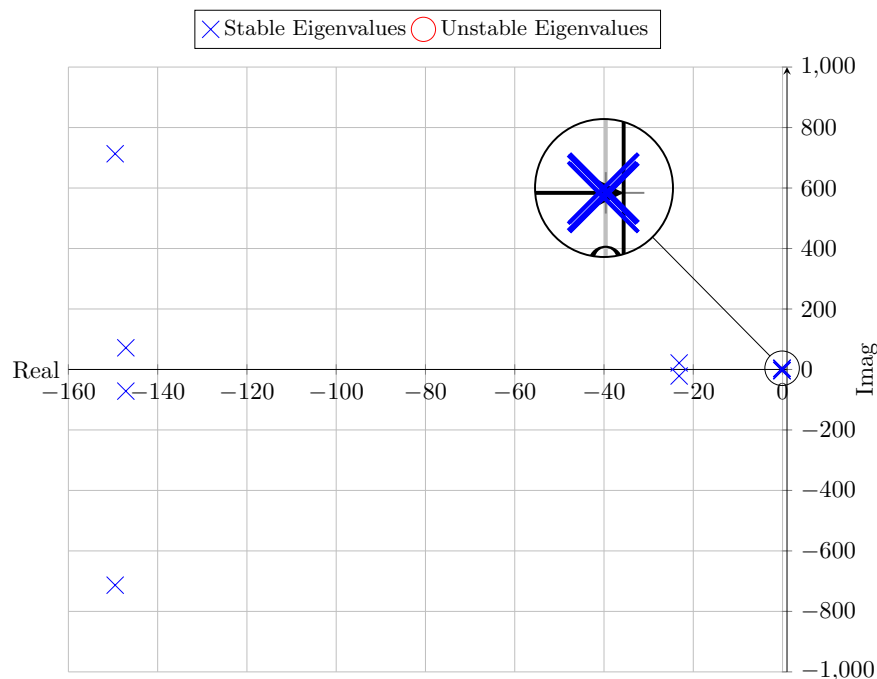


Figura 18. Modos oscilatorios de 7-GFM y 2-GFL Inversores.

TABLA 11

Resultados del análisis modal con 7 inversores GFM y 2 GFL.

Modo	Parte real (1/s)	Parte imaginaria (rad/s)	Frecuencia de amortiguamiento (Hz)	Relación de amortiguamiento (%)
1	-0.100	$\pm 3.999$	0.636	2.512
2	-0.100	$\pm 3.999$	0.636	2.512
3	-0.192	$\pm 2.816$	0.448	6.785
4	-23.165	$\pm 21.546$	3.429	73.225
5	-147.130	$\pm 71.607$	11.397	89.916
6	-149.520	$\pm 713.282$	113.522	20.516

que las interacciones entre diferentes áreas o regiones del sistema eléctrico ya no son dominantes en estos Modos en particular. En cambio, los Modos se centran en las características específicas de las fuentes *grid-following* y su comportamiento de oscilación.

En la Figura 19, se puede observar que la frecuencia de las 7 fuentes con inversores *grid-forming* y 2 fuentes con inversores *grid-following* se mantiene dentro del rango permisible de 59.8 a 60.2 Hz. Esto indica que el sistema es capaz de mantener la frecuencia en un nivel aceptable durante la perturbación causada por la falla en la línea "Line 2-3".

En la Figura 20, que muestra los voltajes de los nodos del sistema, se observa una respuesta de hasta 0.24 p.u. durante la perturbación, lo cual se considera dentro de los parámetros permitidos para la capacidad de respuesta ante condiciones de falla. Además, se aprecia que los voltajes de los nodos 01 a 20 se restablecen a los 0.50 segundos, lo que indica una rápida recuperación del sistema después de la falla.

Sin embargo, se nota que los nodos cercanos a la fuente 28, 29 y 38 con inversor *grid-following* experimentan una disminución en los voltajes después del disturbio. Estos

voltajes disminuyen hasta alcanzar el mínimo requerido de 0.90 p.u., lo cual está dentro de los parámetros permitidos. Por otro lado, se observa un pico de voltaje de 1.21 p.u. en el Nodo 37, que se encuentra en el límite de los parámetros permitidos.

En resumen, los resultados indican que, a pesar de la perturbación causada por la falla en la línea, el sistema es capaz de mantener la frecuencia dentro del rango permisible y los voltajes se recuperan en un tiempo adecuado. Aunque algunos nodos cercanos a las fuentes con inversores *grid-following* experimentan una disminución en los voltajes, estos valores se mantienen dentro de los límites aceptables según los parámetros establecidos. Sin embargo, se debe tener en cuenta el pico de voltaje de 1.21 p.u., que se encuentra en la zona permitida.

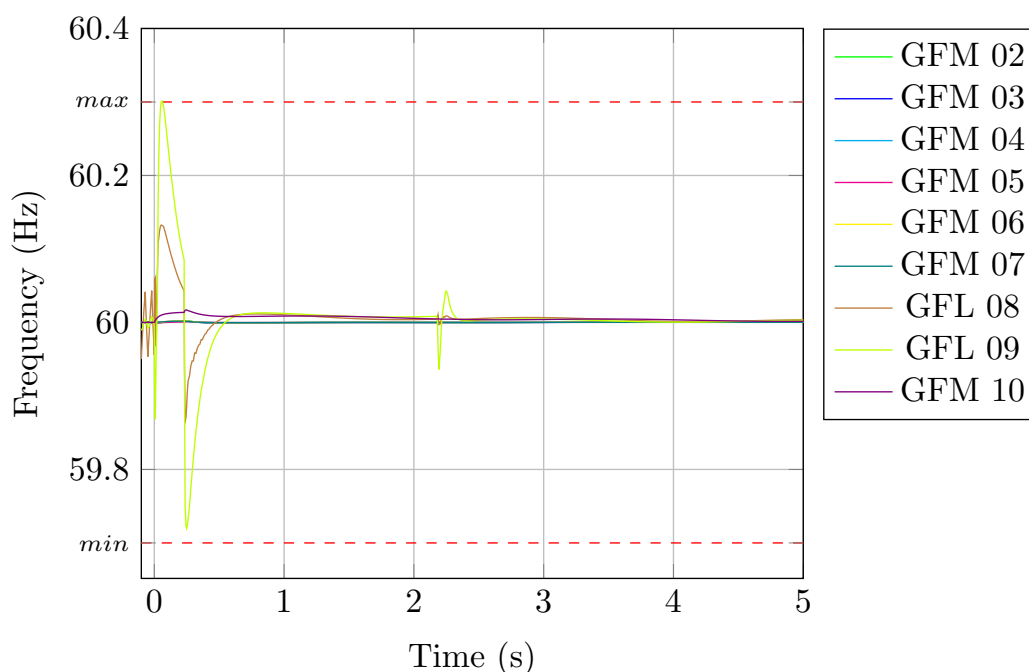
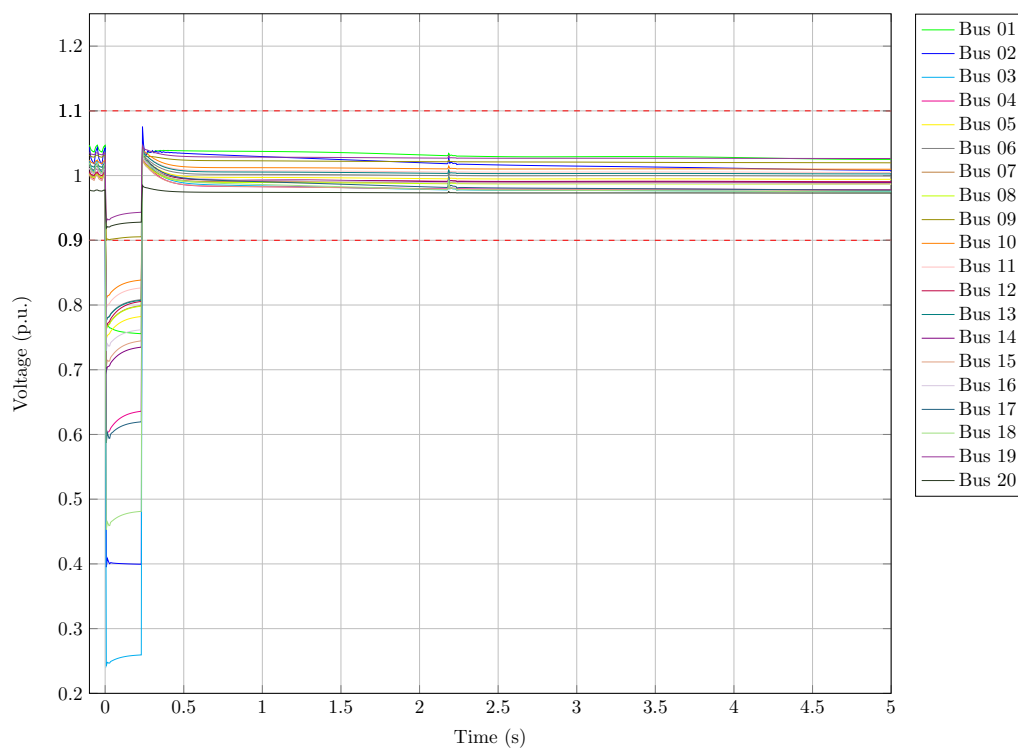
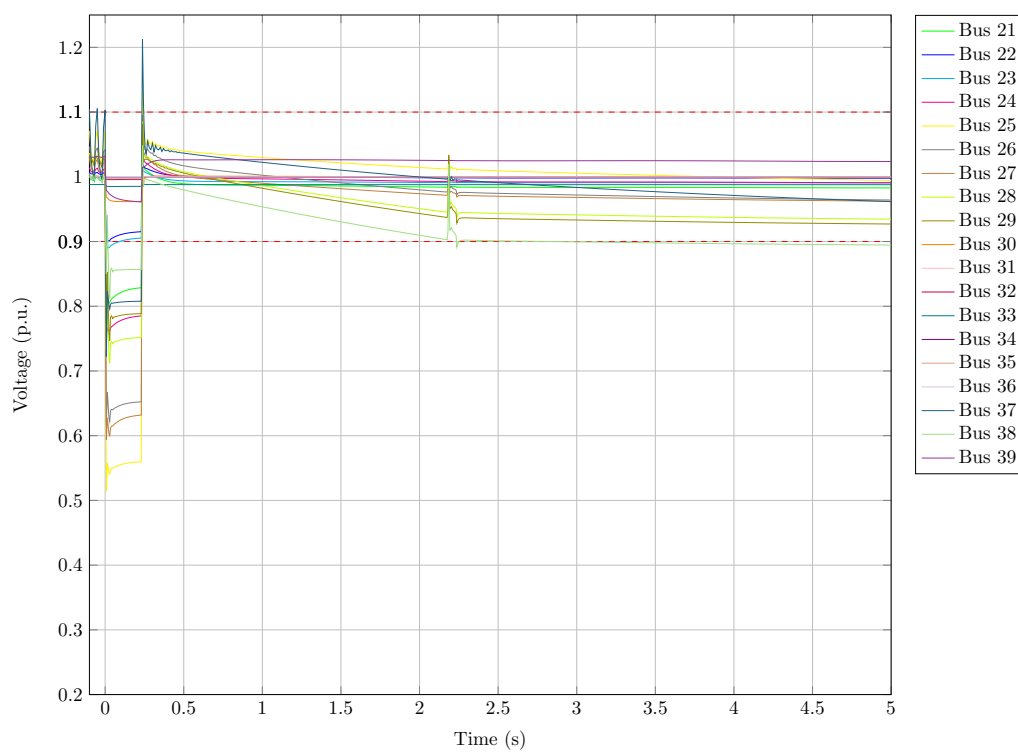


Figura 19. Frecuencia de 7-*GFM* y 2-*GFL* Inversores.



(a)



(b)

Figura 20. Magnitudes de voltaje con 7-*GFM* y 2-*GFL* Inversores.  
 (a) Nodo 01 - Nodo 20; (b) Nodo 21 - Nodo 39.

#### 5.2.4 Caso 4: 6-*GFM* y 3-*GFL*

En la Figura 21 y la Tabla 12 se presentan los resultados del análisis modal del sistema IEEE-39 Nodos con 6 inversores *grid-forming* y 3 inversores *grid-following*. Se identifican 8 Modos, de los cuales 4 son Modos interárea. Los Modos 1-3 muestran un factor de amortiguamiento por debajo del mínimo requerido, mientras que el Modo 4 presenta un factor de amortiguamiento aceptable.

En el análisis de los factores de participación de los Modos 1, 2 y 3 se ha determinado que estos Modos están principalmente asociados al sistema mecánico de las fuentes *grid-following* conectadas. Esto implica que las variables de estado dominantes en estos Modos corresponden a las características mecánicas y de oscilación de dichas fuentes.

Además, se ha modifica la clasificación de los Modos previamente considerados como interárea. En este caso, estos Modos se convierten en Modos locales, lo cual indica que las interacciones entre diferentes áreas o regiones del sistema eléctrico ya no son

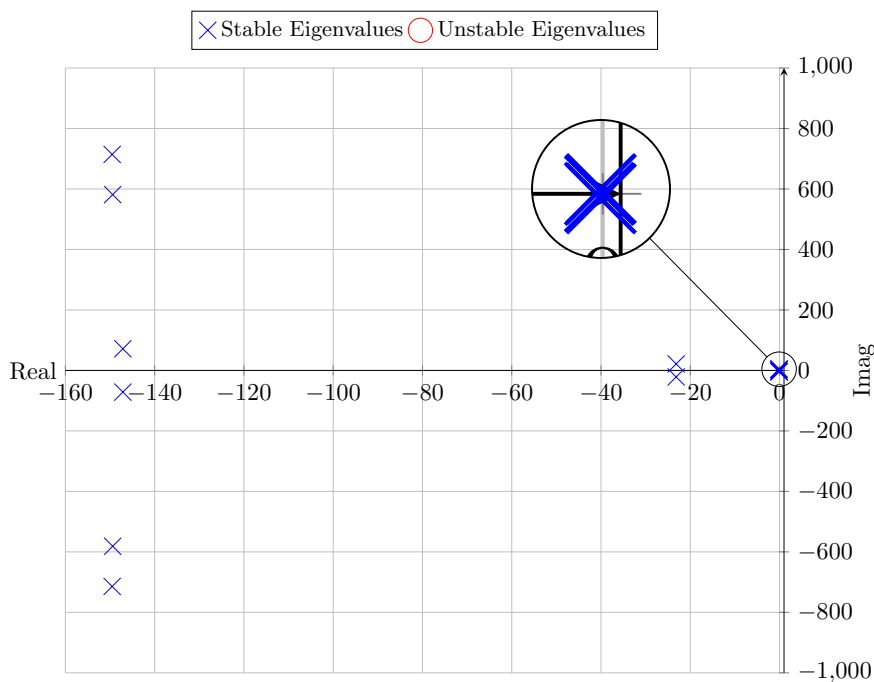


Figura 21. Modos oscilatorios de 6-*GFM* y 3-*GFL* Inversores.

TABLA 12

Resultados del análisis modal con 6 inversores GFM y 3 GFL.

Modo	Parte real (1/s)	Parte imaginaria (rad/s)	Frecuencia de amortiguamiento (Hz)	Relación de amortiguamiento (%)
1	-0.100	$\pm 3.999$	0.636	2.512
2	-0.100	$\pm 3.999$	0.636	2.512
3	-0.100	$\pm 3.999$	0.636	2.512
4	-0.193	$\pm 2.816$	0.448	6.829
5	-23.165	$\pm 21.553$	3.430	73.211
6	-147.129	$\pm 71.612$	11.397	89.915
7	-149.407	$\pm 581.369$	92.528	24.890
8	-149.524	$\pm 714.303$	113.685	20.489

dominantes en estos Modos en particular.

En la Figura 22, se puede observar que la frecuencia de las 6 fuentes con inversores *grid-forming* y 3 fuentes con inversores *grid-following* se mantiene dentro del rango permisible de 59.8 a 60.2 Hz. Esto indica que el sistema es capaz de mantener la frecuencia en un nivel aceptable durante la perturbación causada por la falla en la línea "Line 2-3".

En la Figura 23, que muestra los voltajes de los nodos del sistema, se observa una respuesta de hasta 0.25 p.u. (por unidad) durante la perturbación, lo cual se considera dentro de los parámetros permitidos para la capacidad de respuesta ante condiciones de falla. Además, se aprecia que los voltajes de los nodos 01 a 20 se restablecen a los 0.50 segundos, lo que indica una rápida recuperación del sistema después de la falla.

Sin embargo, se nota que el nodo 38 experimenta una disminución en los voltajes después del disturbio, llegando incluso por debajo del mínimo requerido de 0.90 p.u. Esto puede ser motivo de preocupación, ya que indica una posible violación de los límites

de voltaje establecidos en los parámetros de respuesta aceptables. Además, se observa un pico de voltaje de 1.21 p.u., que se encuentra en el límite de los parámetros permitidos.

En resumen, los resultados indican que, en general, el sistema es capaz de mantener la frecuencia dentro del rango permisible y los voltajes se recuperan en un tiempo adecuado. Sin embargo, es importante abordar la disminución de voltaje en el nodo 38 y evaluar las posibles implicaciones de este evento. El pico de voltaje de 1.21 p.u. también debe ser considerado para garantizar el cumplimiento de los parámetros establecidos.

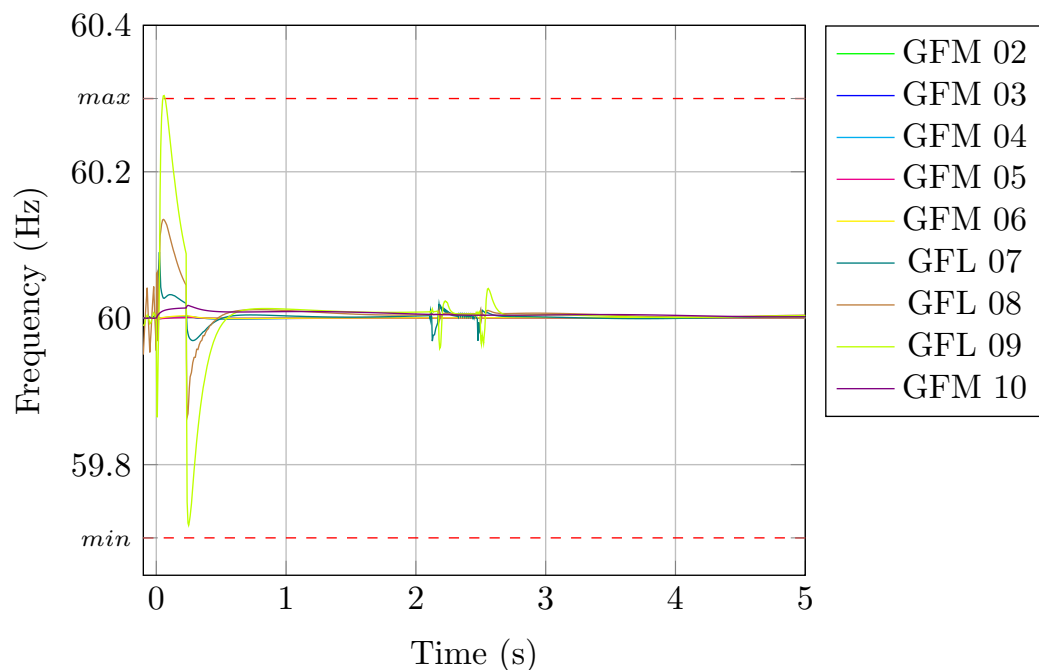
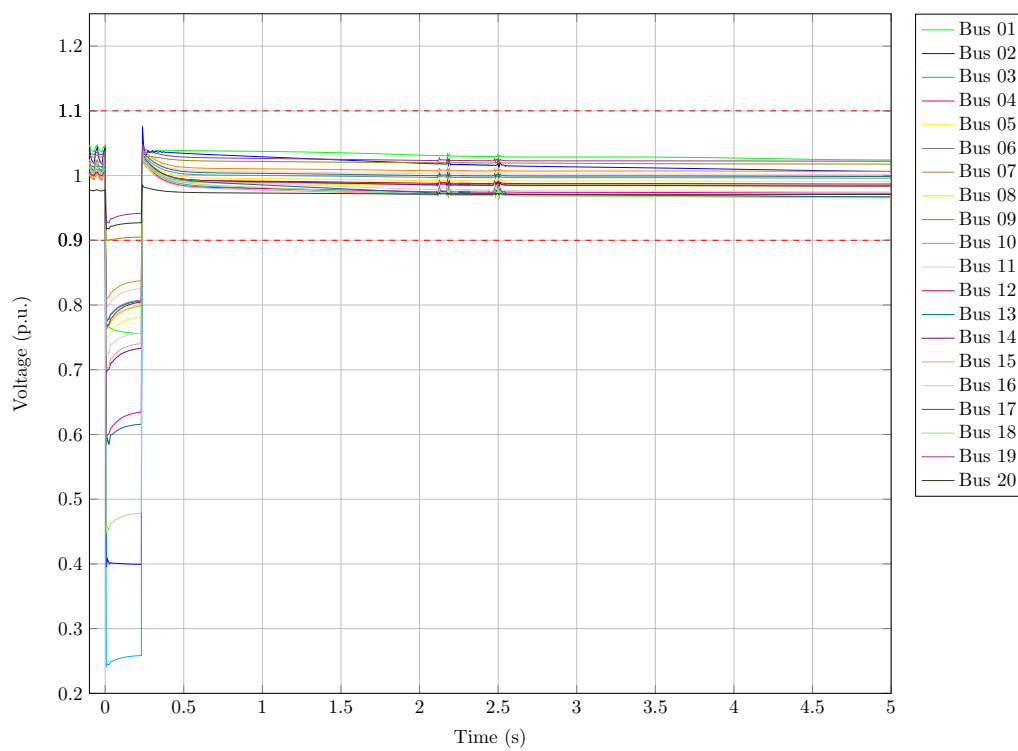
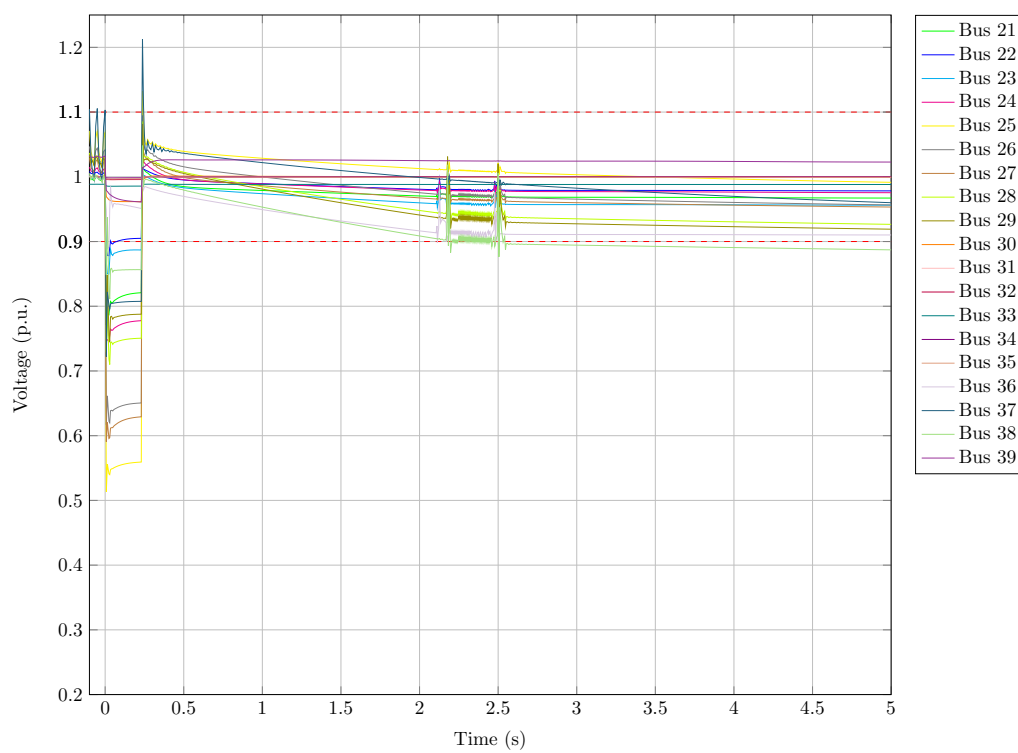


Figura 22. Frecuencia de 6-*GFM* y 3-*GFL* Inversores.



(a)



(b)

Figura 23. Magnitudes de voltaje con 6-*GFM* y 3-*GFL* Inversores.  
 (a) Nodo 01 - Nodo 20; (b) Nodo 21 - Nodo 39.



### 5.2.5 Caso 5: 5-GFM y 4-GFL

En la Figura 24 y la Tabla 13 se presentan los resultados del análisis modal del sistema IEEE-39 Nodos con 5 inversores *grid-forming* y 4 inversores *grid-following*. Se identifican 10 Modos, de los cuales 5 son Modos interárea. Los Modos 1-4 muestran un factor de amortiguamiento por debajo del mínimo requerido. Sin embargo, el Modo 5 presenta un factor de amortiguamiento aceptable, lo que indica una respuesta estable y amortiguada en ese Modo del sistema.

En el análisis de los factores de participación de los Modos 1, 2, 3 y 4 se han identificado diferentes comportamientos y asociaciones de los Modos de oscilación con las fuentes *grid-following* conectadas.

Los Modos 1 y 2 se encuentran asociados al sistema mecánico de las fuentes *grid-following*, lo cual implica que las variables de estado dominantes en estos Modos corresponden a las características mecánicas y de oscilación de estas fuentes. Además, se ha

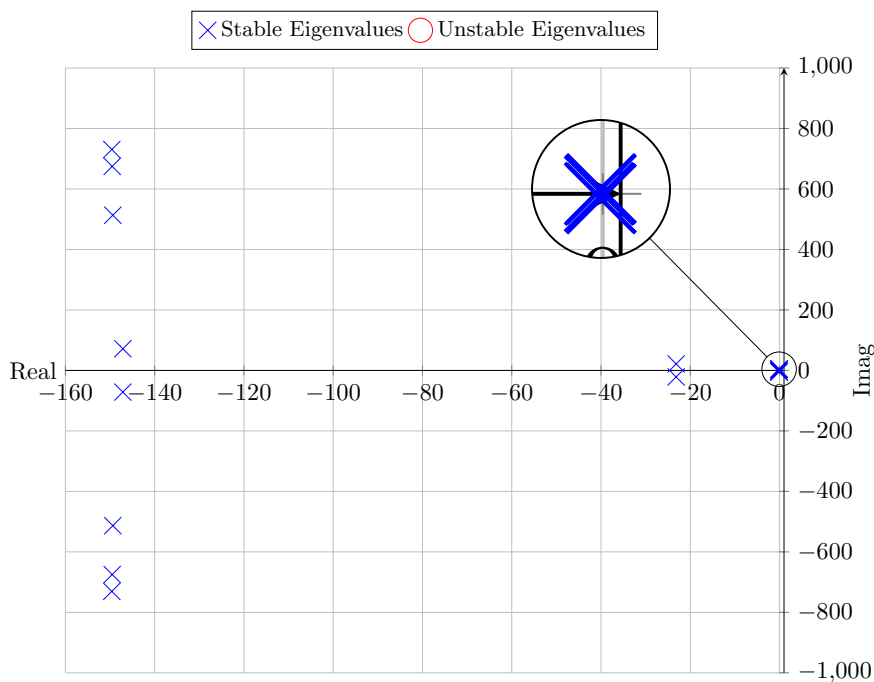


Figura 24. Modos oscilatorios de 5-GFM y 4-GFL Inversores.

TABLA 13

Resultados del análisis modal con 5 inversores GFM y 4 GFL.

Modo	Parte real (1/s)	Parte imaginaria (rad/s)	Frecuencia de amortiguamiento (Hz)	Relación de amortiguamiento (%)
1	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
2	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
3	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
4	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
5	-0.198	± 2.807	0.447	7.029
6	-23.165	± 21.575	3.434	73.176
7	-147.128	± 71.632	11.401	89.910
8	-149.372	± 513.237	81.684	27.944
9	-149.511	± 674.807	107.399	21.632
10	-149.600	± 730.561	116.272	20.061

observado que los Modos considerados previamente como interárea se han convertido en Modos locales, lo que indica que las interacciones entre diferentes áreas o regiones del sistema eléctrico ya no son dominantes en estos Modos en particular.

Por otro lado, los Modos 3 y 4 muestran la participación destacada de las fuentes *grid-following* 06 y 07 en sentido opuesto. Esto sugiere que estos Modos de oscilación se deben a la interacción específica entre estas dos máquinas, las cuales están conectadas en la misma área del sistema eléctrico.

En la Figura 25, se puede observar que la frecuencia de las 5 fuentes con inversores *grid-forming* se mantiene dentro del rango permisible de 59.8 a 60.2 Hz durante la falla. Sin embargo, las 4 fuentes con inversores *grid-following* muestran frecuencias de hasta 60.36 y 59.61 Hz, las cuales están ligeramente fuera del rango aceptable. Afortunadamente, estas frecuencias se estabilizan dentro de los rangos aceptables a los 0.5 segundos.

En la Figura 26, que muestra los voltajes de los nodos del sistema, se observa una res-

puesta de hasta 0.23 p.u. (por unidad) durante la perturbación, lo cual se encuentra dentro de los parámetros permitidos para la capacidad de respuesta ante condiciones de falla. Además, los voltajes se restablecen a los 0.50 segundos, lo que indica una recuperación rápida del sistema después de la falla.

Sin embargo, es preocupante observar que los nodos 21-28, 35, 36 y 37 experimentan un incremento en los voltajes después del disturbio, llegando incluso por encima del máximo requerido de 1.1 p.u. Además, se observa un pico de voltaje de 1.22 p.u., que se encuentra por encima de los parámetros permitidos.

Estos resultados indican que, aunque la frecuencia se mantiene en un rango aceptable, existen problemas con los voltajes en los nodos mencionadas.

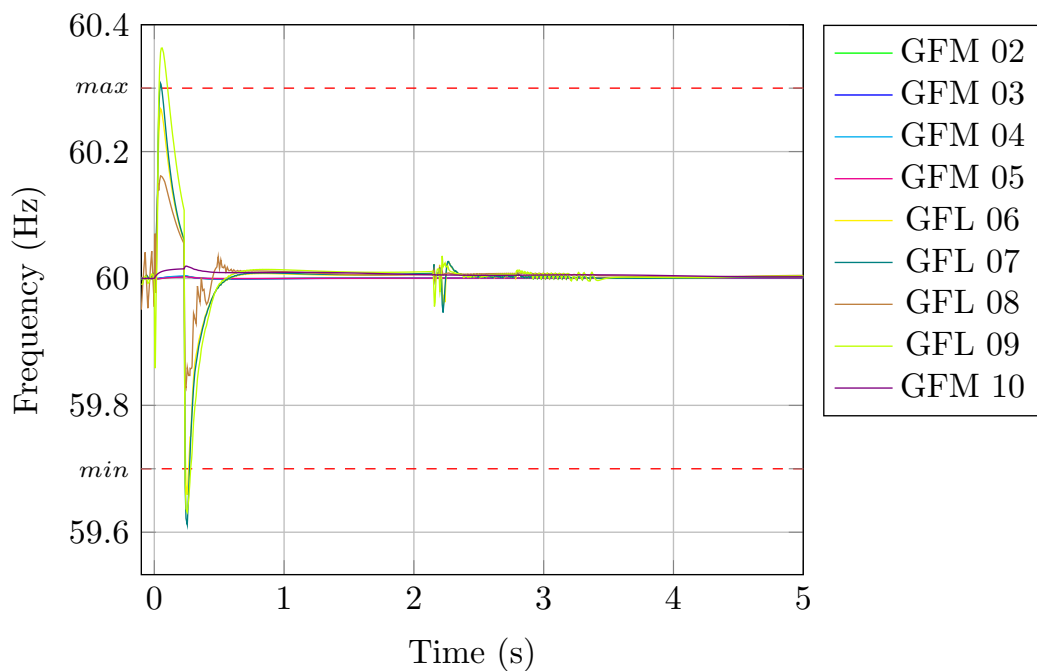
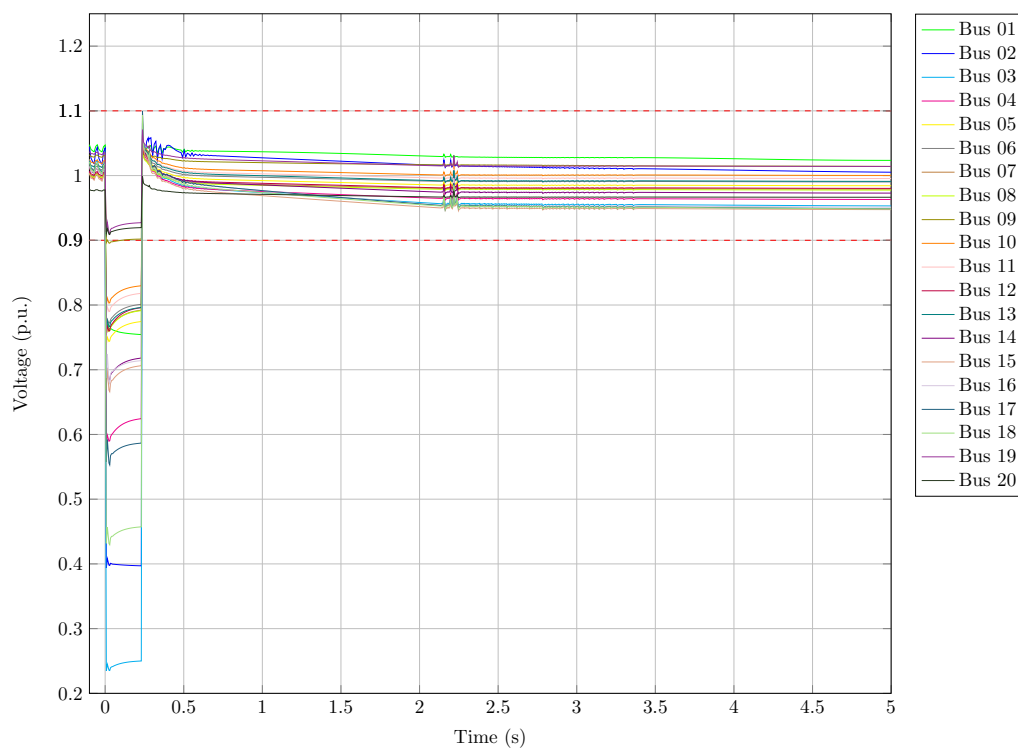
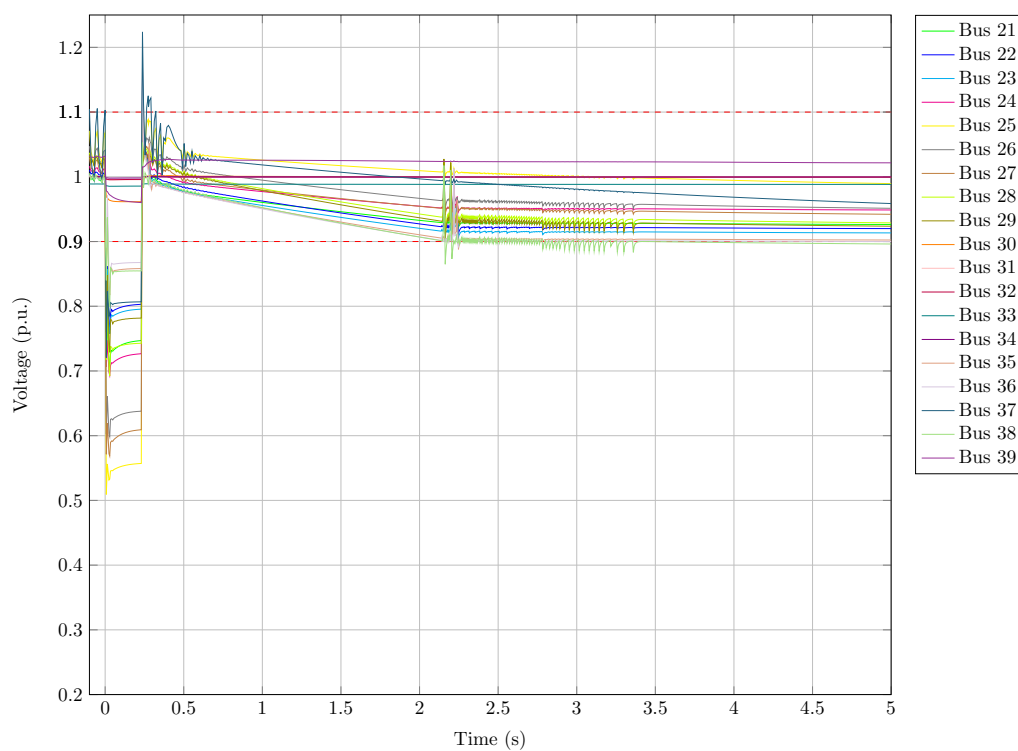


Figura 25. Frecuencia de 5-*GFM* y 4-*GFL* Inversores.



(a)



(b)

Figura 26. Magnitudes de voltaje con 5-*GFM* y 4-*GFL* Inversores.  
 (a) Nodo 01 - Nodo 20; (b) Nodo 21 - Nodo 39.

### 5.2.6 Caso 6: 4-GFM y 5-GFL

En la Figura 27 y la Tabla 14 se presentan los resultados del análisis modal del sistema IEEE-39 Nodos con 4 inversores *grid-forming* y 5 inversores *grid-following*. Se identifican 12 Modos, de los cuales 6 son Modos interárea. Los Modos 1-5 muestran un factor de amortiguamiento por debajo del mínimo requerido, lo que indica una respuesta inestable. Sin embargo, el Modo 6 presenta un factor de amortiguamiento aceptable de 7.09, lo que indica una respuesta estable.

En el análisis de los factores de participación de los Modos 1, 2, 3, 4 y 5 se han identificado diferentes comportamientos y asociaciones de los Modos de oscilación con las fuentes *grid-following* conectadas.

Los Modos 1, 2 y 5 se encuentran asociados al sistema mecánico de las fuentes *grid-following*, lo cual implica que las variables de estado dominantes en estos Modos corresponden a las características mecánicas y de oscilación de estas fuentes. Al igual que

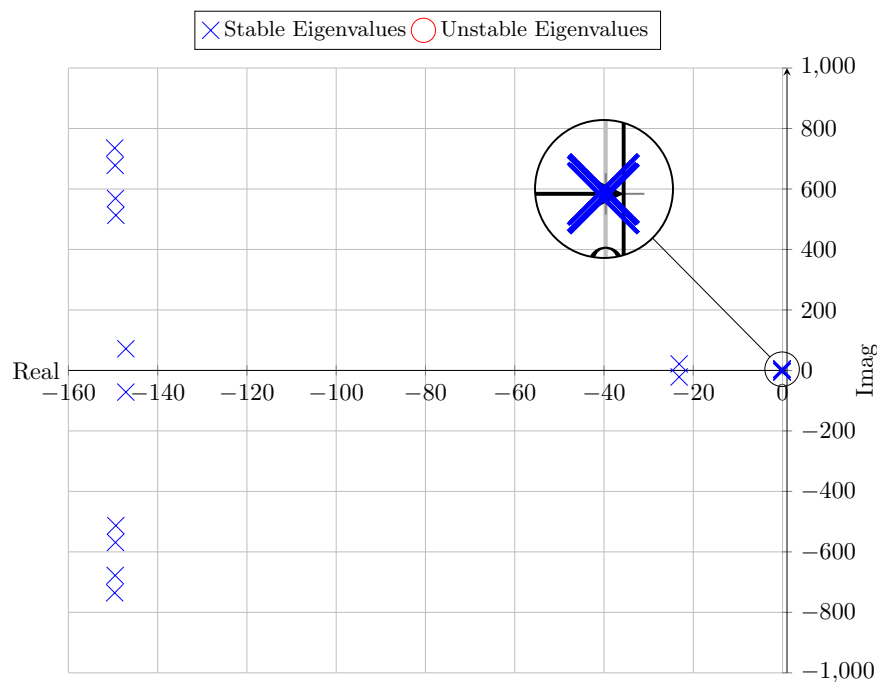


Figura 27. Modos oscilatorios de 4-GFM y 5-GFL Inversores.

TABLA 14

Resultados del análisis modal con 4 inversores GFM y 5 GFL.

Modo	Parte real (1/s)	Parte imaginaria (rad/s)	Frecuencia de amortiguamiento (Hz)	Relación de amortiguamiento (%)
1	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
2	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
3	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
4	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
5	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
6	-0.200	± 2.805	0.446	7.100
7	-23.165	± 21.582	3.435	73.167
8	-147.127	± 71.641	11.402	89.908
9	-149.372	± 513.021	81.650	27.955
10	-149.453	± 568.842	90.534	25.411
11	-149.513	± 677.964	107.901	21.536
12	-149.625	± 735.392	117.041	19.938

mencionado anteriormente, los Modos considerados previamente como interárea se han convertido en Modos locales, lo que indica que las interacciones entre diferentes áreas o regiones del sistema eléctrico ya no son dominantes en estos Modos en particular.

En los Modos 3 y 4, se ha observado una participación significativa de las fuentes *grid-following* 06 y 07 en sentido opuesto. Esto sugiere que estos Modos de oscilación se deben a la interacción específica entre estas dos máquinas, las cuales están conectadas en la misma área del sistema eléctrico.

En la Figura 28, se puede observar que la frecuencia de las 4 fuentes con inversores *grid-forming* se mantiene dentro del rango permisible de 59.8 a 60.2 Hz durante la falla. Por otro lado, las 5 fuentes con inversores *grid-following* presentan frecuencias de hasta 60.36 y 59.60 Hz, las cuales están ligeramente fuera del rango aceptable. Sin embargo, se estabilizan dentro de los rangos aceptables a los 0.5 segundos.

En la Figura 29, que muestra los voltajes de los nodos del sistema, se observa una respuesta de hasta 0.24 p.u. (por unidad) durante la perturbación, lo cual se encuentra dentro de los parámetros permitidos para la capacidad de respuesta ante condiciones de falla. Además, los voltajes se restablecen a los 0.50 segundos, indicando una recuperación rápida del sistema después de la falla.

No obstante, se observa que los nodos 21-28 y 35-37 experimentan un incremento en los voltajes después del disturbio, superando el máximo requerido de 1.1 p.u. Es importante tener en cuenta que el nodo 37, al estar cerca de la falla y conectada a una fuente con inversor *grid-following*, registra un pico de voltaje máximo de 1.22 p.u.

Estos resultados indican que, aunque la frecuencia se mantiene en un rango aceptable, existen problemas con los voltajes en los nodos mencionadas.

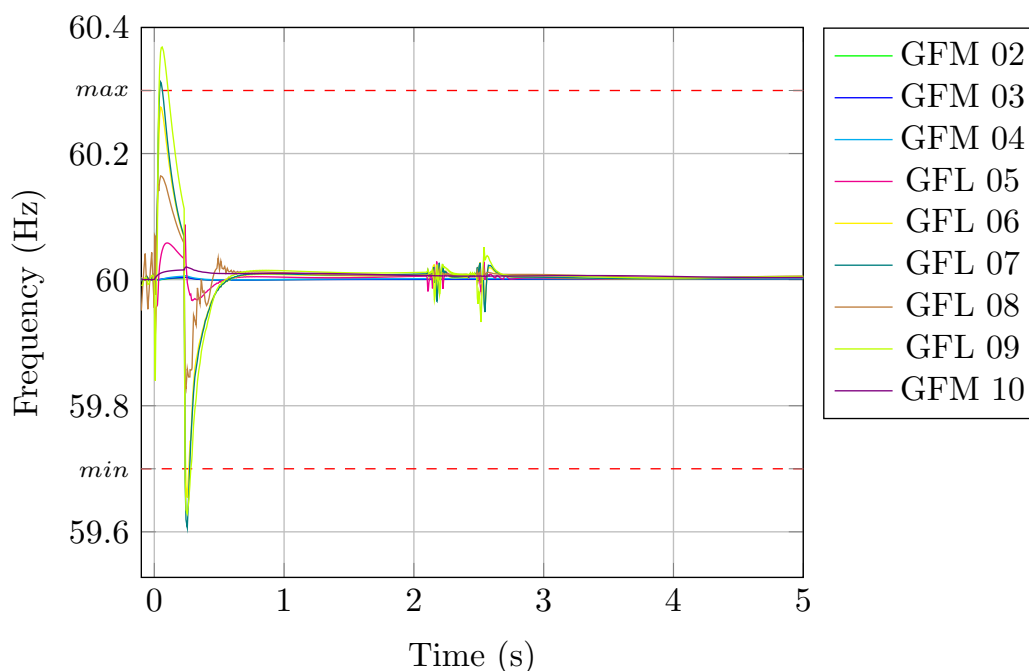
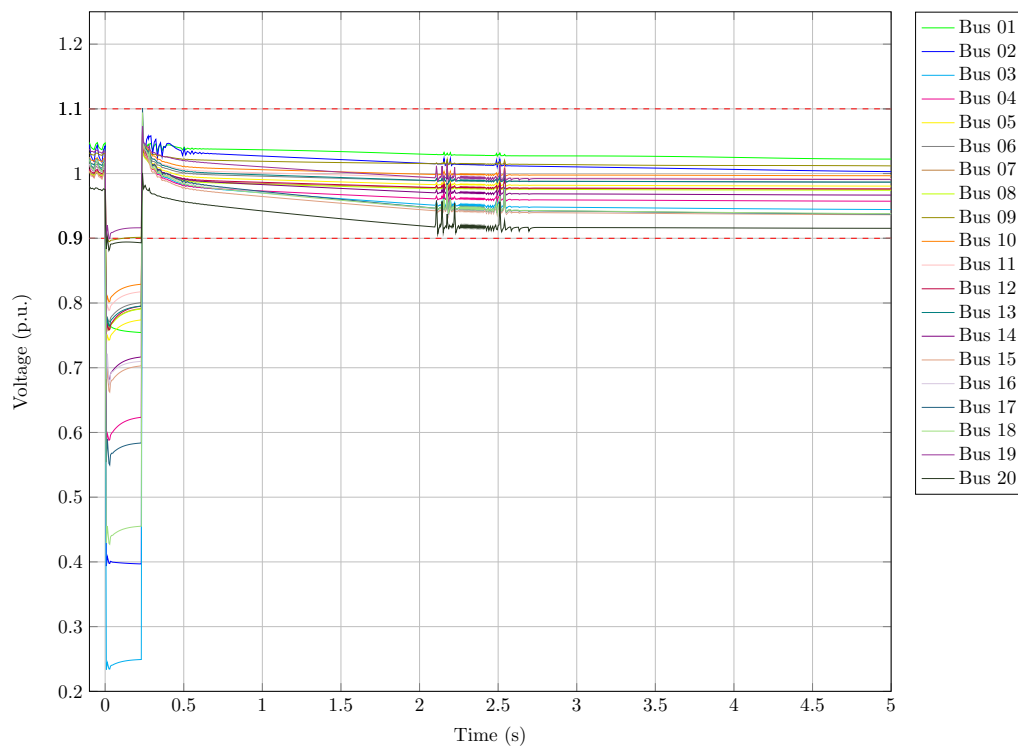
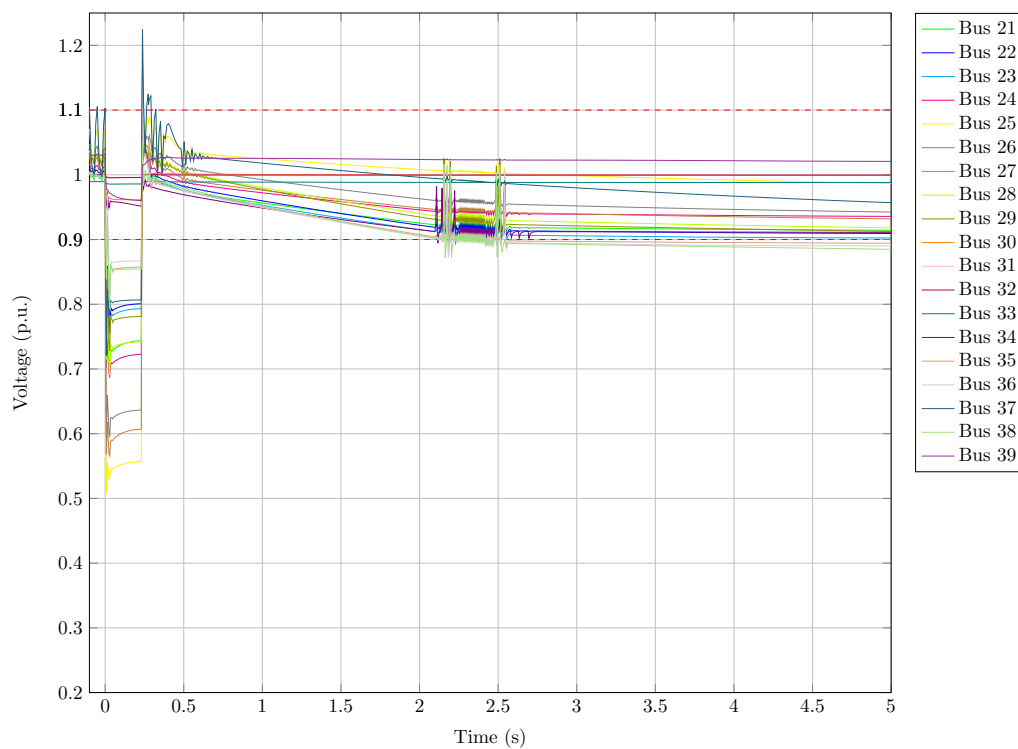


Figura 28. Frecuencia de 4-*GFM* y 5-*GFL* Inversores.



(a)



(b)

Figura 29. Magnitudes de voltaje con 4-*GFM* y 5-*GFL* Inversores.  
 (a) Nodo 01 - Nodo 20; (b) Nodo 21 - Nodo 39.



### 5.2.7 Caso 7: 3-GFM y 6-GFL

En la Figura 30 y la Tabla 15 se presentan los resultados del análisis modal del sistema IEEE-39 Nodos con 3 inversores *grid-forming* y 6 inversores *grid-following*. Se identifican 15 Modos, de los cuales 8 son Modos interárea. Los Modos 1-6 muestran un factor de amortiguamiento por debajo del mínimo. Sin embargo, los Modos 7 y 8 presentan un factor de amortiguamiento aceptable de 7.66 y 99.9 respectivamente, lo que indica una respuesta estable.

En el análisis de los factores de participación de los Modos 1, 2, 3, 4, 5 y 6 se han identificado diferentes comportamientos y asociaciones de los Modos de oscilación con las fuentes *grid-following* conectadas.

Los Modos 1, 2 y 6 se encuentran asociados al sistema mecánico de las fuentes *grid-following*, lo cual implica que las variables de estado dominantes en estos Modos corresponden a las características mecánicas y de oscilación de estas fuentes. Al igual que

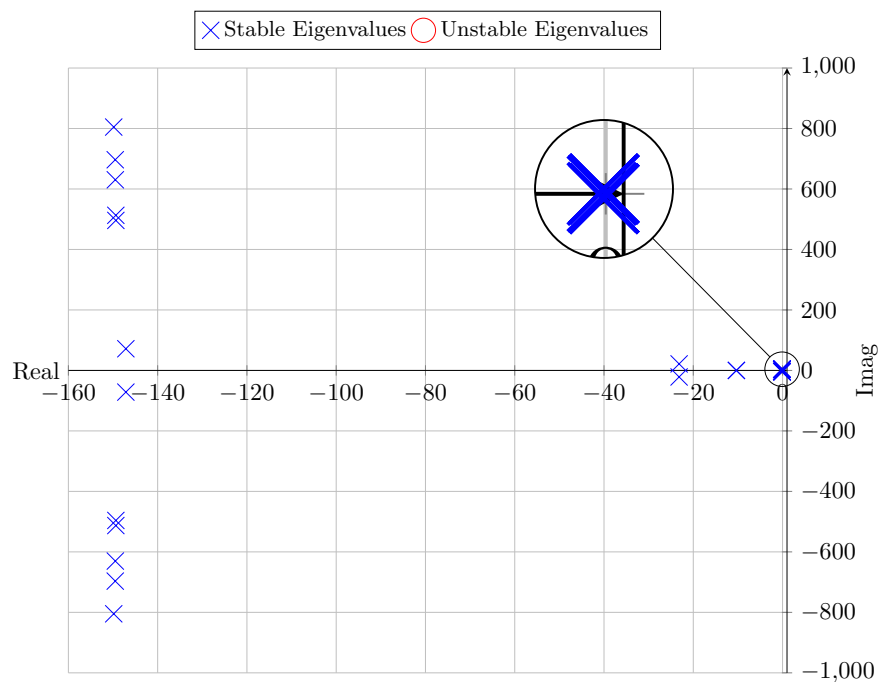


Figura 30. Modos oscilatorios de 3-GFM y 6-GFL Inversores.

TABLA 15

Resultados del análisis modal con 3 inversores GFM y 6 GFL.

Modo	Parte real (1/s)	Parte imaginaria (rad/s)	Frecuencia de amortiguamiento (Hz)	Relación de amortiguamiento (%)
1	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
2	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
3	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
4	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
5	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
6	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
7	-0.214	± 2.777	0.442	7.669
8	-10.339	± 0.008	0.001	99.999
9	-23.174	± 21.602	3.438	73.147
10	-147.125	± 71.671	11.407	89.900
11	-149.366	± 496.070	78.952	28.831
12	-149.372	± 512.955	81.639	27.959
13	-149.486	± 630.360	100.325	23.074
14	-149.501	± 696.642	110.874	20.983
15	-149.840	± 804.796	128.087	18.304

mencionado anteriormente, los Modos considerados previamente como interárea se han convertido en Modos locales, lo que indica que las interacciones entre diferentes áreas o regiones del sistema eléctrico ya no son dominantes en estos Modos en particular.

En los Modos 3, 4 y 5, se ha observado la participación significativa de las fuentes *grid-following* 06 y 07, así como las fuentes *grid-following* 04 y 06. Esto sugiere que estos Modos de oscilación se deben a la interacción específica entre estas máquinas conectadas en las mismas áreas del sistema eléctrico.

Con 3 fuentes con inversores *grid-forming* y 6 fuentes con inversores *grid-following*. La Figura 31 y la Figura 32, muestra un colapso en el sistema. Llegando hasta 11 p.u. del voltaje nominal y una frecuencia de hasta 67 Hz post falla, esto indica una situación de

emergencia grave en el sistema eléctrico.

Un colapso de voltaje tan significativo y una frecuencia tan alta están muy por encima de los límites permisibles y pueden tener consecuencias severas en la operación de los equipos y la estabilidad del sistema. Estos valores indican una falta de control y regulación adecuada de la generación y la carga, lo que puede resultar en daños a los equipos conectados, interrupciones del servicio y riesgos para la seguridad.

Ante esta situación, es fundamental tomar medidas inmediatas para restablecer la estabilidad y proteger el sistema eléctrico. Esto puede incluir acciones como la desconexión de las fuentes que están causando los problemas, la activación de dispositivos de protección, la implementación de estrategias de control para regular la generación y la carga.

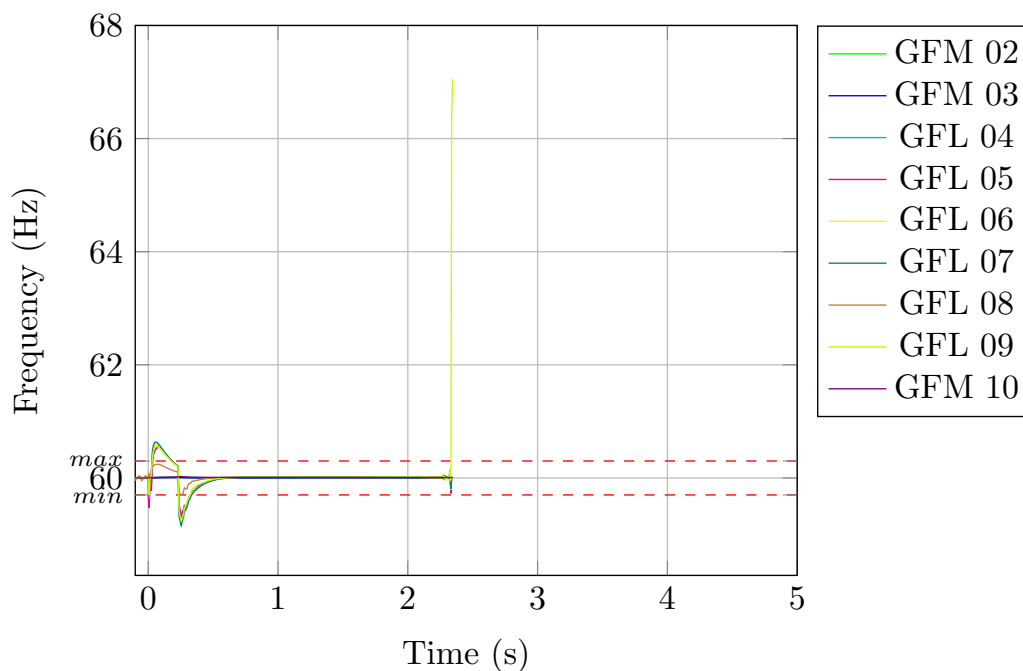


Figura 31. Frecuencia de 3-*GFM* y 6-*GFL* Inversores.

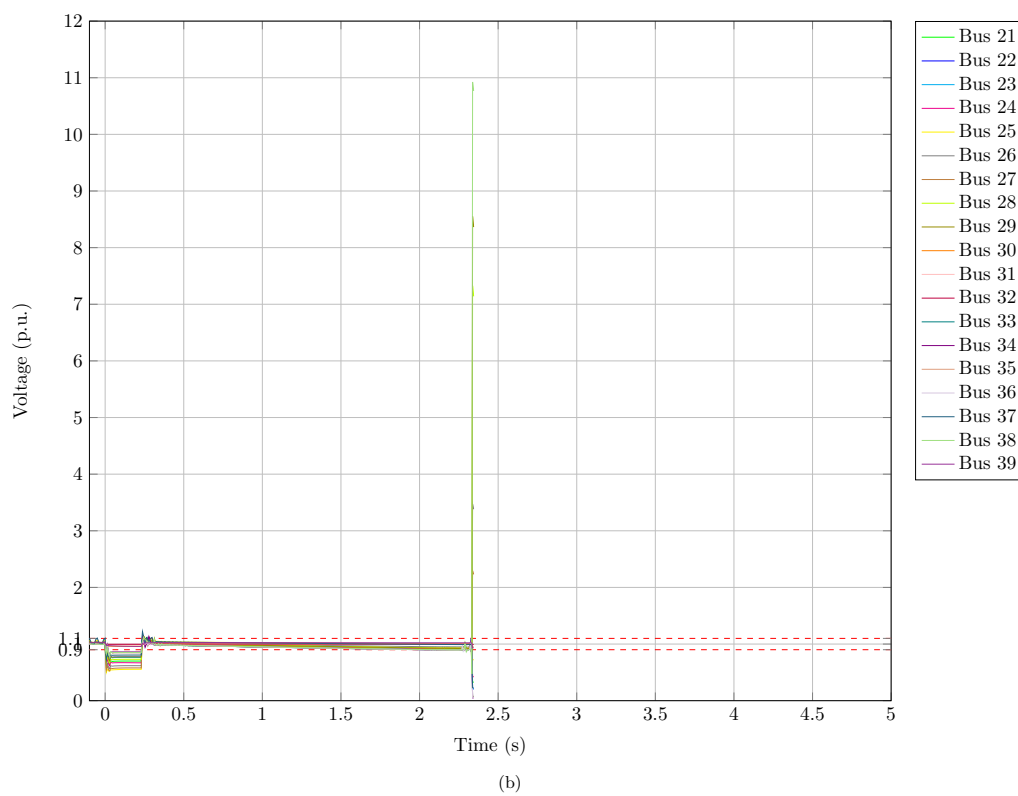
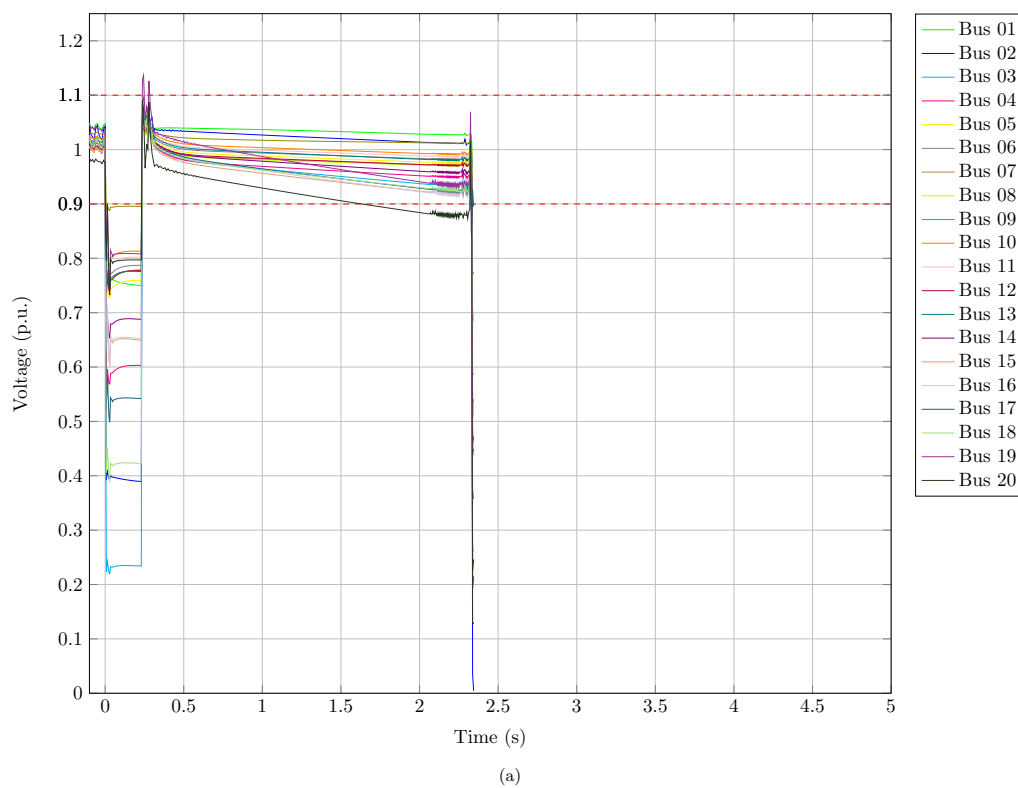


Figura 32. Magnitudes de voltaje con 3-*GFM* y 6-*GFL* Inversores.  
 (a) Nodo 01 - Nodo 20; (b) Nodo 21 - Nodo 39.

### 5.2.8 Caso 8: 2-GFM y 7-GFL

En la Figura 33 y la Tabla 16 se presentan los resultados del análisis modal del sistema IEEE-39 Nodos con 2 inversores *grid-forming* y 7 inversores *grid-following*. Se identifican 17 Modos, de los cuales 9 son Modos interárea. Los Modos 1-7 muestran un factor de amortiguamiento por debajo del 5%. Sin embargo, los Modos 8 y 9 presentan un factor de amortiguamiento aceptable de 8.87 y 99.9.

En el análisis de los factores de participación de los Modos 1 al 7 se han identificado diferentes comportamientos y asociaciones de los Modos de oscilación con las fuentes *grid-following* conectadas.

Los Modos 1, 2, 4 y 7 se encuentran asociados al sistema mecánico de las fuentes *grid-following*, lo cual implica que las variables de estado dominantes en estos Modos corresponden a las características mecánicas y de oscilación de estas fuentes. Al igual que mencionado anteriormente, los Modos considerados previamente como interárea se han

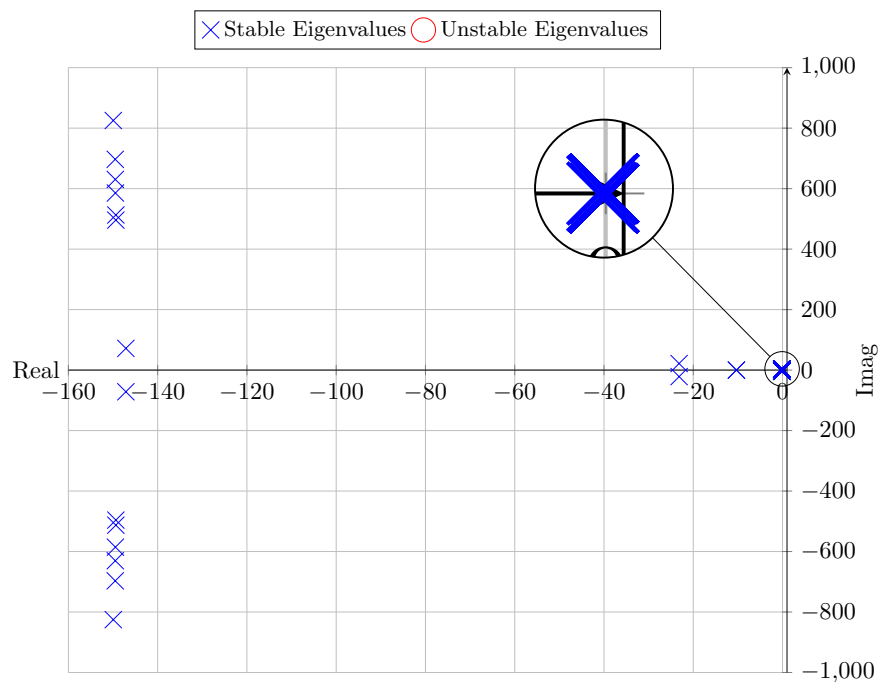


Figura 33. Modos oscilatorios de 2-GFM y 7-GFL Inversores.

TABLA 16

Resultados del análisis modal con 2 inversores GFM y 7 GFL.

Modo	Parte real (1/s)	Parte imaginaria (rad/s)	Frecuencia de amortiguamiento (Hz)	Relación de amortiguamiento (%)
1	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
2	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
3	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
4	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
5	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
6	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
7	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
8	-0.240	± 2.694	0.429	8.871
9	-10.339	± 0.009	0.001	99.999
10	-23.174	± 21.632	3.443	73.101
11	-147.123	± 71.699	11.411	89.893
12	-149.366	± 495.998	78.941	28.835
13	-149.372	± 512.811	81.616	27.966
14	-149.466	± 585.494	93.184	24.735
15	-149.487	± 630.420	100.334	23.073
16	-149.501	± 696.899	110.915	20.975
17	-149.940	± 825.250	131.343	17.876

convertido en Modos locales, lo que indica que las interacciones entre diferentes áreas o regiones del sistema eléctrico ya no son dominantes en estos Modos en particular.

En los Modos 3, 5 y 6, se ha observado la participación significativa de las fuentes *grid-following* 06 y 07, así como las fuentes *grid-following* 04 y 06. Esto sugiere que estos Modos de oscilación se deben a la interacción específica entre estas máquinas conectadas en las mismas áreas del sistema eléctrico.

Las Figura 34 y Figura 35 muestran un colapso en el sistema durante una falla con 2 fuentes con inversores *grid-forming* y 7 fuentes con inversores *grid-following*, es una

situación preocupante. Un colapso del sistema indica que el sistema eléctrico ha perdido su estabilidad y no puede mantener las condiciones operativas adecuadas.

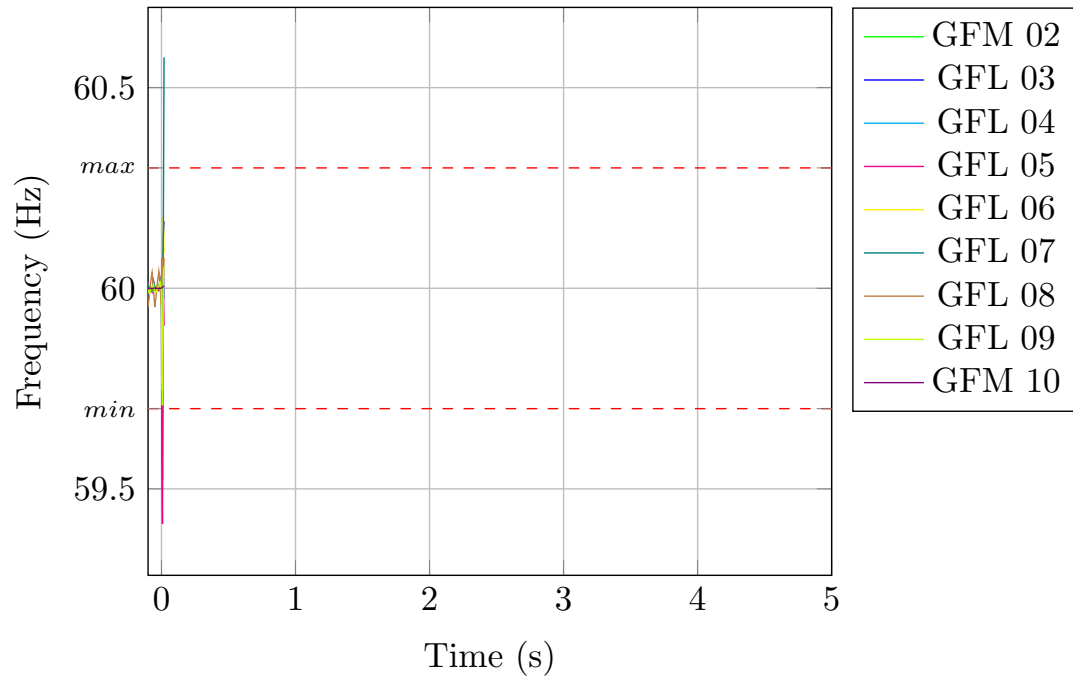


Figura 34. Frecuencia de 2-GFM y 7-GFL Inversores.

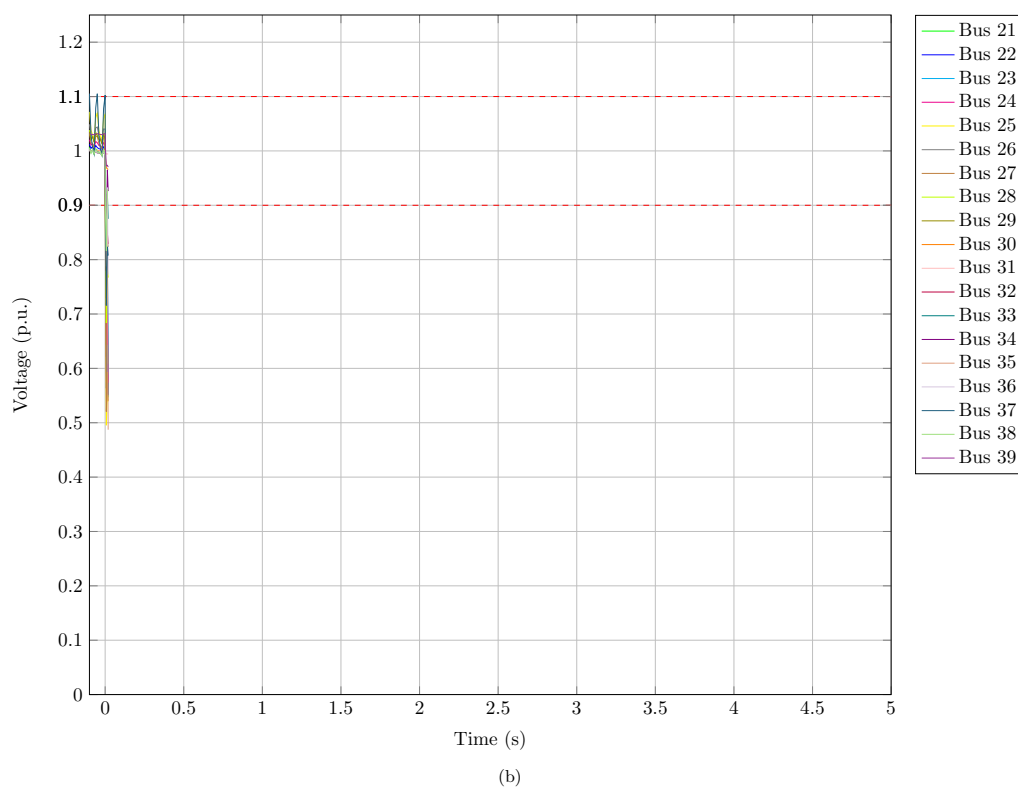
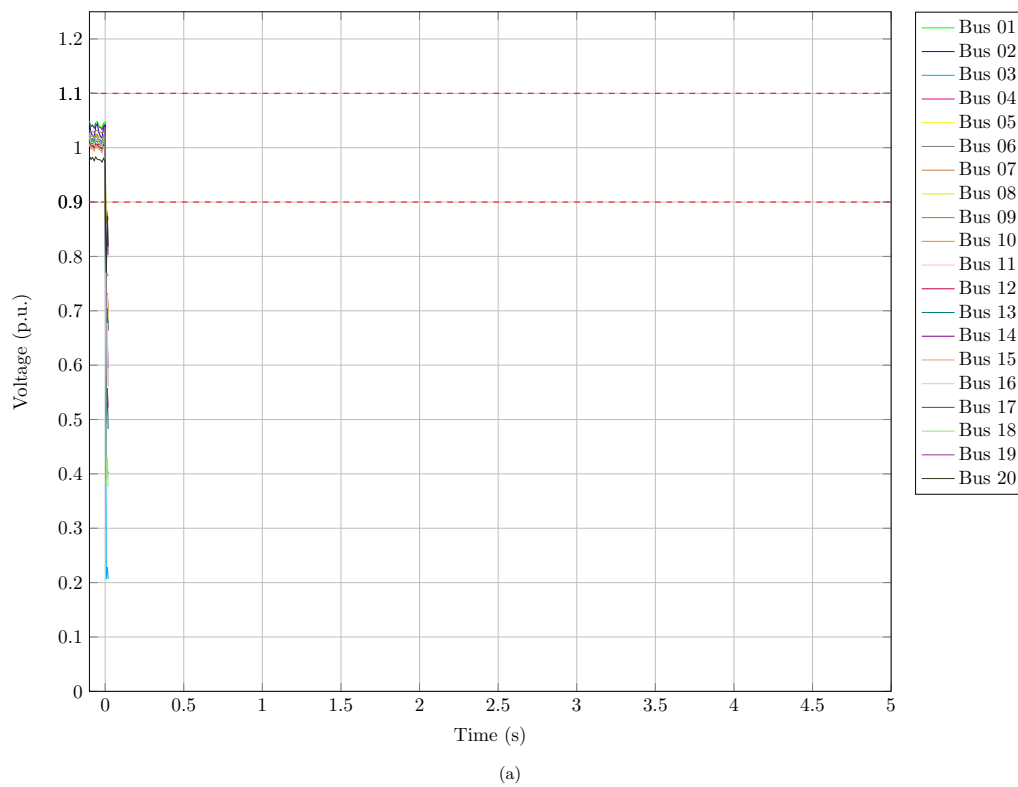


Figura 35. Magnitudes de voltaje con 2-*GFM* y 7-*GFL* Inversores.  
 (a) Nodo 01 - Nodo 20; (b) Nodo 21 - Nodo 39.



## 5.2.9 Caso 9: 1-GFM y 8-GFL

En la Figura 36 y la Tabla 17 se presentan los resultados del análisis modal del sistema IEEE-39 Nodos con 1 inversor *grid-forming* y 8 inversores *grid-following*. Se identifican 19 Modos, de los cuales 10 son Modos interárea. Los Modos 1-8 muestran un factor de amortiguamiento por debajo del mínimo. Sin embargo, los Modos 9 y 10 presentan un factor de amortiguamiento aceptable de 7.59 y 99.9 respectivamente, lo que indica una respuesta estable y amortiguada en esos Modos del sistema.

**TABLA 17**

Resultados del análisis modal con 1 inversores GFM y 8 GFL.

Modo	Parte real (1/s)	Parte imaginaria (rad/s)	Frecuencia de amortiguamiento (Hz)	Relación de amortiguamiento (%)
1	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
2	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
3	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
4	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
5	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
6	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
7	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
8	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
9	-0.171	± 2.246	0.357	7.594
10	-10.335	± 0.010	0.002	99.999
11	-21.554	± 26.203	4.170	63.526
12	-146.774	± 74.480	11.854	89.176
13	-148.266	± 58.599	9.326	93.000
14	-149.366	± 496.022	78.944	28.834
15	-149.372	± 512.843	81.621	27.964
16	-149.469	± 586.602	93.361	24.691
17	-149.487	± 630.362	100.325	23.075
18	-149.504	± 697.904	111.075	20.947
19	-150.074	± 856.757	136.357	17.254

En el análisis de los factores de participación de los Modos 1 al 8 se ha encontrado que todos estos Modos están asociados al sistema mecánico de las fuentes *grid-following* conectadas. Esto implica que las variables de estado dominantes en cada uno de estos Modos están relacionadas con las características mecánicas y de oscilación de estas fuentes.

Además, se menciona que los Modos considerados previamente como interárea se han convertido en Modos locales.

Como se muestra en las Figura 37 y Figura 38 con 1 fuente con inversores *grid-forming* y 8 fuentes con inversores *grid-following*, es una situación extremadamente grave y peligrosa. Los valores de voltaje y frecuencia que se observan son de 56 p.u. y frecuencias de hasta 115 Hz y 40 Hz, indicando una situación de emergencia crítica. Estos valores están muy por encima de los límites aceptables y pueden causar daños graves a los equipos conectados a la red eléctrica, así como poner en peligro la vida de las personas.

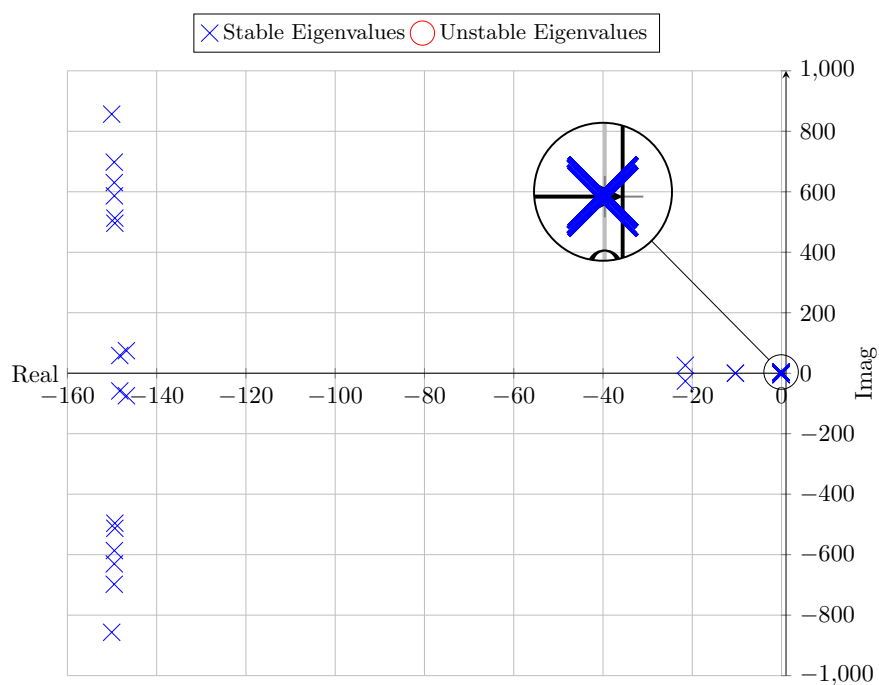


Figura 36. Modos oscilatorios de 1-*GFM* y 8-*GFL* Inversores.

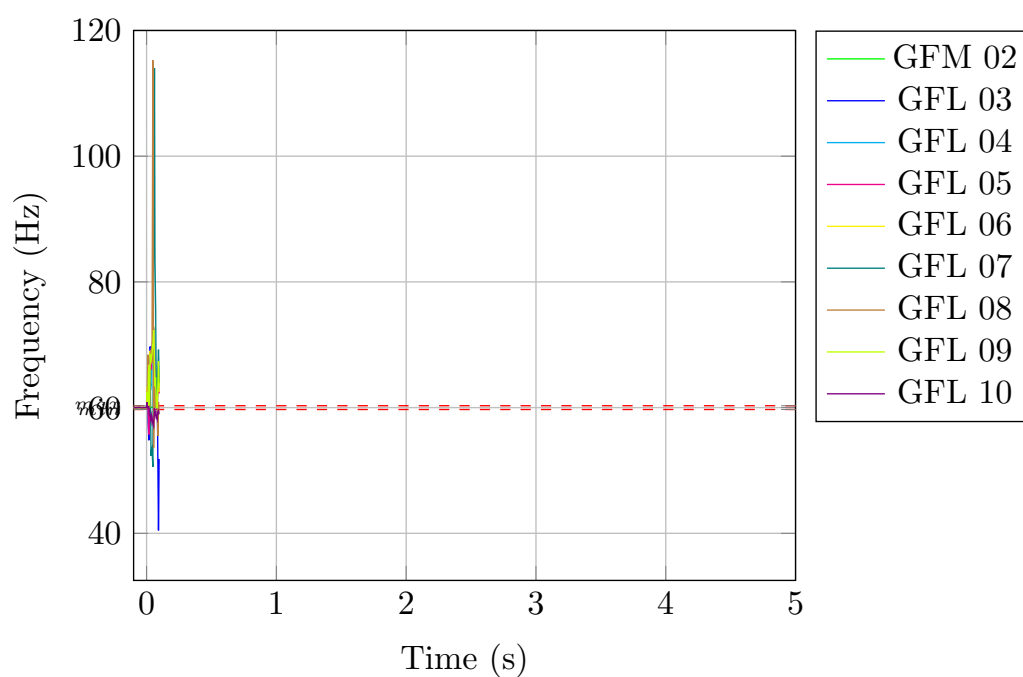


Figura 37. Frecuencia de 1-*GFM* y 8-*GFL* Inversores.

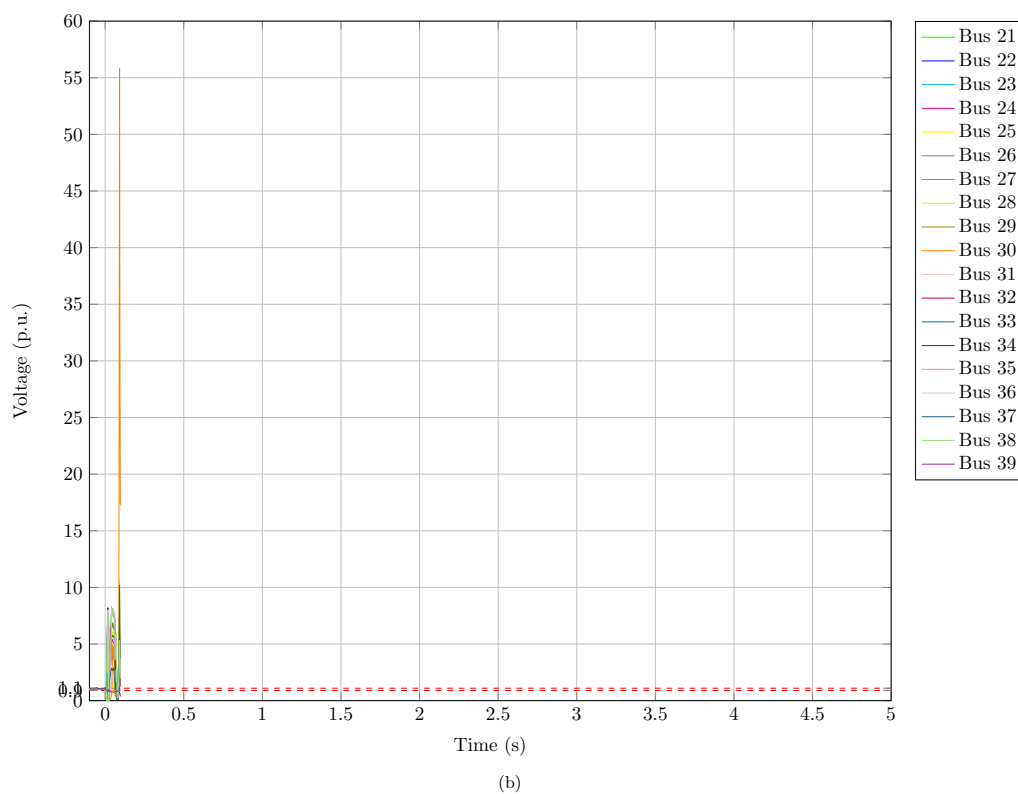
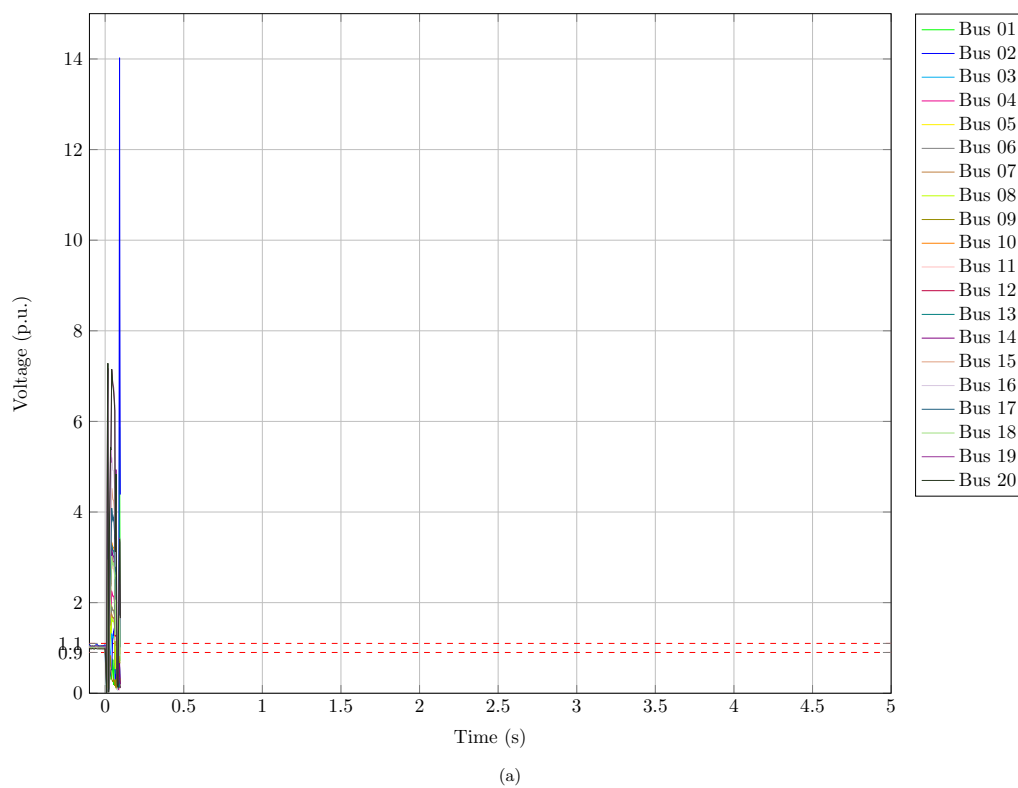


Figura 38. Magnitudes de voltaje con 1-*GFM* y 8-*GFL* Inversores.  
 (a) Nodo 01 - Nodo 20; (b) Nodo 21 - Nodo 39.

#### 5.2.10 Caso 10: 0-GFM y 9-GFL

En la Figura 39 y la Tabla 18 se presentan los resultados del análisis modal del sistema IEEE-39 Nodos con 9 inversores *grid-following*. Se identifican 21 Modos, de los cuales 11 son Modos interárea. Los Modos 1-9 muestran un factor de amortiguamiento por debajo del 5 %. Sin embargo, los Modos 10 y 11 presentan un factor de amortiguamiento aceptable del 99 %, lo que indica una respuesta estable.

En el análisis de los factores de participación de los Modos 1 al 9 se han identificado diferentes patrones de asociación y comportamiento. Los Modos 1, 2, 3, 6, 7, 8 y 9 se encuentran asociados al sistema mecánico de las fuentes *grid-following* conectadas, lo que implica que las variables de estado dominantes en estos Modos están relacionadas con las características mecánicas y de oscilación de estas fuentes.

Por otro lado, los Modos 4 y 5 presentan participaciones en sentido puesto de las fuentes *grid-following* 02 y 03. Esto indica que estos Modos de oscilación están influenciados principalmente por la interacción entre estas máquinas específicas, las cuales se encuentran conectadas en las mismas áreas del sistema eléctrico.

Las Figura 40 y Figura 41 con 9 fuentes con inversores *grid-following*, muestran un colapso en el sistema. Los valores de voltaje y frecuencia que se observan son de hasta 12 p.u. y frecuencias de hasta 70 Hz y 53 Hz.

**TABLA 18**

Resultados del análisis modal con 9 inversores GFL.

Modo	Parte real (1/s)	Parte imaginaria (rad/s)	Frecuencia de amortiguamiento (Hz)	Relación de amortiguamiento (%)
1	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
2	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
3	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
4	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
5	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
6	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
7	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
8	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
9	-0.100	± 3.999	0.636	2.512
10	-0.183	± 0.017	0.003	99.588
11	-10.334	± 0.014	0.002	99.999
12	-21.554	± 26.300	4.186	63.386
13	-146.766	± 74.590	11.871	89.147
14	-148.265	± 58.598	9.326	93.000
15	-149.366	± 496.005	78.942	28.835
16	-149.372	± 512.825	81.619	27.965
17	-149.380	± 525.562	83.646	27.340
18	-149.483	± 629.856	100.245	23.092
19	-149.505	± 698.370	111.149	20.933
20	-149.611	± 647.372	103.032	22.517
21	-150.530	± 924.036	147.065	16.079

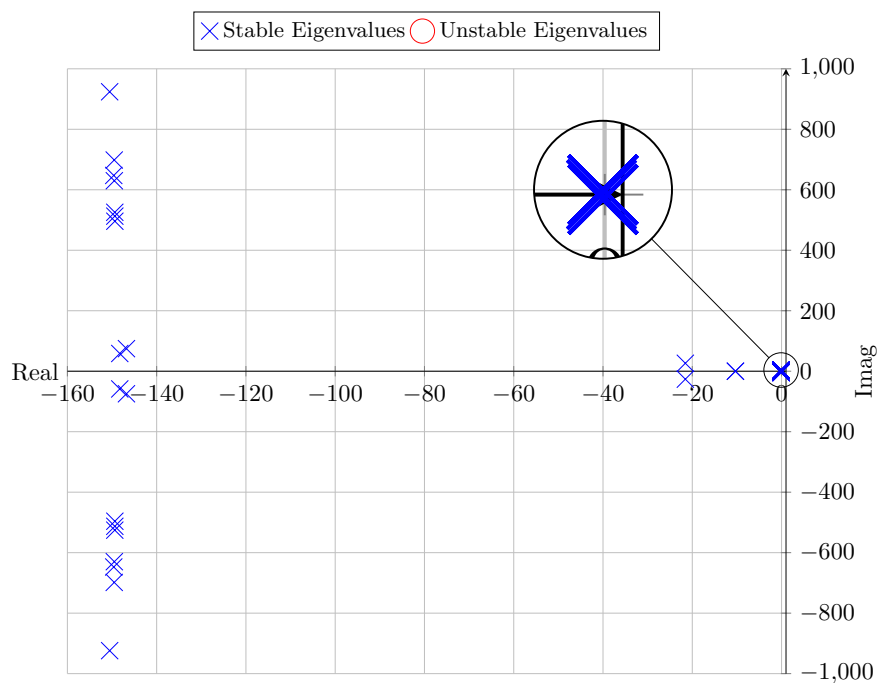


Figura 39. Modos oscilatorios de 9-*GFL* Inversores.

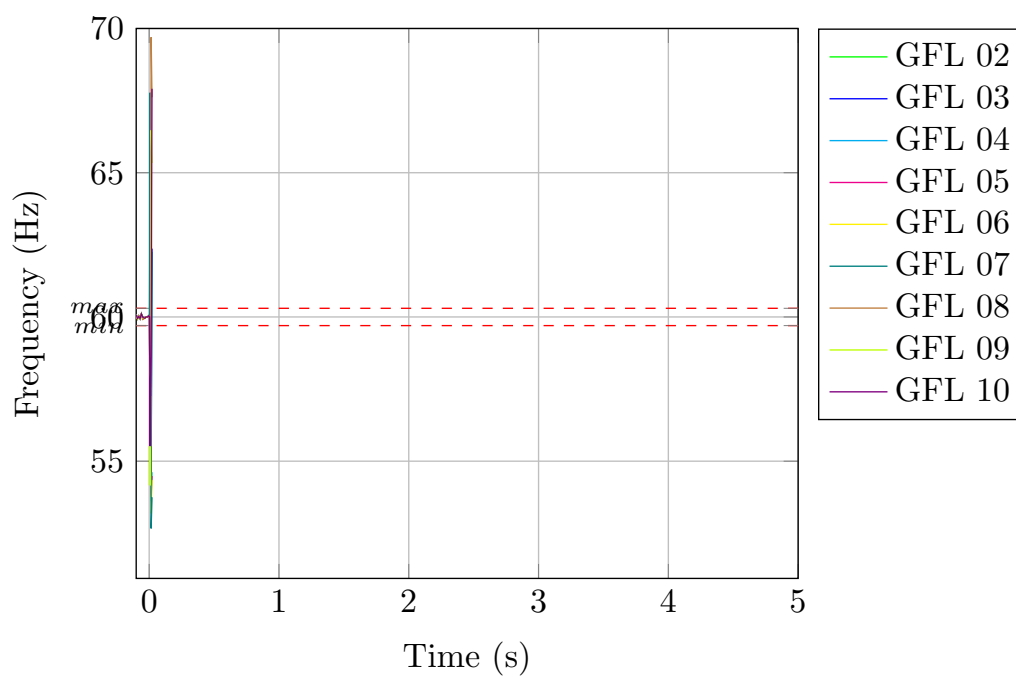


Figura 40. Frecuencia de 9-*GFL* Inversores.

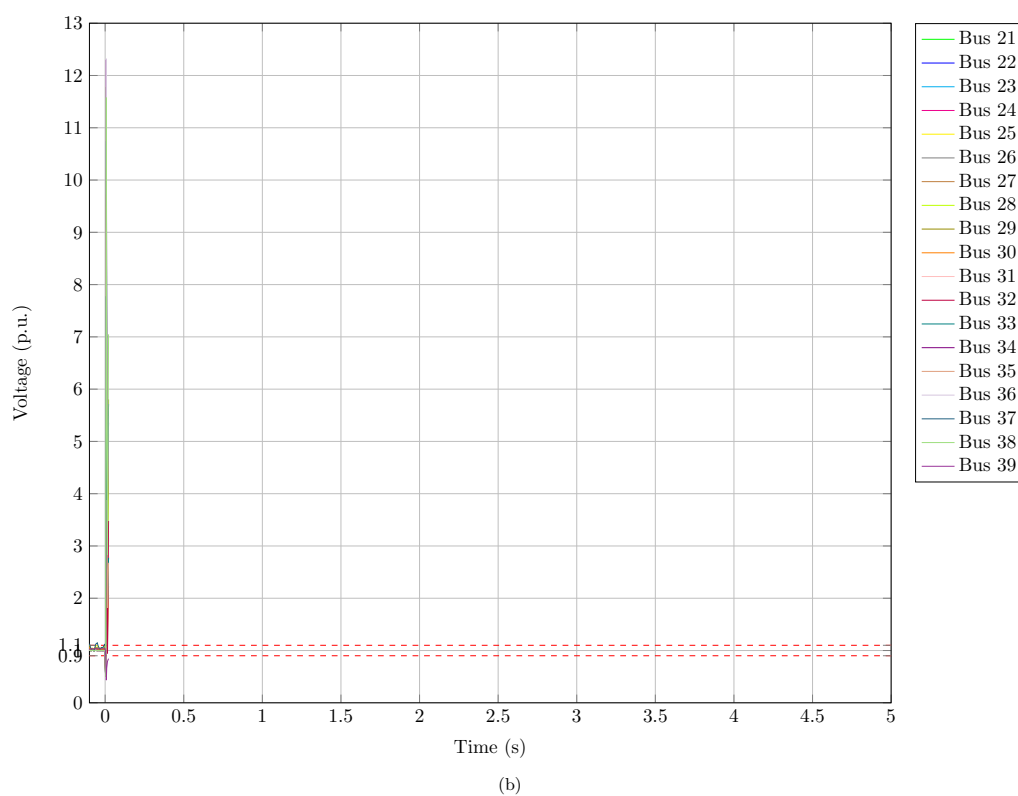
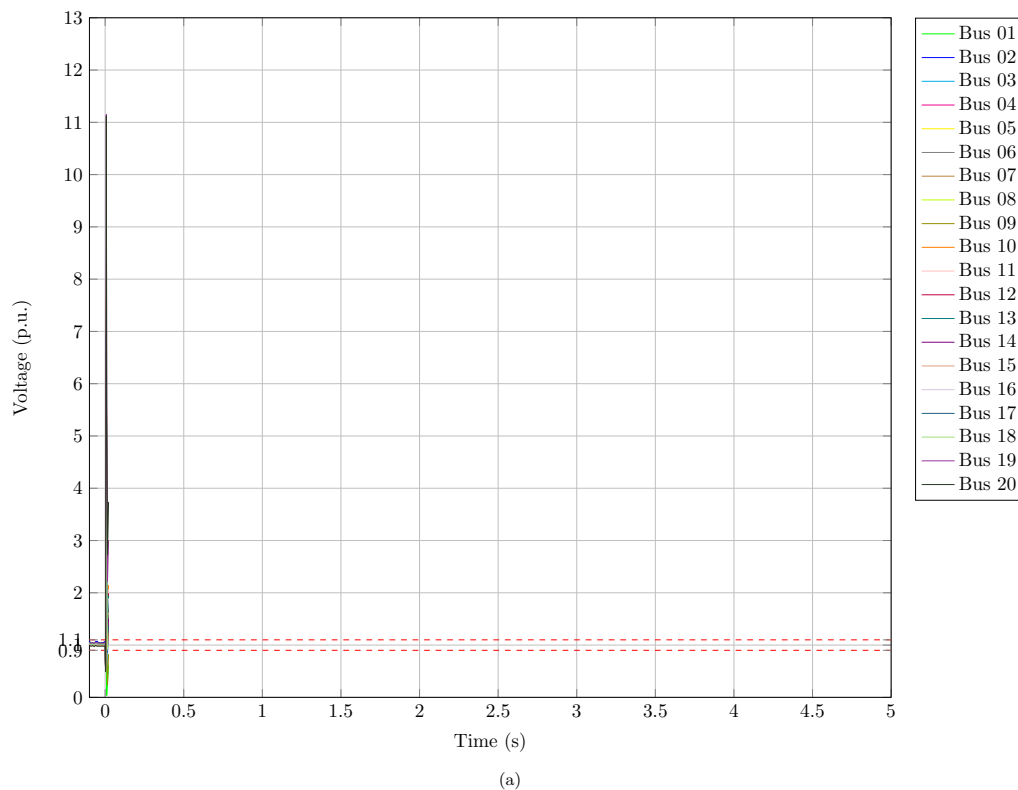


Figura 41. Magnitudes de voltaje con 9-*GFL* Inversores. (a) Nodo 01 - Nodo 20; (b) Nodo 21 - Nodo 39.



## CAPÍTULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 Conclusiones

La transición hacia fuentes de energía renovable ha llevado a un aumento en la conexión de inversores comerciales que operan como *grid-following* en los sistemas eléctricos de potencia. Sin embargo, esta mayor penetración de inversores ha generado problemas de estabilidad en la frecuencia y dificultades para operar de forma autónoma o respaldar el proceso de restauración del sistema de energía.

Para abordar estas dificultades, se ha investigado y desarrollado una nueva tecnología conocida como inversor *grid-forming*, que ofrece funcionalidades similares a las máquinas síncronas y promete mejorar la estabilidad en la frecuencia de los sistemas eléctricos.

En esta tesis, se llevaron a cabo 10 análisis de estabilidad de pequeña señal utilizando el software DIgSILENT PowerFactory. El objetivo fue determinar el nivel máximo de penetración de inversores *grid-following* y *grid-forming* antes de que se produjeran problemas de estabilidad o, en última instancia, un colapso en el sistema.

Los análisis consistieron en reemplazar gradualmente las fuentes basadas en inversores *grid-following* por inversores *grid-forming* en un sistema modificado del sistema IEEE-39.

Los resultados obtenidos revelaron los siguientes hallazgos para los diez casos de

estudio:

- Se observó una mejora en la estabilidad del sistema eléctrico de potencia al reemplazar gradualmente las fuentes basadas en inversores *grid-following* por inversores *grid-forming*. Esto se manifestó en una reducción de las oscilaciones y una respuesta más amortiguada en los Modos electromecánicos. Se encontraron hasta 21 Modos de oscilación cuando todas las fuentes utilizaban inversores *grid-following*, mientras que con inversores *grid-forming* se identificaron sólo 3 Modos de oscilación.
- Se analizaron los factores de participación de cada Modo de oscilación y se observó que los Modos sin un coeficiente de amortiguamiento dentro del rango aceptable involucraban variables de fuentes con inversores *grid-following*.

Además de los análisis de estabilidad, se simuló una falla en una línea para evaluar la respuesta del sistema ante condiciones dinámicas o de falla. Se observó que después de conectar 6 o más fuentes con inversores *grid-following*, el sistema colapsaba.

Basándose en las simulaciones y los análisis realizados en el sistema IEEE 39-Nodos, se determinó que se puede mantener la estabilidad con una penetración máxima del 82 % de generación proveniente de fuentes con inversores, donde el 49 % corresponde a inversores *grid-following*, el 33 % a inversores *grid-forming* y el 18 % restante a máquinas síncronas. Estos porcentajes representan una configuración para garantizar un funcionamiento estable y confiable del sistema eléctrico.

En resumen, esta tesis aborda los desafíos asociados con la transición hacia fuentes de energía renovable y el aumento en la conexión de inversores *grid-following* en los sistemas eléctricos. Se investiga el uso de inversores *grid-forming* como una solución para mejorar la estabilidad en la frecuencia.

Los resultados revelan una mejora en la estabilidad del sistema eléctrico al utilizar

inversores *grid-forming*, con una reducción en las oscilaciones y una respuesta más amortiguada en los Modos electromecánicos. Se observa que los Modos problemáticos están relacionados con las fuentes que utilizan inversores *grid-following*.

En conclusión, esta tesis proporciona información valiosa sobre el impacto de los inversores *grid-following* y *grid-forming* en la estabilidad del sistema eléctrico de potencia durante la transición hacia energías renovables. Los resultados y recomendaciones obtenidos son relevantes para planificar y diseñar sistemas de energía más estables en el contexto de la transición energética.

## 6.2 Aportaciones

La principal aportación de esta tesis radica en el diseño de una metodología para la determinación del límite máximo de penetración de inversores que garantice la estabilidad dinámica de un sistema eléctrico. Esto se logró mediante el uso de análisis de estabilidad de pequeña señal, identificación de Modos de oscilación, factores de participación y simulaciones de respuesta ante condiciones de falla. Los resultados y recomendaciones obtenidos son de gran relevancia para la planificación y diseño de sistemas de energía más estables en el contexto de la transición energética.

Al establecer el límite de penetración máxima de inversores, se proporciona a los planificadores y diseñadores de sistemas eléctricos una guía clara sobre la cantidad de inversores que pueden integrarse sin comprometer la estabilidad del sistema. Esto es especialmente importante debido al creciente interés en la transición hacia fuentes de energía renovable y la necesidad de incorporar una mayor cantidad de inversores en la red.

Además, las simulaciones de respuesta ante condiciones dinámicas o de falla brindan información valiosa sobre el comportamiento del sistema en situaciones adversas.

Esto ayuda a evaluar la resiliencia del sistema y diseñar estrategias de mitigación para garantizar una rápida recuperación en caso de eventos imprevistos.

### **6.3 Recomendaciones Para Trabajos Futuros**

A partir de los resultados obtenidos en este trabajo de investigación, se identifican las siguientes recomendaciones para futuras líneas de investigación:

1. Realizar implementaciones en sistemas eléctricos más complejos y de mayor escala para evaluar el comportamiento de los inversores y determinar los porcentajes de penetración máxima de generación que se pueden alcanzar en diferentes contextos. Esto permitirá obtener resultados más generalizables y aplicables a sistemas de mayor envergadura.
2. Incorporar diferentes tipos de fallas en puntos estratégicos del sistema para evaluar la respuesta de los inversores y del sistema en condiciones de falla. Esto proporcionará una comprensión más completa de la capacidad de los inversores para hacer frente a eventos adversos y permitirá diseñar estrategias de mitigación adecuadas.
3. Realizar un análisis más detallado de los Modos locales de oscilación y explorar posibles mejoras en el factor de amortiguamiento de estos Modos. Esto podría implicar la optimización de los parámetros de control de los inversores o la incorporación de técnicas de control adicionales para mejorar la estabilidad y amortiguamiento de los Modos locales.

Estas líneas de investigación permitirán profundizar en el análisis de la estabilidad y comportamiento de los inversores en sistemas de energía renovable, contribuyendo a mejorar la eficiencia y estabilidad de los sistemas eléctricos en el contexto de la transición energética.

## REFERENCIAS

1. Pablo Cobreiro Rodríguez y Nuria Jiménez Simón, *Aerogeneradores (I) : funcionamiento y marco normativo de prevención de riesgos laborales*, 2014.
2. Luis Arturo Soriano, Wen Yu y Jose de Jesus Rubio, *Modeling and Control of Wind Turbine*. *Mathematical Problems in Engineering*, 2013:1–13, 2013, ISSN 1024-123X. <http://www.hindawi.com/journals/mpe/2013/982597/>.
3. Pooya Monshizadeh, Claudio De Persis, Nima Monshizadeh y Arjan van der Schaft, *A communication-free master-slave microgrid with power sharing*. páginas 3564–3569. *IEEE*, Julio 2016, ISBN 978-1-4673-8682-1. <http://ieeexplore.ieee.org/document/7525466/>.
4. Chinmay Shah, Jesus D. Vasquez-Plaza, Daniel D. Campo-Ossa, Juan F. Patarroyo-Montenegro, Nischal Guruwacharya, Niranjana Bhujel, Rodrigo D. Trevizan, Fabio Andrade Rengifo, Mariko Shirazi, Reinaldo Tonkoski, Richard Wies, Timothy M. Hansen y Phylcia Cicilio, *Review of Dynamic and Transient Modeling of Power Electronic Converters for Converter Dominated Power Systems*. *IEEE Access*, 9:82094–82117, 2021, ISSN 2169-3536. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9446886/>.
5. Lizhi Ding, Xiaonan Lu y Jin Tan, *Small-Signal Stability Analysis of Low-Inertia Power Grids with Inverter-Based Resources and Synchronous Condensers*. páginas 1–5. *IEEE*, Abril 2022, ISBN 978-1-6654-3775-2. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9817556/>.
6. Miguel Alberto Carreño Galeano, *Estabilidad de pequeña señal de un sistema de potencia con VSCs de tipos grid-following y grid-forming considerando los algoritmos VSM, droop control y VOC*. 2022. <http://hdl.handle.net/1992/58724>.
7. M. A. Pai, *Energy Function Analysis for Power System Stability*. Springer US, 1989, ISBN 978-1-4612-8903-6.
8. *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2036*, 2022. <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Prodesen.aspx>.
9. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, *Ley General de Cambio Climático*, 2022. <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LGCC.pdf>.
10. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, *Ley de Transición Energética*, 2015. <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf>.

11. Yashen Lin, Joseph Eto, Brian Johnson, Jack Flicker, Robert Lasseter, Hugo Villegas Pico, Gab Su Seo, Brian Pierre y Abraham Ellis, *Research Roadmap on Grid-Forming Inverters*, Noviembre 2020. <https://www.osti.gov/servlets/purl/1721727/>.
12. Dinesh Pattabiraman, R. H. Lasseter. y T. M. Jahns, *Comparison of Grid Following and Grid Forming Control for a High Inverter Penetration Power System*. páginas 1–5. IEEE, Agosto 2018, ISBN 978-1-5386-7703-2. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8586162/>.
13. Yashen Lin, Brian Johnson, Sairaj Dhople, Francesco Bullo, Patrick Chapman, Victor Purba, Saber Jafarpour, Gab Su Seo, Hugo Villegas-Pico, Nathan Ainsworth, Miguel Rodriguez, Mohammed Khan, Joseph Eto, Abraham Ellis, Jack Flicker, Brian Pierre y Robert Lasseter, *Stabilizing the Power System in 2035 and Beyond: Evolving from Grid-Following to Grid-Forming Distributed Inverter Controllers (Final Technical Report)*, Agosto 2021. <https://www.osti.gov/servlets/purl/1813971/>.
14. Uros Markovic, Ognjen Stanojev, Petros Aristidou, Evangelos Vrettos, Duncan Callaway y Gabriela Hug, *Understanding Small-Signal Stability of Low-Inertia Systems*. IEEE Transactions on Power Systems, 36:3997–4017, Septiembre 2021, ISSN 0885-8950. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9361257/>.
15. Yashen Lin, Gab Su Seo, Sanjana Vijayshankar, Brian Johnson y Sairaj Dhople, *Impact of Increased Inverter-based Resources on Power System Small-signal Stability*. páginas 01–05. IEEE, Julio 2021, ISBN 978-1-6654-0507-2. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9638094/>.
16. Rayane Mourouvin, Juan Carlos Gonzalez-Torres, Jing Dai, Abdelkrim Benchaib, Didier Georges y Seddik Bacha, *Understanding the role of VSC control strategies in the limits of power electronics integration in AC grids using modal analysis*. Electric Power Systems Research, 192:106930, Marzo 2021, ISSN 03787796. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779620307288>.
17. Lennart Petersen, Florin Iov y German Tarnowski, *A Model-Based Design Approach for Stability Assessment, Control Tuning and Verification in Off-Grid Hybrid Power Plants*. Energies, 13:49, Diciembre 2019, ISSN 1996-1073. <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/1/49>.
18. Brian Johnson, Miguel Rodriguez, Mohit Sinha y Sairaj Dhople, *Comparison of virtual oscillator and droop control*. páginas 1–6. IEEE, Julio 2017, ISBN 978-1-5090-5326-1. <http://ieeexplore.ieee.org/document/8013298/>.
19. Jia Liu, Yushi Miura y Toshifumi Ise, *Comparison of Dynamic Characteristics Between Virtual Synchronous Generator and Droop Control in Inverter-Based Distributed Generators*. IEEE Transactions on Power Electronics, 31:3600–3611, Mayo 2016, ISSN 0885-8993.
20. F. Katiraei, M.R. Iravani y P.W. Lehn, *Small-signal dynamic model of a micro-grid including conventional and electronically interfaced distributed resources*. IET Generation,

- Transmission Distribution, 1:369, 2007, ISSN 17518687. [https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd\\_20045207](https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd_20045207).
21. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, *Ley de la Industria Eléctrica*, 2022. <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec.pdf>.
  22. Thomas Ackermann (editor), *Wind Power in Power Systems*. Wiley, Enero 2005, ISBN 9780470855089.
  23. Sara Anttila, Jéssica S. Döhler, Janaína G. Oliveira y Cecilia Boström, *Grid Forming Inverters: A Review of the State of the Art of Key Elements for Microgrid Operation*. *Energies*, 15:5517, Julio 2022, ISSN 1996-1073. <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/15/5517>.
  24. Dayan B. Rathnayake, Milad Akrami, Chitaranjan Phurailatpam, Si Phu Me, Sajjad Hadavi, Gamini Jayasinghe, Sasan Zabihi y Behrooz Bahrani, *Grid Forming Inverter Modeling, Control, and Applications*. *IEEE Access*, 9:114781–114807, 2021, ISSN 2169-3536. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9513281/>.
  25. International Electrotechnical Commission, *IEC 61400-27-1:2020 Wind energy generation systems - Part 27-1: Electrical simulation models - Generic models*, 2020. <https://webstore.iec.ch/publication/32564>.
  26. Task Force on Stability definitions, characterization of dynamic y behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies, *Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies*, 2022. [https://resourcecenter.ieee-pes.org/publications/technical-reports/PES\\_TP\\_TR77\\_PSDP\\_STABILITY\\_051320.html](https://resourcecenter.ieee-pes.org/publications/technical-reports/PES_TP_TR77_PSDP_STABILITY_051320.html).
  27. Prabha S. Kundur y Om P. Malik, *Power System Stability and Control*. McGraw Hill Education, 2ª edición, 2022, ISBN 9781260473544.
  28. Hermógenes Flores y Hugo Arcos, *ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL APLICANDO EL MÉTODO DE ANÁLISIS MODAL*. *Revista Técnica .Energía*, 1, Enero 2005, ISSN 2602-8492.
  29. F Salinas, C Rahmann y L Vargas, *Análisis de oscilaciones interárea ante distintas alternativas de interconexión SIC-SING*. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 24:366–376, Julio 2016, ISSN 0718-3305. [http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0718-33052016000300002&lng=en&nrm=iso&tlng=en](http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-33052016000300002&lng=en&nrm=iso&tlng=en).
  30. Nagaraju Pogaku, Milan Prodanovic y Timothy C. Green, *Modeling, Analysis and Testing of Autonomous Operation of an Inverter-Based Microgrid*. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 22:613–625, Marzo 2007, ISSN 0885-8993. <http://ieeexplore.ieee.org/document/4118327/>.
  31. Lizhi Ding, Yuxi Men, Yuhua Du, Xiaonan Lu, Bo Chen, Jin Tan y Yuzhang Lin, *Region-based Stability Analysis of Resilient Distribution Systems with Hybrid Grid-forming and Grid-*

*following Inverters*. páginas 3733–3740. IEEE, Octubre 2020, ISBN 978-1-7281-5826-6. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9236196/>.

32. Comisión Reguladora de Energía, *Código de Red*, 2021. [https://dof.gob.mx/2021/CRE/CRE\\_311221.pdf](https://dof.gob.mx/2021/CRE/CRE_311221.pdf).



## APÉNDICES

## APÉNDICE A

### MODELOS UTILIZADOS

En esta sección se detallan los modelos implementados para representar los inversores con control GFM y GFL dentro del software DIgSILENT PowerFactory.

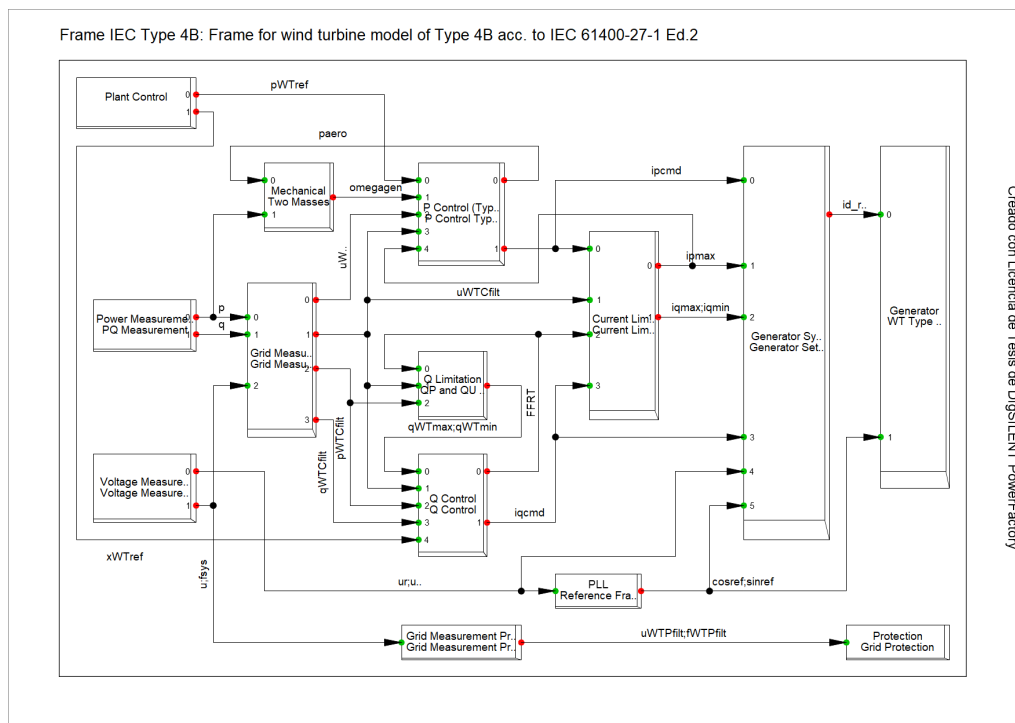


Figura 42. Estructura de modelo *Grid-following* en DIgSILENT PowerFactory.

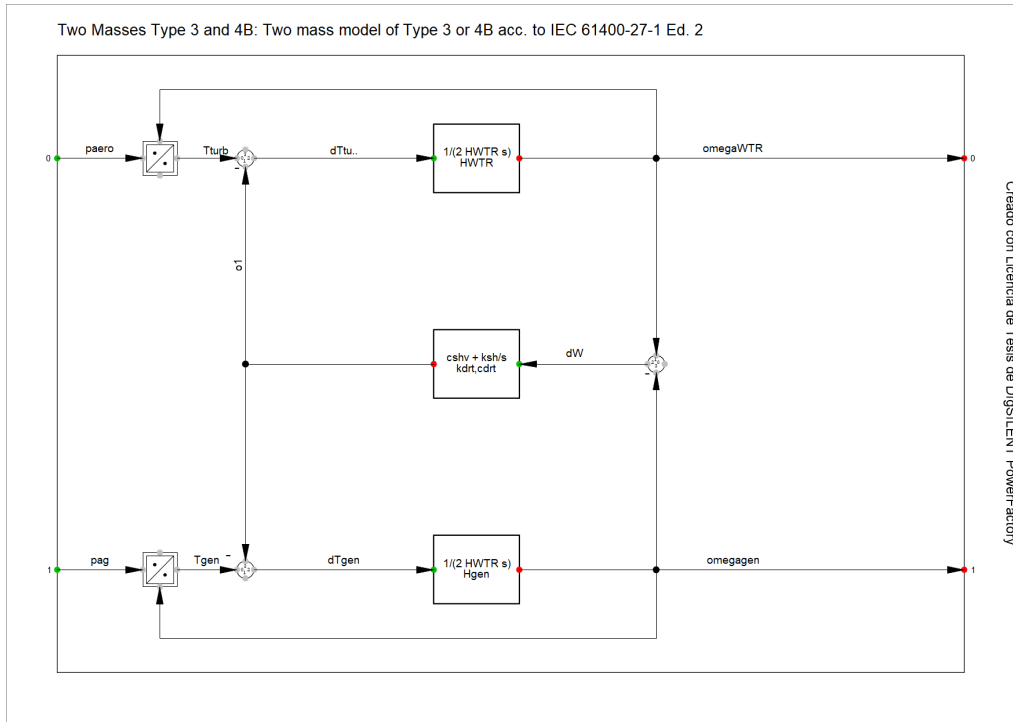


Figura 43. Modelo mecánico en DigSILENT PowerFactory.

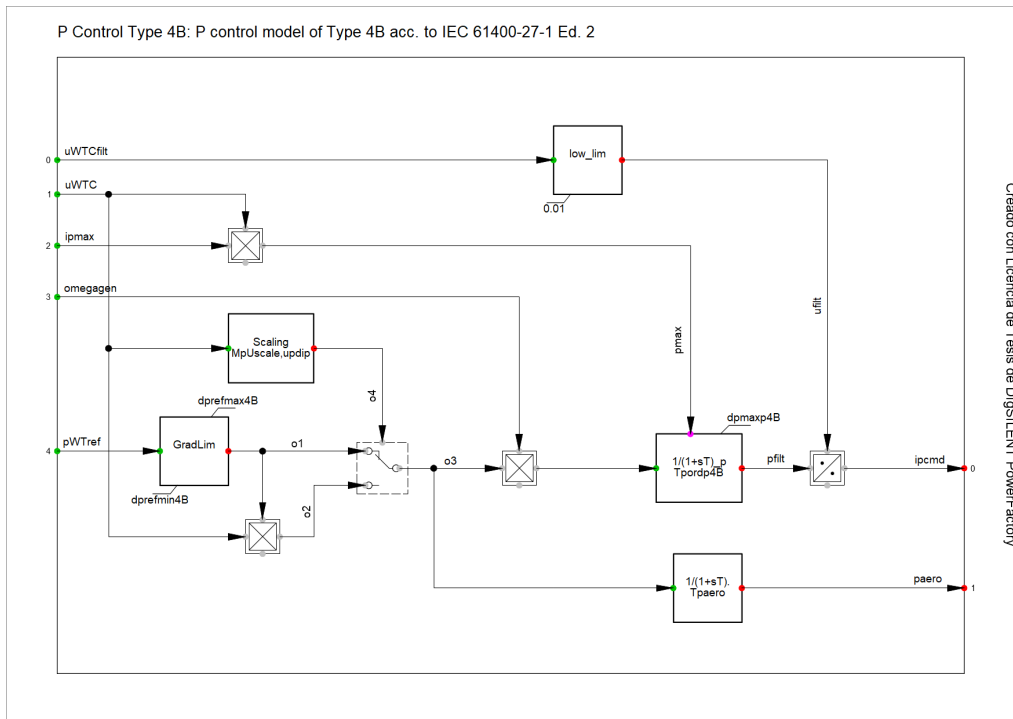


Figura 44. Modelo de control de potencia activa en DigSILENT PowerFactory.

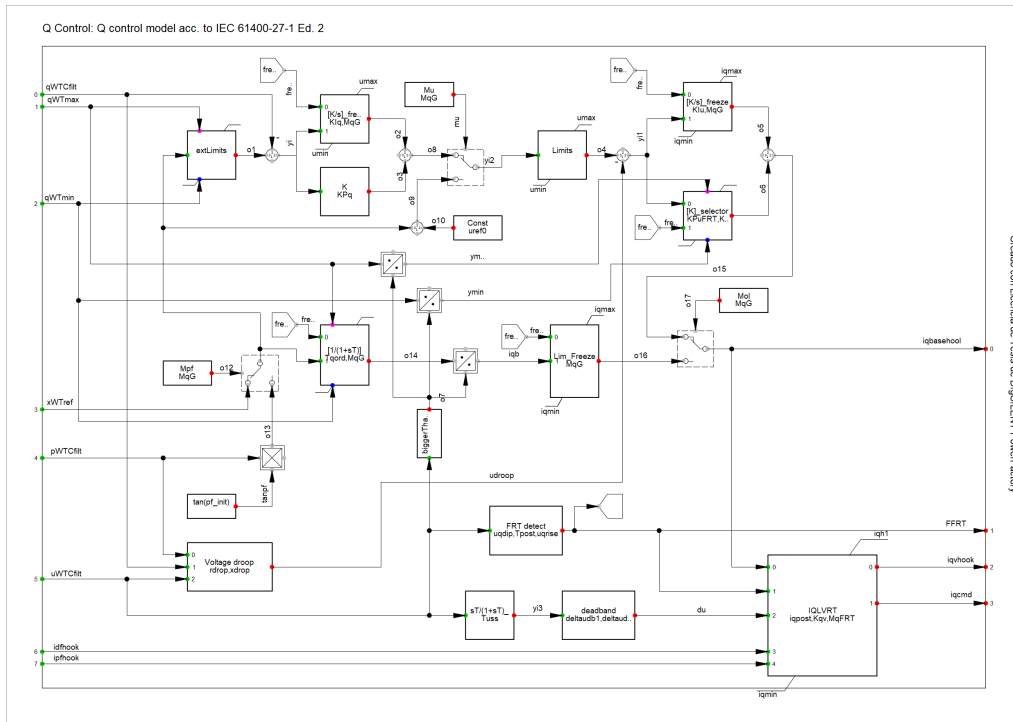


Figura 45. Modelo de control de potencia reactiva en DigSILENT PowerFactory.

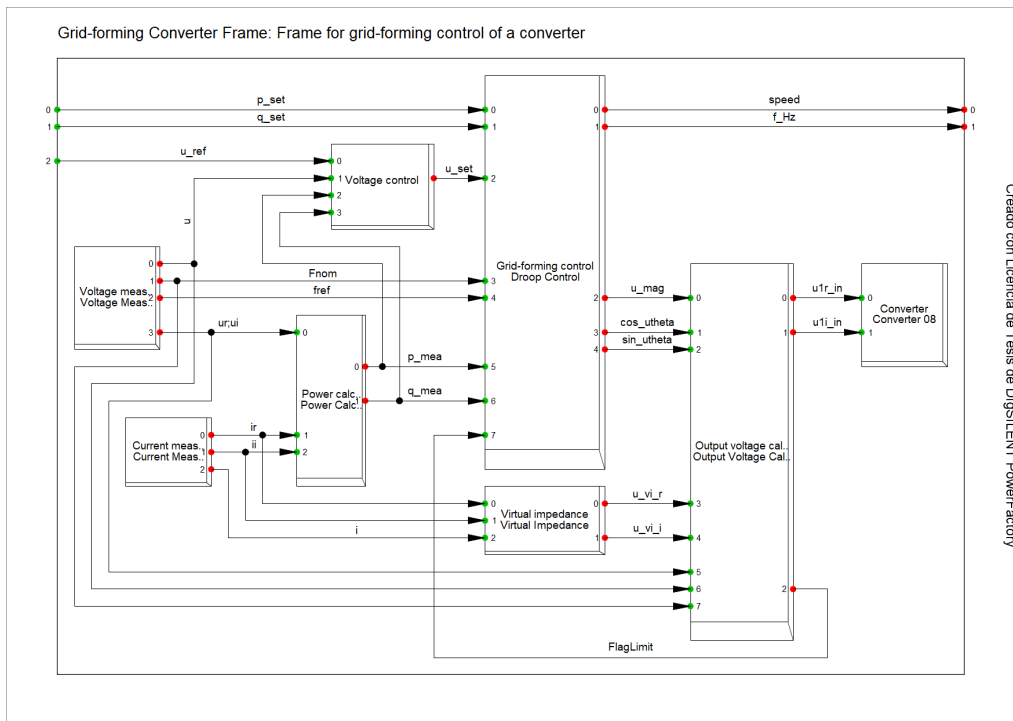


Figura 46. Estructura de modelo *Grid-forming* en DigSILENT PowerFactory.

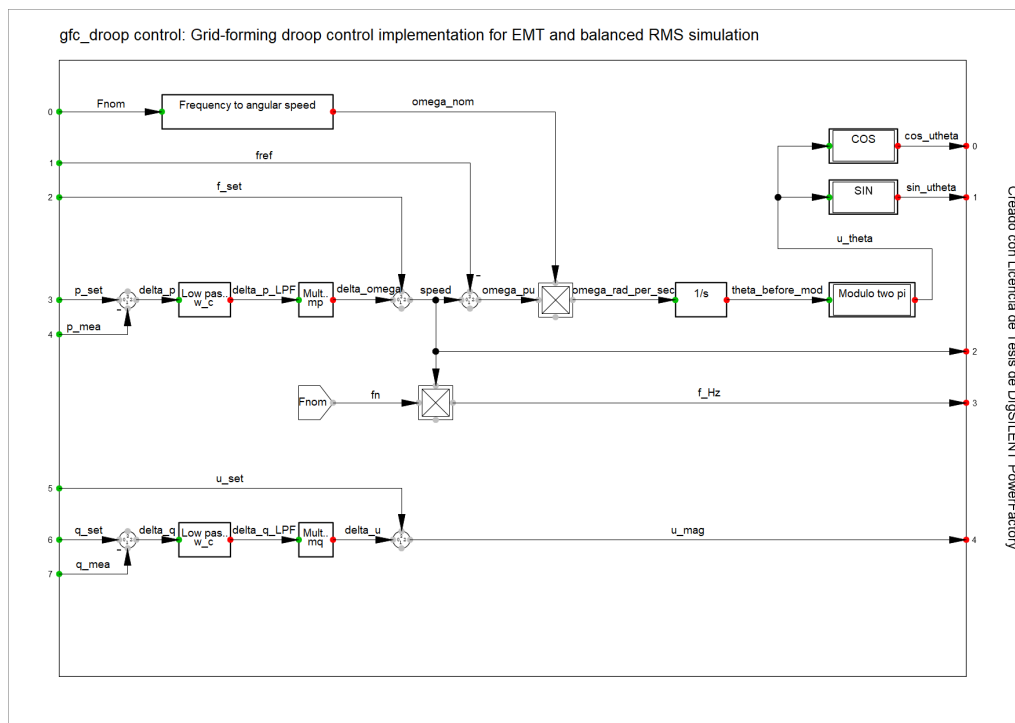


Figura 47. Modelo *Control droop* en DigSILENT PowerFactory.

## APÉNDICE B

### FACTORES DE PARTICIPACIÓN

A continuación, se presentan las tablas que contienen los factores de participación de forma vectorial de los Modos de oscilación con un factor de amortiguamiento por debajo del 5 %. Además, se clasifican los Modos como interárea si involucran variables de estado de al menos dos fuentes de generación diferentes con un desfase angular mayor a 90°, y como Modo local si tienen su origen en una única fuente de generación.

**TABLA 19**

Factores de Participación con 8-*GFM* y 1-*GFL* Inversores.

Modo	Participación	Clasificación
1	<i>GFL</i> 09 - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL</i> 09 - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	

**TABLA 20**

Factores de Participación con 7-*GFM* y 2-*GFL* Inversores.

Modo	Participación	Clasificación
1	<i>GFL</i> 08 - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL</i> 08 - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
2	<i>GFL</i> 09 - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL</i> 09 - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	

**TABLA 21**Factores de Participación con 6-*GFM* y 3-*GFL* Inversores.

Modo	Participación	Clasificación
1	<i>GFL 08</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 08</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
2	<i>GFL 09</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 09</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
3	<i>GFL 07</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 07</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	

**TABLA 22**Factores de Participación con 5-*GFM* y 4-*GFL* Inversores.

Modo	Participación	Clasificación
1	<i>GFL 08</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 08</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
2	<i>GFL 09</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 09</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
3	<i>GFL 06</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Interárea
	<i>GFL 06</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
4	<i>GFL 07</i> – Modelo mecánico (0.54∠4.1)	Interárea
	<i>GFL 07</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	
	<i>GFL 07</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
	<i>GFL 06</i> - Modelo mecánico (0.54∠ – 4.1)	

**TABLA 23**Factores de Participación con 4-*GFM* y 5-*GFL* Inversores.

Modo	Participación	Clasificación
1	<i>GFL 08</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 08</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
2	<i>GFL 09</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 09</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
3	<i>GFL 06</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Interárea
	<i>GFL 06</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
	<i>GFL 07</i> - Modelo mecánico (0.53∠4.1)	
4	<i>GFL 07</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Interárea
	<i>GFL 07</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
	<i>GFL 06</i> – Modelo mecánico (0.53∠ – 4.1)	
5	<i>GFL 05</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 05</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	



**TABLA 24**Factores de Participación con 3-*GFM* y 6-*GFL* Inversores.

Modo	Participación	Clasificación
1	<i>GFL 08</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 08</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
2	<i>GFL 09</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 09</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
3	<i>GFL 06</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Interárea
	<i>GFL 06</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
	<i>GFL 07</i> - Modelo mecánico (0.53∠3.6)	
4	<i>GFL 04</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Interárea
	<i>GFL 04</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
	<i>GFL 06</i> - Modelo mecánico (0.33∠3.0)	
5	<i>GFL 07</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Interárea
	<i>GFL 07</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
	<i>GFL 06</i> - Modelo mecánico (0.33∠3.5)	
6	<i>GFL 05</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 05</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	

**TABLA 25**

Factores de Participación con 2-*GFM* y 7-*GFL* Inversores.

Modo	Participación	Clasificación
1	<i>GFL 08</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 08</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
2	<i>GFL 09</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 09</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
3	<i>GFL 06</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Interárea
	<i>GFL 06</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
4	<i>GFL 07</i> - Modelo mecánico (0.51∠3.5)	Local
	<i>GFL 03</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	
5	<i>GFL 03</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	Interárea
	<i>GFL 04</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	
6	<i>GFL 04</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	Interárea
	<i>GFL 06</i> - Modelo mecánico (0.32∠3.0)	
7	<i>GFL 07</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 07</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
7	<i>GFL 06</i> - Modelo mecánico (0.32∠3.4)	Local
	<i>GFL 05</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	
	<i>GFL 05</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	

**TABLA 26**Factores de Participación con 1-*GFM* y 8-*GFL* Inversores.

Modo	Participación	Clasificación
1	<i>GFL 08</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 08</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
2	<i>GFL 10</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 10</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
3	<i>GFL 09</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 09</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
4	<i>GFL 03</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.45∠ - 174.1)	Local
	<i>GFL 03</i> - Modelo mecánico xHgen (0.45∠ - 174.1)	
5	<i>GFL 06</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 06</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
6	<i>GFL 04</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 04</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
7	<i>GFL 07</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 07</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
8	<i>GFL 05</i> - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL 05</i> - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	

**TABLA 27**

Factores de Participación con 0-*GFM* y 9-*GFL* Inversores.

Modo	Participación	Clasificación
1	<i>GFL</i> 08 - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL</i> 08 - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
2	<i>GFL</i> 10 - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL</i> 10 - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
3	<i>GFL</i> 09 - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL</i> 09 - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
4	<i>GFL</i> 02 - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Interárea
	<i>GFL</i> 02 - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
	<i>GFL</i> 03 - Modelo mecánico xHWTR (0.45∠174.1)	
	<i>GFL</i> 03 - Modelo mecánico xHgen (0.45∠174.1)	
	<i>GFL</i> 02 - Modelo mecánico xHWTR (0.45∠174.2)	
5	<i>GFL</i> 02 - Modelo mecánico xHgen (0.45∠174.2)	Interárea
	<i>GFL</i> 03 - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	
	<i>GFL</i> 03 - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
6	<i>GFL</i> 06 - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL</i> 06 - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
7	<i>GFL</i> 04 - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL</i> 04 - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
8	<i>GFL</i> 07 - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL</i> 07 - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	
9	<i>GFL</i> 05 - Modelo mecánico xHWTR (0.50∠180)	Local
	<i>GFL</i> 05 - Modelo mecánico xHgen (0.50∠180)	

## APÉNDICE C

### RESPUESTA ANTE FALLAS

En la Figura 48 y la Tabla 28 se muestran los parámetros de tensión y tiempo relacionados con la capacidad de respuesta ante condiciones dinámicas o de falla. Es fundamental destacar que la fuente de generación debe permanecer interconectada y operando en un estado estable, siempre y cuando la tensión se mantenga dentro de la zona permitida (Zona A), la cual es un rango de voltaje predefinido que garantiza un desempeño óptimo del sistema.

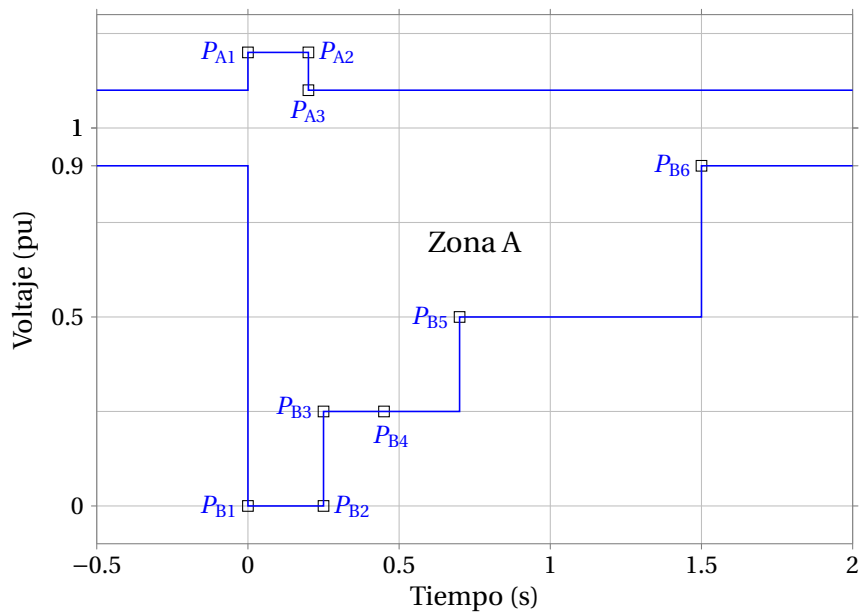


Figura 48. Respuesta ante condiciones dinámicas.

**TABLA 28**

Respuesta ante condiciones dinámicas.

Punto de operación	Parámetro de tiempo, $t$ (s)	Parámetro de tensión, $V$ (pu)
$P_{B1}$	0.00	0.00
$P_{B2}$	0.25	0.00
$P_{B3}$	0.25	0.25
$P_{B4}$	0.45	0.25
$P_{B5}$	0.70	0.50
$P_{B6}$	1.50	0.90
$P_{A1}$	0.00	1.20
$P_{A2}$	0.20	1.20
$P_{A3}$	0.20	1.10

## **RESUMEN AUTOBIOGRÁFICO**

Gabriela de los Ángeles Fuentes Conde

Candidata para el grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica

Tesis: EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DINÁMICA DE SISTEMAS CON PENETRACIÓN DE GENERACIÓN BASADA EN INVERSORES

Biografía: Nacida en Puebla, el 19 de noviembre de 1993, hija de Gabriel Fuentes Rodríguez y María de Jesús Conde Trinidad.

Educación: Asistió al Instituto Tecnológico de Puebla, en 2011 y estudió Ingeniería Eléctrica. En 2016, se le otorgaron constancias por estar en el 10 % del mejor promedio de su generación. Recibió el grado de Experto Universitario en Energías renovables y eficiencia energética por la Universidad Politécnica de Cataluña, en 2017. En 2021, recibió la beca Conahcyt por 2 años para estudiar la Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica con Especialización en Sistemas Eléctricos de Potencia.

Experiencia Profesional: En 2018 se integró al Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, recibió un Adiestramiento en Investigación Tecnológica. En octubre de 2018, empezó a trabajar como Operador de Subestación Eléctrica en un Parque Eólico.