



Universidad Autónoma de San Luis Potosí
Facultad de Ingeniería
Centro de Investigación y Estudios de Posgrado

Análisis de la respuesta dinámica de una microrred con generadores síncronos virtuales

Para obtener el grado de:
Maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia

Presenta:
Cristian Dumay Hernández García

Asesor:
Dr. Juan Segundo Ramírez
Co-Asesor:
Dra. Nancy Visairo Cruz

San Luis Potosí, S. L. P.

Sep. 2023





15 de junio de 2023

**ING. CRISTIAN DUMAY HERNÁNDEZ GARCÍA
P R E S E N T E**

En atención a su solicitud de Temario, presentada por los **Dres. Juan Segundo Ramírez y Nancy Visairo Cruz**, Asesor y Coasesora de la Tesis que desarrollará Usted, con el objeto de obtener el Grado de **Maestro en Sistemas Eléctricos de Potencia**, me es grato comunicarle que en la sesión del H. Consejo Técnico Consultivo celebrada el día 15 de junio del presente año, fue aprobado el Temario propuesto:

TEMARIO:

"Análisis de la respuesta dinámica de una microrred con generadores síncronos virtuales"

1. Introducción
 2. Modelado del generador síncrono virtual
 3. Modelado de microrred con generadores síncronos virtuales
 4. Análisis de cortocircuito en microrredes con generadores síncronos virtuales
 5. Conclusiones
- Referencias
Anexos

"MODOS ET CUNCTARUM RERUM MENSURAS AUDEBO"

A T E N T A M E N T E

**DR. EMILIO JORGE GONZÁLEZ GALVÁN
DIRECTOR**



www.uaslp.mx

Copia. Archivo
*etn.

Av. Manuel Nava 8
Zona Universitaria - CP 78290
San Luis Potosí, S.L.P.
tel. (444) 826 2330 al39
fax (444) 826 2336

"UASLP, más de un siglo educando con autonomía"

*A mis padres Michel Hernández Cervantes y Griselda García Velasco, a mis hermanos
Diego y Fátima*

Agradecimientos

Agradecer a mi asesor, el Dr. Juan Segundo Ramírez por sus enseñanzas, consejos, motivaciones y confianza para realizar este trabajo. De igual forma, mi agradecimiento a la Dra. Nancy Visairo Cruz y al Dr. Ciro Alberto Núñez Gutiérrez por todo el apoyo brindado durante este tiempo.

También agradezco el apoyo y los consejos de Alberto, Julio y Miguel.

Este trabajo fue apoyado en parte por el Consejo Nacional de Humanidades Ciencias y Tecnologías (CONAHCYT) por el Proyecto Secretaría de Educación Pública (SEP-CONAHCYT bajo la subvención A1-S-29705 y la subvención Fondo Institucional de Fomento Regional para el Desarrollo Científico, Tecnológico y de Innovación (FORDECYT)-Programas Nacionales Estratégicos del CONAHCYT (PRONACES)/1311344.

Contenido

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Introducción | 2 |
| 1.1 | Antecedentes | 2 |
| 1.2 | Planteamiento del problema | 4 |
| 1.3 | Hipótesis | 5 |
| 1.4 | Objetivo | 5 |
| 1.5 | Justificación | 5 |
| 1.6 | Marco teórico | 7 |
| 1.6.1 | Estabilidad angular | 7 |
| 1.6.2 | Estabilidad de frecuencia | 9 |
| 1.6.3 | Operación de una microrred | 10 |
| 1.6.4 | Inercia Virtual | 13 |
| 2 | Modelado del generador síncrono virtual | 17 |
| 2.1 | Introducción | 17 |
| 2.2 | Sincroconvertidor | 20 |
| 2.2.1 | Modelo del generador síncrono | 21 |
| 2.2.2 | Operación del sincroconvertidor | 25 |
| 3 | Modelado de microrred con generadores síncronos virtuales | 31 |
| 3.1 | Fundamentos de microrredes | 31 |
| 3.2 | Sincroconvertidor en microrredes | 37 |
| 3.3 | Estabilidad de sincronconvetidor en microrredes | 43 |
| 3.3.1 | Parámetros que modifican la estabilidad del sincroconvertidor | 44 |
| 3.4 | Cortocircuito en sincroconvertidores | 45 |
| 3.4.1 | Cortocircuito simétrico en sincroconvertidores | 47 |

| | | |
|----------|---|------------|
| 3.4.2 | Cortocircuito asimétrico en sincroconvertidores | 48 |
| 4 | Análisis de cortocircuito en microrredes con generadores síncronos virtuales | 53 |
| 4.1 | Introducción | 53 |
| 4.2 | Caso 1 | 54 |
| 4.2.1 | Cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla | 56 |
| 4.2.2 | Cortocircuito trifásico con liberación de zona de falla | 63 |
| 4.2.3 | Cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla | 66 |
| 4.2.4 | Cortocircuito monofásico con liberación de zona de falla | 72 |
| 4.3 | Caso 2 | 73 |
| 4.3.1 | Cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla | 76 |
| 4.3.2 | Cortocircuito trifásico con liberación de zona de falla | 80 |
| 4.3.3 | Cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla | 84 |
| 4.3.4 | Cortocircuito monofásico con liberación de zona de falla | 89 |
| 5 | Conclusiones | 92 |
| 5.1 | Conclusiones | 92 |
| 5.2 | Aportaciones | 93 |
| 5.3 | Trabajos futuros | 94 |
| | Referencias | 95 |
| | Anexos | 102 |

1.1. Antecedentes

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) está en constante evolución, donde la mayoría de los cambios son con relación a aspectos económicos, técnicos y sociales, entre los que destacan; el uso de tecnologías fotovoltaicas o eólicas para la generación de energía eléctrica, las cuales tienen un menor impacto ambiental [29]. Sin embargo, este tipo de sistemas presentan una menor inercia, ya que se interconectan a la red mediante un convertidor de electrónica de potencia y no con una máquina rotatoria [29]. De este modo, la creciente penetración de generación eléctrica basada en convertidores, provoca una disminución en el número de generadores síncronos (SG) y por ende, la reducción de inercia natural en el sistema, lo que ocasiona la pérdida de capacidad de almacenamiento de energía del SEP [10].

Los convertidores de electrónica de potencia se consideran elementos críticos en la transición energética y son la interfaz entre la red eléctrica y la fuente de generación [11]. En ese sentido, actualmente, parte de la investigación del SEP se centra en dos aspectos importantes; por un lado los problemas que trae consigo utilizar convertidores de electrónica de potencia para interconectar el punto de generación y la red eléctrica, y por otro, la reducción de generadores síncronos en el sistema [6].

El comportamiento dinámico en sistemas de baja inercia puede conducir a inestabilidades locales, que de manera general se conocen como inestabilidades impulsadas por convertidores [17]. Dichas formas de comportamiento dinámico del sistema eléctrico, fueron incluidas por el Comité de Desempeño Dinámico de Sistemas de Energía de la IEEE en abril del 2020, lo que contribuyó a la mejora de la clasificación de los fenómenos de estabilidad del sistema eléctrico de potencia, incluyendo

de manera particular; la estabilidad impulsada por convertidores y la estabilidad por resonancia [17].

La clasificación mencionada se muestra en la Figura 1-1.

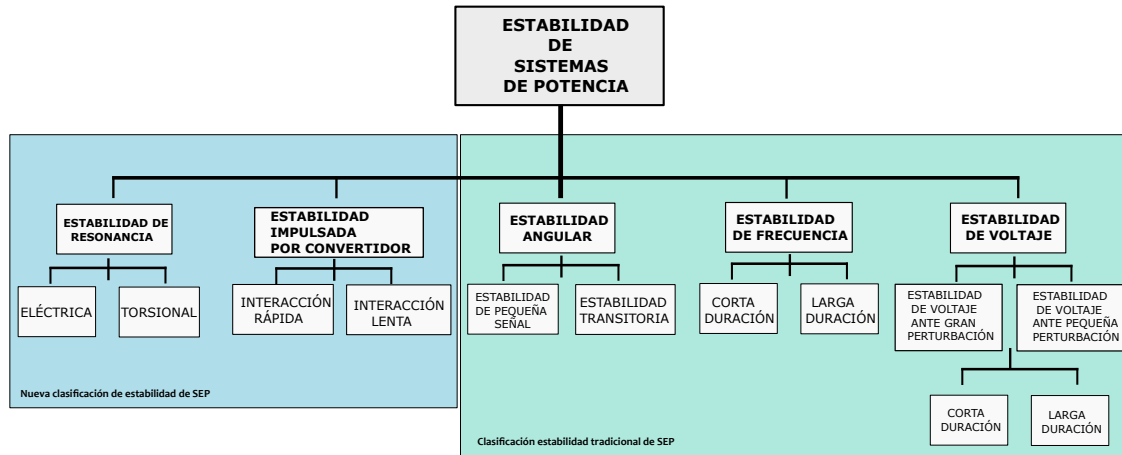


Figura 1-1 Clasificación de estabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia [16].

Asimismo, la conmutación de los convertidores de electrónica de potencia, deriva en fenómenos de alta frecuencia, lo que conlleva a incluir modelos circuitales con los que se pueda analizar el comportamiento dinámico de las variables eléctricas, ya que al ser fenómenos de orden electromagnético, se requiere un mayor ancho de banda en dichos modelos [16].

Los sistemas de baja inercia se caracterizan por su baja capacidad de generación y su reducido número de máquinas síncronas, por lo que se consideran sistemas de pequeña escala [8]. Ejemplo de estos son las microrredes o las instalaciones industriales aisladas basadas en convertidores de electrónica de potencia [8].

Una de las desventajas de los sistemas de baja inercia, es que ante perturbaciones como fallas o cambios repentinos de carga, estos pueden experimentar oscilaciones de frecuencia significativas durante su operación, que en el peor de los escenarios, puede llevar a la desconexión de las fuentes de generación [7]. De igual modo, una reducida inercia en el sistema, ocasiona que los intervalos de los tiempos de liberación de fallas sean muy cortos y no sea posible la operación de los dispositivos de protección cuando sea necesario [7].

1.2. Planteamiento del problema

La implementación de microrredes a partir de fuentes de energía renovables conlleva a introducir inversores de electrónica de potencia, en los cuales es necesario acondicionar las formas de onda de corriente y voltaje para su correcta operación. Sin embargo, la incorporación de estas interfaces de electrónica, tiene como efecto adverso la reducción de la inercia global del sistema, pues consecuentemente se reduce la generación mediante el uso de generadores síncronos. De tal forma que ante perturbaciones controladas o no controladas, el sistema tiene un comportamiento dinámico que difiere del esperado cuando se utilizan solamente generadores síncronos.

El problema concreto con la pérdida de inercia, es que los sistemas son más susceptibles a perder estabilidad ante pequeñas o grandes perturbaciones. Esto debido a que dicha reducción de inercia, conlleva a la disminución de la capacidad de almacenamiento de la energía que es intercambiada con la red en el proceso transitorio posterior a una perturbación. A menor energía almacenada, en general, menor la magnitud y duración de la perturbación que puede soportar el sistema.

La inercia de las masas rodantes de los generadores síncronos es un medio natural de almacenamiento de energía cinética, la cual se puede intercambiar con el sistema eléctrico. Este proceso se realiza constantemente y se manifiesta como oscilaciones de potencia. La energía almacenada no tiene que ser cinética, por lo que, la inercia rotacional no es indispensable. Lo que sí es indispensable, es la capacidad de almacenar energía y poder intercambiarla dinámicamente con el sistema eléctrico. Por esta razón, es posible utilizar formas alternativas de almacenamiento de energía para emular el efecto de la inercia en una fuente de generación con interfaz de electrónica de potencia. A esta inercia emulada se le conoce en la literatura como inercia virtual o inercia sintética.

Por lo anterior, es importante que en la transición de generadores síncronos a sistemas de generación basados en electrónica de potencia, éstos últimos imiten el comportamiento de los primeros, con el propósito de evitar en lo posible problemas de estabilidad y así facilitar la integración de cada vez más fuentes de generación no convencionales.

Entre las diversas alternativas propuestas para emular inercia sintética, están el synchronverter, propuesto por Zhong y Weiss en 2011. Este es un esquema de con-

trol que busca que un inversor imite el comportamiento de un generador síncrono. Además de estos enfoques, existen otros basados en la ecuación de oscilación (Beck y Hesse 2007; Bevrani, Ise, y Miura 2014; Driesen y Visscher 2008). En estos trabajos se ha mostrado teórica y experimentalmente que dichos enfoques mejoran en cierta medida el desempeño y estabilidad de los sistemas de generación donde se incluye electrónica de potencia.

1.3. Hipótesis

Si se integra una mayor cantidad de convertidores con la función de generadores síncronos virtuales entonces mejora el desempeño dinámico del sistema y su estabilidad.

1.4. Objetivo

Objetivo general

Estudio de la respuesta dinámica de una microrred modelada con generadores síncronos virtuales ante eventos de cortocircuito.

Objetivos específicos

- Parametrizar el modelo de una microrred convencional y diseñar el modelo del generador síncrono virtual para su interconexión en un ambiente de simulación.
- Estudiar la respuesta dinámica de las variables eléctricas en los modelos de microrredes ante eventos de cortocircuito.
- Evaluar el impacto en la respuesta dinámica de una microrred con el uso de los generadores síncronos virtuales.

1.5. Justificación

Los sistemas eléctricos de potencia actualmente operan como sistemas interconectados, sin embargo, ciertas tendencias que se encuentran en investigación, sugieren

operar bajo pequeñas cargas o microrredes y con ello crear un sistema formado por conjuntos de microrredes. Lo que brinda la oportunidad de trabajar de manera interconectada o aislada cuando fuera necesario y conveniente.

En generación aislada o microrredes, ha aumentado la penetración de fuentes de energía renovables (FER) debido a la actual viabilidad económica y técnica. No obstante, la generación eléctrica por medio de este tipo de fuentes, se comporta de diferente manera comparado con las formas de generación convencional. Ya que sumado a su naturaleza de generación intermitente, se interconectan a la red por medio de convertidores de electrónica de potencia y no con un generador síncrono, disminuyendo la inercia efectiva del sistema debido a la ausencia de elementos giratorios. Ocasionando la pérdida de capacidad de almacenamiento de energía, afectando la estabilidad y respuesta dinámica del sistema.

Un claro ejemplo de las consecuencias de un sistema con baja inercia, son las grandes desviaciones de frecuencia que conllevan a un aumento del ROCOF, que al final pueden desencadenar en fallas en cascada y apagones durante grandes desequilibrios de carga o algún tipo de falla.

Para el caso de microrredes, la reducción de inercia es más evidente, ya que este tipo de sistemas tienen una tasa significativa de unidades eólicas y fotovoltaicas que se interconectan a través de convertidores de electrónica de potencia. Y puesto que estos convertidores son elementos estáticos, no aportan inercia al sistema. De igual forma, cuando se presenta una baja inercia, las maniobras de desconexión tanto planificada como no planificada de la microrred, generan problemas como eventos transitorios que afectan la estabilidad y en el comportamiento dinámico del sistema. En una microrred, la inercia es fundamental para que el control de frecuencia de las unidades de generación tengan la capacidad de aportar en la continuidad y seguridad en caso de alguna perturbación.

Actualmente, una solución para compensar la reducción de inercia, es hacer que los convertidores de electrónica de potencia emulen inercia virtual, tratando de imitar el comportamiento una máquina síncrona.

De esta forma, en el presente trabajo se realizará un estudio de transitorios electromagnéticos que muestre el comportamiento dinámico de una microrred para diferentes casos, utilizando convertidores de electrónica de potencia tradicionales y sustituyéndolos por generadores síncronos virtuales ante eventos de cortocircuito en

diferentes puntos de la microrred. El modelo de máquina síncrona virtual usado en este trabajo es el sincroconvertidor. La idea central es comparar el comportamiento dinámico de la microrred conforme aumenta el número de unidades con esta función y observar bajo qué condiciones mejora o no el desempeño del sistema.

1.6. Marco teórico

1.6.1. Estabilidad angular

Las redes eléctricas basadas en convertidores de electrónica de potencia, no tienen la capacidad de aportar inercia debido a que no son máquinas rotatorias [37]. Por lo tanto, un sistema de baja inercia rotacional no tiene la capacidad de almacenar energía cinética, y ante cambios en la frecuencia, el sistema pierde capacidad de oponerse a estos. Reflejándose como desviaciones en un margen mayor, respecto a la frecuencia de operación del sistema [37].

Lo anterior se puede observar a partir de la ecuación de oscilación de una máquina síncrona y tomando en consideración que la frecuencia es un parámetro global en un sistema eléctrico de potencia [37]. De modo que, se puede generalizar dicha ecuación para un conjunto de unidades generadoras, como se muestra a continuación:

$$\frac{2H_{sys}}{\omega_0} \frac{d\omega_e}{dt} = \frac{P_{gen} - P_{load}}{S_g} \quad (1-1)$$

H_{sys} es la constante de inercia del conjunto de unidades de generación dada en segundos. Este tiempo refleja el lapso en el cual dicho conjunto de unidades es capaz de proporcionar la energía almacenada en sus masas rotatorias (energía cinética) [37]. ω_0 es la velocidad angular nominal del rotor (velocidad angular de referencia del sistema), mientras que ω_e es la velocidad eléctrica. P_{gen} es la potencia total generada y P_{load} es la potencia demandada por las cargas del sistema. S_g es la potencia nominal de una determinada unidad generadora, que puede ser interpretada como la potencia base del sistema [37].

De la Ecuación 1-1 es evidente la Ecuación 1-2. Y se puede observar que los cambios de velocidad eléctrica son inversamente proporcionales a la inercia del sistema H_{sys} . Por lo tanto, la disminución de esta última, trae como consecuencia variaciones de velocidad eléctrica mucho mayores, que se reflejan como rápidos cambios en la frecuencia de operación [37].

$$\frac{d\omega_e}{dt} = \frac{P_{gen} - P_{load}}{S_g} \frac{\omega_0}{2H_{sys}} \quad (1-2)$$

H_{sys} es la relación de la sumatoria de las inercias y la suma de potencias nominales, de cada unidad de generación del sistema. Por lo tanto, H_{sys} es proporcional a la sumatoria de la energía cinética que es capaz de proporcionar cada unidad. Como se observa en 1-3.

$$H_{sys} = \frac{\sum H_g \cdot S_g}{\sum S_g} = \frac{\sum E_k}{S_{sys}} \quad (1-3)$$

De la Ecuación 1-3 se puede deducir que a medida que disminuye H_{sys} la energía almacenada también lo hace (Ecuación 1-4). Se puede notar que en sistemas de baja inercia, la capacidad de almacenamiento de energía es menor y por lo tanto, la potencia que puede inyectarse al sistema ante cambios de carga o perturbaciones, también lo es [37].

$$\sum E_k = H_{sys} S_{sys} \quad (1-4)$$

Por lo anterior, los sistemas de baja inercia requieren de acciones de control más complejas comparadas con los sistemas eléctricos de potencia convencionales [7].

En un sistema de potencia convencional, es decir, dominado por generadores síncronos, el control principal se basa en la regulación de voltaje y frecuencia [7]. Mientras que en sistemas de baja inercia, conformados por convertidores de electrónica de potencia, es común tener un control primario, secundario y terciario, los cuales se generan a partir de algoritmos sofisticados para el ajuste de generación en tiempo real, con la finalidad de mantener la estabilidad del sistema [7].

En el control primario se considera el problema de estabilidad transitoria, puesto que se incluye el control de caída de frecuencia y control de voltaje [7]. Con el control primario se trata de mantener tanto frecuencia como voltaje en sus valores nominales o de puntos de ajuste a partir de la información de mediciones locales. Las acciones del control primario están en el orden de los milisegundos [7].

Dentro del control secundario, se encuentran las acciones de equilibrio dinámico, es decir, el balance tanto de potencia activa como reactiva de generación-demanda [7].

El tiempo de decisión de las acciones del control secundario va de los milisegundos a los segundos [7].

Por su parte, el control terciario involucra la operación en estado estacionario. Dicho control es el encargado de la gestión de la demanda y el uso eficiente de la energía. Las acciones de este control pueden estar en el orden de minutos a horas [7].

El flujo de información del estado del sistema y de las acciones de control cuando se tiene un sistema dominado por convertidores de electrónica de potencia, es como se muestra en la Figura 1-2.

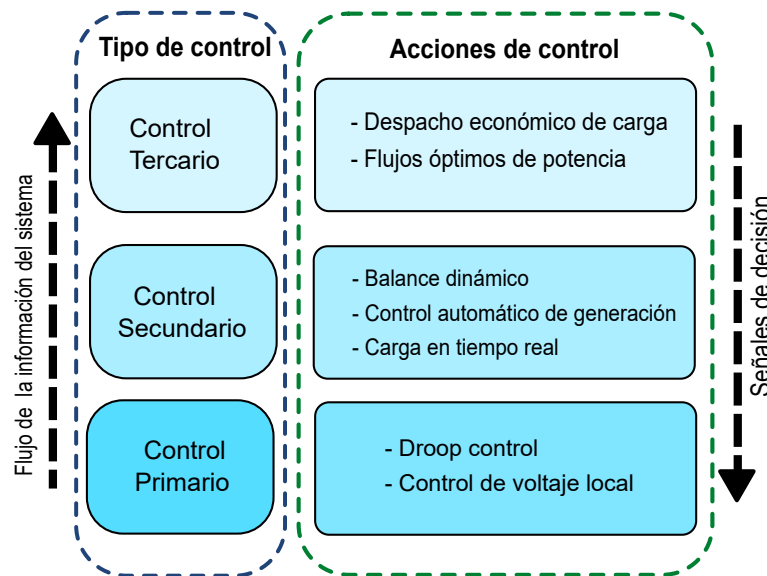


Figura 1-2 Diagrama de control jerárquico de sistemas de baja inercia [7].

1.6.2. Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia hace referencia a la capacidad que tiene un sistema eléctrico de potencia para mantener una frecuencia constante y por ende un equilibrio de generación-demanda, cuando ocurre una perturbación [16]. La pérdida de este tipo de estabilidad puede manifestarse en forma de oscilaciones sostenidas de frecuencia, que en el peor de los escenarios puede ocasionar el disparo y salida de unidades generadoras y/o cargas [16].

Un sistema de baja inercia no cuenta con la suficiente capacidad y almacenamiento de energía para contrarrestar las variaciones de frecuencia, y por lo tanto, no se tiene

el retardo de tiempo natural que proporciona la inercia en un sistema tradicional debido a las grandes masas rodantes de los generadores. Así, cuando ocurre una perturbación, dicho retardo de tiempo permite que los mecanismos de control sean activados para lograr el equilibrio de potencia y por consiguiente llevar la frecuencia a su valor nominal [21]. Asimismo, en un sistema donde se reduce la inercia total, se genera una mayor frecuencia de Nadir y un ROCOF (rate of change of frequency, por sus siglas en inglés) de mayor magnitud, que pueden provocar la operación de los sistemas de protección [21], [40].

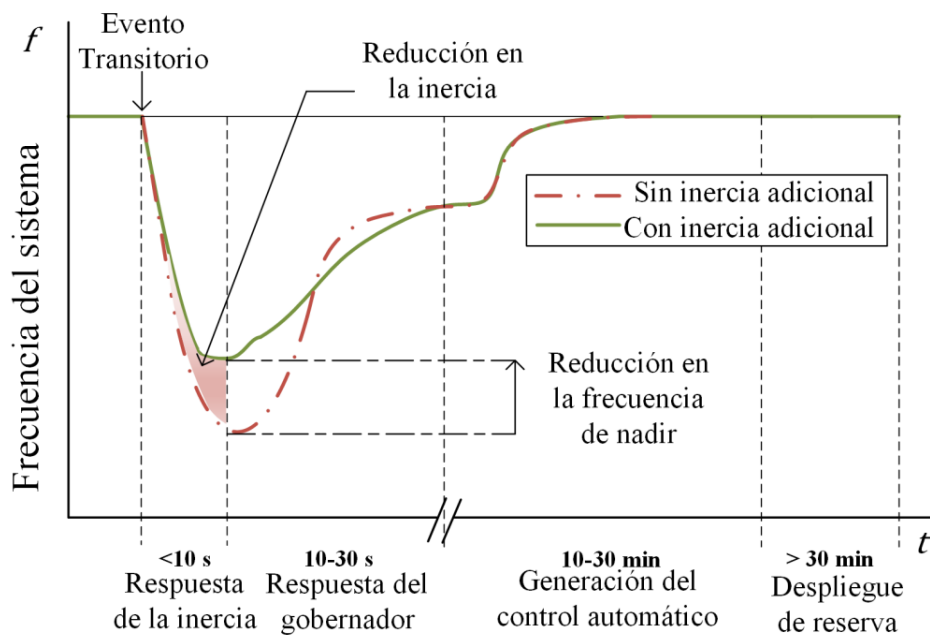


Figura 1-3 Respuesta de frecuencia en el tiempo después de un evento transitorio [39].

1.6.3. Operación de una microrred

Una microrred se considera la opción más atractiva y cada vez más competitiva en comparación con un sistema eléctrico convencional al momento de incluir unidades de generación distribuida (DG), debido a su flexibilidad y confiabilidad [12]. Una microrred puede estar diseñada para operar de forma aislada o en modo isla [39]. Para la mayoría de los casos, este tipo de sistemas está conformado a partir de convertidores de electrónica de potencia [20].

Una configuración de red aislada, hace referencia a un sistema capaz de operar de forma correcta tanto interconectada a la red principal como desconectada de esta, sin influir el tipo de desconexión (planificada o no planificada) [39].

Una desconexión planificada de una microrred, permite programar y distribuir de forma adecuada la carga de la instalación entre las unidades de generación, lo que tiene como ventaja que los eventos transitorios no afecten la operación del sistema y por lo tanto la microrred pueda actuar de forma autónoma [39]. Además, una desconexión planificada evita que el flujo de energía se dirija hacia la red principal y no a las cargas conectadas en la microrred [20].

Una formación de microrred no planificada, corresponde a la desconexión de esta de la red principal debido a una falla o algún proceso de conmutación imprevisto. Para estos casos, cuando la microrred no tiene la suficiente rigidez o capacidad de potencia, puede ocurrir que las cargas sean alimentadas solo por algunas unidades de generación y no de forma equilibrada [20]. Asimismo, formaciones de microrredes no planificadas aumentan la gravedad de los eventos transitorios una vez ocurrida la desconexión [20], [39]. Dichos transitorios dependen en gran medida de las condiciones previas a la formación de la microrred y las acciones implementadas después de esta [20].

Por otro lado, la operación en modo isla de una microrred, se refiere a un sistema diseñado para operar desconectado completamente de la red [39]. Sin embargo, cuando se tiene una alta penetración de sistemas de energía renovable, el modo de operación en isla, es una configuración de red susceptible a problemas de estabilidad cuando existe alguna perturbación, ya que este tipo de sistemas tiene una baja inercia rotacional [39].

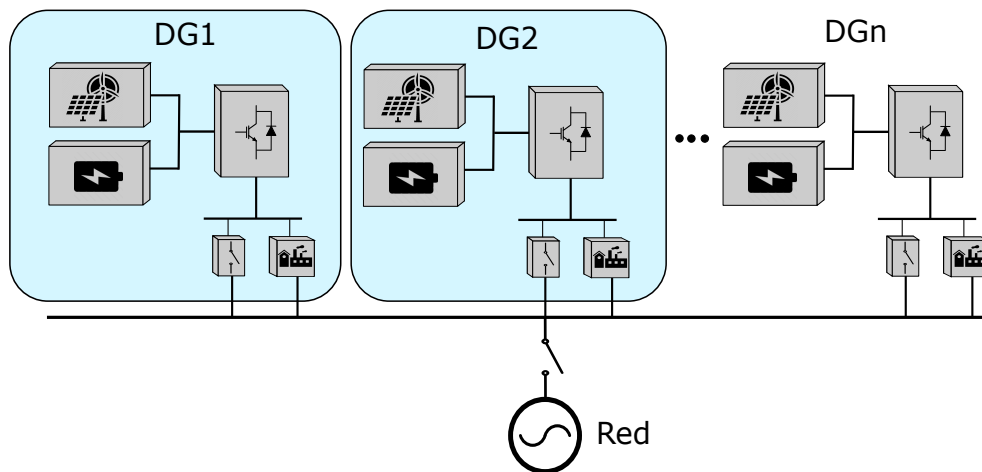


Figura 1-4 Estructura general de una microrred [32].

De forma general para la operación de microrredes, es recomendable seguir los estándares y normas como el IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers), NERC (North American Electric Reliability Corporation) y la norma Europea EN50160 [39]. Algunos de estos se mencionan en la Figura 1-5.

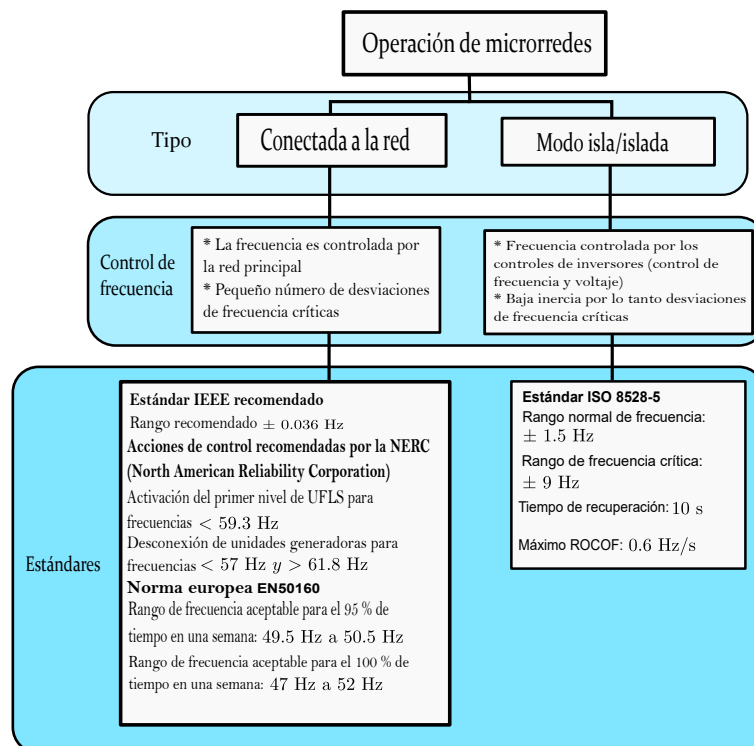


Figura 1-5 Estándares y normas para frecuencia de operación de microrredes [39].

Por mencionar un caso, cuando se desea realizar la conexión de la microrred a la red principal, tanto voltaje como frecuencia deben mantenerse en un rango de operación normal en un periodo de 5 minutos, con la finalidad de garantizar un mínimo de transitorios en el sistema y la seguridad de este [20]. Se pueden considerar algunos límites para magnitudes de voltaje, frecuencia y ángulo de fase entre la microrred y la red principal. Por ejemplo, para unidades generadoras de una microrred que van en el rango de 1.5 MW a 10 MW, el error de voltaje no debe superar el 3%, el error de frecuencia debe ser inferior a 0.1 Hz, mientras que para el ángulo solo se permiten desfasamientos menores al 10° [20].

Para microrredes aisladas, no se cuenta con estándares específicos para límites de frecuencia, ya que esta configuración depende del tipo de generación y cargas que se tengan conectadas. Para dichas situaciones, el estándar ISO 8528-5 brinda información que sirve como guía tanto para los límites de frecuencia de operación como para la tasa de cambio de esta [39]. No obstante, cuando se tiene una disminución en la inercia total en el sistema y los cambios en la frecuencia son más severos, se tienen que implementar acciones para corregir este problema. Una solución actualmente es agregar inercia virtual [33].

1.6.4. Inercia Virtual

En sistemas aislados como es el caso de las microrredes, la generación basada en fuentes de energía renovables y por consiguiente interconectadas mediante convertidores, conlleva a la reducción de la inercia total, disminuyendo la capacidad de almacenamiento de energía del sistema [41]. Por lo tanto, al ser una microrred un sistema de baja inercia, la transición al modo de operación aislada, ya sea de forma planificada o no, se convierte en un reto aún más complejo debido a la dinámica de las variables eléctricas. Lo mismo ocurre cuando se presentan eventos como fallas, conexiones o desconexiones de cargas, entre otros [39].

Para abordar el problema de baja inercia se propone agregar inercia virtual o sintética al sistema, la cual se logra mediante un esquema de control en los convertidores de electrónica de potencia con la finalidad de imitar a una máquina síncrona [38]. A los convertidores que incluyen la función de inercia virtual, se les conoce como generadores síncronos virtuales (VSG) [3], [43]. El concepto de inercia virtual fue utilizado por primera vez en 2007 por Beck y Heess [3].

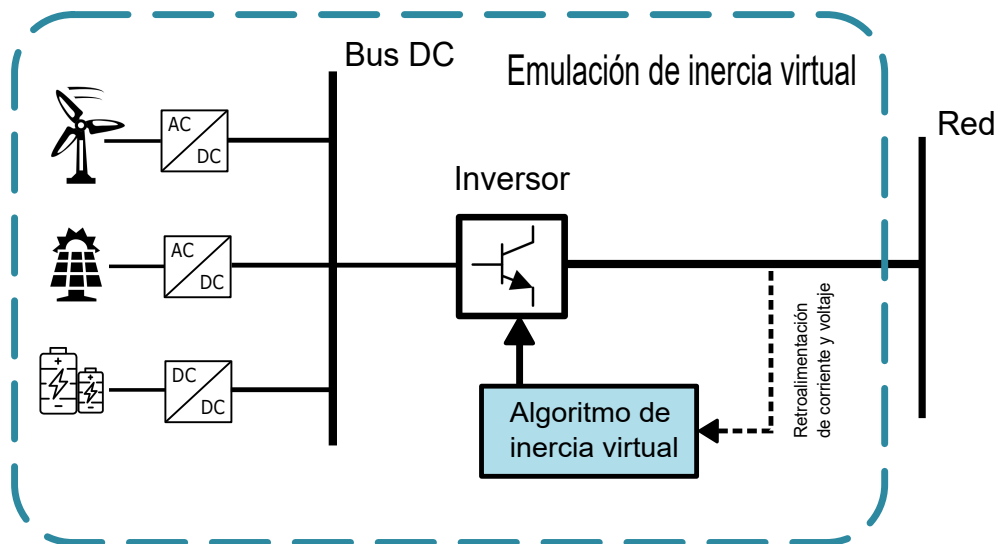


Figura 1-6 Concepto de inercia virtual [39].

Conjuntamente, para que se pueda llevar a cabo de manera correcta implementación de la ley de control para generar inercia virtual, es necesario que las unidades generadoras cuenten con cierto almacenamiento de energía u operen por debajo del máximo punto de generación. Sin embargo, esta última forma de operación implica una subutilización de las unidades [28], [5].

En función de la combinación de algoritmos de control y la electrónica de potencia, los generadores síncronos virtuales pueden catalogarse de acuerdo con la forma o el principio para emular inercia virtual: la primera, a partir del modelo del generador síncrono, que por medio de su modelo matemático intenta imitar la dinámica de este [39]. La segunda es entorno a la ecuación de oscilación y busca por medio de esta, aproximarse al comportamiento de los generadores síncronos. La última hace referencia a respuestas de convertidos basadas en cambios de frecuencia y potencia.

La diferencia de los modelos mencionados está fundamentada en que para su implementación, las primeras dos categorías utilizan VSC (Voltage Source Converters, por sus siglas en inglés), mientras que la última utiliza CSC (Current Source Converters, por sus siglas en inglés) [39].

El esquema de la Figura 1-7 resume dicha clasificación:

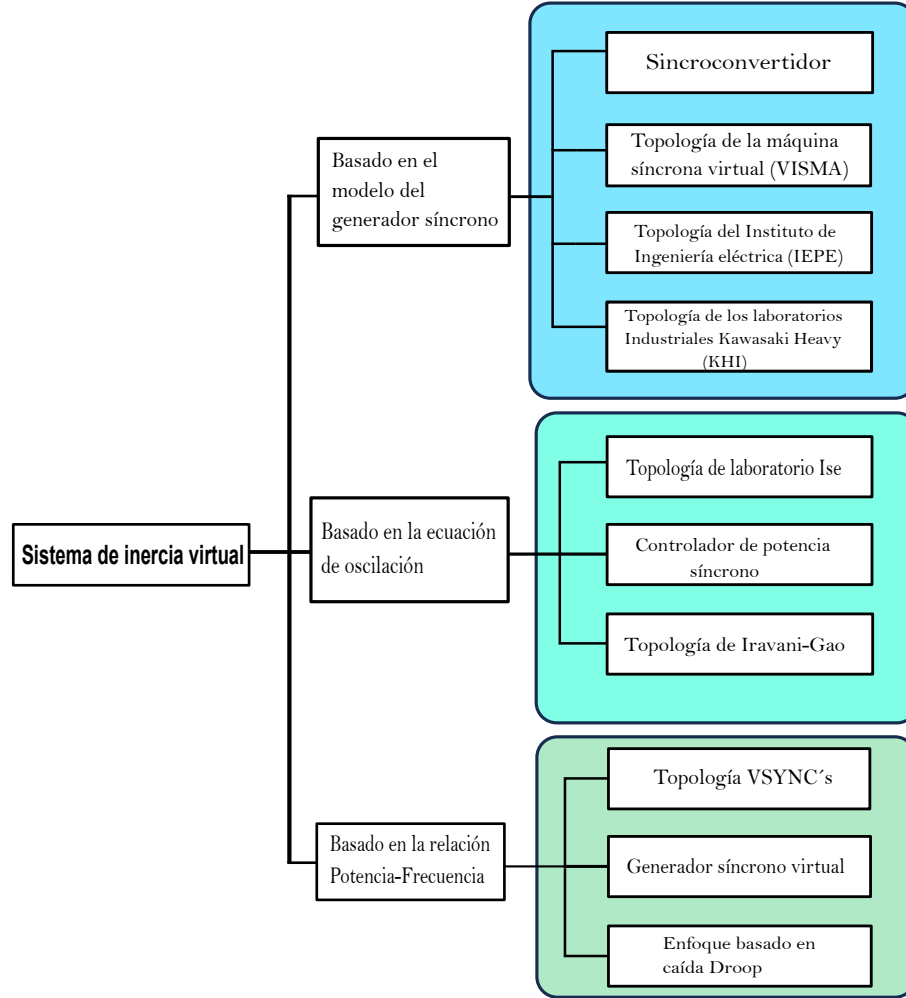


Figura 1-7 Clasificación de topologías para generar inercia virtual [39].

Una ventaja de los generadores síncronos virtuales respecto a los generadores síncronos convencionales, es que tienen la capacidad de modificar en línea algunos de sus parámetros, lo que permite que estos convertidores sean capaces de aportar a la mejora de la estabilidad del sistema eléctrico de potencia [37]. Sin embargo, la respuesta inercial virtual no es tan rápida comparada con una respuesta de inercia real [25].

Actualmente, países como Nueva Zelanda tienen una serie de criterios para la operación correcta de sistemas aislados que incluyen inercia virtual. Donde destaca:

- El tiempo de activación es de 0.2 segundos una vez que la frecuencia alcanza los 49.7 Hz (en un sistema de 50 Hz) la cual es indicio de un evento significativo

[25].

- La salida de inercia virtual tiene que durar al menos 6 segundos desde su activación a fin de garantizar un impacto fluido en el sistema [25].
- Se debe desactivar la inercia virtual una vez que se ha superado los 50 Hz y con ello evitar el aumento de frecuencia [25].

De lo anterior se puede resumir que el capítulo 1 mostró la problemática actual en sistemas de baja inercia, para el caso de este trabajo, una microrred. Se presentó la hipótesis, objetivos y justificación. Asimismo, se describieron los fundamentos de estabilidad, operación de microrredes e inercia virtual como conceptos necesarios para el análisis de los casos de estudio que se llevarán a cabo.

En el capítulo 2 se describe el modelado matemático del sincroconvertidor, es decir, las ecuaciones de la parte eléctrica y mecánica necesarias para su implementación. También se describe el esquema de control que rige el funcionamiento de este tipo de inversor.

En el capítulo 3 se presenta el modelado de la microrred utilizando inversores y/o sincroconvertidores. Se consideran distintos grados de participación de los sincroconvertidores en la microrred modelada, que de forma general, representan los casos de estudio del presente trabajo. Además, se describen conceptos de estabilidad y cortocircuito cuando se tienen inversores con la función de sincroconvertidor.

En el capítulo 4 se presentan los resultados de las simulaciones realizadas de los modelos propuestos e implementadas en Matlab Simulink, ante eventos de cortocircuito simétricos y asimétrico. Estos resultados contienen gráficos y cuadros que muestran la comparación de la dinámica que siguen variables como voltaje, corriente, frecuencia, potencia activa y reactiva, para los diferentes casos de estudio.

Por último, en el capítulo 5 se presentan las conclusiones del trabajo.

Modelado del generador síncrono virtual

2.1. Introducción

El Estándar IEEE 1547-2003 para la interconexión e interoperabilidad de unidades de generación distribuida, mencionaba que este tipo de generación podría no considerarse en la regulación de voltaje y frecuencia en caso de alguna perturbación en el sistema, con la finalidad de no comprometer la estabilidad de este [26]. Es decir, en caso de falla, las unidades de generación distribuida solo se desconectaban y una vez liberada esta, se interconectaban nuevamente para su operación normal.

Sin embargo, con el incremento de las unidades de generación renovable, la última actualización, ahora el Estándar IEEE 1547-2018, elimina algunas limitaciones para estos. Principalmente al momento de existir alguna perturbación, agregándose características avanzadas que ahora deben incluir los convertidores empleados en la generación distribuida. Por ejemplo, la capacidad del inversor de participar en la regulación de voltaje y frecuencia, y la operación durante cierto periodo de tiempo en caso de falla.

En la Figura 2-1 se observa un ejemplo de las especificaciones sobre los niveles de voltajes que menciona el estándar IEEE para la integración de fuentes de energía renovables en la red y que cualquier unidad de generación distribuida debe cumplir para garantizar la estabilidad de voltaje y frecuencia del sistema.

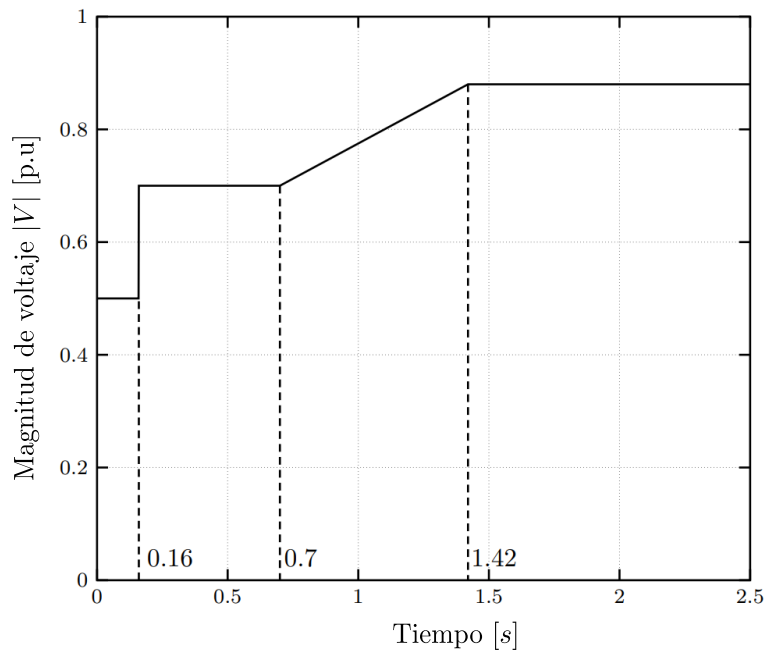


Figura 2-1 Característica de bajo voltaje especificada en el estándar IEEE 1547-2018 [26].

De forma general, el Estándar IEEE 1547-2018 establece los requisitos de control que deben cumplir los inversores ante perturbaciones en la red eléctrica, puesto que ahora, estos deben tener la capacidad de permanecer conectados a la red eléctrica durante cualquier tipo de perturbación. Por lo tanto, los inversores utilizados para la operación de unidades de generación renovable, deben incluir acciones de control que les permita cumplir con los requisitos establecidos y con ello garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico [23].

Una de las propuestas para lograr lo mencionado, es utilizar el principio del generador síncrono virtual, el cual se basa en combinar las ventajas del inversor con las propiedades operativas estáticas y dinámicas de las máquinas síncronas electromecánicas [3].

Un generador síncrono virtual busca imitar la respuesta inercial que tendría un generador síncrono convencional y para generarla, los inversores adoptan leyes de control que se fundamentan en tres modelos diferentes: en el modelo de la máquina síncrona (MS), el modelo basado en la ecuación de oscilación y basado en la relación Potencia-Frecuencia [34], [52].

Asimismo, existen diferentes topologías para emular inercia virtual basadas en los modelos mencionados anteriormente. Algunas de las características se detallan en el siguiente cuadro:

Cuadro **2-1** Comparación de topologías para emular inercia virtual [45].

| Topología | Modelo | Modelo de fuente | PLL | Tipo de inestabilidad |
|--|------------------------------|------------------|----------------------------------|--|
| Sincroconvertidor | MS | VS | Solo para sincronización inicial | Inestabilidad numérica |
| Sincroconvertidor modificado | MS | VS | Auto sincronización | Inestabilidad numérica |
| Topología del laboratorio ISE | Ecuación de oscilación | VS | Solo para sincronización inicial | Inestabilidad por oscilaciones de potencia |
| Virtual Synchronous Machine (VISMA) | MS | CS | Solo para sincronización inicial | Inestabilidad numérica |
| Virtual Synchronous generator (VSG) | Relación Potencia-Frecuencia | CS | Obligatorio | Inestabilidad en el PLL |
| CS- Fuente de corriente VS-Fuente de voltaje PLL-Phase-locked loop | | | | |

La comparación de algunas características entre una máquina síncrona real y un sincroconvertidor se detallan en el Cuadro **2-2**.

Cuadro 2-2 Comparación entre una máquina síncrona y un sincroconvertidor [45].

| Característica | Máquina síncrona | Sincroconvertidor |
|---|--------------------------------|---|
| Verificación | | |
| Verificado ✓ Por verificar ● Reportado pero no investigado ⊗ | | |
| Operación en paralelo | ✓ | ✓ |
| Dinámica de baja frecuencia | ✓ | ✓ |
| Respuesta de impedancia | ✓ | ✓ |
| Pérdida de excitación | ✓ | ● |
| Bobinados de amortiguamiento | ✓ | ⊗ |
| Analogía | | |
| Inercia | Fija | Variable |
| Inductancia | Inductancia del estator | Inductancia del filtro (30 veces menor que la MS) |
| Sincronización | Métodos automáticos y manuales | PLL e impedancia virtual |
| Sobreexcitación | Condensador síncrono | STATCOM |
| Regulación de frecuencia | Gobernador | Control de caída de frecuencia |

2.2. Sincroconvertidor

El sincroconvertidor es un inversor que bajo una estrategia de control, es capaz de representar o imitar la dinámica de un generador síncrono visto desde la red [52]. Lo que permite una operación tradicional en el sistema eléctrico de potencia, sin la necesidad de llevar a cabo cambios relevantes en la estructura de las unidades de generación distribuida [49]. La ley de control que utiliza un sincroconvertidor esta basada en el modelo matemático del generador síncrono [52].

Un sincroconvertidor puede imitar todas las propiedades que tendría un generador síncrono, desde fenómenos no deseables como la subexcitación, lentas oscilaciones de frecuencia, entre otros [52]. Asimismo, en un sincroconvertidor es posible modificar aquellas características que podrían aportar de forma positiva en la operación de un generador síncrono real, como los parámetros de inercia, reducción de coefi-

cientes de fricción, modificación en valores de inductancias, no incluir saturación magnética, etc [52].

Por lo tanto, un sistema eléctrico donde existen inversores con la función de sincroconvertidor, no notará la diferencia, entre este y un generador síncrono real, sumado a la ventaja de tener la facultad de eliminar las características negativas que tendría un generador convencional [52].

2.2.1. Modelo del generador síncrono

La topología del sincroconvertidor está fundamentada en un modelo pasivo (no lineal) del generador síncrono, donde se considera una máquina de rotor redondo, con la finalidad de que en el modelado las inductancias del estator sean constantes [52]. Además, se asume que la máquina tiene un par de polos por fase y no hay bobinas de amortiguamiento en el rotor [52]. Asimismo, en el modelo se considera que no se presentan efectos de saturación magnética en el núcleo de hierro ni corrientes de Foucault [52]. El sincroconvertidor incluye el modelo de la parte eléctrica y mecánica de un generador síncrono real, junto a la parte electrónica y de control del inversor. Los detalles de este modelo pueden encontrarse en la referencia original [52].

Parte eléctrica

El modelado de la parte eléctrica del sincroconvertidor está basado en un generador síncrono trifásico de rotor redondo, como se observa en la Figura 2-2.

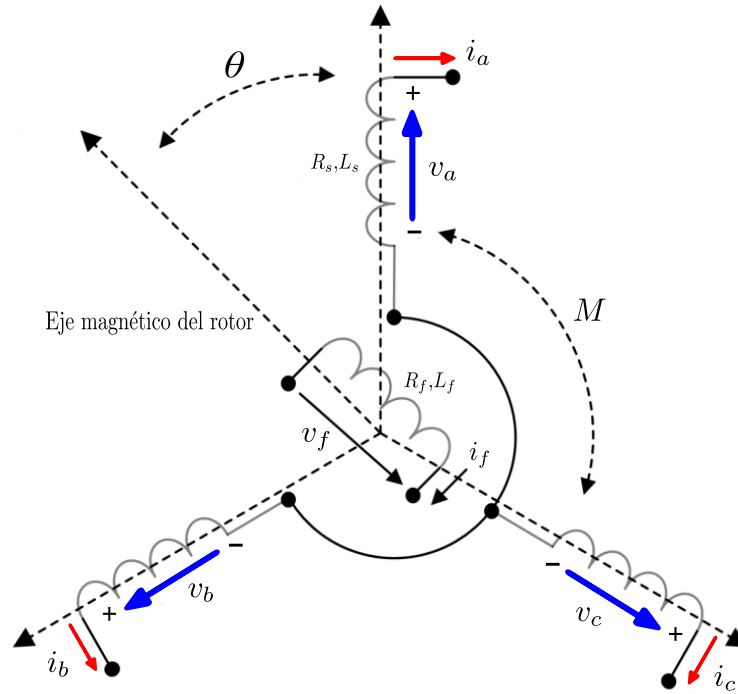


Figura 2-2 Estructura de un generador síncrono trifásico ideal de rotor redondo [52].

Para el estator se consideran bobinas concentradas de autoinductancia L e inductancia mutua $-M$ distribuidas de manera uniforme alrededor del entrehierro. Para el devanado de campo o rotor, se puede considerar una bobina únicamente con autoinductancia L_f [52]. La inductancia mutua que se genera debido a la interacción entre devanado de campo y cada una de las bobinas de estator, varía de acuerdo con el ángulo θ que hay entre estos [52]. Para un sistema trifásico puede expresarse como:

$$\begin{aligned}
 M_{af} &= M_f \cos \theta \\
 M_{bf} &= M_f \cos \theta - \frac{2\pi}{3} \\
 M_{cf} &= M_f \cos \theta - \frac{4\pi}{3}
 \end{aligned}
 \tag{2-1}$$

Por lo tanto, los enlaces de flujo en los devanados del estator y rotor pueden calcularse a partir de:

$$\begin{aligned}
\psi_a &= Li_a - Mi_b - Mi_c + M_{af}i_f \\
\psi_b &= -Mi_a + Li_b - Mi_c + M_{bf}i_f \\
\psi_c &= -Mi_a - Mi_b + Li_c + M_{cf}i_f \\
\psi_f &= M_{af}i_a + M_{bf}i_b + M_{cf}i_c + L_fi_f
\end{aligned} \tag{2-2}$$

i_a, i_b, i_c representan las corrientes de cada una de las fases del estator e i_f es la corriente de excitación del rotor. De igual forma, para el modelado se asume que el sistema esta totalmente balanceado y por lo tanto:

$$i_a + i_b + i_c = 0 \tag{2-3}$$

Las ecuaciones anteriores se pueden denotar en su forma vectorial de la siguiente manera.

El vector de enlaces de flujo y de corrientes puede expresarse como:

$$\psi = \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix}, \quad i = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \tag{2-4}$$

De igual forma, los vectores $\widetilde{\cos \theta}$ y $\widetilde{\sin \theta}$ pueden representarse de la siguiente forma:

$$\widetilde{\cos \theta} = \begin{bmatrix} \cos \theta \\ \cos \theta - \frac{2\pi}{3} \\ \cos \theta + \frac{2\pi}{3} \end{bmatrix}, \quad \widetilde{\sin \theta} = \begin{bmatrix} \sin \theta \\ \sin \theta - \frac{2\pi}{3} \\ \sin \theta + \frac{2\pi}{3} \end{bmatrix} \tag{2-5}$$

Así, las ecuaciones de enlaces de flujo del estator y del rotor pueden reescribirse como sigue:

$$\begin{aligned}
\psi &= L_s i + M_f i_f \widetilde{\cos \theta} \\
\psi_f &= L_f i_f + M_f i_f \langle i, \widetilde{\cos \theta} \rangle
\end{aligned} \tag{2-6}$$

Donde L_s expresa la sumatoria de la autoinductancia L de cada bobina del estator y M la inductancia mutua. Es decir; $L_s = L + M$. El delimitador $\langle ., . \rangle$ denota el

producto interno convencional en \mathfrak{R}^3 .

Considerando a R_s la resistencia de los devanados de estator y a R_f la resistencia del devanado de campo o del rotor. El voltaje de fase en terminales $v = [v_a \ v_b \ v_c]^T$ y el voltaje del rotor v_f se pueden obtener de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} v &= -R_s i - \frac{d\psi}{dt} = -R_s i - L_s \frac{di}{dt} + e \\ v_f &= -R_f i_f - \frac{d\psi_f}{dt} \end{aligned} \quad (2-7)$$

Donde $e = [e_a \ e_b \ e_c]^T$ representa la fuerza electromotriz (FEM) creada por el movimiento del rotor y se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$e = M_F i_f \theta \sin \theta - M_f \frac{di_f}{dt} \widetilde{\cos \theta} \quad (2-8)$$

Parte mecánica

El generador síncrono es una máquina rotatoria y por lo tanto el modelo de la parte mecánica está regido por las ecuaciones de momento de inercia y aceleración angular, las cuales se pueden representar de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} J\ddot{\theta} &= T_m - T_e - D_p \dot{\theta} \\ \dot{\theta} &= \omega \\ \ddot{\theta} &= \alpha \end{aligned} \quad (2-9)$$

$\ddot{\theta}$ y $\dot{\theta}$ representan la aceleración y velocidad angular, respectivamente. J es la inercia de la masa rodante del generador, D_p el factor de amortiguamiento, T_m el par mecánico y T_e es el par electromagnético. Este último, está en función de la energía E almacenada en el campo magnético del generador y el ángulo de rotor θ , como se indica:

$$T_e = -\left. \frac{\partial E}{\partial \theta} \right| \quad (2-10)$$

Donde la energía E se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$E = \frac{1}{2} \langle i, L_s i \rangle + M_f i_f \langle i, \widetilde{\cos \theta} \rangle + \frac{1}{2} L_f i_f^2 \quad (2-11)$$

Por lo tanto, de las ecuaciones se puede deducir que el torque electromagnético puede calcularse a partir de:

$$T_e = M_f i_f \langle i, \widetilde{\sin \theta} \rangle \quad (2-12)$$

2.2.2. Operación del sincroconvertidor

Para comprender la operación del sincroconvertidor es necesario saber que su estructura está compuesta por una parte de potencia y una parte de control **2-3**.

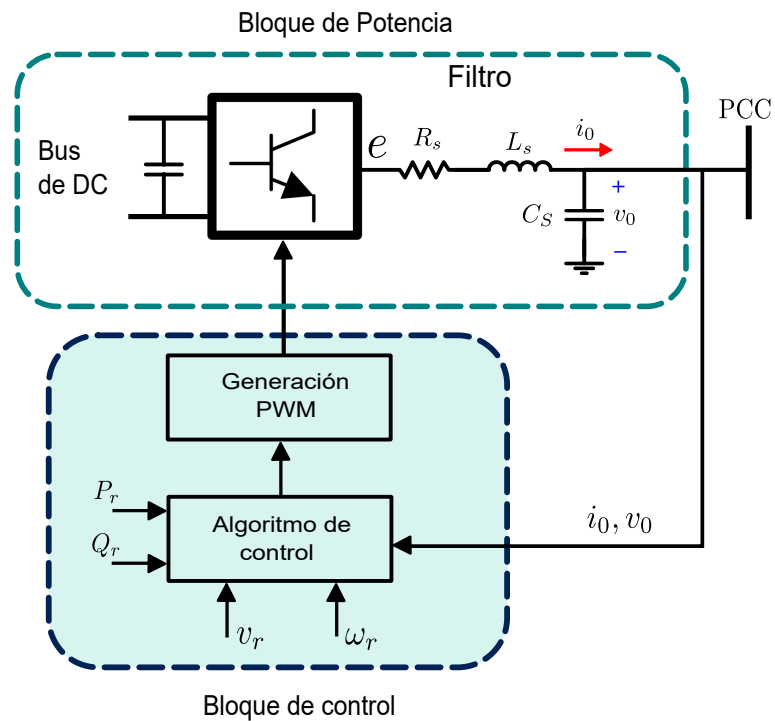


Figura 2-3 Estructura de un sincroconvertidor [52].

Parte de potencia

La parte o bloque de potencia, incluye al bus de corriente directa para la interconexión de un inversor trifásico, además de ser el punto donde se encuentra el almacenamiento de energía necesario para imitar la respuesta inercial del generador síncrono [45], [52]. Asimismo, en este primer bloque se incluye el filtro RLC que se utiliza para la interconexión a la red.

El sincroconvertidor necesita de señales de retroalimentación para lograr los voltajes deseados a la salida del inversor y con ello regular el envío de potencia activa y reactiva [45]. Dichas señales de retroalimentación son voltajes y corrientes medidos en el punto de interconexión a la red, los cuales, una vez identificadas en la parte de control, generan las señales de conmutación en el inversor para lograr lo mencionado anteriormente.

Para el diseño de la parte de potencia, es relevante mencionar que los voltajes de fase en terminales $v = [v_a \ v_b \ v_c]^T$ que representarían los voltajes de fase del generador síncrono en la topología del sincroconvertidor, son los voltajes medidos en el capacitor y/o calculados con la Ecuación 2-7 [52]. De la misma manera, la impedancia de los devanados del estator de una máquina síncrona real están representados por la resistencia R_s y la inductancia L_s del filtro del sincroconvertidor [52]. Asimismo, e a la salida del inversor representa la fuerza electromotriz (FEM) creada por el movimiento del rotor y calculada a partir de la Ecuación 2-8 en una máquina real [52].

También es relevante mencionar que para el modelado del sincroconvertidor se supone que el devanado de campo imaginario no es alimentado con una fuente de voltaje v_f sino con una fuente de corriente constante y ajustable i_f [52]. Por lo tanto el voltaje e calculado para un generador síncrono real con la Ecuación 2-8 puede ser representado únicamente como:

$$e = \dot{\theta} M_F i_f \widetilde{\sin \theta} \quad (2-13)$$

Parte electrónica y control

Es en la parte electrónica del sincroconvertidor donde se define la generación tanto la potencia activa como reactiva, representadas como:

$$P = \langle i, e \rangle \quad Q = \langle i, e_q \rangle \quad (2-14)$$

e y e_q son voltajes que tienen la misma magnitud y están en cuadratura, es decir, e_q tiene retraso de fase de $\theta/2$ y por tanto puede calcularse como:

$$e_q = \dot{\theta} M_F i_f \widetilde{\sin(\theta - \frac{\pi}{2})} = -\dot{\theta} M_F i_f \widetilde{\cos(\theta)} \quad (2-15)$$

Por lo anterior, la potencia activa y reactiva pueden representarse como:

$$\begin{aligned} P &= \dot{\theta} M_f i_f \langle i, \widetilde{\sin \theta} \rangle \\ Q &= -\dot{\theta} M_f i_f \langle i, \widetilde{\cos \theta} \rangle \end{aligned} \quad (2-16)$$

La parte de control, como su nombre lo indica, incluye los algoritmos y/o ecuaciones de control del inversor que buscan imitar el comportamiento dinámico de un generador síncrono real [45]. Estas ecuaciones son la parte central de la ley de control del sincroconvertidor, las cuales tienen la finalidad de emular un PLL (Phase Locked Loop por sus siglas en inglés) para mantener sincronismo con la red [45]. Además de dichas ecuaciones, es en esta parte donde se incluye; el lazo de control de frecuencia para la regulación de potencia activa y el lazo de control de voltaje, donde se regula la potencia reactiva [52]. El esquema de control de la parte electrónica del sincroconvertidor es como se muestra en la Figura 2-4.

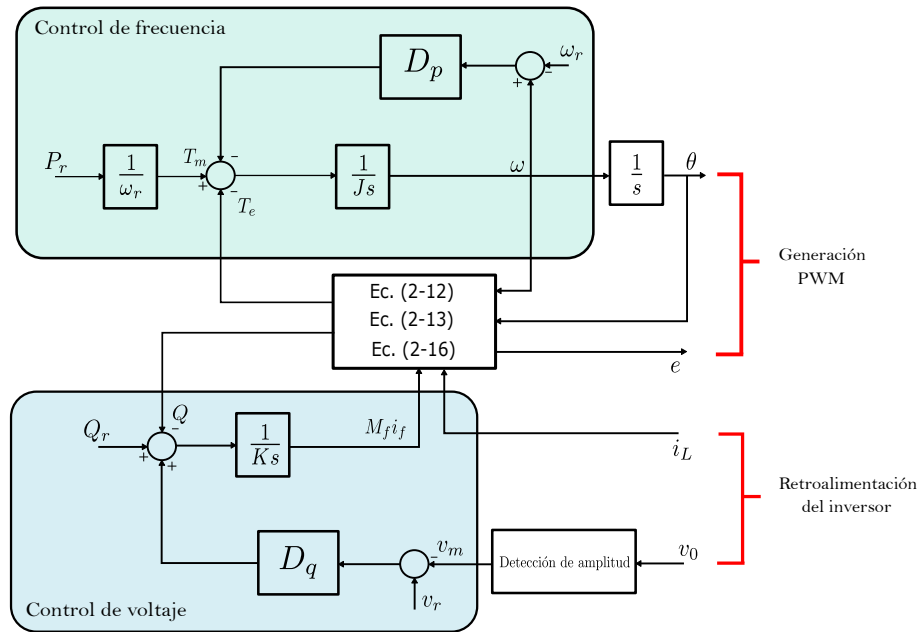


Figura 2-4 Estructura de control de un sincroconvertidor [52].

Al igual que en un generador síncrono real donde los cambios en la demanda de potencia activa se ven reflejados en cambios en la frecuencia de la máquina y por lo tanto en su velocidad, para a partir de ahí accionar los mecanismos necesarios y lograr nuevamente un equilibrio de potencia. En un sincroconvertidor, el lazo de control de caída de frecuencia para la regulación de potencia activa parte de la

comparación de la velocidad angular ω virtual creada, con una velocidad de referencia ω_r que comúnmente es la frecuencia nominal la red [52]. Esta diferencia de velocidades es multiplicada por una ganancia Droop D_p y posteriormente restada, a la diferencia del par mecánico T_m y el par electromagnético T_e [52]. El par mecánico T_m se obtiene dividiendo la potencia activa de referencia P_r entre la velocidad angular de referencia ω_r .

La ganancia D_p es el coeficiente de caída y representa la sumatoria del coeficiente de fricción mecánica imaginario y el coeficiente de caída de frecuencia [52]. D_p es equivalente a la relación del cambio en el par total que actúa sobre el rotor imaginario y el cambio en la velocidad:

$$D_p = -\frac{\Delta T}{\Delta \omega} \quad (2-17)$$

De manera que la adición de, $D_p \Delta \omega$ en el lazo de control, representa el mecanismo de caída de frecuencia que aumentará o disminuirá el par mecánico T_m hasta equilibrarlo con el par electromagnético T_e [15].

La dinámica mencionada anteriormente y que describe el lazo de control de frecuencia, está basada en la ecuación de oscilación:

$$\begin{aligned} J\dot{\omega} &= \frac{P_r}{\omega_r} - T_e - D_p(\omega - \omega_r) \\ \dot{\theta} &= \omega \end{aligned} \quad (2-18)$$

J representa la inercia virtual del sincroconvertidor y es un parámetro que se puede configurar utilizando el integrador $1/Js$ [15]. El valor de inercia J debe ser pequeño para que la respuesta del sincroconvertidor sea lo más rápida posible, puesto que la constante de tiempo del lazo de control está dada por:

$$\tau_f = \frac{J}{D_p} \quad (2-19)$$

Dicho de otra forma, si se conoce o se propone la constante de tiempo del lazo de caída de frecuencia, se puede calcular el valor de inercia virtual como:

$$J = D_p \tau_f \quad (2-20)$$

De esta manera, el lazo de control de frecuencia regula la velocidad angular virtual ω con la finalidad de generar un ángulo de fase θ para la señal del PWM y así tener control de la potencia activa de salida del sincroconvertidor [52].

El sincroconvertidor lleva a cabo la regulación de potencia reactiva de forma similar a la regulación de potencia activa descrita.

Al igual que en un generador síncrono real, en un sincroconvertidor, la potencia reactiva se regula por medio de una variable de excitación de campo virtual y a través de un lazo de control de voltaje [15].

El control de caída de voltaje del sincroconvertidor, se inicia obteniendo la amplitud del error, que es la diferencia entre el voltaje de referencia v_r y la amplitud de voltaje v_m , este último es el voltaje de retroalimentación medido, que como se mencionó anteriormente, es el voltaje a la salida del capacitor del filtro RLC [52]. Enseguida, esta amplitud del error es multiplicado por el coeficiente de caída de voltaje D_q . Este coeficiente es equivalente a la relación que existe entre el cambio de potencia reactiva ΔQ y la variación de voltaje Δv [52]. Además D_q representa la contraparte de D_p en el control de frecuencia y se expresa como:

$$D_q = -\frac{\Delta Q}{\Delta v} \quad (2-21)$$

Posteriormente, el producto de la amplitud del error y el coeficiente de caída de voltaje $D_q \Delta v$ es incluido al error de potencia reactiva. Dicho error es la diferencia de la potencia reactiva de referencia Q_r y la potencia reactiva Q calculada de las ecuaciones de control [52]. Este resultado se añade a un integrador de ganancia $1/K$ para modificar la corriente de campo virtual y por ende $M_f i_f$ [52].

Se puede observar de la Figura 2-4 que K tiene una función similar que J en el lazo de control de frecuencia y por lo tanto, se puede calcular la constante de tiempo τ_v en la cual el sincroconvertidor es capaz de suministrar potencia reactiva para modificar los niveles de voltaje, como se ve en 2-22 [15]:

$$\tau_v = \frac{K}{\omega_n D_q} \quad (2-22)$$

Donde ω_n representa la frecuencia nominal de la red.

Es evidente que si la constante de tiempo del lazo de control de caída de voltaje del sincroconvertidor es conocida, la ganancia K puede obtenerse fácilmente.

Por lo tanto, el lazo de control de caída de voltaje se encuentra gobernado por la dinámica de la siguiente ecuación y es notorio del diagrama de control del sincroconvertidor de la Figura **2-4**:

$$M_f i_f = \frac{1}{K} [Q_r + D_q (v_r - v_m) - Q] \quad (2-23)$$

Modelado de microrred con generadores síncronos virtuales

3.1. Fundamentos de microrredes

El sistema eléctrico de potencia está en un proceso de transición debido al desarrollo y fortalecimiento tecnológico de las nuevas formas de aprovechamiento de las fuentes de energía renovable [44]. Lo que ha llevado de una generación centralizada basada en generadores síncronos, a otra de forma distribuida dominada por convertidores de electrónica de potencia, tratando de aprovechar recursos fotovoltaicos, eólicos u otras formas de energía limpia [47]. Con ello, se está aumentando el uso de sistemas como microrredes de CA y CC, desarrollándose estrategias de control y técnicas análisis en los convertidores, que garanticen una operación adecuada y confiable [22].

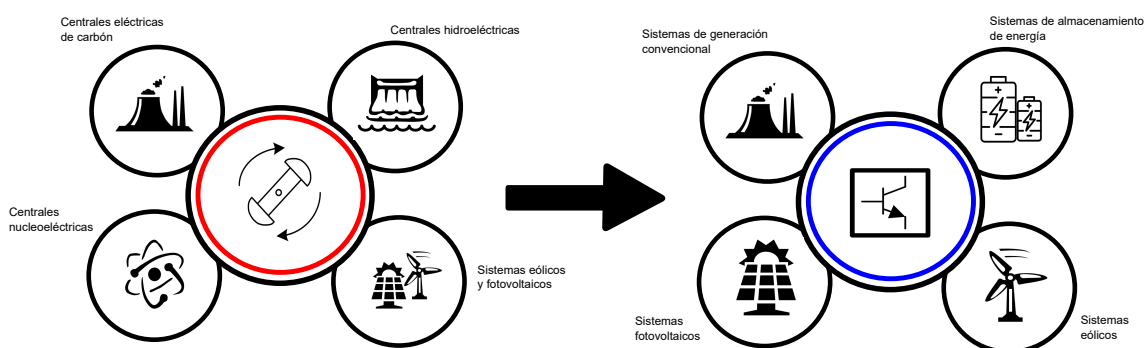


Figura 3-1 Evolución de los sistemas de potencia tradicionales hacia sistemas de potencia dominados por inversores [39].

Una microrred debe tener capacidad para operar de forma interconectada a la red principal y de forma autónoma o aislada, además de manejar de forma efectiva el proceso de transición entre estos dos modos de operación [24]. Cabe mencionar que el modo aislado de una microrred, puede ser intencional (programada) o no intencional. Una desconexión no programada ocurre por fallas u otras perturbaciones imprevistas en el sistema, para lo cual la microrred debe contar con las estrategias de control necesarias para garantizar la seguridad y el correcto funcionamiento ante estos eventos [24].

El diagrama unifilar de la microrred utilizada para el análisis en el presente documento se muestra en la Figura 3-2. Cuenta con tres unidades de generación distribuida modeladas como inversores de electrónica de potencia y conectadas a su vez a una fuente de voltaje ideal, hay enlaces RL que interconectan las unidades de generación y un bus común de CA. La microrred contiene cargas lineales en cada uno de los nodos representados y una carga no lineal en el bus común. En los diferentes PCC mostrados actúa el control de frecuencia y voltaje de los inversores.

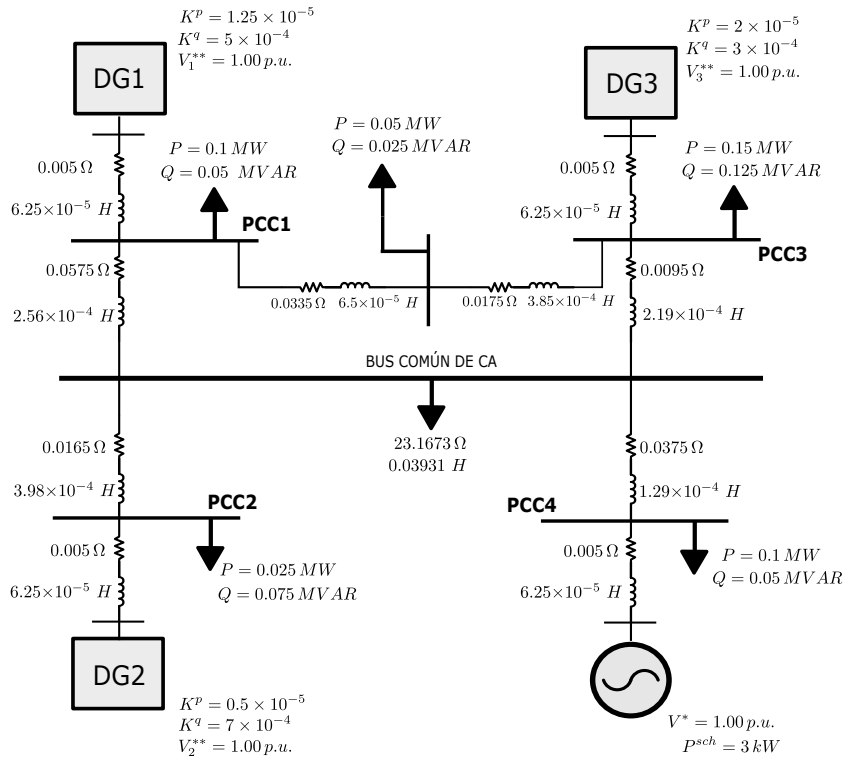


Figura 3-2 Microrred propuesta para caso de estudio [42].

Para el caso de estudio se tiene un voltaje de línea nominal $V_{L-L}^{RMS} = 440 V$, una

frecuencia nominal f de 60 Hz y una potencia base de $S_{base} = 100 \text{ kVA}$.

Con el aumento del uso de inversores en las microrredes, mantener la estabilidad y flexibilidad del sistema es una acción compleja, dado que la mayoría de estos inversores son controlados por modelos de fuentes de corriente o voltaje y estos pueden fallar para los diferentes modos y formas de operación de las microrredes [19].

En un inversor basado en control por corriente, la tensión de salida se establece por la tensión del sistema debido a que no se tiene un controlador de voltaje y únicamente se regula la corriente intercambiada con la red [51]. El inversor por corriente contiene un controlador de potencia simple que no requiere de gran esfuerzo para ajustarlo [51]. De la misma manera, la unidad de sincronización de este tipo de control únicamente brinda la fase de la red, por lo que los métodos de dicha sincronización son simples, lo que representa una ventaja comparada con los inversores controlados por voltaje [51]. Sin embargo, un inversor basado en fuentes de corriente, no tiene la capacidad de adaptarse ante cambios en los modos de operación del sistema, por ejemplo; operar de forma autónoma o cuando se presenta una red débil, puesto que no cuenta con la capacidad de regulación de voltaje [51]. Otra desventaja de estos, es el seguido aporte de corrientes al sistema cuando existe una falla [19]. Además para la operación conjunta de este tipo de inversores, es necesario que exista una alta comunicación entre ellos, lo que disminuye en gran medida la confiabilidad de este tipo de control [19].

De forma general, los inversores con métodos de control de corriente no poseen inercia como en el caso de un generador síncrono, por lo que es necesario acciones de control secundarias y terciarias para mantener niveles adecuados de voltaje y frecuencia constante y con ello aportar a la estabilidad del sistema [19]. Por lo tanto, la regulación de voltaje y frecuencia de la red es complicada con este tipo de inversor.

Por otro lado, los inversores con métodos de control basados en voltaje, buscan imitar las características de caída del generador síncrono, por lo que este control permite la regulación de frecuencia al mantener una caída de frecuencia fija, pero sin la capacidad de un soporte de frecuencia dinámico [19].

La estructura de un inversor controlado por voltaje regularmente está compuesta por una unidad de sincronización, lazos de control para regular potencia activa y reactiva con la red, además de un lazo para la regulación del voltaje de salida y otro para la regulación de corriente [51]. Si bien los lazos de control mencionados

son una ventaja en la operación de este tipo de inversores, no se puede mencionar lo mismo sobre la unidad de sintonización, ya que para este tipo de control, ajustar los parámetros del PLL es complejo y requiere de mucho tiempo, lo que afecta directamente en el rendimiento del inversor y en la estabilidad del sistema, aunado a que una unidad de sincronización suele requerir un intenso recurso computacional [51].

En conjunto, dentro de los requisitos básicos y de mayor importancia de los inversores conectados a una microrred está; mantener la sincronización antes y después de conectarse a la red principal y la capacidad de suministrar las cantidades correctas de energía inclusive cuando hay cambios en el voltaje y la frecuencia de la red [51], [19].

Para el caso de las unidades de generación del modelo de microrred usado en este documento y presentado en **3-2**, los inversores son modelos basados en fuentes de voltaje de CA que tienen como referencia la amplitud y frecuencia del voltaje medido en cada PCC. El esquema de control del inversor está definido por las características de control de caída de frecuencia para el control de potencia activa ($P - \omega$) y el control de caída de voltaje para el control de potencia reactiva ($Q - V$) [1], [13]. Por lo tanto, las desviaciones de frecuencia y voltaje medidas, definen el porcentaje de potencia activa y reactiva, respectivamente, a la salida del inversor. Asimismo, el control ($P - \omega$) establece la frecuencia angular de la microrred, mientras que el control ($Q - V$) establece el voltaje a la salida del inversor [1], [13].

El control primario del inversor propuesto se muestra en la Figura **3-3**. Este control es el encargado de inyectar la energía necesaria a la red o a las cargas locales determinadas [24]. El esquema de control primario está formado por un lazo interno de control de corriente y un lazo externo de control de voltaje, que en conjunto buscan que en la etapa de conversión, el inversor pueda operar como una fuente de voltaje de CA ideal [1], [30]. Este esquema de control primario está basado en el marco de referencia dq .

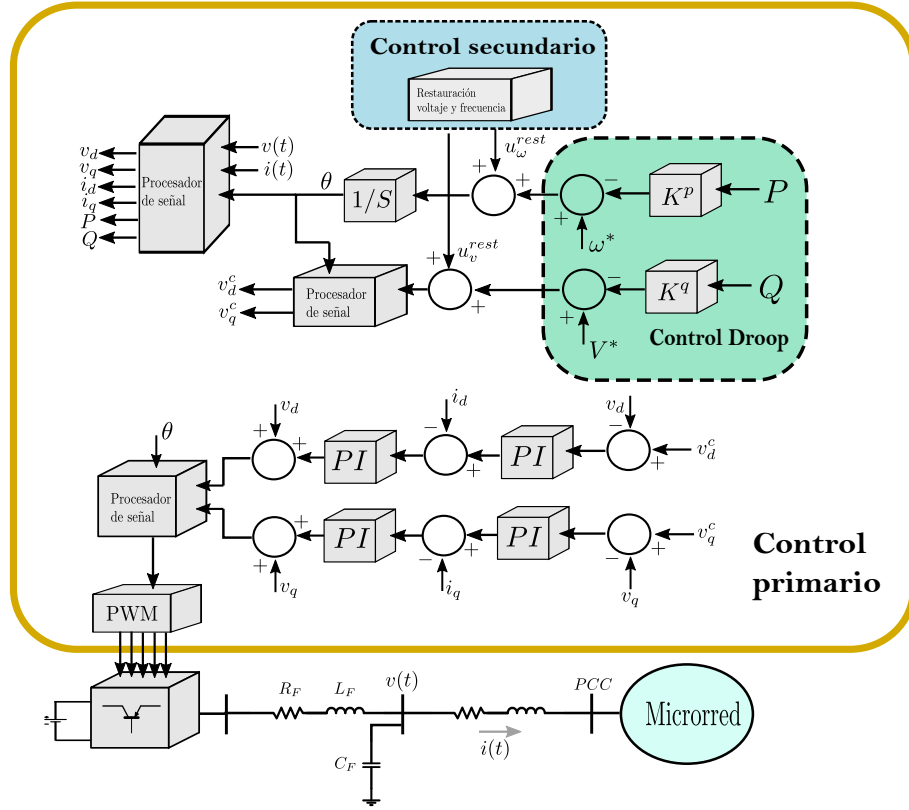


Figura 3-3 Diagrama de bloques de control jerárquico del inversor [1].

Por su parte, el control secundario es el encargado de restablecer las desviaciones de frecuencia y voltaje [14]. El control secundario, por lo tanto, genera las señales de salida u_{ω}^{rest} y u_v^{rest} que sirven para compensar la diferencia tanto de frecuencia como de voltaje obtenidos en el control Droop [1].

u_{ω}^{rest} se obtiene a partir del controlador PI que proporciona las ganancias k^{pw} y k^{iw} y ajustan la diferencia entre la frecuencia angular de referencia del control secundario ω^* y la frecuencia angular medida ω_m [1]. Para obtener u_v^{rest} se sigue el mismo procedimiento pero usando las ganancias k^{pv} y k^{iv} , la magnitud del voltaje de referencia del control secundario $|V_m^{**}|$ y la magnitud de voltaje medido $|V_m|$. Lo anterior se resume en la siguiente ecuación:

$$u_{\omega}^{rest} = k^{pw}(\omega^* - \omega_m) + k^{iw} \int (\omega^* - \omega_m) dt \quad (3-1)$$

$$u_v^{rest} = k^{pv}(|V_m^{**}| - |V_m|) + k^{iv} \int (|V_m^{**}| - |V_m|) dt \quad (3-2)$$

Por lo tanto las ecuaciones que rigen el control primario para obtener la frecuencia angular ω_n y magnitud de voltaje $|V_n|$ a la salida del inversor son las siguientes:

$$\omega_n = \omega^* - K^p P + u_\omega^{rest} \quad (3-3)$$

$$|V_n| = |V_n^*| - K^q Q + u_v^{rest} \quad (3-4)$$

Donde ω^* es la frecuencia angular y $|V_n^*|$ la magnitud de voltaje, ambos de referencia y del control primario. P y Q son la potencia activa y reactiva, respectivamente, que se busca inyectar con el inversor. Mientras que K^p es el coeficiente del lazo de caída de frecuencia y K^q del lazo de caída de voltaje.

Los parámetros del inversor usado para los casos de estudio en este documento se detallan en el siguiente cuadro:

Cuadro 3-1 Parámetros del inversor utilizado en estudio.

| Parámetro | Símbolo | Valor |
|---|-----------------|----------------------|
| Voltaje nominal | V_{L-L}^{RMS} | 440 V |
| Frecuencia nominal | f | 60 Hz |
| Voltaje nominal de CD | V_{CD} | 1500 V |
| Resistencia del filtro | R_F | 0,1 Ω |
| Inductancia del filtro | L_F | 1,8 mH |
| Capacitancia del filtro | C_F | 27 μF |
| Ganancia proporcional del lazo de corriente | k_{pc} | 20 |
| Ganancia integral del lazo de corriente | k_{ic} | 40 |
| Ganancia proporcional del lazo de voltaje | k_{pvo} | $2,4 \times 10^{-2}$ |
| Ganancia integral del lazo de voltaje | k_{ivo} | 4,5 |
| Ganancia proporcional de Frec. rest. | $k^{p\omega}$ | 0,02 |
| Ganancia integral de Frec. rest. | $k^{i\omega}$ | 4 |
| Ganancia proporcional de Voltaje rest. | k^{pv} | 0,2 |
| Ganancia integral de Voltaje rest. | k^{iv} | 4 |
| Frecuencia de conmutación. | f_c | 10 kHz |

3.2. Sincroconvertidor en microrredes

Una microrred basada en unidades de generación distribuida es un sistema gobernado por los fenómenos que trae consigo una baja inercia rotacional. Donde los inversores de electrónica de potencia empleados deben tener la capacidad de mantener el sincronismo con esta, tanto en estado estacionario como ante una perturbación o cambios en la operación del sistema, con la finalidad de no comprometer su estabilidad y respetar los estándares de operación de microrredes [27]. Sin embargo, debido a la baja inercia rotacional, las oscilaciones de frecuencia en una microrred no se pueden mitigar de forma efectiva comparado con un sistema de generación conven-

cional, lo que provoca que este tipo de sistemas sea vulnerable [45]. Asimismo, los convertidores de electrónica de potencia utilizados en las unidades de generación distribuida por si solos son incapaces de participar en la regulación de frecuencia, esto debido a que responden de una forma notoriamente más rápida comparados con un generador convencional [35].

Además, estos sistemas basados en fuentes de energía renovable son intermitentes y por lo tanto menos confiables comparados con las formas de generación convencional [2]. En algunos casos, para solucionar este problema, se utilizan sistemas de almacenamiento de energía capaces de inyectarla a la red, y si bien contribuyen de manera positiva en la estabilidad del sistema, son acciones económicamente no viables en algunos casos [2].

Por lo anterior, los convertidores de electrónica de potencia deben contener los controles adecuados para que se pueden utilizar de forma eficaz los recursos de energías renovables y puedan aportar a la estabilidad y confiabilidad en una microrred.

Una estrategia que ha llamado la atención, es la del sincroconvertidor, que a través de un esquema de control en los inversores, emula el comportamiento de un generador síncrono [9]. Evitando grandes cambios en los esquemas de control ante los diferentes modos de operación de la microrredes, es decir, en la transición a modo aislada o cuando es interconectada a la red principal [9].

Con el uso del sincroconvertidor, la finalidad es operar el inversor como si este fuera un generador síncrono para beneficiarse de las ventajas y conocimientos asociados a la operación cuando se tienen máquinas síncronas [27]. Un inversor que contiene la función de sincroconvertidor conectado a una red, equivale a tener un generador síncrono con los mismos mecanismos operativos y características externas, puesto que se puede emular inercia y amortiguamiento en el sistema [48]. Así, el uso de esta estrategia de control en inversores para la operación de microrredes, no depende de una referencia de voltaje o seguimiento de corriente, sino que imita la dinámica de un generador síncrono y por lo tanto brinda características de regulación de voltaje y regulación de frecuencia, lo que se traduce en soporte de voltaje en la red y capacidad para disminuir las fluctuaciones u oscilaciones de frecuencia [9], [48].

En un sincroconvertidor los parámetros emulados de un generador síncrono se pueden ajustar [27]. La inercia y el coeficiente de amortiguamiento virtuales se pueden seleccionar de acuerdo con las condiciones reales de funcionamiento del sistema y

con ello garantizar la estabilidad y seguridad de las microrredes [46], [45]. De forma particular, la inercia virtual generada por el sincroconvertidor mejora el seguimiento de la frecuencia en estado estacionario [46]. Asimismo, mejoras en el modelo del sincroconvertidor permiten incluir esquemas de autosincronización y la capacidad de rastrear la frecuencia y fase de la red y con ello evitar la necesidad de utilizar un PLL, lo que disminuye la complejidad del controlador al momento del análisis de estos inversores [51].

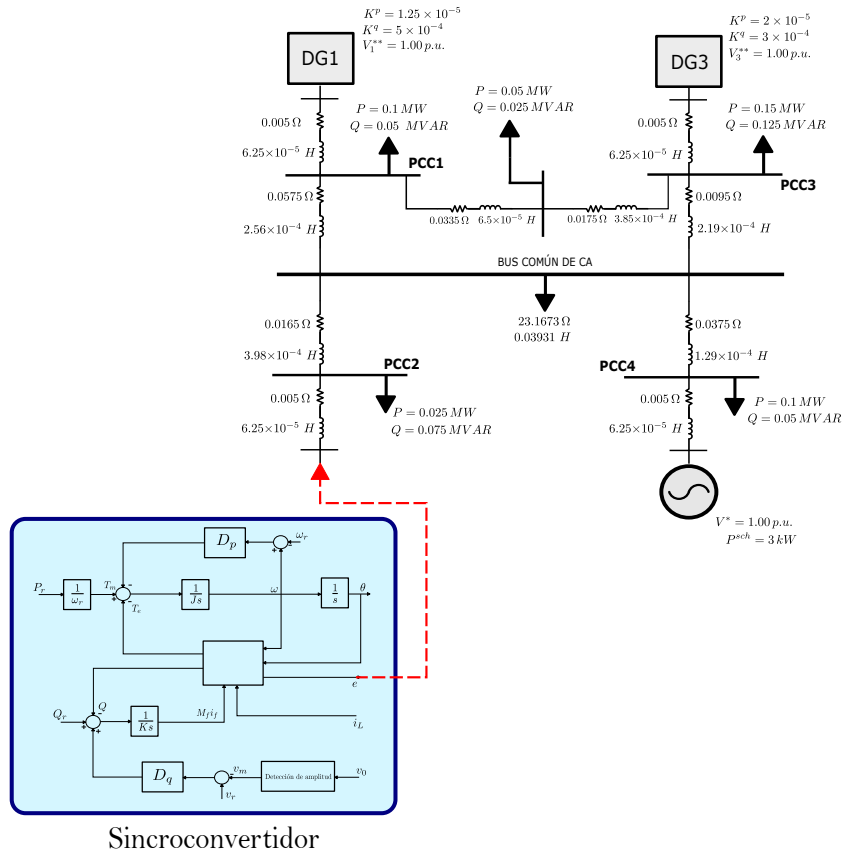


Figura 3-4 Microrred con sincroconvertidores propuesta.

La Figura 3-4 presenta el concepto principal que se abordará en el siguiente capítulo, donde se sustituyen los convertidores de electrónica de potencia convencionales por sincroconvertidores, con la finalidad de conocer el comportamiento que tendrá una microrred cuando se utilizan estos y cuando interactúan con convertidores de electrónica de potencia convencionales. El propósito es observar y analizar la dinámica que se presentará para los diferentes casos propuestos y en las variables como; potencia activa, potencia reactiva, corrientes, voltajes, comportamiento de la fre-

cuencia de operación, etc. Todo esto ante eventos de cortocircuito en diferentes puntos de la microrred. Los parámetros de esta y de los inversores utilizados son los mismos para todos los casos propuestos.

De la misma Figura 3-4, partiendo de los bloques de control del sincroconvertidor, se puede observar que la potencia activa se controla mediante el lazo de control de frecuencia, mientras que la regulación de potencia reactiva se lleva a cabo de forma similar pero con ayuda del lazo de control de voltaje.

Los parámetros de los lazos de control del sincroconvertidor se detallan en el siguiente cuadro:

Cuadro 3-2 Parámetros de los lazos de control del sincroconvertidor usado en caso de estudio.

| Parámetro | Símbolo | Valor |
|---|---------|----------|
| Coefficiente del lazo de control de caída de frecuencia | D_p | 14,7 |
| Inercia virtual | J | 0,2814 |
| Coefficiente del lazo de caída de voltaje | D_q | 5324,97 |
| Ganancia de excitación del sincroconvertidor | K | 40150,33 |

En el diagrama unifilar de los caso de estudio, el sincroconvertidor se representará de la siguiente forma:

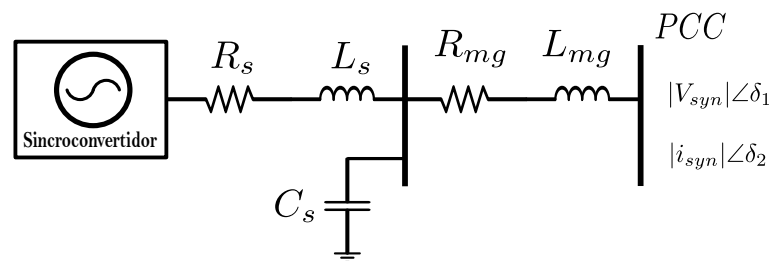


Figura 3-5 Diagrama unifilar del sincroconvertidor.

Donde $|V_{syn}|∠δ_1$ e $|i_{syn}|∠δ_2$ representan las mediciones de voltaje y corriente en el PCC necesarias para el sincroconvertidor. R_s es la resistencia del filtro del sincroconvertidor y que para el caso de estudio tiene un valor de $0,042Ω$, la inductancia

del filtro es $L_s = 0,57 \times 10^{-3}H$ y la capacitancia $C_s = 1,56 \times 10^{-3}F$. R_{mg} y L_{mg} son parámetros de la microrred.

Con base en lo anterior, los casos de estudio propuestos son los siguientes:

Caso A

Microrred con tres inversores de electrónica de potencia, como se muestra en la Figura 3-2.

Caso B

Microrred con un sincroconvertidor y dos inversores de electrónica de potencia:

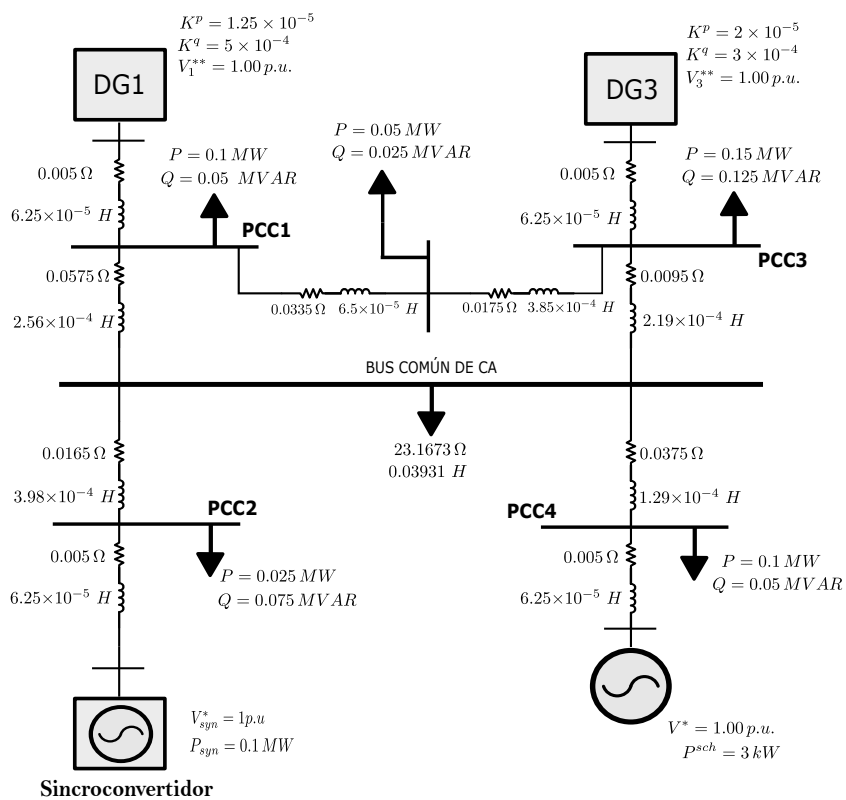


Figura 3-6 Microrred con un sincroconvertidor y dos inversores convencionales.

Caso C

Microrred con dos sincroconvertidores y un inversor de electrónica de potencia:

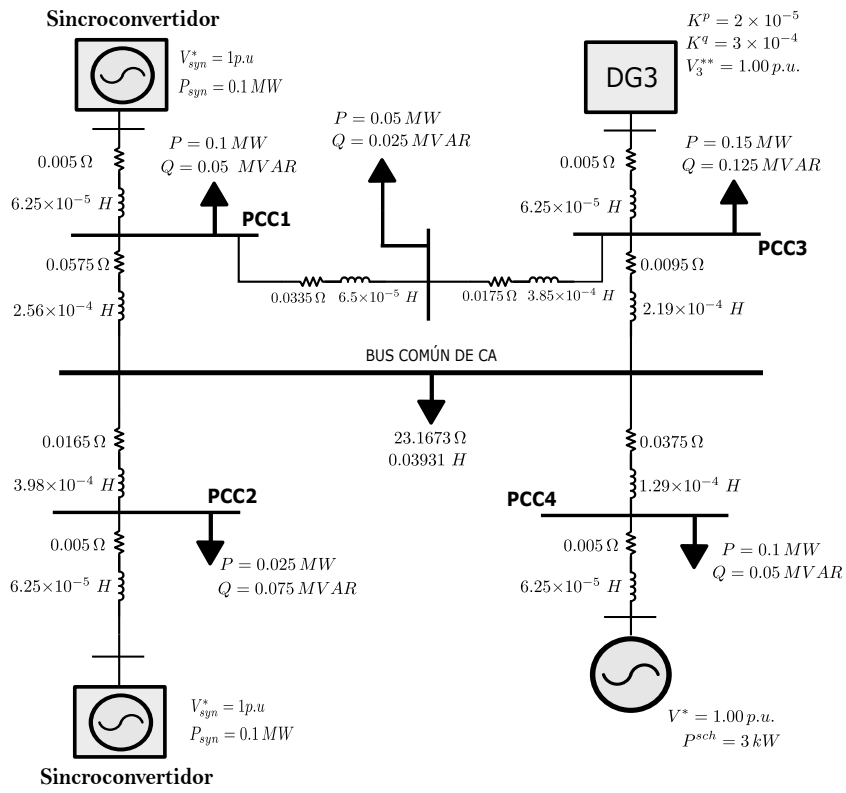


Figura 3-7 Microrred con dos sincroconvertidores y un inversor convencional.

Caso D

Microrred dominada por sincroconvertidores:

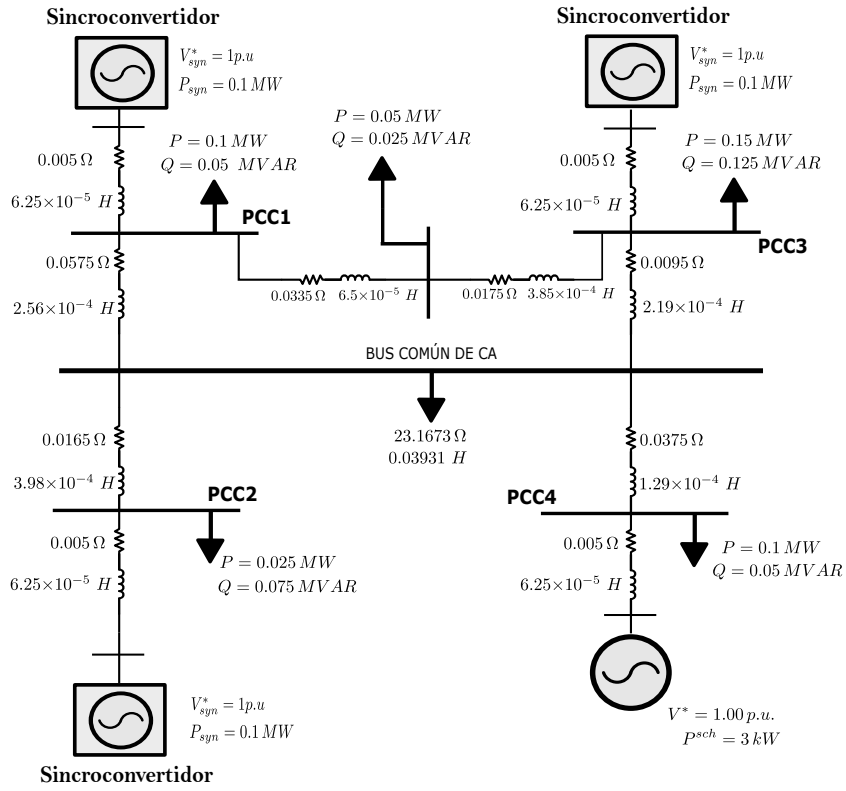


Figura 3-8 Microrred con sincroconvertidores.

Cabe mencionar que para todos los casos de estudio, tanto en la microrred, inversores y sincroconvertidores se conservan los mismos parámetros.

3.3. Estabilidad de sincronconvetidor en microrredes

Tanto la estabilidad como la respuesta dinámica de las microrredes dominadas por sincroconvertidores deben ser evaluadas para garantizar la confiabilidad de este tipo de sistemas [35]. Estudios demuestran que la estabilidad y eficiencia del sincroconvertidor está relacionada fuertemente con la resistencia externa R_s a la salida de este, ubicada como se observa en la Figura 2-3 [27]. En otras palabras, existen un margen de valores de R_s que ayudan a mantener la estabilidad del sincroconvertidor [27].

La mayoría de los análisis de estabilidad de sincroconvertidores están basados en los métodos del análisis de pequeña señal [35], [45]. Sin embargo, existen métodos basados en bifurcaciones para evaluar la estabilidad de estos convertidores, los cuales tienen la ventaja de requerir menor tiempo de estudio comparado con los métodos

de pequeña señal [35]. Estudios basados en bifurcaciones deducen que; la frecuencia angular del sincroconvertidor, el voltaje y corriente de la red, el ángulo de fase entre estos convertidores, las mediciones de M_{fi} de los controles, las corrientes e inductancia L_s del filtro, son variables de estado con un alto factor de participación para la estabilidad del sincroconvertidor. Los coeficientes D_p y D_q del control, son variables que también modifican la estabilidad del sincroconvertidor [35], [31].

El sincroconvertidor es un esquema de control que puede ofrecer respaldo en la estabilidad de frecuencia y voltaje en sistemas que son dominados por inversores, debido a su capacidad de imitar a un generador síncrono [45]. Cuando se utiliza la estrategia de control de sincroconvertidor se crea una forma general de operar al sistema, ya que ahora los convertidores de electrónica de potencia se comportan de igual forma, sin importar la ley de control que estos tengan ni sus efectos en la operación [50].

Asimismo, con la función de sincroconvertidor se crea inercia virtual que puede ser modificada en tiempo real para amortiguar las oscilaciones de frecuencia, y con ello tener posibilidad de aumentar los tiempos críticos de liberación de falla y por ende el margen de estabilidad del sistema [45], [50]. También en el modelado del generador síncrono virtual o sincroconvertidor, se pueden incluir de manera virtual los devanados de amortiguamiento, que si bien en estado estacionario no tienen ningún efecto en la respuesta dinámica, pueden contribuir para reducir las oscilaciones y sobreimpulsos después de una perturbación [45].

3.3.1. Parámetros que modifican la estabilidad del sincroconvertidor

La estabilidad y el rendimiento del sincroconvertidor están directamente relacionados con los parámetros que se incluyen en su estructura de control mostrada en la Figura 2-4. Dichos parámetros son el coeficiente de caída de frecuencia D_p , el coeficiente de caída de potencia reactiva D_q , el momento de inercia o inercia virtual J y la ganancia del integrador de potencia reactiva K [4].

Efecto de J y K

Como se aprecia en la Ecuación 2-19 la constante de tiempo τ_f del lazo de control de frecuencia está relacionada de forma proporcional con la inercia J del sincrocon-

vertidor. Donde se puede observar que al aumentar el valor de inercia, la constante de tiempo τ_f también lo hace, lo que genera que la respuesta del convertidor sea más lenta y más parecida al comportamiento de una máquina síncrona [4]. Sin embargo, se debe seleccionar un valor adecuado de J para un mejor rendimiento del sincroconvertidor, ya ante incrementos en J , el tiempo de estabilización, el tiempo de subida y el sobretiro máximo de potencia activa se incrementan [4].

De igual forma, de la Ecuación 2-22, se observa que la constante de tiempo τ_v del lazo de control de voltaje, está relacionada de forma directa con la ganancia K del integrador del sincroconvertidor. Por lo tanto, el tiempo τ_v puede controlarse modificándose la ganancia K .

Efecto de D_p y D_q

Los valores de D_p y D_q están relacionados con el rendimiento que tiene el sincroconvertidor, ya dichas variables en conjunto son las encargadas de anular las perturbaciones del lado de la red [4]. Para el caso del coeficiente de amortiguamiento D_p , valores bajos producen una respuesta subamortiguada, mientras que el aumento de este, da como resultado respuestas sobreamortiguadas en el sistema [4].

De manera similar, modificar el coeficiente D_q genera cambios en la potencia reactiva entregada por el sincroconvertidor. Aumentar el valor de D_q reduce la potencia reactiva entregada, mientras que reducciones en dicho coeficiente, puede ocasionar que no se proporcione la cantidad adecuada de potencia reactiva durante los cambios de voltaje en la red [4], [45]. Por lo tanto, la operación en estado estacionario del sincroconvertidor también se ve afectada cuando D_q es modificada. En concreto, se debe seleccionar un valor adecuado de D_q con el fin de proporcionar la potencia reactiva adecuada para que el sincroconvertidor pueda soportar perturbaciones en la red [4], [45].

3.4. Cortocircuito en sincroconvertidores

Las corrientes de cortocircuito pueden provocar grandes daños en los generadores síncronos virtuales, ya que comparado con un generador síncrono real, en el sincroconvertidor la impedancia de salida permanece constante antes y después de una falla [45]. Un sincroconvertidor debe contar con un sistema de protección que sea confiable y tener capacidad de manejo de fallas, por tal razón, es necesario conocer

el comportamiento que tienen estos convertidores en la red ante eventos de cortocircuito [45], [36].

Los sincroconvertidores presentan inercia virtual y tienen un comportamiento dinámico similar al de un generador real, lo que representa una ventaja en su estabilidad transitoria [45]. El sincroconvertidor por lo tanto, tiene la capacidad de suprimir las oscilaciones de potencia y compensar el retraso de respuesta de la regulación del sistema [18]. Además, esta estrategia de control de inversores, tiene capacidad de controlar altas corrientes en estado estacionario, sin embargo, para eventos de cortocircuito se encuentra limitada, ya que no presenta un lazo interno de control de corriente [18]. El hecho de no tener un lazo de control de corriente ocasiona que la potencia de salida del sincroconvertidor no pueda cambiar de forma rápida cuando existe un cortocircuito [18]. Por lo tanto, ante este tipo de fallas, el voltaje disminuye y al presentarse la misma potencia, se crean grandes corrientes, durante y en ocasiones después de la falla.

En microrredes dominadas por inversores, es necesario que estos cuenten con capacidad para manejar fallas y de permanecer conectados durante cierto tiempo después de algún cortocircuito según sea su objetivo [36]. Por lo tanto, cuando se incluye electrónica de potencia, se debe tener cuidado ya que la mayoría de los métodos para manejar fallas son incompatibles para el inversor con la función de sincroconvertidor, comparado con los inversores basados en fuentes de voltaje y corriente [30]. La diferencia entre un sincroconvertidor y los inversores controlados por corriente o voltaje es que, el primero, al emular inercia virtual, el voltaje a la salida no puede responder de forma rápida ante los cambios de corriente y por lo tanto el proceso de transición de un estado de falla a un estado estacionario podría dañar en gran forma al inversor [36]. En un sincroconvertidor, las corrientes de cortocircuito están relacionadas con el momento en el cual ocurre la falla y la duración de esta [45].

El comportamiento del sincroconvertidor ante corrientes de cortocircuito se puede analizar a partir de las ecuaciones 2-12, 2-13, 2-16, que rigen los principios básicos de este convertidor, asimismo, de su esquema de control mostrado en la Figura 2-4.

El lazo de control de frecuencia se deduce como:

$$\omega = \frac{1}{J_s}(T_m - T_e + D_p(\omega_r - \omega)) \quad (3-5)$$

Del lazo de control de voltaje:

$$M_f i_f = \frac{1}{K_s} (Q_r - Q + D_q (v_r - v_m)) \quad (3-6)$$

Por lo tanto, de lo anterior se obtiene:

$$\frac{dV}{dt} = \frac{M_f i_f}{J} (T_m - T_e + D_p (\omega_r - \omega)) + \frac{\dot{\theta}}{K} (Q_r - Q + D_q (v_r - v_m)) \quad (3-7)$$

Se puede apreciar que los cambios de voltaje no pueden ser infinitos y por lo tanto la salida de voltaje del sincroconvertidor no puede cambiar de forma abrupta [18], [36]. El hecho de que el voltaje a la salida del sincroconvertidor no pueda cambiar de forma rápida, implica altas corrientes en el inversor durante fallas de cortocircuito [36].

3.4.1. Cortocircuito simétrico en sincroconvertidores

Estrategias para el estudio de cortocircuito simétrico en redes que involucran sincroconvertidores como las que se muestra en [36], proponen un equivalente de Thévenin en las terminales del PCC de este inversor. El sincroconvertidor es representado como \dot{E}_{ms} , e impedancia L_s y R_s hasta el PCC. También se incluye la red principal, expresada como; \dot{E}_{mg} e impedancia L_g y R_g y la impedancia L_l y R_l hasta el punto de falla, como se muestra en la siguiente figura:

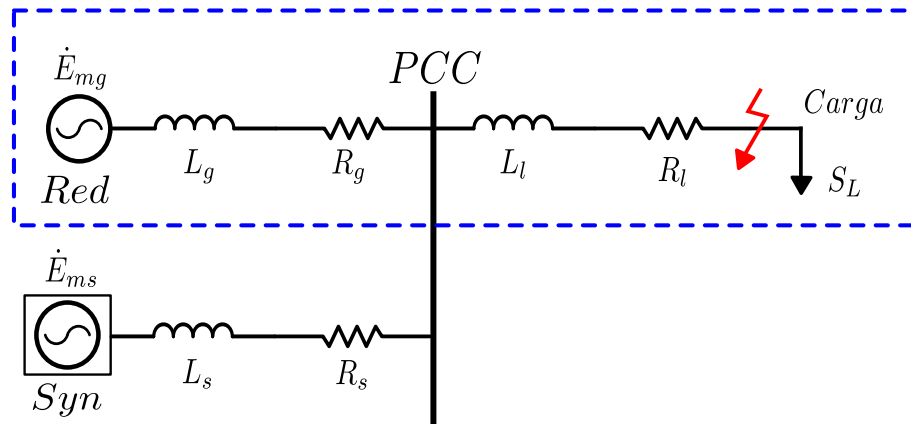


Figura 3-9 Equivalente para el estudio de cortocircuito simétrico en redes con sincroconvertidores [36].

Debido a que las corrientes que fluyen por el capacitor son pequeñas comparadas con aquellas que fluyen por la rama RL del filtro a la salida del sincroconvertidor,

la parte capacitiva de este filtro puede despreciarse para el estudio de cortocircuito [36], [18]. De tal forma que el modelo del equivalente de Thévenin en las terminales del PCC del sincroconvertidor contemplando la red y la impedancia hasta el punto se falla, está dado por la fuente \dot{E}_{eq} y la impedancia L_{eq} y R_{eq} [36].

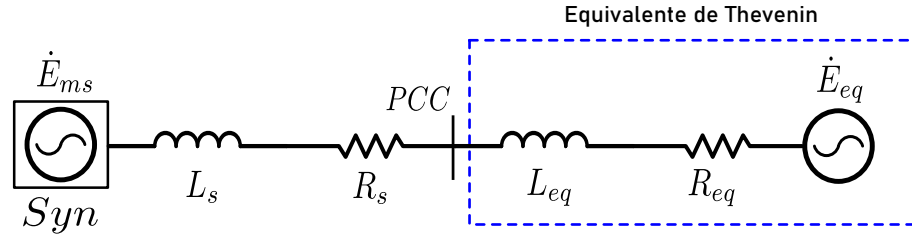


Figura 3-10 Equivalente de red en terminales del sincroconvertidor [36].

Cabe mencionar que el equivalente de Thévenin anterior se puede utilizar para representar situaciones antes y después de una falla [36]. Además en este modelo, el sincroconvertidor se puede representar como una fuente de voltaje constante debido a que el voltaje a la salida de este, permanece sin cambios durante algunos periodos después de una caída de tensión en la red [36].

En [36] se establece a partir del equivalente mostrado en 3-10, que una corriente de cortocircuito en un sincroconvertidor consta de dos componentes; una periódica también conocida como corriente de cortocircuito estable y otra que disminuye de forma exponencial, llamada componente de corriente directa (CD). La forma en la que decae la componente de corriente directa está asociada con el voltaje y la impedancia equivalente. La componente periódica o de corriente alterna (CA), además de depender de los mismos parámetros que la componente de CD, está en función del voltaje de salida del sincroconvertidor.

3.4.2. Cortocircuito asimétrico en sincroconvertidores

Estrategias para el estudio de cortocircuito asimétrico como la que se muestra en [18], está basada en un modelo similar al de la Figura 3-9, pero adicional a esto, los inversores con la función de sincroconvertidor se representan como una fuente de tensión controlada con una impedancia equivalente Z en serie que incluye a los parámetros L_s y R_s del filtro, como se muestra en la siguiente figura:

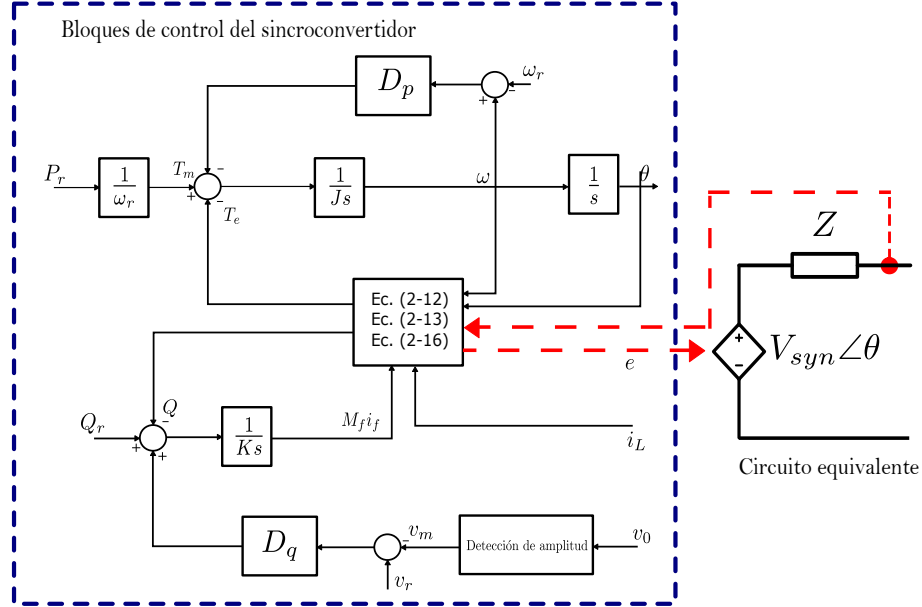


Figura 3-11 Equivalente del bloque de control para estudios de cortocircuito asimétrico [18].

Es posible representar al sincroconvertidor como una fuente de tensión controlada y una impedancia en serie ante fallas asimétricas, debido a que la impedancia de salida de este tipo de convertidores dada por los parámetros del filtro RL son iguales antes y después de un evento de cortocircuito. También, dado que este filtro es trifásico y simétrico, las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero del sincroconvertidor, son iguales e independientes entre sí [45], [18]. Además, a diferencia de la impedancia de generador síncrono real, el sincroconvertidor no experimenta los estados subtransitorios, transitorios y estable ante una falla de este tipo, lo que significa que la impedancia del inversor a la salida es constante [18]. Un sincroconvertidor solo inyecta corrientes de secuencia positiva y negativa durante un evento de cortocircuito al punto de falla [18]. Por lo tanto el voltaje a la salida del sincroconvertidor puede representarse como un voltaje de secuencia positiva [18].

Basado en el modelo de la Figura 3-9, un sincroconvertidor puede representarse en redes de secuencia positiva negativa y cero ante fallas asimétricas como se muestra en la figura siguiente:

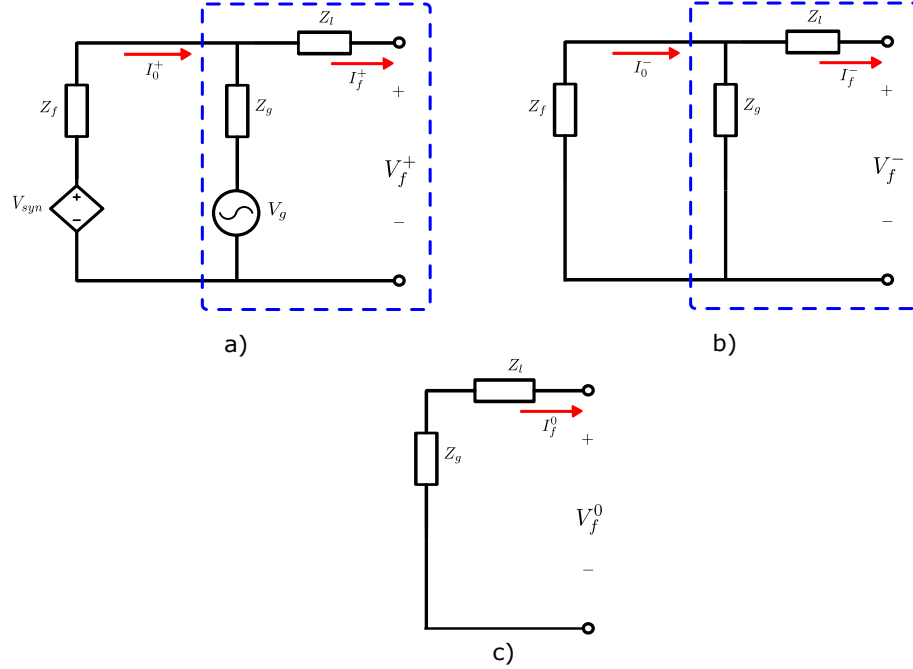


Figura 3-12 Redes de secuencia para estudio de cortocircuito asimétrico con sincroconvertidores: a) red de secuencia positiva, b) red de secuencia negativa, c) red de secuencia cero [36].

Ante un cortocircuito asimétrico en un sincroconvertidor, la red de secuencia positiva se puede representar por una fuente de tensión controlada V_{syn} y los parámetros del filtro RL expresados como Z_f , también se incluye el modelo de la red dado por la fuente de voltaje V_g con una impedancia en serie Z_g , y se contempla la impedancia al punto de falla Z_l [18]. La red de secuencia negativa incluye los mismos parámetros que en la red de secuencia positiva sin las fuentes de tensión. Por último, la red de secuencia cero únicamente engloba los parámetros de la red.

I_0^+ e I_0^- son las corrientes de secuencia positiva y negativa respectivamente a la salida del sincroconvertidor, mientras que I_f^+ , I_f^- e I_f^0 son las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero hasta el punto de falla [18].

Las metodologías para el estudio de cortocircuito tanto simétrico como asimétrico se encuentran en investigación, aún más complejo cuando existe más de un sincroconvertidor en la red y este interactúa con otros inversores con una ley de control diferente. Así, con la finalidad de mostrar el comportamiento del sincroconvertidor, el efecto de incluir inercia virtual a una microrred y la respuesta de estos ante perturbaciones como cortocircuito, se propone analizar los casos mencionados an-

teriormente y los cuales se muestran en la Figura 3-13.

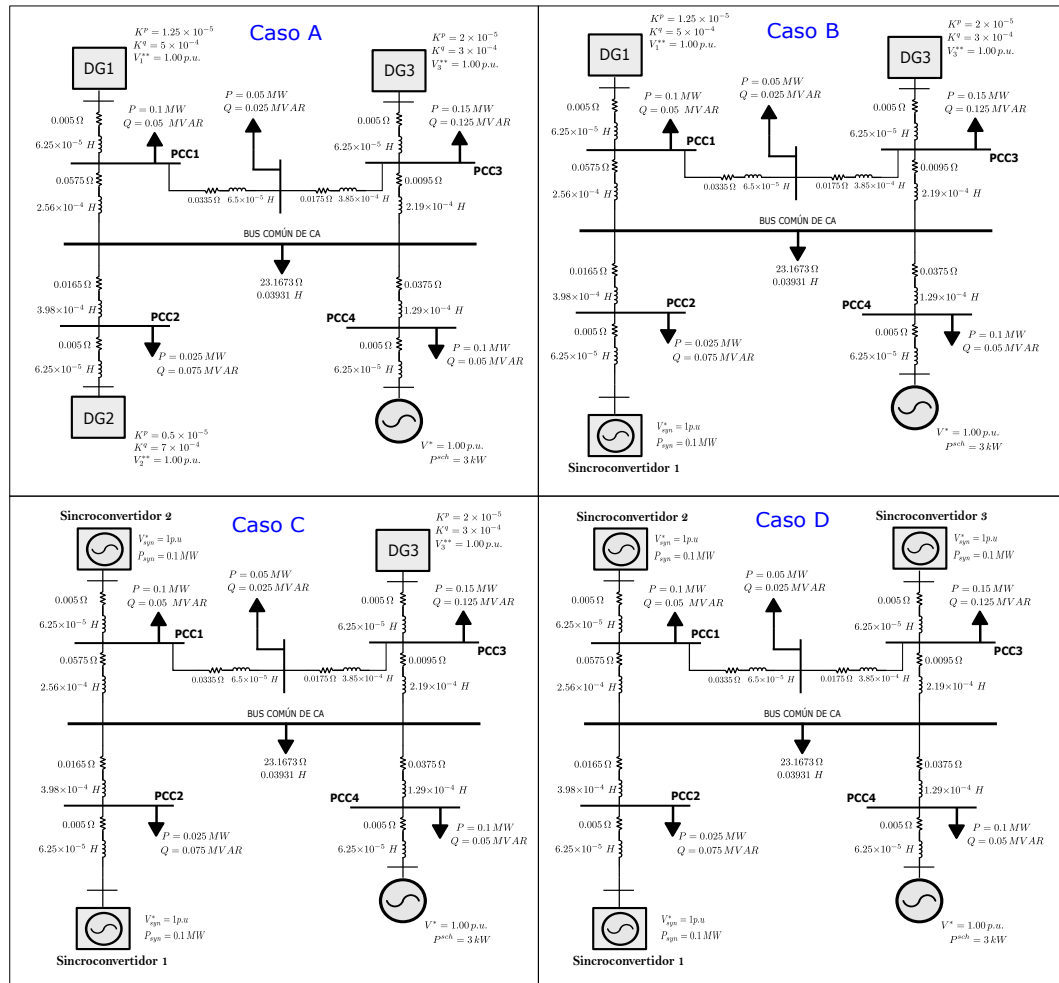


Figura 3-13 Casos de estudio propuestos.

De forma general, el Cuadro 3-3 resume la topología de cada uno de los casos que se analizarán en el presente documento. En el caso A por ejemplo, las unidades de generación DG1, DG2 Y DG3 son inversores convencionales. En el caso B, DG1 y DG3 son inversores convencionales, mientras que la unidad de generación DG2 es un sincroconvertidor. En C, DG1 y DG2 son sincroconvertidores y DG3 es un inversor convencional. Para el caso D, DG1, DG2 y DG3 son sincroconvertidores.

Cuadro 3-3 Análisis de la respuesta dinámica en casos de estudio propuestos.

| Análisis de la respuesta dinámica en casos de estudio | | | | | |
|--|-----|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Caso de estudio | | Caso A | Caso B | Caso C | Caso D |
| Unidad de generación | DG1 | IC | IC | SYN | SYN |
| | DG2 | IC | SYN | SYN | SYN |
| | DG3 | IC | IC | IC | SYN |
| Perturbación | | Cortocircuito | Cortocircuito | Cortocircuito | Cortocircuito |
| Análisis de la respuesta dinámica | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| IC- Inversor convencional SYN- Sincroconvertidor | | | | | |

Análisis de cortocircuito en microrredes con generadores síncronos virtuales

4.1. Introducción

En este capítulo se presenta una comparativa de la respuesta dinámica que tiene una microrred usando sincroconvertidores ante eventos de cortocircuito trifásico y monofásico en diferentes ubicaciones de esta. Con la finalidad de evaluar el impacto que tienen los controles de los inversores cuando se adiciona de forma progresiva la función de sincroconvertidor. Es decir, se analiza la respuesta dinámica que se tiene para los diferentes casos de estudio propuestos (Figura 3-2, Figura 3-6, Figura 3-7 y Figura 3-8) y se muestran los fenómenos transitorios de índices como: voltajes en el punto de falla, corrientes de falla, potencia activa y reactiva de salida de las unidades de generación, frecuencia de operación y error de estado estacionario ante diferentes tiempos de liberación de falla (1.66 ms , 9.16 ms , y 16.66 ms). Asimismo, lo anterior se analiza en escenarios donde la topología de la microrred se mantiene y cuando cambia al liberarse la zona de falla en dichos tiempos.

La construcción de los casos planteados y el proceso mencionado anteriormente se llevó a cabo en Matlab Simulink. Los parámetros de la microrred y de las cargas para las cuatro configuraciones (Caso A, B, C, y D) son los mismos. Los parámetros de control del modelo del inversor y del sincroconvertidor se detallan en los Cuadros 3-1 y 3-2 respectivamente.

4.2. Caso 1

Como primer caso, se seleccionó el que se muestra en la Figura 4-1. Se propuso una falla en un punto central de la microrred ya que representa una distancia eléctrica similar entre las unidades de generación para los cuatro modelos de estudio propuestos (cuando se tiene una microrred dominada por inversores, cuando se tiene un sincroconvertidor y dos inversores, dos sincroconvertidores y un inversor, y una microrred compuesta por sincroconvertidores).

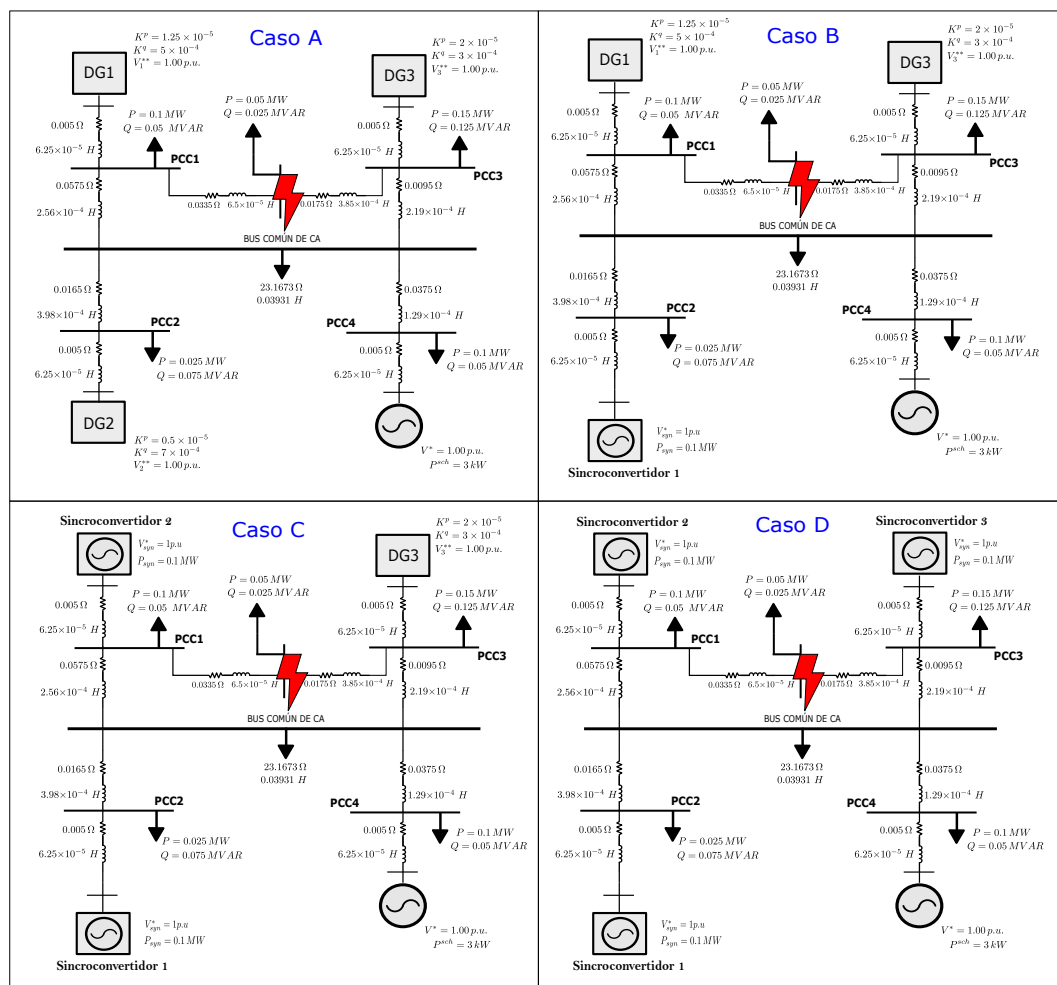


Figura 4-1 Caso de estudio 1 (cortocircuito en bus central).

El caso 1 incluye la simulación de un cortocircuito trifásico y monofásico en los diferentes tiempos de liberación de falla mencionados, tanto para la situación donde se libera la zona de falla (Figura 4-2), como cuando no es así.

De manera que, las simulaciones realizadas en el Caso 1 fueron las siguientes:

- Cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla (cortocircuito con una duración de 1.66 ms , 9.16 ms , y 16.66 ms , pero sin la desconexión del elemento en falla).
- Cortocircuito trifásico con liberación de zona de falla (cortocircuito con la desconexión de la líneas que interconectan al bus en falla en los tiempos de liberación propuestos).
- Cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla (cortocircuito con una duración de 1.66 ms , 9.16 ms , y 16.66 ms , pero sin la desconexión del elemento en falla).
- Cortocircuito monofásico con liberación de zona de falla (cortocircuito con la desconexión de la líneas que interconectan al bus en falla en los tiempos de liberación propuestos).

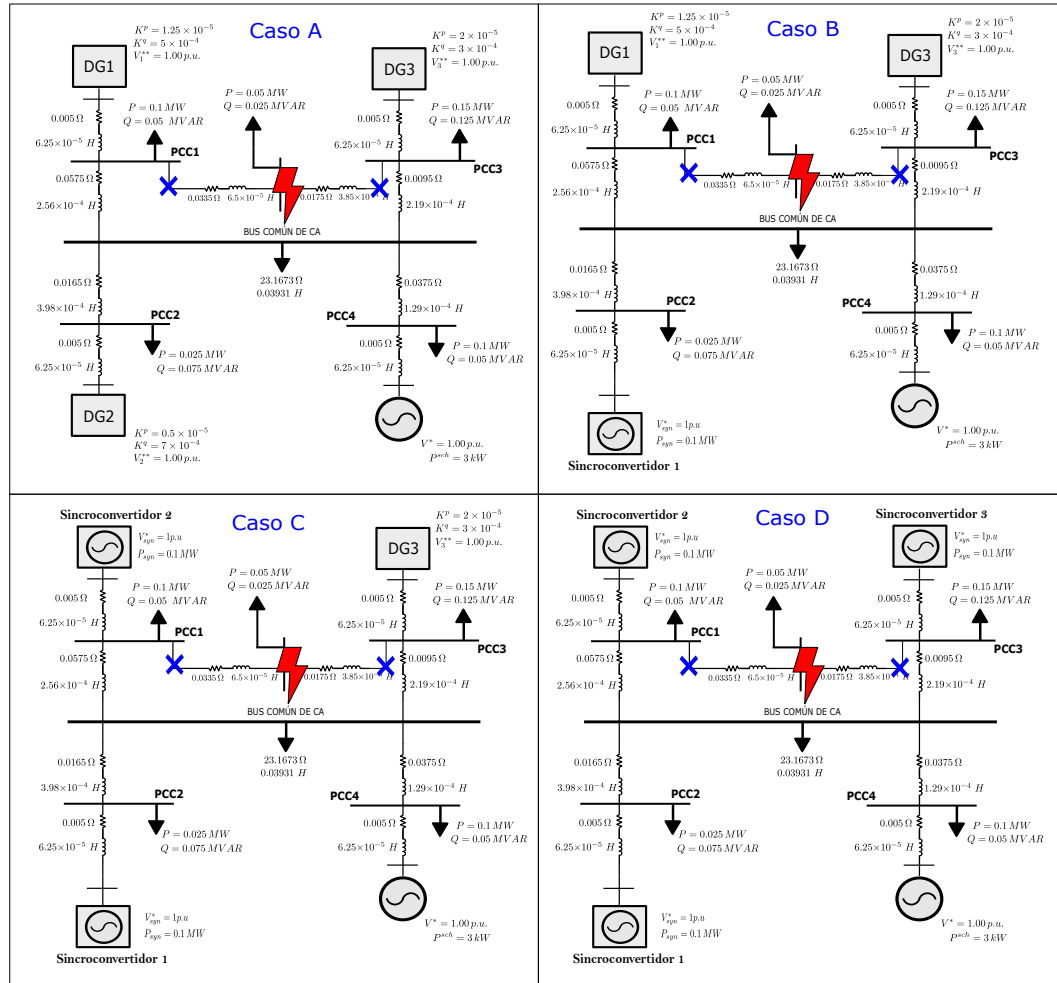


Figura 4-2 Caso de estudio 1 (cortocircuito en bus central con liberación de zona).

4.2.1. Cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla

Para el caso de la simulación de una falla trifásica sin cambio de topología de la microrred, se obtuvo que para los cuatro modelos planteados (caso A, B, C y D), el nivel de tensión en estado estacionario en el punto donde se simula la falla, es cercano a $1 p.u.$ Por lo que se puede mencionar que el desempeño de sincroconvertidor es adecuado tanto para la operación en conjunto con inversores convencionales como en una microrred compuesta solamente con sincroconvertidores.

Para los diferentes tiempos de liberación de falla ($1.66 ms$, $9.16 ms$, y $16.66 ms$), los voltajes promedio medidos fueron los siguientes:

Cuadro 4-1 Voltajes promedio medidos en el punto de falla ante cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla.

| Voltaje promedio (<i>p.u</i>) | | | |
|---|---------|---------|----------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 0.99315 | 0.99069 | 0.98762 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 0.99311 | 0.99062 | 0.98766 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 0.99035 | 0.98617 | 0.98209 |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | 0.99426 | 0.98919 | 0.98481 |

Cuando ocurre un cortocircuito trifásico, los voltajes en el punto de falla presentan la dinámica que se muestra en la Figura 4-3. Se observa que el sobre tiro de voltaje es mayor para el caso A y B. Y conforme se incluyen más unidades con la función de sincroconvertidor, dicho sobreimpulso disminuye, lo que se puede atribuir a que se está imitando el comportamiento de un generador síncrono y al aporte de inercia al sistema. Sin embargo, se puede observar que en sistemas con un mayor número de sincroconvertidores, la respuesta es más lenta al momento de recuperar el estado estacionario como lo haría un sistema dominado por máquinas síncronas.

Por otro lado, el error de estado estacionario (en función del voltaje rms, dado en % y para los tiempos de liberación de falla analizados) disminuye con el aumento de sincroconvertidores, como se muestra en el Cuadro 4-2. Lo que se puede adjudicar a la capacidad de inyectar energía debido a la emulación de inercia que ahora tienen los inversores cuando se añade la función de sincroconvertidor. Errores de estado estacionario negativos significan estar por debajo del voltaje promedio o de referencia, y positivos, por encima de este.

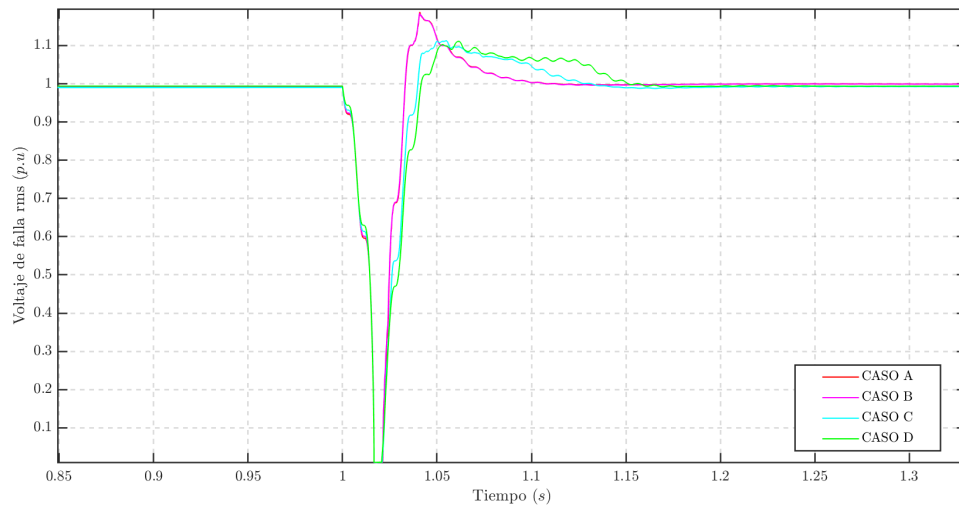


Figura 4-3 Voltaje rms en el nodo de falla ante cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla.

Cuadro 4-2 Error de estado estacionario ante cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla.

| Error de estado estacionario (%) | | | |
|---|------------------------|------------------------|------------------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | $-8,16 \times 10^{-2}$ | $-1,68 \times 10^{-1}$ | $-2,84 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | $-9,90 \times 10^{-2}$ | $-1,90 \times 10^{-1}$ | $-3,08 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | $-3,98 \times 10^{-2}$ | $-6,99 \times 10^{-2}$ | $-9,97 \times 10^{-2}$ |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | $-5,32 \times 10^{-8}$ | $-3,01 \times 10^{-8}$ | $2,55 \times 10^{-8}$ |

En el caso de un cortocircuito trifásico, las corrientes máximas alcanzadas en el punto de falla para los diferentes modelos, presentan la siguiente dinámica:

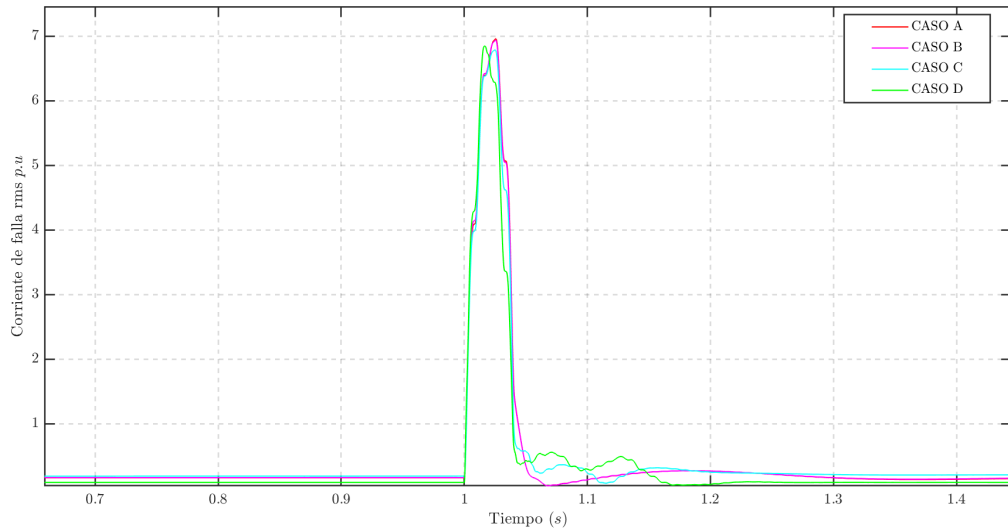


Figura 4-4 Corriente rms en el nodo de falla ante cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla.

Se pudo notar que las corrientes de cortocircuito son muy similares en magnitud para los cuatro modelos propuestos. Además, se observó que cuando se tiene una microrred dominada por sincroconvertidores, las corrientes de cortocircuito se alcanzan en un menor tiempo y existe un pequeño aporte de corriente de cortocircuito después de liberarse la falla. Lo que puede ser atribuido a que el sincroconvertidor no presenta un lazo interno de control de corriente.

Por otro lado, las oscilaciones de frecuencia medidas en el bus común de la microrred ante este tipo de perturbación y para los diferentes casos, presentaron el siguiente comportamiento:

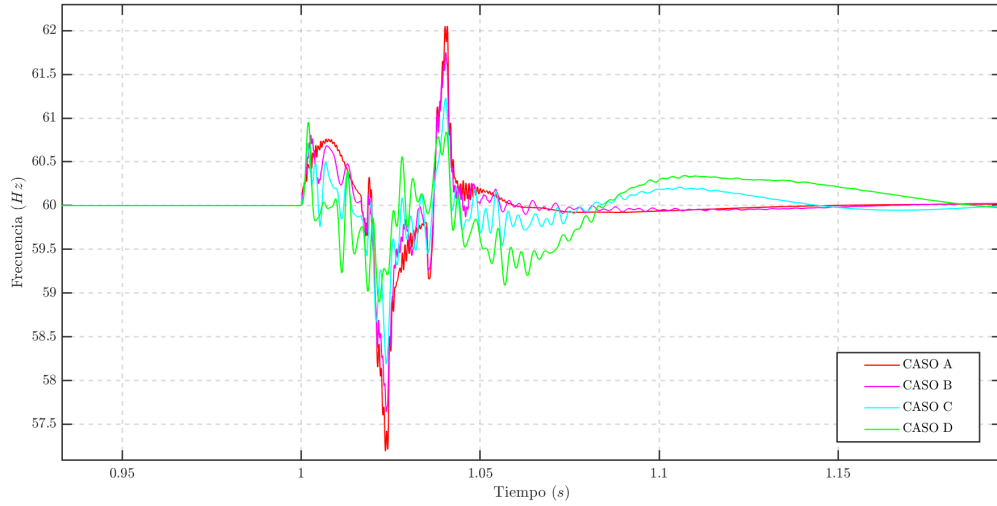


Figura 4-5 Oscilaciones de frecuencia ante cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla.

Se observó que las desviaciones de frecuencia son más pronunciadas para el caso donde únicamente se tienen los inversores convencionales y que conforme se incluían sincroconvertidores dichas desviaciones u oscilaciones disminuían. Demostrando menores desviaciones de frecuencia y por lo tanto se intuye un menor ROCOF para una microrred dominada por sincroconvertidores.

Este comportamiento mencionado anteriormente, se debe al aumento de inercia emulada por los sincroconvertidores y es notorio de la Ecuación 1-2 que al aumentar la inercia del sistema H , las variaciones de velocidad angular y por lo tanto de frecuencia, son menores.

En el Cuadro 4-3 se puede observar como en los diferentes tiempos de liberación de falla y aumentando unidades con la función de sincroconvertidor, las frecuencias máximas y mínimas alcanzadas durante el evento de cortocircuito, se alejan en menor medida de la frecuencia nominal de 60 Hz .

Cuadro 4-3 Desviaciones de frecuencia ante cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla.

| Frecuencia de operación (Hz) | | | | | | |
|----------------------------------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|
| Tiempo de falla | 1.66 ms | | 9.16 ms | | 16.66 ms | |
| Frecuencia | Max | Min | Max | Min | Max | Min |
| Modelo | | | | | | |
| Caso A | 61.8860 | 58.0251 | 61.9797 | 58.0599 | 62.0519 | 57.1966 |
| Caso B | 61.6470 | 58.1727 | 61.6558 | 58.3759 | 61.7516 | 57.6416 |
| Caso C | 61.6117 | 57.8894 | 61.4114 | 58.4152 | 61.2294 | 58.1886 |
| Caso D | 61.8095 | 58.0510 | 61.3938 | 58.2203 | 60.9524 | 58.8955 |

Por otro lado y con la finalidad de visualizar el desempeño dinámico de las unidades de generación conforme aumentaba el número de inversores con la función de sincroconvertidor en la microrred, se seleccionó el PCC2.

El comportamiento dinámico del voltaje en valores rms, fue el que se muestra en la Figura 4-6.

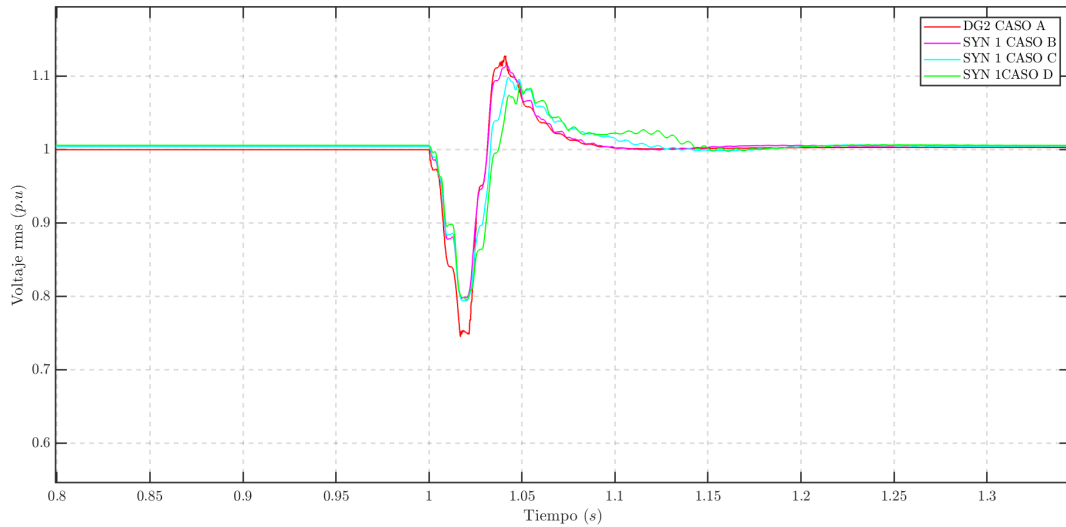


Figura 4-6 Voltaje rms en el PCC2 ante cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla.

Se puede apreciar que tanto los sobretiros como las caídas de voltaje en el momento de la falla, son menores cuando se incrementa el número de sincroconvertidores en la microrred. Esto debido, a que ahora se tiene un aporte de energía dado por

la inercia virtual, aunado a que existe una ganancia de excitación K que ayuda a modificar los niveles de tensión del sincroconvertidor. De igual forma, seleccionando la unidad de generación que se encuentra en el PCC2, el comportamiento dinámico que tiene tanto la potencia activa como reactiva a la salida de esta, se muestra en las Figuras 4-7 y 4-8.

Se observa en 4-7 que la potencia activa entregada por dicha unidad ubicada en el PCC2, varía cuando se tiene el inversor convencional y uno con la función de sincroconvertidor, esto debido a que la ley de control que se tiene para los dos modelos es completamente diferente. Mientras que el modelo del inversor está basado en un control Dropp, en el sincroconvertidor se establece una potencia de referencia.

Se puede apreciar en el caso A, que cuando se tiene el modelo del inversor conectado al PCC2, la potencia a la salida de este es menor y por lo tanto las oscilaciones de potencia también lo son. Para el caso B, C y D, la potencia activa de salida es medida ahora en el sincroconvertidor, y se puede notar que conforme se van incluyendo sincroconvertidores a la microrred, las oscilaciones de potencia disminuyen, alcanzando desviaciones cada vez menores respecto a la potencia activa de referencia establecida.

Este comportamiento descrito, se puede apreciar en la Figura 4-8 para el caso de la potencia reactiva medida también a la salida la unidad de generación ubicada en el PCC2.

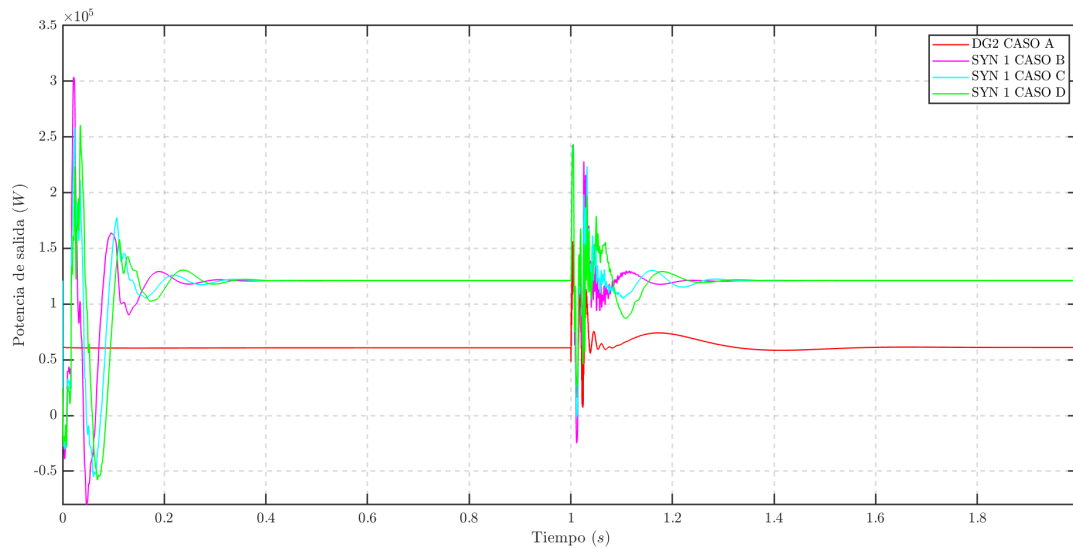


Figura 4-7 Potencia activa de salida en el PCC2 ante cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla.

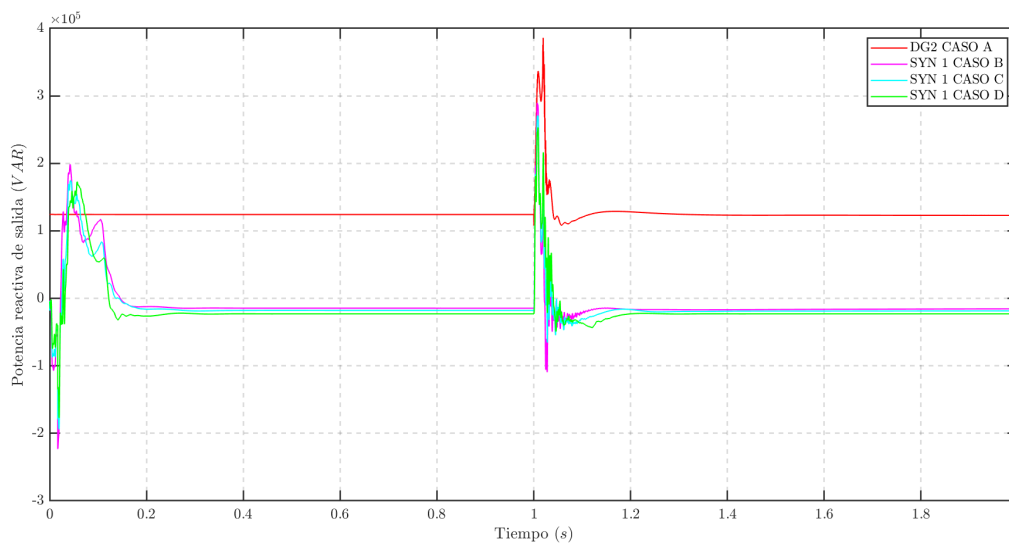


Figura 4-8 Potencia reactiva de salida en PCC2 ante cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla.

4.2.2. Cortocircuito trifásico con liberación de zona de falla

De la misma manera, para el caso de una falla trifásica y la cual es liberada por medio de la desconexión del elemento en falla en los lapsos propuestos (1.66 ms,

9.16 ms, y 16.66 ms). La dinámica del voltaje de la unidad de generación conectada al PCC2 es similar al caso donde la topología de la microrred no cambia, como se muestra a continuación:

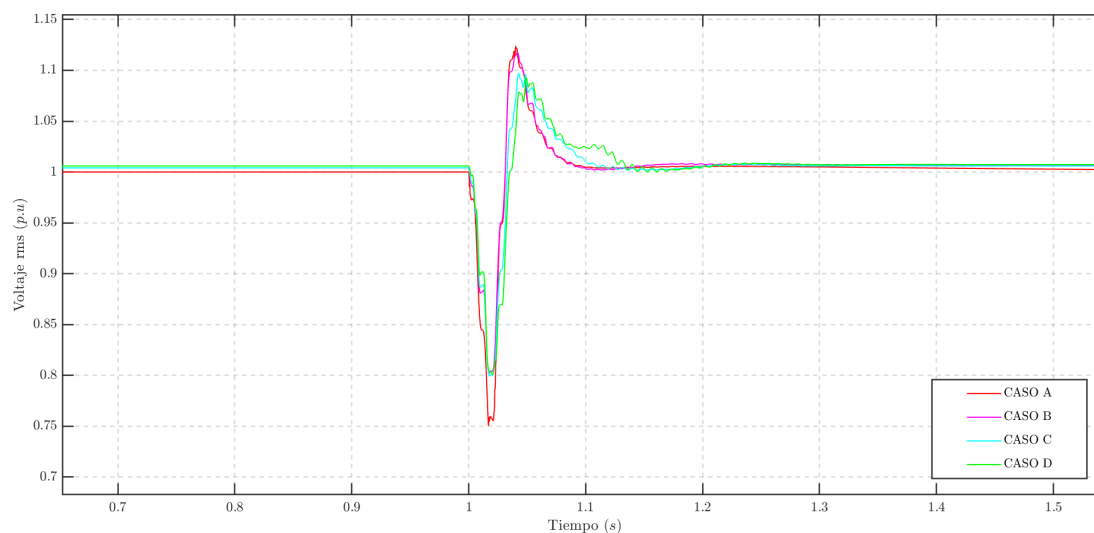


Figura 4-9 Voltaje rms en PCC2 ante cortocircuito trifásico con liberación de zona de falla..

Para la frecuencia de operación, se puede observar en la Figura 4-10 que el comportamiento dinámico es similar al caso donde no cambia la topología de la microrred. Es decir, las desviaciones de frecuencia son menores conforme se incluyen inversores con la función de sincroconvertidor.

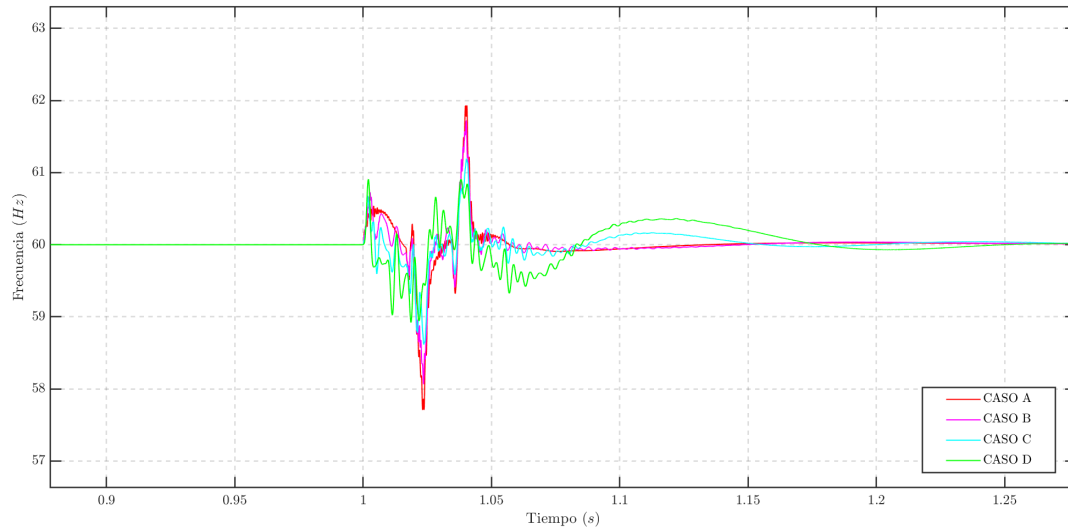


Figura 4-10 Oscilaciones de frecuencia ante cortocircuito trifásico con liberación de zona de falla.

Además dichas desviaciones de frecuencia se alejan en menor proporción de la frecuencia nominal, comparado con el caso donde la falla no es liberada, como se muestra en el Cuadro 4-4.

Cuadro 4-4 Desviaciones de frecuencia ante cortocircuito trifásico con liberación de zona de falla.

| Frecuencia de operación (Hz) | | | | | | |
|----------------------------------|-----------|---------|-----------|---------|------------|---------|
| Tiempo de falla | 1.66 ms | | 9.16 ms | | 16.66 ms | |
| Frecuencia | Max | Min | Max | Min | Max | Min |
| Modelo | | | | | | |
| Caso A | 61.7321 | 58.2363 | 61.7587 | 58.3407 | 61.9319 | 57.7094 |
| Caso B | 61.5771 | 58.4301 | 61.6936 | 58.3888 | 61.7199 | 58.0655 |
| Caso C | 61.6328 | 58.3338 | 61.4696 | 58.5443 | 61.1950 | 58.6183 |
| Caso D | 61.6777 | 58.2952 | 61.2575 | 58.5769 | 60.9086 | 58.9213 |

Asimismo, el comportamiento dinámico que tiene la corriente de falla es similar al analizado en 4.2.1. Con la diferencia que para este caso, al liberarse la zona de falla no hay aporte de corriente y por lo tanto esta llega a cero.

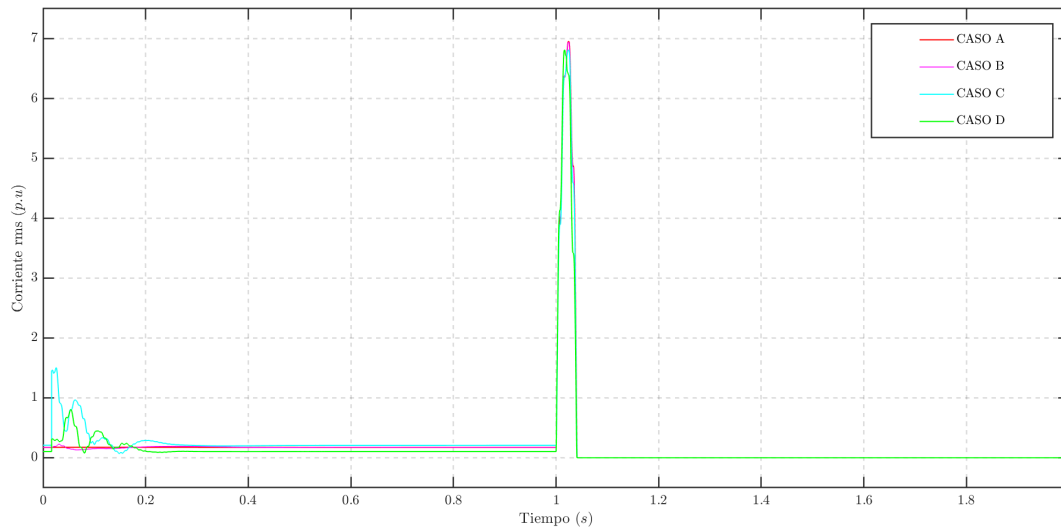


Figura 4-11 Corriente rms en el nodo de falla ante cortocircuito trifásico con liberación de zona de falla.

4.2.3. Cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla

Para una falla asimétrica, es decir, un cortocircuito monofásico, se obtuvo el comportamiento dinámico siguiente:

En el caso del voltaje rms medido en el punto y momento de la falla, se puede apreciar que ante el aumento de sincroconvertidores, la caída de voltaje y el sobreimpulso son relativamente mayores, como se observa en la Figura 4-12, lo que puede atribuir al aumento de la corriente de cortocircuito.

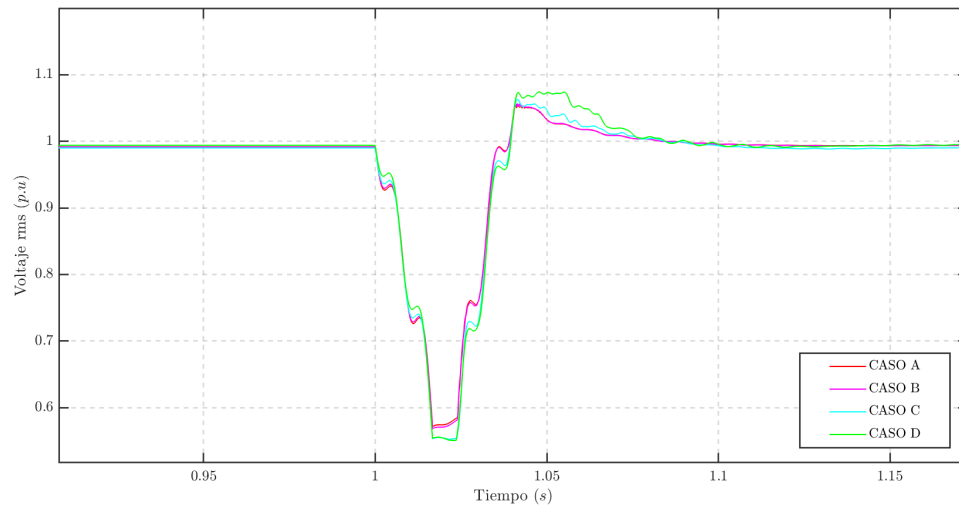


Figura 4-12 Voltaje rms en el nodo de falla ante cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla.

Además se puede analizar en el Cuadro 4-5, que para los diferentes tiempos de falla simulados, este comportamiento mencionado ocurre cuando la falla tiene una mayor duración (9.16 ms y 16.66 ms).

Cuadro 4-5 Voltaje rms mínimo en el punto de falla ante cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla.

| Voltaje rms mínimo ($p.u$) | | | |
|---|---------|---------|----------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 0.8621 | 0.6406 | 0.5715 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 0.8634 | 0.6401 | 0.5682 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 0.8529 | 0.6102 | 0.5526 |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | 0.8633 | 0.6167 | 0.5507 |

Sin embargo, se puede notar en el Cuadro 4-6, que el desempeño que tienen los sincroconvertidores al momento de tratar de recuperar el estado estacionario después

de la perturbación, es similar al que se tiene cuando ocurre una falla simétrica, ya que el error de estado estacionario decrece conforme se introducen sincroconvertidores en la microrred.

Cuadro 4-6 Error de estado estacionario ante cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla.

| Error de estado estacionario (%) | | | |
|---|------------------------|------------------------|------------------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | $-3,17 \times 10^{-2}$ | $-6,33 \times 10^{-2}$ | $-9,56 \times 10^{-2}$ |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | $-4,68 \times 10^{-2}$ | $-8,03 \times 10^{-2}$ | $-1,14 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | $-2,43 \times 10^{-2}$ | $-3,47 \times 10^{-2}$ | $-4,53 \times 10^{-2}$ |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | $-5,72 \times 10^{-8}$ | $8,66 \times 10^{-8}$ | $-2,62 \times 10^{-8}$ |

Por otro lado, la respuesta dinámica que tiene la corriente de falla fue la que se presenta en la Figura 4-13. Se puede apreciar que la corriente rms de cortocircuito para el caso de una microrred dominada por sincroconvertidores, es mucho mayor que en los casos donde solo se tienen inversores convencionales y/o la combinación de estos dos modelos. El aumento de la corriente de cortocircuito se puede adjudicar a que; al tener sincroconvertidores se está tratando de imitar el comportamiento de un generador síncrono donde se tiene energía almacenada. Además los parámetros RL del filtro a la salida de los sincroconvertidores son de menor magnitud comparados con los parámetros de los inversores convencionales utilizados.

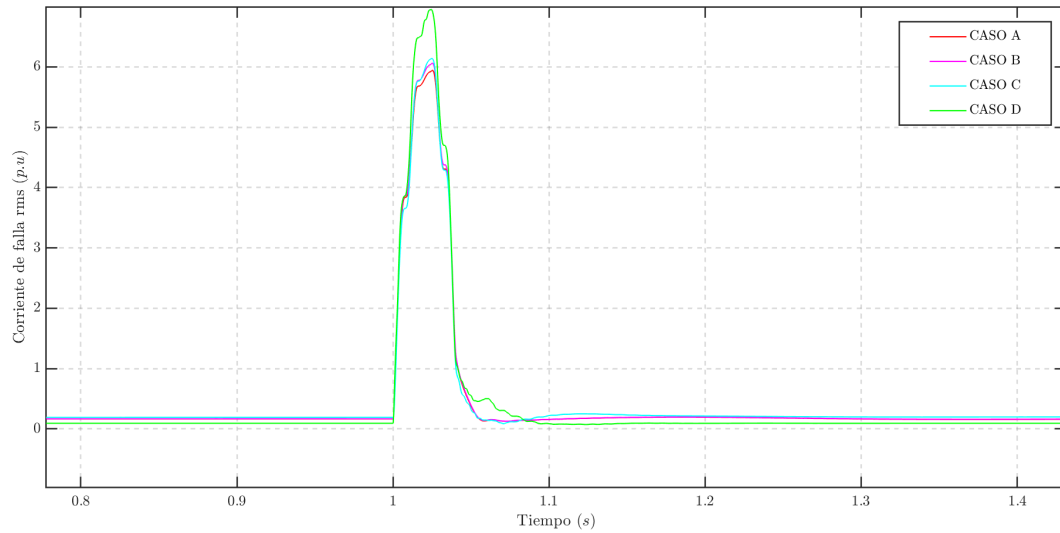


Figura 4-13 Corriente rms en el nodo de falla ante cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla.

El comportamiento dinámico que tiene la frecuencia de operación cuando ocurre una falla monofásica es similar al analizado en el caso de la falla trifásica, ya que este comportamiento está ligado con la emulación e incremento de inercia virtual en la microrred, por lo que se puede observar que con el aumento de unidades con la función de sincroconvertidor, las desviaciones de frecuencia disminuyen y las oscilaciones son más lentas. Sin embargo, es notorio en el Cuadro 4-7, que la mejora es en menor proporción que para el caso de un evento simétrico.

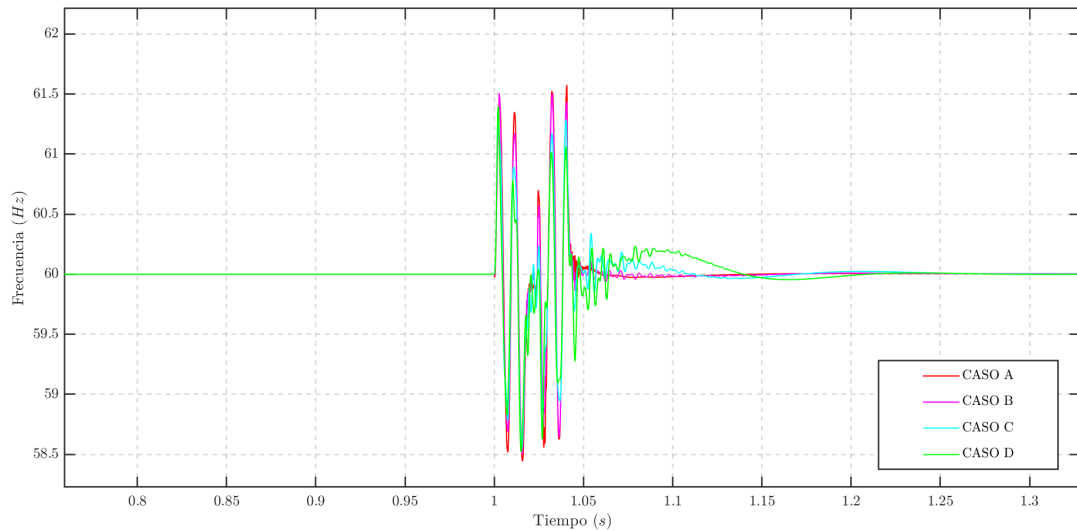


Figura 4-14 Oscilaciones de frecuencia ante cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla.

Cuadro 4-7 Desviaciones de frecuencia ante cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla.

| Frecuencia de operación (Hz) | | | | | | |
|------------------------------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|
| Tiempo de falla | 1.66 ms | | 9.16 ms | | 16.66 ms | |
| Frecuencia | Max | Min | Max | Min | Max | Min |
| Modelo | | | | | | |
| Caso A | 61.4814 | 58.4622 | 61.5362 | 58.3878 | 61.5743 | 58.4426 |
| Caso B | 61.5041 | 58.5010 | 61.5041 | 58.4967 | 61.5041 | 58.5023 |
| Caso C | 61.2700 | 58.8270 | 61.4081 | 58.5556 | 61.2829 | 58.5526 |
| Caso D | 61.3992 | 58.7414 | 61.3992 | 58.2870 | 61.3992 | 58.5180 |

También se puede apreciar que a salida de la unidad de generación ubicada en el PCC2, el comportamiento dinámico del voltaje en este nodo, es similar al que se observó en el caso de la falla trifásica. Pues conforme se incluyen sincroconvertidores, la caída de tensión es menor (Figura 4-15).

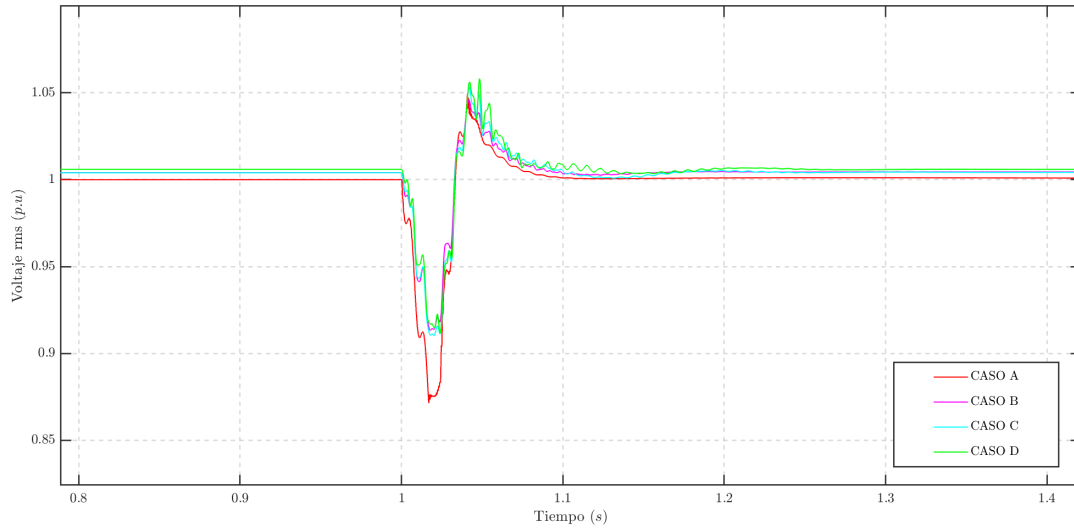


Figura 4-15 Voltaje rms en PCC2 ante cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla.

La respuesta dinámica que sigue la potencia activa a la salida de la unidad de generación ubicada en PCC2, es similar al que fue analizado para el caso de una falla simétrica. Pues como se mencionó, la potencia activa está relacionada con la inercia virtual emulada y conforme aumenta, las oscilaciones de potencia disminuyen y son mas lentas, como se aprecia en la Figura 4-16.

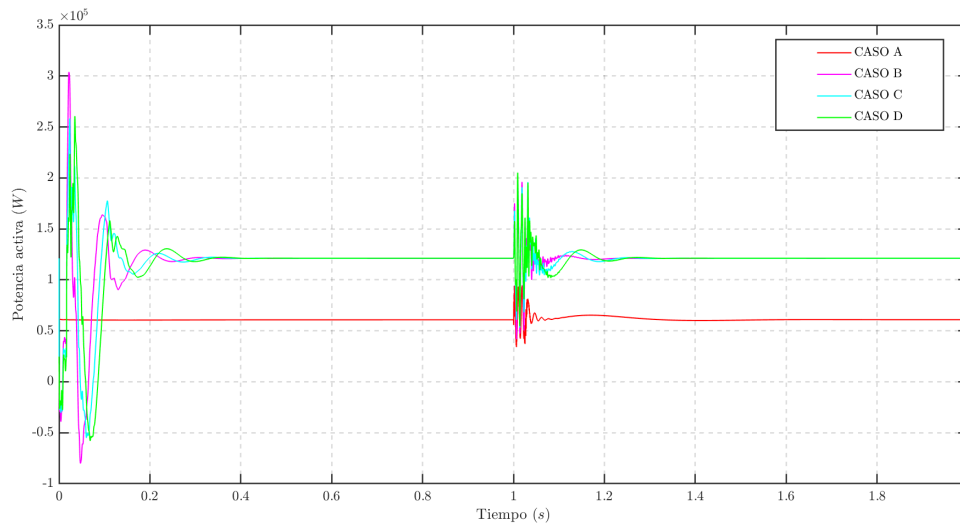


Figura 4-16 Potencia activa de la unidad de generación en PCC2 ante cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla.

4.2.4. Cortocircuito monofásico con liberación de zona de falla

Se puede apreciar en la Figura 4-17 y 4-18 que para los cuatro casos (A, B, C y D), se llega al mismo nivel de tensión después de que ocurre el cortocircuito y la fase en falla es liberada. Asimismo, bajo esta misma condición, la corriente de falla cae a cero. Lo que refleja que no se cuenta con las condiciones adecuadas en la microrred para que el sistema opere de forma normal ante la pérdida de una fase.

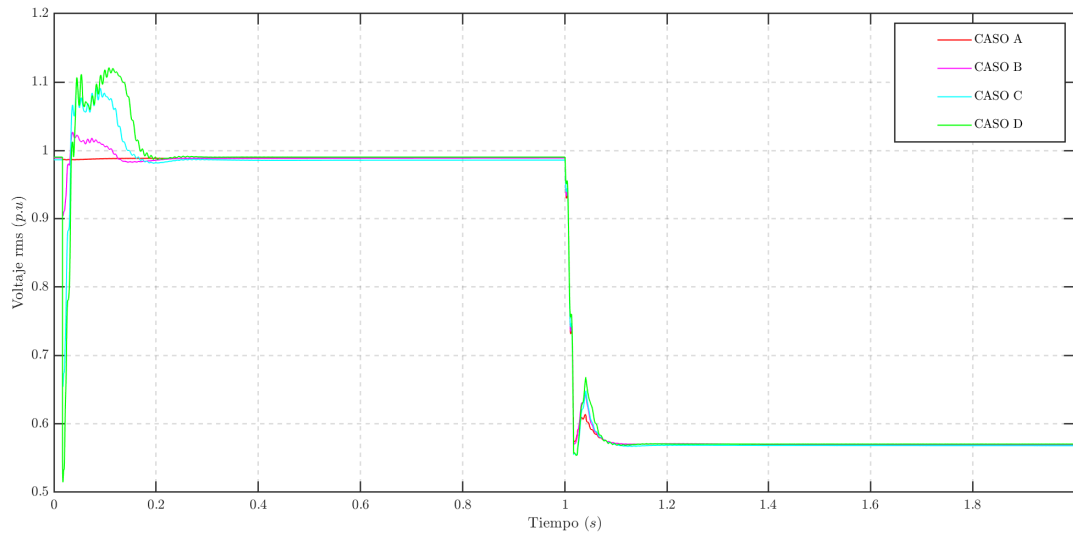


Figura 4-17 Voltaje rms en el nodo de falla ante cortocircuito monofásico con liberación de zona de falla.

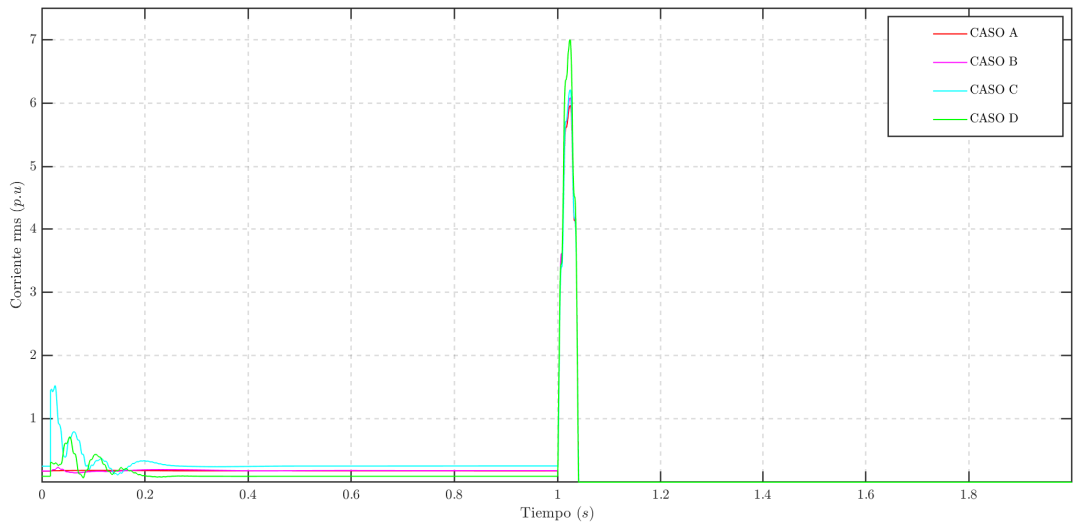


Figura 4-18 Corriente rms en el nodo de falla ante cortocircuito monofásico con liberación de zona de falla.

4.3. Caso 2

Para el segundo caso se retomaron los modelos A, B, C y D, como se observa en la Figura 4-19 y se propuso una falla cercana a las terminales de un inversor

y/o sincroconvertidor con la finalidad de analizar el desempeño que estos tienen ante condiciones de cortocircuito cercanos eléctricamente. Se seleccionó el PCC2, debido que en este bus se lleva a cabo el primer cambio de un inversor por un sincroconvertidor en los casos propuestos (A, B, C y D). Por lo tanto, en el PCC2 se puede analizar el comportamiento dinámico del sincroconvertidor y el impacto que se tiene en la microrred conforme aumentan los inversores con esta función y disminuye el número de inversores convencionales. De igual modo que en el caso 1, se llevó a cabo la simulación de una falla trifásica y monofásica sin desconexión de la zona de falla y cuando se lleva a cabo dicha desconexión.

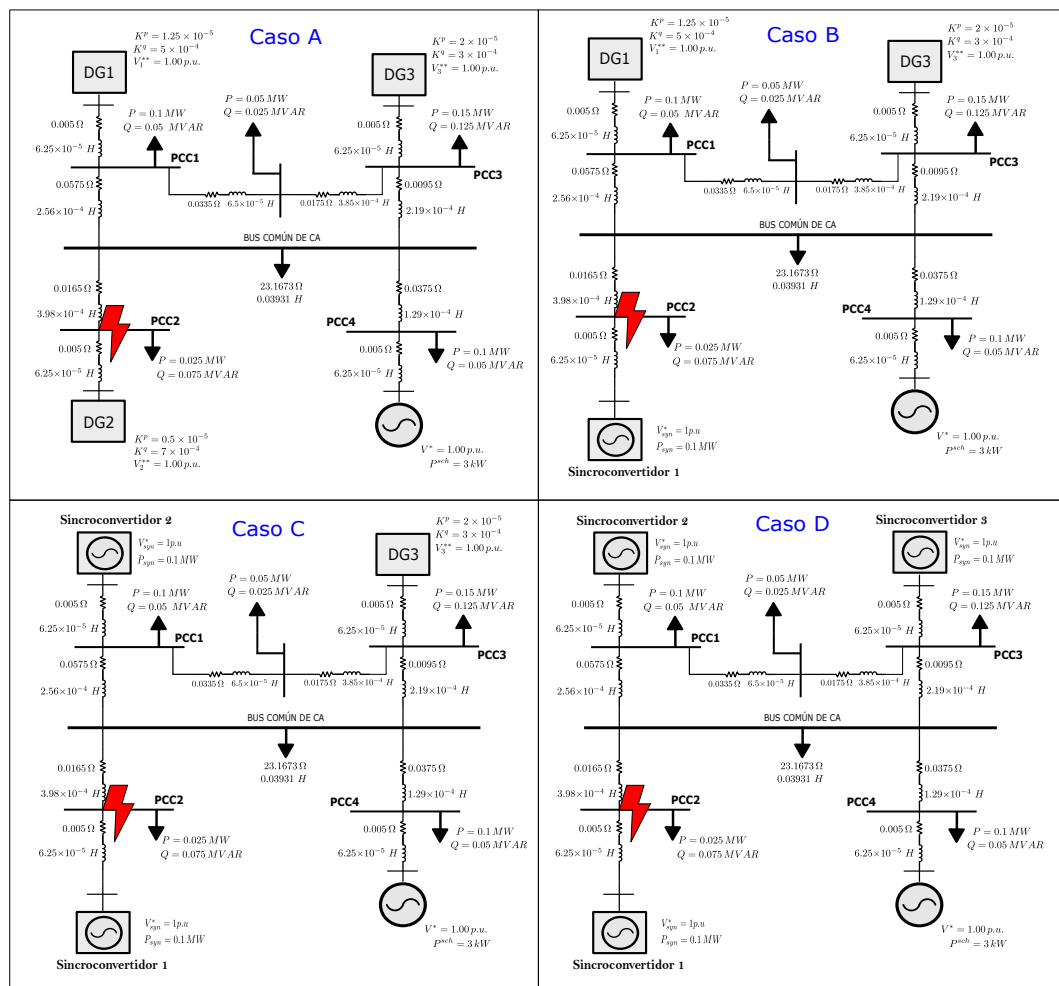


Figura 4-19 Caso de estudio 2 (cortocircuito en PCC2).

La Figura 4-20 presenta los casos de estudio cuando dichas fallas son liberadas.

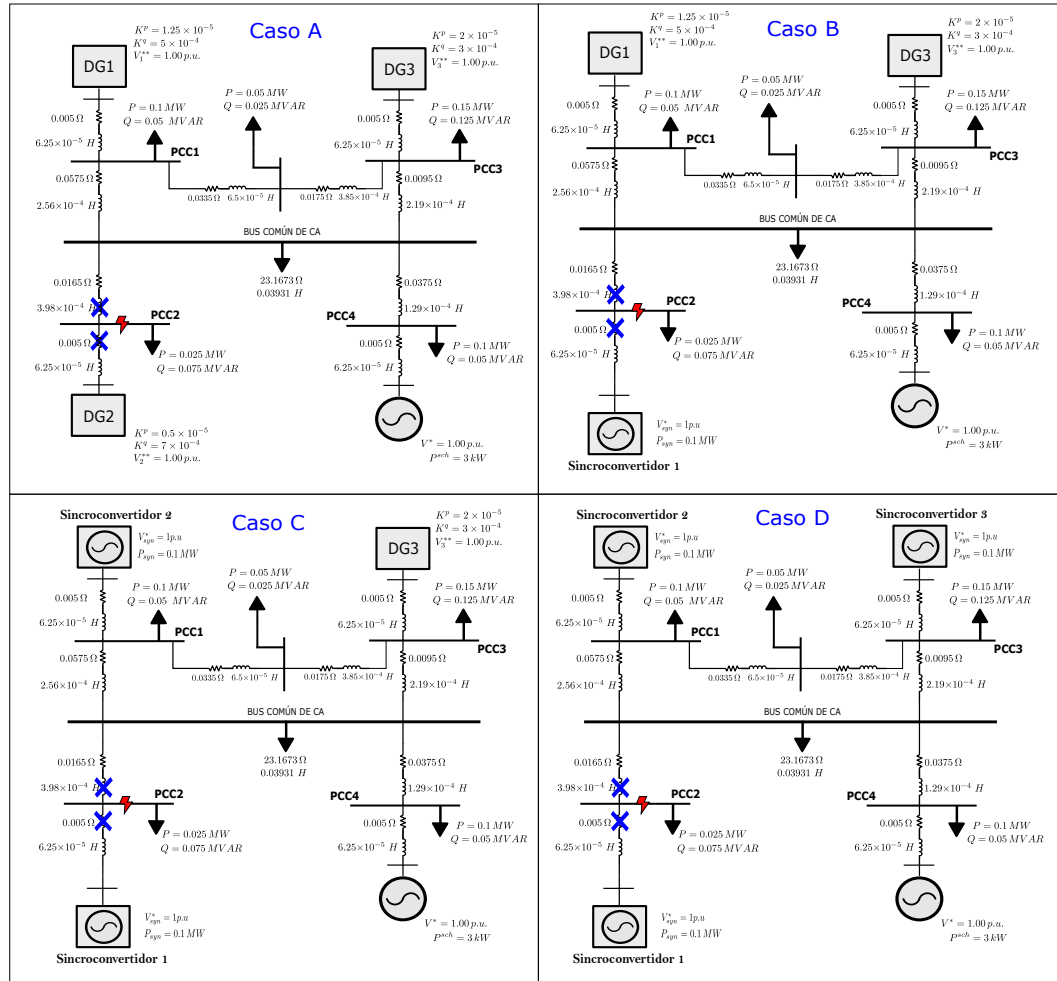


Figura 4-20 Caso de estudio 2 (cortocircuito en PCC2 con liberación de zona de falla).

De tal forma que las simulaciones realizadas para el Caso 2, fueron las siguientes:

- Cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla (cortocircuito con una duración de 1.66 ms, 9.16 ms, y 16.66 ms, pero sin la desconexión del elemento en falla).
- Cortocircuito trifásico con liberación de zona de falla (cortocircuito con la desconexión del PCC2 de la microrred en los tiempos de liberación propuestos).
- Cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla (cortocircuito con una duración de 1.66 ms, 9.16 ms, y 16.66 ms, pero sin la desconexión del elemento en falla).

- Cortocircuito monofásico con liberación de zona de falla (cortocircuito con la desconexión del PCC2 de la microrred en los tiempos de liberación propuestos).

4.3.1. Cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla

Se pudo observar que la caída de tensión es cero para todos los modelos propuestos (A, B, C y D), puesto que la falla es cercana a las terminales tanto del inversor o del sincroconvertidor ubicado en PCC2. Sin embargo, se vio que la dinámica que se presenta es similar a la que se tenía para el caso 4.2.1, pues con la inclusión de los inversores con la función de sincroconvertidor, el sobretiro disminuye y la respuesta es más lenta comparada con el caso donde solo se tienen inversores con una ley de control tradicional. Lo que se puede atribuir a la presencia de inercia virtual y a que los sincroconvertidores imitan el comportamiento de una máquina síncrona, como se mencionó anteriormente.

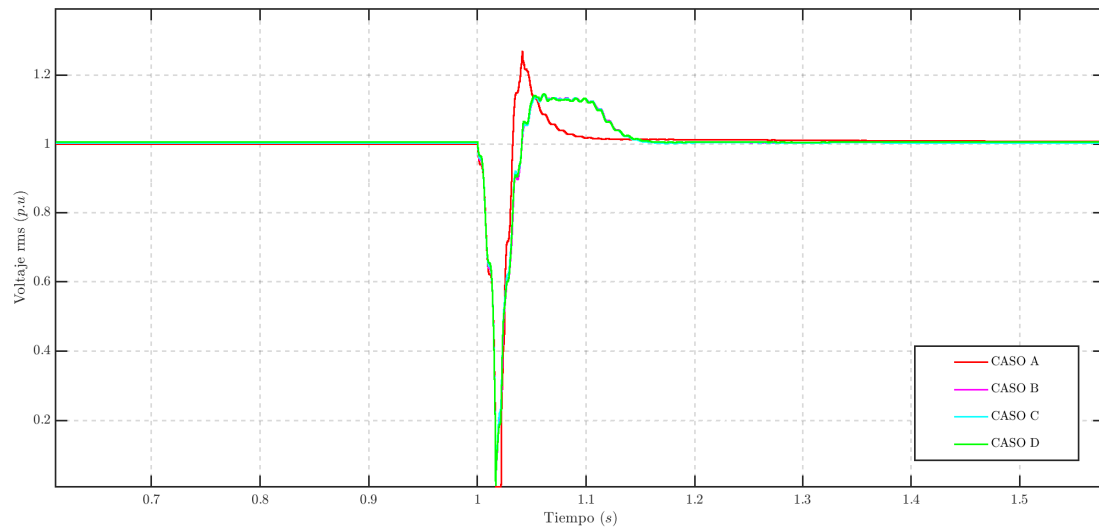


Figura 4-21 Voltaje rms de falla en PCC2 ante cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla.

En el Cuadro 4-8 se puede notar que para los tiempos de liberación de falla de 9.16 ms y 16.66 ms , el sobretiro es menor cuando se tiene un sincroconvertidor en el PCC2 comparado cuando se tiene un inversor. Sin embargo, no hay una mejoría gradual conforme se incluyen sincroconvertidores en la microrred, debido a que la falla simulada es cercana a las terminales de uno de estos. También se observa que en una falla con una duración menor (para este ejemplo 1.66 ms) no hay una

mejora notoria, lo que se podría atribuir a que el inversor presenta una respuesta más rápida comparada con la de un sincroconvertidor.

Cuadro 4-8 Voltaje rms máximo alcanzado en el punto de falla (PCC2) ante cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla.

| Voltaje rms máximo (<i>p.u</i>) | | | |
|---|---------|---------|----------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 1.1083 | 1.2097 | 1.2705 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 1.1439 | 1.1389 | 1.1419 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 1.1297 | 1.1389 | 1.1420 |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | 1.1117 | 1.1435 | 1.1446 |

Del comportamiento dinámico que tiene la corriente rms en el punto de falla (Figura 4-22) se aprecia que para este caso, la corriente en estado estacionario en el PCC2 es mayor cuando se tiene conectado un sincroconvertidor que un inversor tradicional, debido a que la ley de control que se tiene en estos dos modelos es diferente y por lo tanto la salida de potencia no es la misma.

Se puede notar que para los modelos B, C y D, es decir, donde se tiene ahora un sincroconvertidor conectado al PCC2, la corriente de cortocircuito máxima se alcanza de forma más rápida que en el caso donde se tiene conectado un inversor convencional. Pues como se mencionó, el sincroconvertidor no tiene un lazo interno de control de corriente. Asimismo, se observa que hay un pequeño aporte de corriente de cortocircuito después de ocurrida la falla cuando se tienen sincroconvertidores.

También en la Figura 4-22 se encontró que la corriente de falla creció 5.93 veces para el caso de una microrred dominada por inversores, mientras que en los casos donde se incluyen sincroconvertidores fue de 5.53 veces.

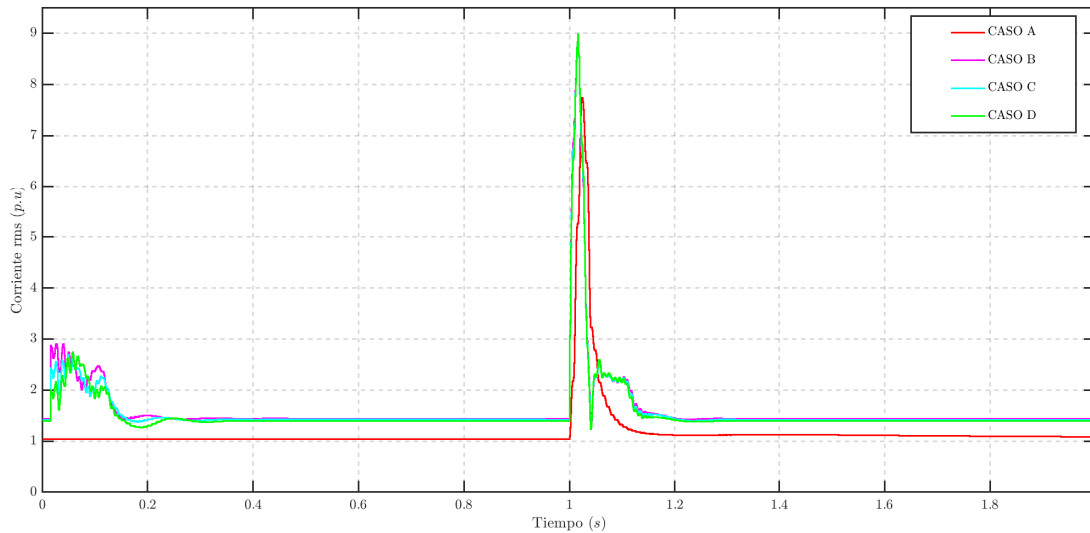


Figura 4-22 Corriente rms de falla en PCC2 ante cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla.

Para el caso de la frecuencia de operación, la dinámica que se presentó al momento de la falla simulada fue como se aprecia en la Figura 4-23. Es importante mencionar que la frecuencia de operación es medida en el nodo común de la microrred.

Del comportamiento dinámico de la frecuencia, se pudo deducir que una falla cercana a un inversor con una ley de control tradicional, genera mayores desviaciones de frecuencia (Figura 4-23 y Cuadro 4-9) y por lo tanto repercute en mayor medida en la estabilidad del sistema. También se aprecia que al igual que en los casos anteriores, conforme aumenta el número de sincroconvertidores, las desviaciones mencionadas son menores y las oscilaciones más lentas, pues como se mencionó, existe un aumento progresivo de inercia virtual en el sistema.

Por lo anterior, se puede mencionar que ante fallas simétricas cercanas a las unidades de generación, la microrred tiene un mejor desempeño cuando dicha unidad es un inversor que contiene la función de sincroconvertidor.

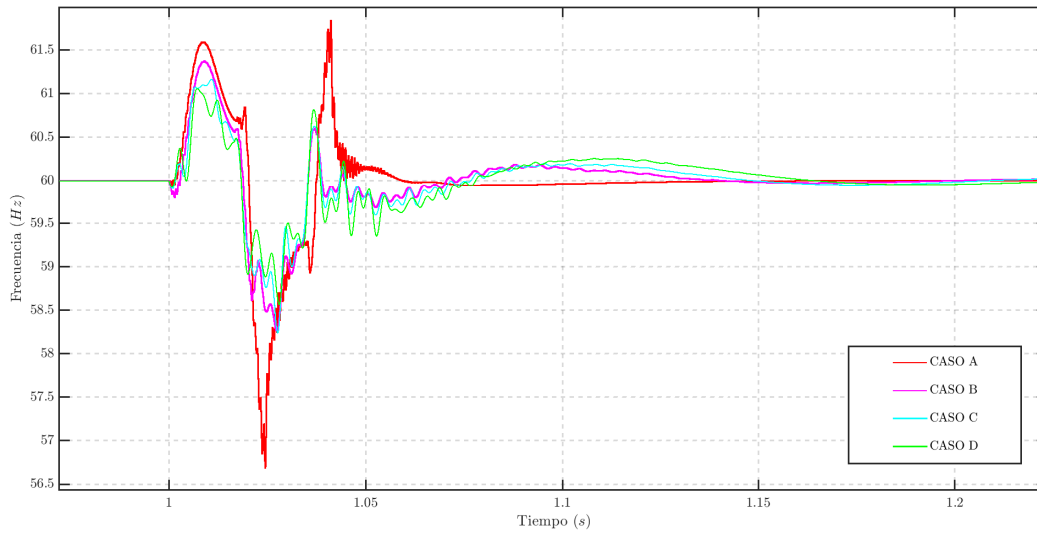


Figura 4-23 Oscilaciones de frecuencia por falla en PCC2 ante cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla.

Cuadro 4-9 Desviaciones de frecuencia por falla en PCC2 ante cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla.

| Frecuencia de operación (Hz) | | | | | | |
|------------------------------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|
| Tiempo de falla | 1.66 ms | | 9.16 ms | | 16.66 ms | |
| Frecuencia | Max | Min | Max | Min | Max | Min |
| Modelo | | | | | | |
| Caso A | 61.8736 | 58.0329 | 61.6053 | 58.2849 | 61.8363 | 56.6770 |
| Caso B | 61.8319 | 57.4897 | 61.3738 | 58.0561 | 61.3738 | 58.2657 |
| Caso C | 61.5092 | 57.6952 | 61.1658 | 58.2342 | 61.1658 | 58.2362 |
| Caso D | 61.5692 | 57.9505 | 61.0585 | 58.3035 | 61.0585 | 58.5680 |

Por último, en la Figura 4-24 y 4-25 se puede observar que para una falla cercana a una determinada unidad de generación, las oscilaciones tanto de potencia activa como de potencia reactiva medidas a la salida de esta, son menores para los casos B, C y D, dicho de otro modo, son menores cuando en el PCC2 se tiene un sincroconvertidor, comparado con un inversor sin esta función.

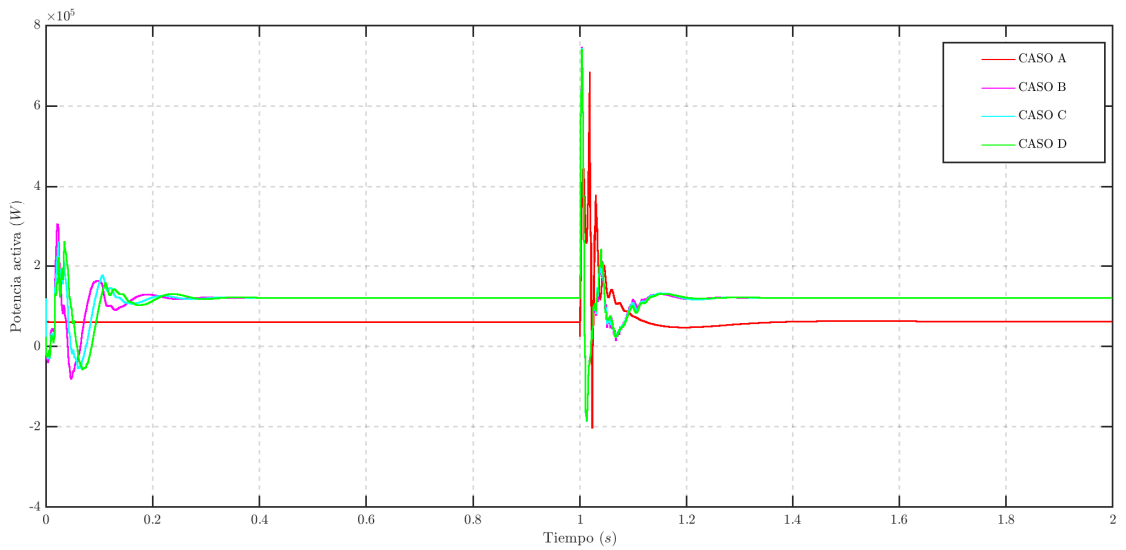


Figura 4-24 Potencia activa de la unidad de generación en PCC2 ante cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla.

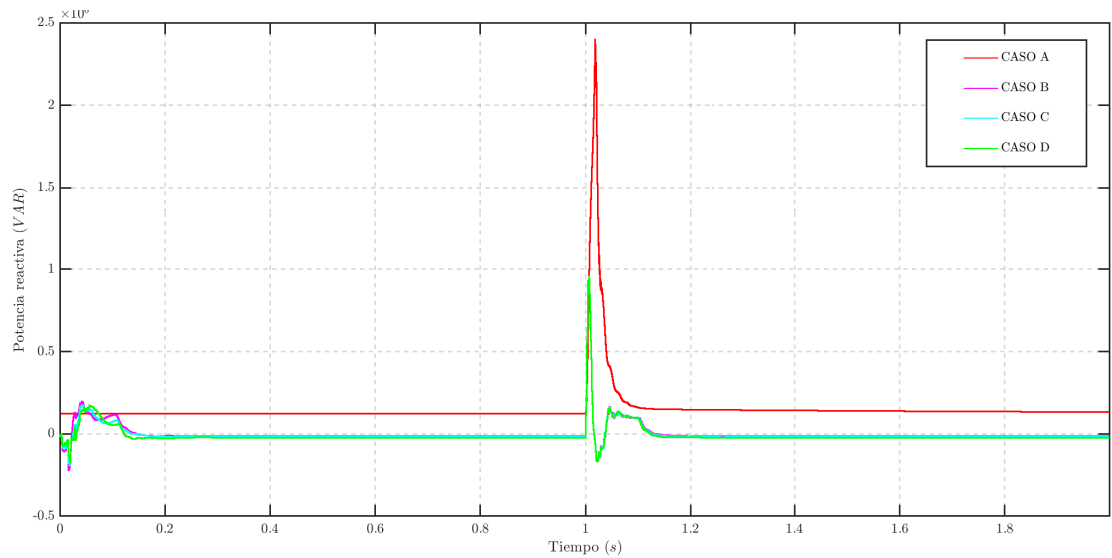


Figura 4-25 Potencia reactiva de la unidad de generación en PCC2 ante cortocircuito trifásico sin liberación de zona de falla.

4.3.2. Cortocircuito trifásico con liberación de zona de falla

Se puede observar en la Figura 4-20 que para el análisis dinámico de la unidad de generación ubicada en el PCC2, una vez que se libera la falla, el sistema solo queda

conformado por dicha unidad y una línea de alimentación hacia la carga ubicada en este nodo.

De la respuesta dinámica que tiene el voltaje medido en el PCC2, se pudo visualizar que una vez liberada la zona en falla, tanto el inversor como el sincroconvertidor alcanzan nuevamente su voltaje de referencia, en este caso cercano a 1 *p.u.* También de la Figura 4-20, es evidente que cuando se tiene un inversor en el PCC2 (caso A) el sobreimpulso es mayor comparado cuando se tiene un sincroconvertidor (caso B, C y D). De la misma forma que se ha mencionado, el sincroconvertidor tiene una respuesta más lenta para alcanzar nuevamente un punto de referencia, comparada con inversor.

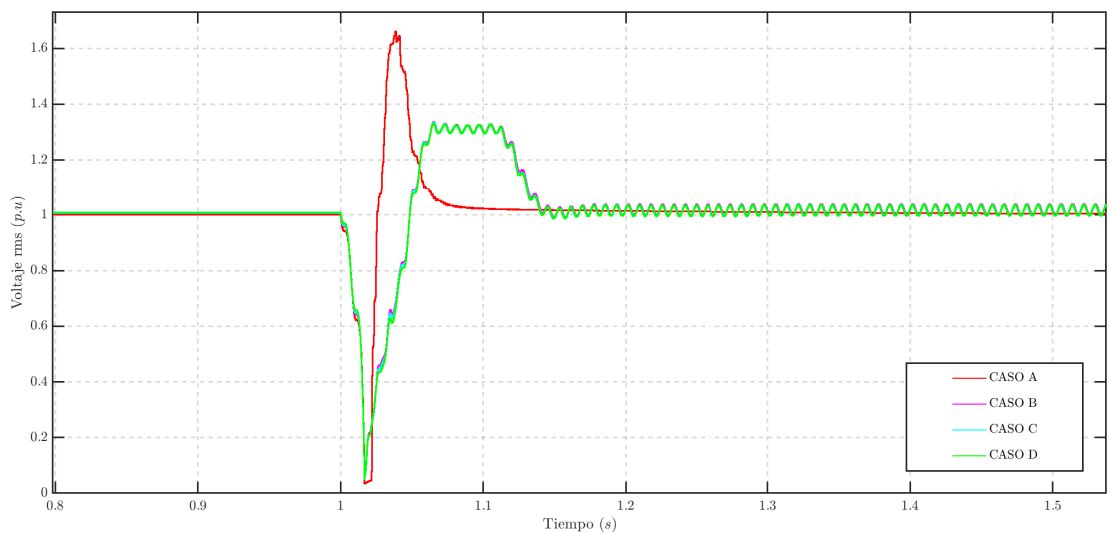


Figura 4-26 Voltaje rms de falla en PCC2 ante cortocircuito trifásico con liberación de zona de falla.

El comportamiento dinámico de la corriente de cortocircuito rms es similar al mencionado en el caso donde la falla no es liberada. Pues nuevamente se puede apreciar en la Figura 4-27 que cuando se tiene un sincroconvertidor, la corriente de falla alcanza su valor máximo de forma más rápida que cuando se tiene un inversor convencional.

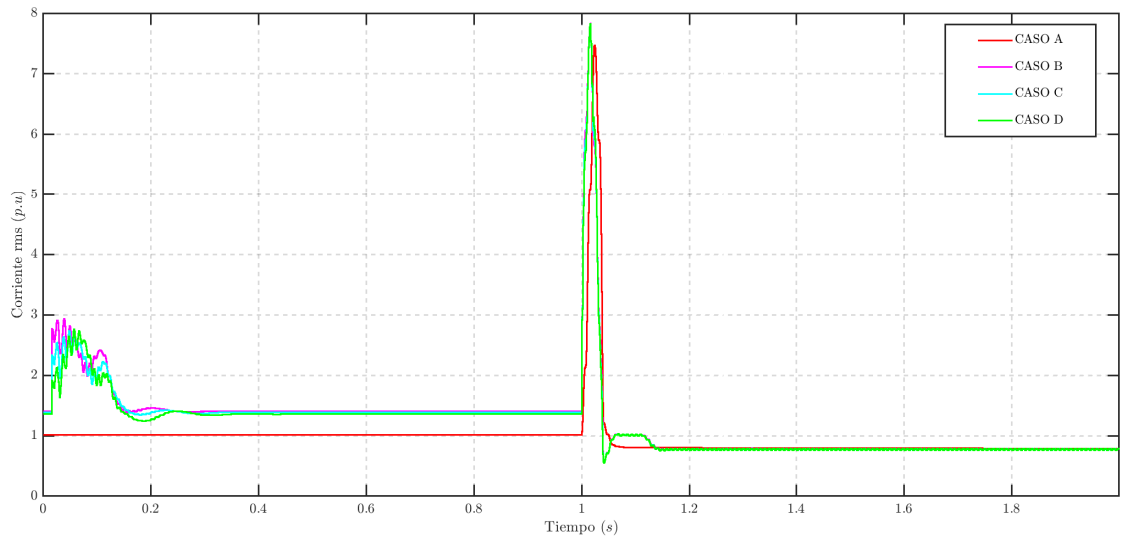


Figura 4-27 Corriente rms de falla en PCC2 ante cortocircuito trifásico con liberación de zona de falla.

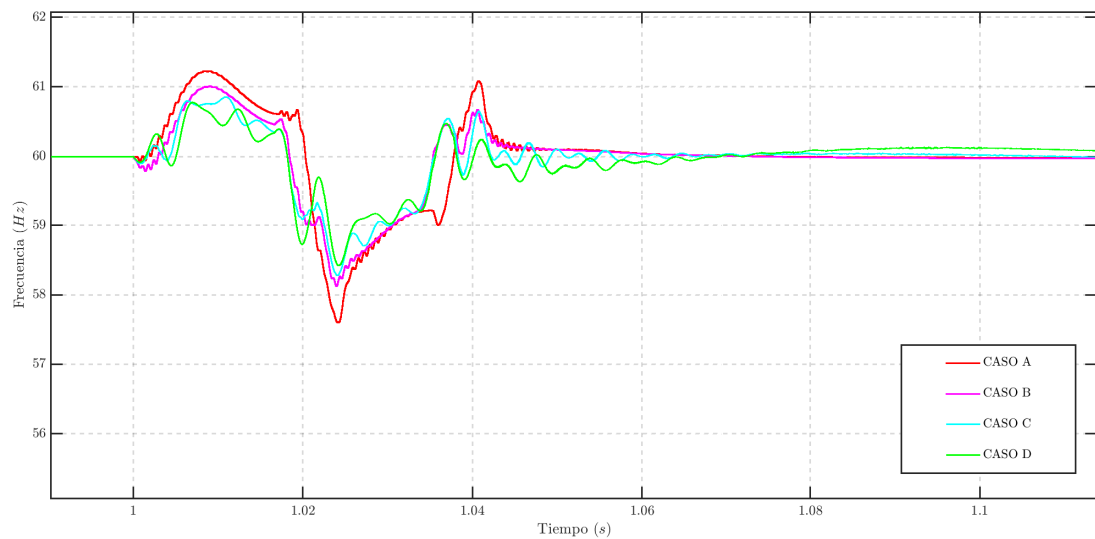


Figura 4-28 Oscilaciones de frecuencia por falla en PCC2 ante cortocircuito trifásico con liberación de zona de falla.

En la Figura 4-28 se observa que las desviaciones de frecuencia son menores comparadas con las que se obtuvieron en la Figura 4-23. Lo que se le puede adjudicar a la liberación de la zona en falla.

Para el caso de la potencia activa y la potencia reactiva de salida (Figura 4-29 y 4-30 respectivamente) de las unidades de generación, y al igual que en 4.3.1. Se puede observar que las oscilaciones de potencia tanto activa como reactiva es mayor para el caso A donde se tiene un inversor en el PCC2. Por otro lado, la disminución de la oscilación, se puede atribuir a la inercia emulada por el sincroconvetidor y la capacidad de aporte de energía, como se aprecia para los casos B, C, y D.

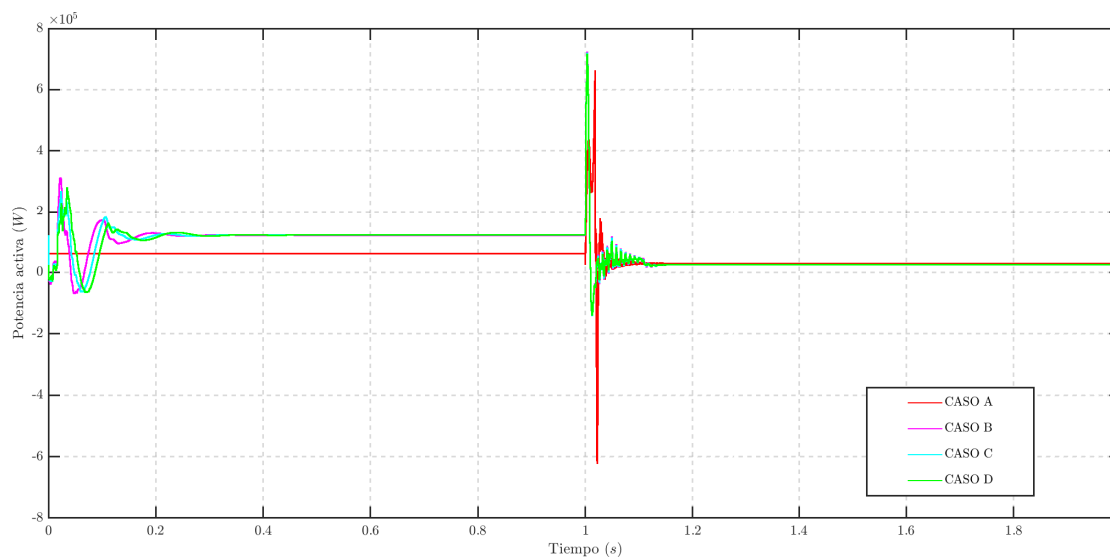


Figura 4-29 Potencia activa de salida de la unidad de generación en PCC2 ante cortocircuito trifásico con liberación de zona de falla.

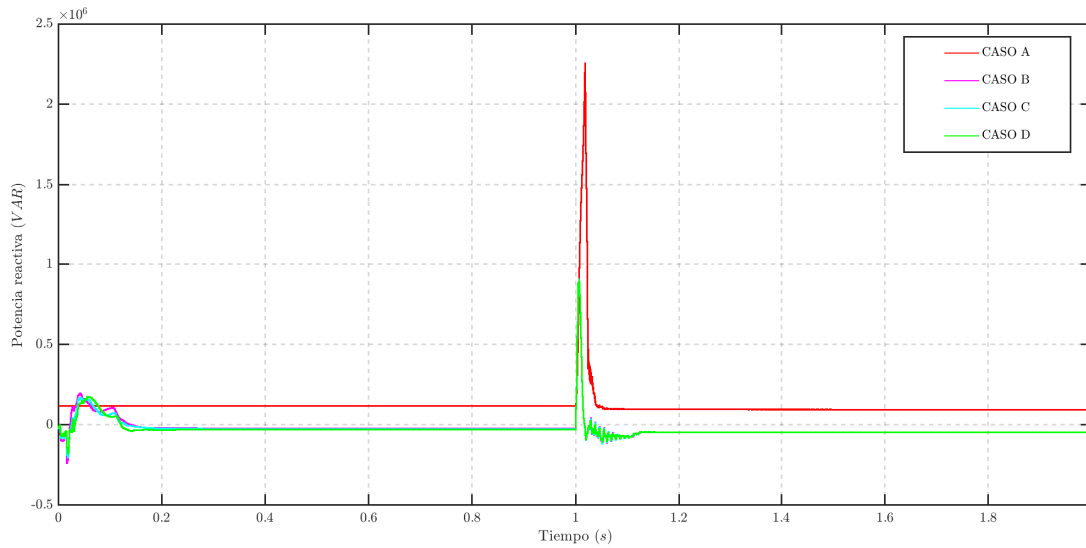


Figura 4-30 Potencia reactiva de salida de la unidad de generación en PCC2 ante cortocircuito trifásico con liberación de zona de falla.

4.3.3. Cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla

Para el caso de la simulación de un cortocircuito monofásico, la dinámica del voltaje en el nodo de falla (PCC2) fue como se observa en la Figura 4-31 y en el Cuadro 4-10. Donde se pudo visualizar que este comportamiento dinámico fue similar al obtenido en la simulación 4.2.3, pues se tiene un sobreimpulso y caída de tensión mayor cuando se incluyen sincroconvertidores comparado en la situación donde únicamente se tienen inversores, lo que podría atribuirse a la asimetría de la falla.

Sin embargo, se puede apreciar que la lenta dinámica que se tienen al momento de recuperar nuevamente el estado estacionario después de la perturbación se sigue manteniendo, es decir, se conserva el comportamiento la máquina síncrona imitado por el sincroconvertidor ante este tipo de fallas. Asimismo, en el Cuadro 4-11 se puede notar que a pesar de la cercanía de la falla en el sincroconvertidor, el aumento de estos inversores contribuye a la disminución del error de estado estacionario.

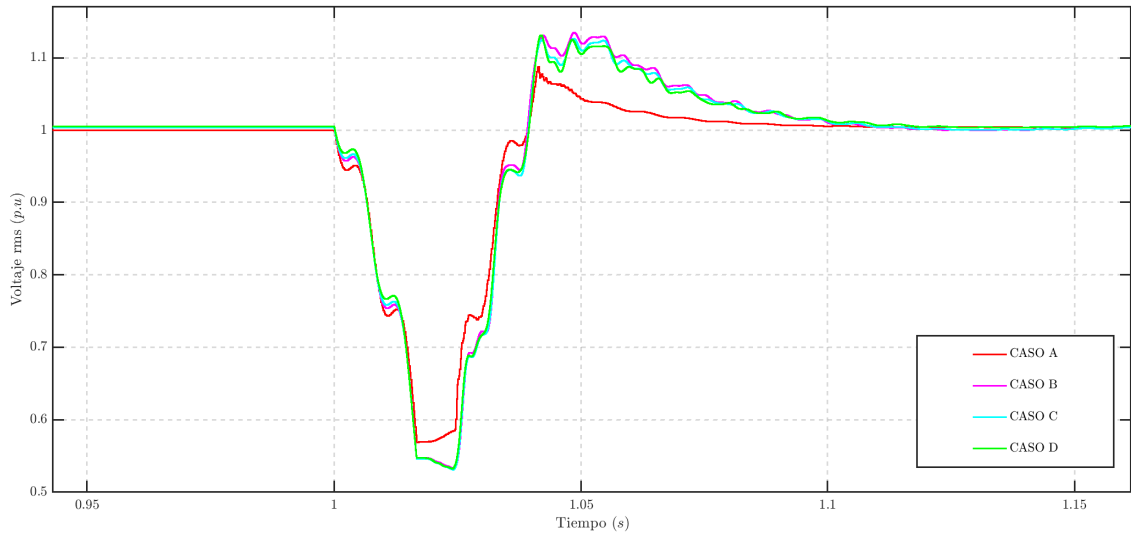


Figura 4-31 Voltaje rms de falla en PCC2 ante cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla.

Cuadro 4-10 Voltaje rms máximo alcanzado en el punto de falla ante cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla.

| Voltaje rms máximo (<i>p.u.</i>) | | | |
|---|---------|---------|----------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 1.0444 | 1.0716 | 1.0885 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 1.0806 | 1.1175 | 1.1347 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 1.0710 | 1.1134 | 1.1264 |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | 1.0735 | 1.1159 | 1.1310 |

Cuadro 4-11 Error de estado estacionario por falla en PCC2 ante cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla.

| Error de estado estacionario (%) | | | |
|---|------------------------|------------------------|------------------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | $-3,83 \times 10^{-2}$ | $-9,13 \times 10^{-2}$ | $-1,41 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | $-4,17 \times 10^{-3}$ | $-5,85 \times 10^{-3}$ | $-7,46 \times 10^{-3}$ |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | $-5,95 \times 10^{-3}$ | $-7,17 \times 10^{-3}$ | $-8,37 \times 10^{-3}$ |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | $-1,33 \times 10^{-7}$ | $-1,14 \times 10^{-7}$ | $-1,81 \times 10^{-8}$ |

En la Figura 4-32 se puede observar que la corriente de cortocircuito es mayor cuando se tienen sincroconvertidores como sucedió para el caso 4.3.1. Lo que de igual forma puede atribuirse a la falla asimétrica simulada. Además, debido a que ahora la falla se realizó cerca de las terminales de las unidades de generación (PCC2), la diferencia entre la magnitud de la corriente de falla del caso A y los casos B, C y D es muy notoria, pues como se mencionó, ahora el inversor con la función de sincroconvertidor imita el comportamiento de un generador síncrono y por lo tanto se comporta como una fuente de voltaje ante eventos de cortocircuito. Aunado a que para este caso, el único elemento que limita dicha corriente de falla es la reactancia del filtro de la unidad de generación y la línea que interconecta con el bus de PCC2. Asimismo, un sincroconvertidor no tiene la capacidad de cambiar de forma abrupta los niveles de voltaje y por ende de potencia a la salida de este cuando ocurre una falla, lo que significa corrientes de gran magnitud.

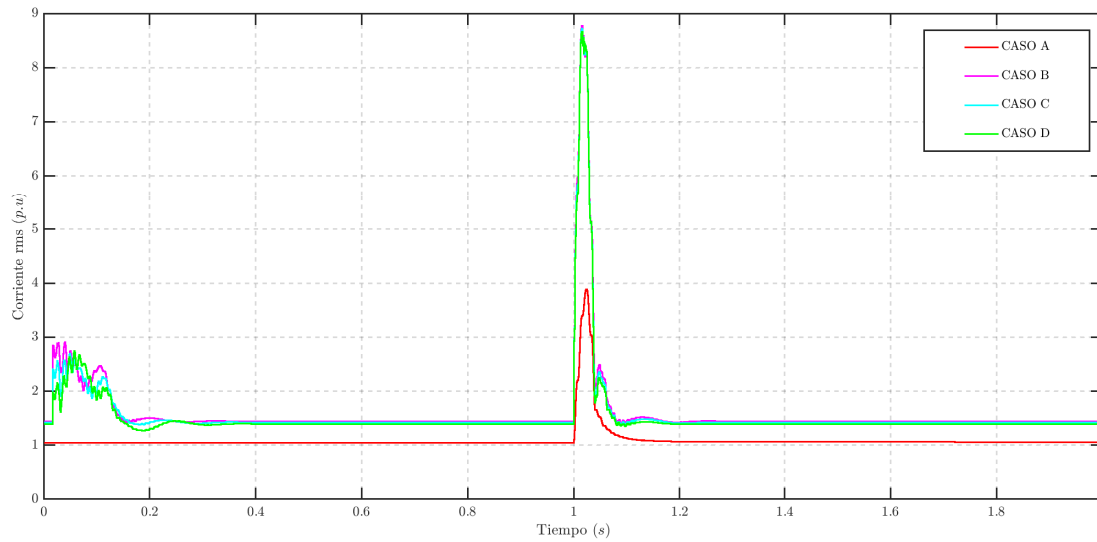


Figura 4-32 Corriente rms de falla en PCC2 ante cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla.

En el análisis de la dinámica que sigue la frecuencia, se puede observar en la Figura 4-33 y en el Cuadro 4-12 que con el aumento de sincroconvertidores en la microrred, las desviaciones de frecuencia disminuyen como en los casos simulados anteriormente. Pues como se ha venido mencionando, esto depende del aumento de inercia virtual dado por los inversores con la función de sincroconvertidor. También es posible notar en la Figura 4-33 que si bien las desviaciones de frecuencia son menores, la dinámica para recuperar nuevamente la frecuencia nominal es mas lenta cuando se incluyen sincroconvertidores comparada con una microrred dominada por inversores.

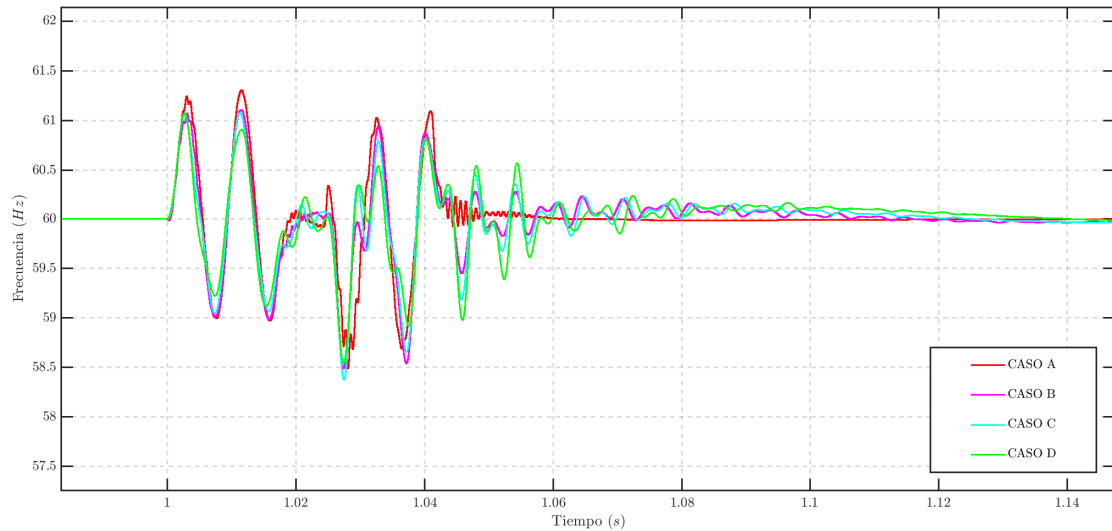


Figura 4-33 Oscilaciones de frecuencia por falla en PCC2 ante cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla.

Cuadro 4-12 Desviaciones de frecuencia por falla en PCC2 ante cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla.

| Frecuencia de operación (Hz) | | | | | | |
|------------------------------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|
| Tiempo de falla | 1.66 ms | | 9.16 ms | | 16.66 ms | |
| Frecuencia | Max | Min | Max | Min | Max | Min |
| Modelo | | | | | | |
| Caso A | 61.2440 | 58.6983 | 61.3073 | 58.6007 | 61.3073 | 58.4868 |
| Caso B | 61.0764 | 58.4997 | 61.1070 | 58.3852 | 61.1070 | 58.4931 |
| Caso C | 61.0569 | 58.7995 | 61.0795 | 58.2249 | 61.0795 | 58.3755 |
| Caso D | 61.075 | 59.0292 | 61.0751 | 58.2198 | 61.0751 | 58.5453 |

De las oscilaciones de potencia activa y reactiva (Figura 4-34 y 4-35 respectivamente), si bien se esperaba una disminución de estas debido al aumento de inercia en el sistema cuando se incluyen sincroconvertidores, el hecho de tener un cortocircuito asimétrico cercano a las terminales, muestra que este tipo de inversor no se tiene un desempeño adecuado ante esta condición. Ya que dichas oscilaciones y desviaciones de potencia respecto a la referencia, son mayores.

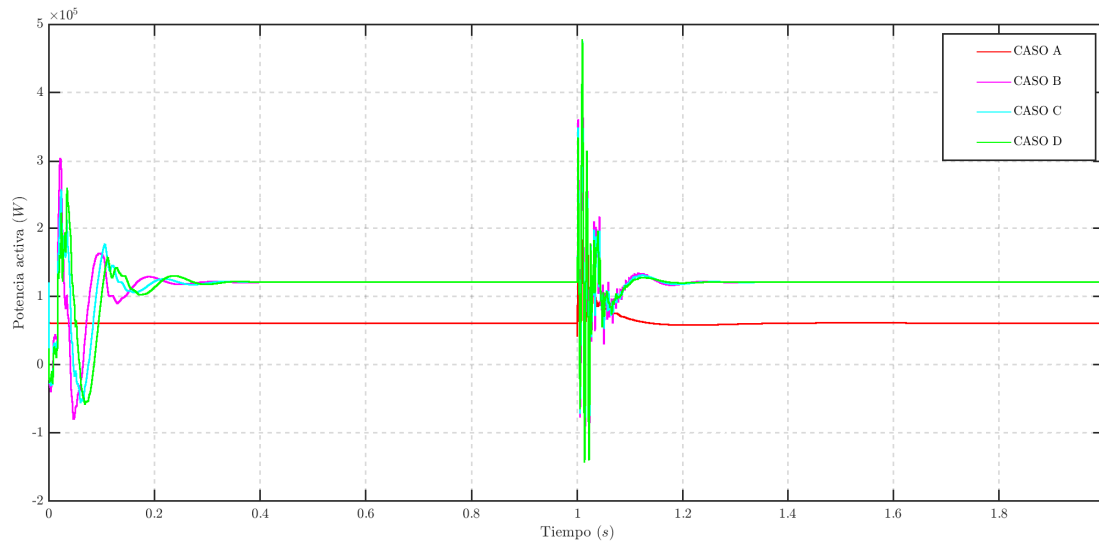


Figura 4-34 Potencia activa de salida de la unidad de generación PPC2 ante cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla.

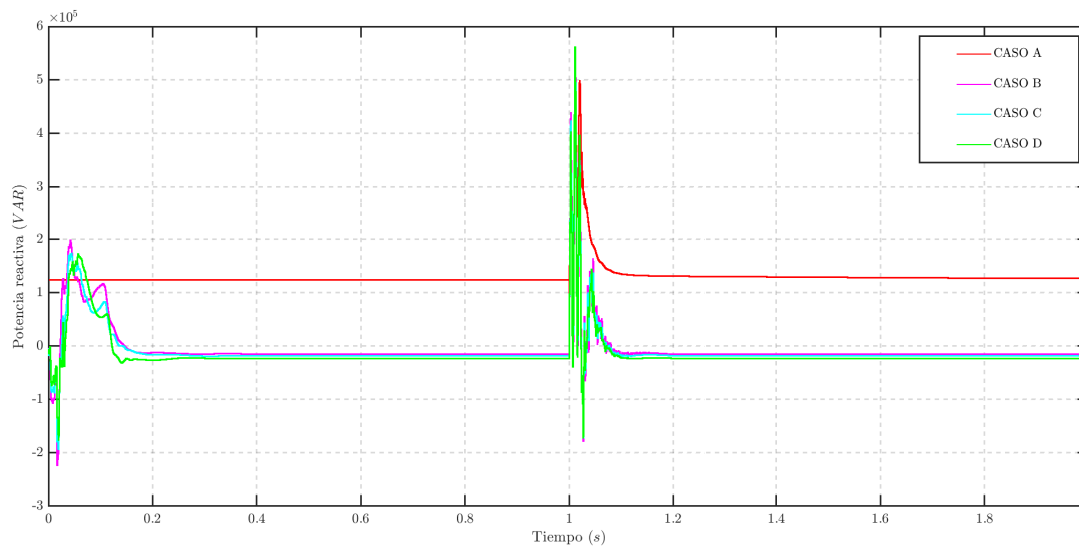


Figura 4-35 Potencia reactiva de salida de la unidad de generación PPC2 ante cortocircuito monofásico sin liberación de zona de falla.

4.3.4. Cortocircuito monofásico con liberación de zona de falla

Para el caso de la desconexión de la falla monofásica, la topología analizada es la misma que el caso 4.3.2. Se puede observar en la Figura 4-36 que el sobre impulso y

la caída de tensión son un poco mayores en los casos donde se tienen sincroconvertidores. También es posible visualizar que en el caso A (donde se tiene un inversor conectado solamente a PCC2) el inversor trata de recuperar la referencia de 1 $p.u$ debido a que su ley de control depende de lo que es medido en PCC2, mientras que en el caso del sincroconvertidor la ley de control adoptada es basada en una potencia reactiva de referencia y debido al cambio de topología por la desconexión, el voltaje de salida se ubica en un valor diferente al de inicio, puesto que dicha referencia no fue establecida para la topología que se tiene después de la desconexión.

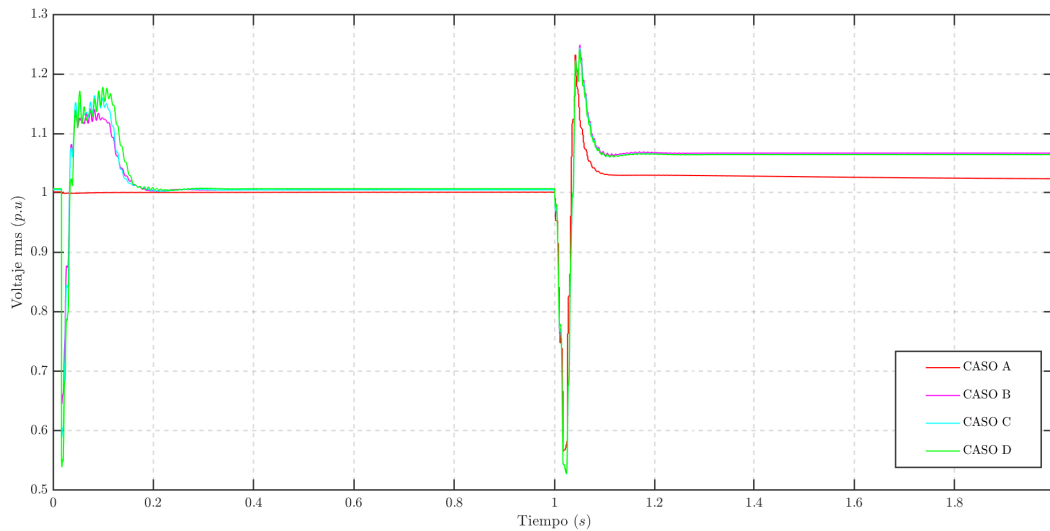


Figura 4-36 Voltaje rms de falla en PCC2 ante cortocircuito monofásico con liberación de zona de falla.

La respuesta dinámica que tiene la corriente de falla es similar a la que se describió en el caso 4.3.3 y se muestra en 4-37. Sin embargo, se puede notar que debido a que se desconecta la zona en falla, no se tiene ese pequeño aporte de corriente de cortocircuito como el que se observa en la Figura 4-32. El cambio en la magnitud de corriente en estado estacionario también se debe a cambio de topología después de la desconexión donde ocurre el cortocircuito.

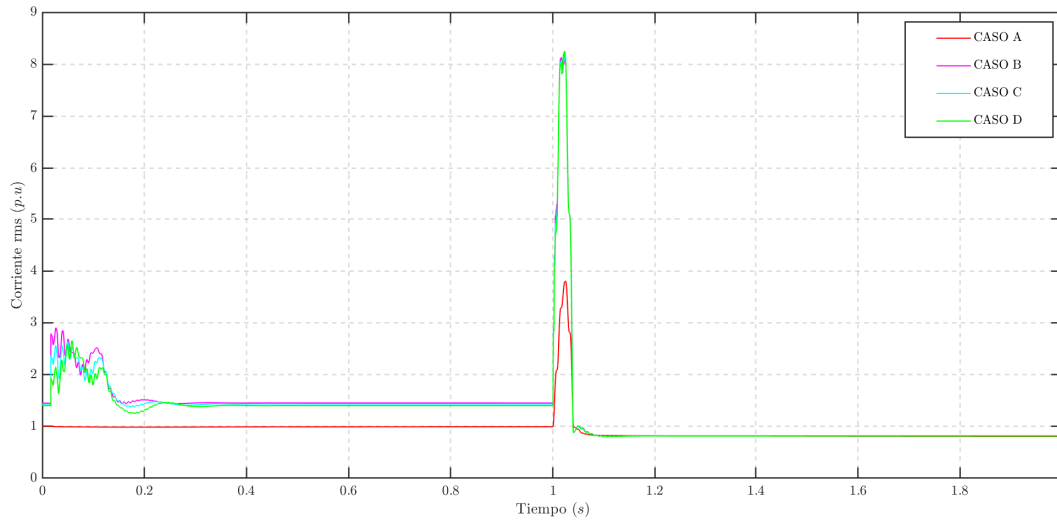


Figura 4-37 Corriente rms de falla en PCC2 ante cortocircuito monofásico con liberación de zona de falla.

De forma general, los resultados mostrados tanto en los gráficos como en los cuadros anteriores, reflejan características de mejora en el desempeño dinámico y por lo tanto en la estabilidad de la microrred. Y si bien el parámetro de inercia virtual no se muestra de forma explícita, la inclusión de este, se ve reflejado en aspectos como la disminución de las desviaciones de frecuencia, oscilaciones de frecuencia más lentas, corrientes de cortocircuito mayores, menores caídas y sobretiros de voltaje en el punto de falla y disminución del error de estado estacionario después de una perturbación. Asimismo, se observó que la dinámica de variables como el voltaje para alcanzar nuevamente un estado estacionario, es más lenta cuando se incluyen sincroconvertidores, lo que refleja una respuesta inercial emulada y dada por la inercia virtual de este inversor.

5.1. Conclusiones

El desarrollo de las diversas formas de transformación de energía a partir recursos renovables en los últimos años, ha traído consigo que el número de unidades de generación distribuida vaya en aumento. Esto ha generado por un lado que la electrónica de potencia incremente en la red eléctrica y por otro, que se establezcan nuevas formas de operar un sistema eléctrico de potencia como podrían ser las microrredes. Una microrred en la mayoría de los casos, está conformada por unidades de generación renovables, lo que ocasiona que disminuya el número de máquinas rotatorias como son los generadores síncronos, provocando la pérdida de inercia y por lo tanto la capacidad de almacenamiento de energía. Lo anterior, puede desencadenar en la disminución de la rigidez del sistema, causando que sea más susceptible a perder estabilidad en caso de una determinada perturbación. Una solución que se estudia como una alternativa para corregir este problema, es usar algún modelo de generador síncrono virtual, que a partir de una ley de control y por medio de sistemas de almacenamiento de energía o una operación por debajo de la potencia nominal de las unidades, puede imitar el comportamiento de una máquina síncrona y con ello emular la respuesta inercial que estas tienen cuando ocurre alguna perturbación, lo que un inversor con una ley de control tradicional no podría hacer. Razón por la cual, en este trabajo se realizó una comparativa del comportamiento dinámico que tiene una microrred cuando tiene inversores convencionales y usando un modelo de generador síncrono virtual como lo es un sincroconvertidor.

Algunas de las conclusiones que se obtuvieron con este trabajo, fueron las siguientes:

- El sincroconvertidor presenta un comportamiento complejo cuando es sometido

do a un cortocircuito asimétrico, comparado con una falla trifásica. Asimismo, cuando la falla es cercana a las terminales de este.

- Cuando las fallas son simétricas y alejadas de las unidades de generación y se emplean sincroconvertidores comparado con un sistema dominado por inversores, hay una disminución de los sobretiros de voltaje y en las caídas de tensión, tanto en el punto de falla como a la salida de las terminales de dichas unidades. El comportamiento ante fallas monofásicas difiere del mencionado.
- Cuando se agregan sincroconvertidores a la microrred, la respuesta para alcanzar el estado estacionario después de una perturbación es más lenta. Pero, conforme aumenta el número de sincroconvertidores en el sistema, el error de estado estacionario calculado disminuye.
- Las corrientes de falla alcanzan sus valores máximos de manera más rápida cuando se utilizan sincroconvertidores comparado con una microrred dominada por inversores convencionales, tanto para fallas simétricas como asimétricas. Asimismo, se puede notar que cuando se utilizan sincroconvertidores hay un pequeño aporte corriente de cortocircuito cuando la falla es liberada, algo que no ocurre con los inversores sin esta ley de control. Asimismo, ante fallas monofásicas y cercanas a las terminales de un sincroconvertidor las corrientes de falla alcanzan valores muy altos, comparados con los de un inversor.
- Las desviaciones de frecuencia mejoran de forma progresiva conforme se incluyen unidades con la función de sincroconvertidor y disminuyen los inversores convencionales. Una falla cercana a un inversor genera mayores desviaciones de frecuencia en el sistema, comparado cuando la falla es cercana a las terminales del sincroconvertidor.
- Las oscilaciones de potencia disminuyen conforme se incluyen sincroconvertidores en la microrred. Sin embargo, si la falla es cercana al sincroconvertidor y asimétrica, el comportamiento es complejo comparado con el de un inversor.

5.2. Aportaciones

- Con el estudio de los casos propuestos, se ha presentado la diferencia que existe en el comportamiento dinámico para eventos de cortocircuito simétricos y asimétricos en una microrred cuando se utilizan sincroconvertidores y/o inversores.

- Con el estudio de los casos propuestos, se ha podido mostrar que el aumento progresivo de inercia virtual tiene un impacto positivo y gradual en la frecuencia de una microrred.

5.3. Trabajos futuros

Dado que el estudio de los generadores síncronos virtuales es muy extenso, y aún se encuentran en investigación mejoras que se pueden adicionar a estos modelos. Algunos trabajos que podrían realizarse para complementar el análisis dinámico usando generadores síncronos virtuales son:

- Profundizar en estudios de cortocircuito asimétricos en redes dominadas por sincronizadores.
- Realizar estudios del comportamiento dinámico con sincroconvertidores en paralelo.
- Realizar estudios del comportamiento dinámico en microrredes con un mayor número inversores y/o sincroconvertidores.
- Realizar una implementación experimental en algún simulador en tiempo real.

Bibliografía

- [1] AGUNDIS-TINAJERO, Gibran ; SEGUNDO-RAMÍREZ, Juan ; VISAIRO-CRUZ, Nancy ; SAVAGHEBI, Mehdi ; GUERRERO, Josep M. ; BAROCIO, Emilio: Power flow modeling of islanded AC microgrids with hierarchical control. En: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 105 (2019), p. 28–36
- [2] BARZILAI, Gal ; MARCUS, Lior ; WEISS, George: Energy storage systems—grid connection using synchronverters. En: *2016 IEEE International Conference on the Science of Electrical Engineering (ICSEE)* IEEE, 2016, p. 1–5
- [3] BECK, Hans-Peter ; HESSE, Ralf: Virtual synchronous machine. En: *2007 9th international conference on electrical power quality and utilisation* IEEE, 2007, p. 1–6
- [4] BRAHMA, Aditya R. ; KUMARAVEL, S ; THOMAS, Vinu ; ASHOK, S: Impact of system parameters on the performance of synchronverter. En: *2019 IEEE Region 10 Symposium (TENSYP)* IEEE, 2019, p. 120–125
- [5] CHANG-CHIEN, Le-Ren ; LIN, Wei-Ting ; YIN, Yao-Ching: Enhancing frequency response control by DFIGs in the high wind penetrated power systems. En: *IEEE transactions on power systems* 26 (2010), Nr. 2, p. 710–718
- [6] CHRISTENSEN, Peter ; ANDERSEN, Gert K. ; SEIDEL, Matthias ; BOLIK, Sigrid ; ENGELKEN, Sönke ; KNUEPPEL, Thyge ; KRONTIRIS, Athanasios ; WUERFLINGER, Klaus ; BÜLO, Thorsten ; JAHN, Jörg [u. a.]: High penetration of power electronic interfaced power sources and the potential contribution of grid forming converters. (2020)

- [7] FENG, Xianyong: Dynamic balancing for low inertia power systems. En: *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting* IEEE, 2013, p. 1–5
- [8] FENG, Xianyong ; BUTLER-PURRY, Karen L. ; ZOURNTOS, Takis: Multi-agent system-based real-time load management for all-electric ship power systems in DC zone level. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 27 (2012), Nr. 4, p. 1719–1728
- [9] FERREIRA, Reginaldo V. ; SILVA, Sidelmo M. ; BRANDAO, Danilo I. ; ANTUNES, Hélio MA: Single-phase synchronverter for residential PV power systems. En: *2016 17th international conference on harmonics and quality of power (ICHQP)* IEEE, 2016, p. 861–866
- [10] GONZALEZ-LONGATT, Francisco ; RUEDA, Jose L. ; PALENSKY, Peter ; CHAMORRO, Harold R. ; SOOD, Vijay: Frequency Support provided by Inverted Based-Generation using Grid-Forming Controllers: A Comparison during Islanded Operation. En: *2021 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, 2021, p. 113–118
- [11] GONZALEZ-LONGATT, Francisco M. ; ACOSTA, Martha N. ; CHAMORRO, Harold R. ; RUEDA TORRES, Jose L.: Power converters dominated power systems. En: *Modelling and Simulation of Power Electronic Converter Dominated Power Systems in PowerFactory* (2021), p. 1–35
- [12] GUERRERO, Josep M. ; DE VICUNA, L G. ; MATAS, José ; CASTILLA, Miguel ; MIRET, Jaume: A wireless controller to enhance dynamic performance of parallel inverters in distributed generation systems. En: *IEEE Transactions on power electronics* 19 (2004), Nr. 5, p. 1205–1213
- [13] GUERRERO, Josep M. ; DE VICUNA, L G. ; MATAS, José ; CASTILLA, Miguel ; MIRET, Jaume: A wireless controller to enhance dynamic performance of parallel inverters in distributed generation systems. En: *IEEE Transactions on power electronics* 19 (2004), Nr. 5, p. 1205–1213
- [14] GUERRERO, Josep M. ; VASQUEZ, Juan C. ; MATAS, José ; DE VICUÑA, Luis G. ; CASTILLA, Miguel: Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids—A general approach toward standardization. En: *IEEE Transactions on industrial electronics* 58 (2010), Nr. 1, p. 158–172
- [15] HANSEN, Jonas B. ; ØSTERFELT, Sebastian T. ; RANDEWIJK, Peter J.: The use of synchronverters for fast frequency response and automatic voltage re-

- gulation in low inertia islanded power networks. En: *2021 56th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)* IEEE, 2021, p. 1–6
- [16] HATZIARGYRIOU, Nikos ; MILANOVIC, Jovica ; RAHMANN, Claudia ; AJJARAPU, Venkataramana ; CANIZARES, Claudio ; ERLICH, Istvan ; HILL, David ; HISKENS, Ian ; KAMWA, Innocent ; PAL, Bikash [u. a.]: Definition and classification of power system stability–revisited & extended. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 36 (2020), Nr. 4, p. 3271–3281
- [17] HATZIARGYRIOU, Nikos ; MILANOVIĆ, Jovica ; RAHMANN, Claudia ; AJJARAPU, Venkataramana ; CAÑIZARES, Claudio ; ERLICH, Istvan ; HILL, David ; HISKENS, Ian ; KAMWA, Innocent ; PAL, Bikash [u. a.]: Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies. En: *IEEE PES Technical Report PES-TR77* (2020)
- [18] HE, Lili ; SHUAI, Zhikang ; ZHANG, Xin ; LIU, Xuan ; LI, Zuyi ; SHEN, Z. J.: Transient Characteristics of Synchronverters Subjected to Asymmetric Faults. En: *IEEE Transactions on Power Delivery* 34 (2019), Nr. 3, p. 1171–1183
- [19] KANDULA, Anusha ; VERMA, Vishal ; SOLANKI, Sarika K. ; SOLANKI, Jignesh: Comparative Analysis of Self-Synchronized Virtual Synchronous Generator Control and Droop Control for Inverters in Islanded Microgrid. En: *2019 North American Power Symposium (NAPS)*, 2019, p. 1–5
- [20] KATIRAEI, Faridaddin ; IRAVANI, Mohammad R. ; LEHN, Peter W.: Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process. En: *IEEE Transactions on power delivery* 20 (2005), Nr. 1, p. 248–257
- [21] LALOR, Gillian ; RITCHIE, Julia ; ROURKE, Shane ; FLYNN, Damian ; O’MALLEY, Mark J.: Dynamic frequency control with increasing wind generation. En: *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004*. IEEE, 2004, p. 1715–1720
- [22] MICROGRIDS, Lasseter R.: 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. En: *Conference Proceedings (Cat. № 02CH37309)* Vol. 1, p. 305–308
- [23] NARESH, P ; KUMAR, V Seshadri S.: Analysis of low voltage ride through techniques for grid-connected photovoltaic systems. En: *2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid and Renewable Energy (PESGRE2020)* IEEE, 2020, p. 1–7

- [24] OLIVARES, Daniel E. ; MEHRIZI-SANI, Ali ; ETEMADI, Amir H. ; CAÑIZARES, Claudio A. ; IRAVANI, Reza ; KAZERANI, Mehrdad ; HAJIMIRAGHA, Amir H. ; GOMIS-BELLMUNT, Oriol ; SAEEDIFARD, Maryam ; PALMA-BEHNKE, Rodrigo [u. a.]: Trends in microgrid control. En: *IEEE Transactions on smart grid* 5 (2014), Nr. 4, p. 1905–1919
- [25] PELLETIER, MA ; PHETHEAN, ME ; NUTT, S: Grid code requirements for artificial inertia control systems in the New Zealand power system. En: *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting* IEEE, 2012, p. 1–7
- [26] PHOTOVOLTAICS, Distributed G. ; STORAGE, Energy: IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. En: *IEEE Std 1547* (2018), p. 1547–2018
- [27] PIYA, Prasanna ; KARIMI-GHARTEMANI, Masoud: A stability analysis and efficiency improvement of synchronverter. En: *2016 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)* IEEE, 2016, p. 3165–3171
- [28] RAHMANN, Claudia ; CASTILLO, Alfredo: Fast frequency response capability of photovoltaic power plants: The necessity of new grid requirements and definitions. En: *Energies* 7 (2014), Nr. 10, p. 6306–6322
- [29] RAJBHANDARI, Yaju ; MARAHATTA, Anup ; SHRESTHA, Ashish ; GACHHADAR, Anand ; THAPA, Anup ; GONZALEZ-LONGATT, Francisco ; GUERRERO, Josep M. ; KORBA, Petr: Load prioritization technique to guarantee the continuous electric supply for essential loads in rural microgrids. En: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 134 (2022), p. 107398
- [30] ROCABERT, Joan ; LUNA, Alvaro ; BLAABJERG, Frede ; RODRIGUEZ, Pedro: Control of power converters in AC microgrids. En: *IEEE transactions on power electronics* 27 (2012), Nr. 11, p. 4734–4749
- [31] SEGUNDO RAMÍREZ, Juan ; HERNÁNDEZ RAMÍREZ, Josué ; VISAIRO CRUZ, Nancy ; PEÑA GALLARDO, Rafael: Bifurcation Stability Analysis of the Synchronverter in a Microgrid. En: *Energies* 15 (2022), Nr. 21, p. 7992
- [32] SHAFIEE, Qobad ; GUERRERO, Josep M. ; VASQUEZ, Juan C.: Distributed secondary control for islanded microgrids—A novel approach. En: *IEEE Transactions on power electronics* 29 (2013), Nr. 2, p. 1018–1031

- [33] SHRESTHA, Dipesh ; TAMRAKAR, Ujjwol ; NI, Zhen ; TONKOSKI, Reinaldo: Experimental verification of virtual inertia in diesel generator based microgrids. En: *2017 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)* IEEE, 2017, p. 95–100
- [34] SHUAI, Zhikang ; HU, Yang ; PENG, Yelun ; TU, Chunming ; SHEN, Z J.: Dynamic stability analysis of synchronverter-dominated microgrid based on bifurcation theory. En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 64 (2017), Nr. 9, p. 7467–7477
- [35] SHUAI, Zhikang ; HU, Yang ; PENG, Yelun ; TU, Chunming ; SHEN, Z J.: Dynamic stability analysis of synchronverter-dominated microgrid based on bifurcation theory. En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 64 (2017), Nr. 9, p. 7467–7477
- [36] SHUAI, Zhikang ; HUANG, Wen ; SHEN, Chao ; GE, Jun ; SHEN, Z. J.: Characteristics and Restraining Method of Fast Transient Inrush Fault Currents in Synchronverters. En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 64 (2017), Nr. 9, p. 7487–7497
- [37] SPAHIC, Ervin ; VARMA, Deepak ; BECK, Günther ; KUHN, German ; HILD, Volker: Impact of reduced system inertia on stable power system operation and an overview of possible solutions. En: *2016 IEEE power and energy society general meeting (PESGM)* IEEE, 2016, p. 1–5
- [38] TAMRAKAR, Ujjwol ; GALIPEAU, David ; TONKOSKI, Reinaldo ; TAMRAKAR, Indraman: Improving transient stability of photovoltaic-hydro microgrids using virtual synchronous machines. En: *2015 IEEE Eindhoven PowerTech* IEEE, 2015, p. 1–6
- [39] TAMRAKAR, Ujjwol ; SHRESTHA, Dipesh ; MAHARJAN, Manisha ; BHATTARAI, Bishnu P. ; HANSEN, Timothy M. ; TONKOSKI, Reinaldo: Virtual inertia: Current trends and future directions. En: *Applied sciences* 7 (2017), Nr. 7, p. 654
- [40] TIELENS, Pieter ; DE RIJCKE, Simon ; SRIVASTAVA, Kailash ; REZA, Muhammad ; MARINOPOULOS, Antonis ; DRIESEN, Johan: Frequency support by wind power plants in isolated grids with varying generation mix. En: *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting* IEEE, 2012, p. 1–8

- [41] TIELENS, Pieter ; VAN HERTEM, Dirk: Influence of system wide implementation of virtual inertia on small-signal stability. En: *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)* IEEE, 2016, p. 1–6
- [42] TINAJERO, MI Gibran David A. ; RAMIREZ, Juan S. ; CRUZ, Nancy V.: Modeling, analysis and control of microgrids in dynamic and steady-state.
- [43] VAN WESENBEECK, MPN ; DE HAAN, SWH ; VARELA, Pablo ; VISSCHER, Klaas: Grid tied converter with virtual kinetic storage. En: *2009 IEEE Bucharest PowerTech* IEEE, 2009, p. 1–7
- [44] VANDOORN, Tine L. ; MEERSMAN, Bart ; DE KOONING, Jeroen D. ; VANDELDELDE, Lieven: Directly-coupled synchronous generators with converter behavior in islanded microgrids. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 27 (2012), Nr. 3, p. 1395–1406
- [45] VASUDEVAN, Krishnakumar R. ; RAMACHANDARAMURTHY, Vigna K. ; BABU, Thanikanti S. ; POURYEKTA, Aref: Synchronverter: A Comprehensive Review of Modifications, Stability Assessment, Applications and Future Perspectives. En: *IEEE Access* 8 (2020), p. 131565–131589
- [46] WANG, Shan ; QI, Rong ; LI, Yang: Fuzzy control scheme of virtual inertia for synchronverter in micro-grid. En: *2018 21st International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)* IEEE, 2018, p. 2028–2032
- [47] YAN, Xiangwu ; MOHAMED, Sara Yahia A.: Comparison of virtual synchronous generators dynamic responses. En: *2018 IEEE 12th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG 2018)* IEEE, 2018, p. 1–6
- [48] ZHANG, Yabo ; WU, Songrong ; YANG, Ping ; XIANG, Shiqiang ; LI, Shuting ; HE, Shengzhong: Research on parallel operation of virtual synchronous generators in microgrid. En: *2019 14th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)* IEEE, 2019, p. 1659–1664
- [49] ZHONG, Qing-Chang: Virtual Synchronous Machines: A unified interface for grid integration. En: *IEEE Power Electronics Magazine* 3 (2016), Nr. 4, p. 18–27
- [50] ZHONG, Qing-Chang ; KONSTANTOPOULOS, George C. ; REN, Beibei ; KRSTIC, Miroslav: Improved synchronverters with bounded frequency and voltage

- for smart grid integration. En: *IEEE Transactions on Smart Grid* 9 (2016), Nr. 2, p. 786–796
- [51] ZHONG, Qing-Chang ; NGUYEN, Phi-Long ; MA, Zhenyu ; SHENG, Wanxing: Self-synchronized synchronverters: Inverters without a dedicated synchronization unit. En: *IEEE Transactions on power electronics* 29 (2013), Nr. 2, p. 617–630
- [52] ZHONG, Qing-Chang ; WEISS, George: Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators. En: *IEEE transactions on industrial electronics* 58 (2010), Nr. 4, p. 1259–1267

Cuadros de información adicionales

En este apartado se presentan algunos cuadros de información de las variables analizadas, para complementar lo expuesto en el capítulo 4. La información corresponde a mediciones en el punto de falla.

Falla en el PCC1

Para fallas trifásicas sin liberación de zona de falla en ese nodo se tiene:

| Voltaje máximo (<i>p.u</i>) | | | |
|---|---------|---------|----------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 1,0998 | 1,2000 | 1,2578 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 1,0896 | 1,1744 | 1,2607 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 1,0946 | 1,1093 | 1,1364 |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | 1,1009 | 1,1213 | 1,1178 |

| Error de estado estacionario (%) | | | |
|---|------------------------|------------------------|------------------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | $-2,48 \times 10^{-1}$ | $-6,17 \times 10^{-1}$ | $-4,11 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | $-1,26 \times 10^{-1}$ | $-2,62 \times 10^{-1}$ | $-4,41 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | $-2,96 \times 10^{-2}$ | $-5,30 \times 10^{-2}$ | $-7,33 \times 10^{-2}$ |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | $2,94 \times 10^{-8}$ | $-3,75 \times 10^{-9}$ | $4,24 \times 10^{-8}$ |

| Corriente máxima (p.u) | | | |
|---|----------|---------|----------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 2,978 76 | 5,9121 | 8,468 14 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 2,9117 | 5,8332 | 8,3777 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 7,3268 | 8,8959 | 9,0283 |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | 6,9141 | 8,8473 | 8,9927 |

| Frecuencia de operación (Hz) | | | | | | |
|------------------------------|---------|---------|---------|---------|----------|-----------|
| Tiempo de falla | 1.66 ms | | 9.16 ms | | 16.66 ms | |
| Frecuencia | Max | Min | Max | Min | Max | Min |
| Modelo | | | | | | |
| Caso A | 62,1283 | 57,7526 | 62,3774 | 57,6856 | 62,552 | 56,7024 |
| Caso B | 62,0090 | 57,7836 | 62,0291 | 58,0185 | 62,1513 | 57,2407 |
| Caso C | 62,2061 | 57,5881 | 61,7934 | 57,9833 | 61,3221 | 58,425 87 |
| Caso D | 62,1568 | 57,6460 | 61,9480 | 57,7261 | 60,9517 | 58,7141 |

Para fallas trifásicas cuando es liberada la zona de falla, se tiene:

| Voltaje máximo (<i>p.u</i>) | | | |
|---|----------------|----------------|-----------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 1,5466 | 1,6265 | 1,8432 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 1,5375 | 1,6171 | 1,8363 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 1,3265 | 1,3409 | 1,3420 |
| Microrred coon sincroconvertidores (Caso D) | 1,3305 | 1,371 63 | 1,3759 |

| Error de estado estacionario (%) | | | |
|---|------------------------|------------------------|------------------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | $-7,46 \times 10^{-1}$ | $-7,09 \times 10^{-1}$ | $-7,50 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | $-7,23 \times 10^{-1}$ | $-7,31 \times 10^{-1}$ | $-7,89 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | -2,94 | -3,06 | -3,00 |
| Microrred coon sincroconvertidores (Caso D) | -1,22 | -1,08 | -1,37 |

| Corriente máxima (<i>p.u</i>) | | | |
|---|----------------|----------------|-----------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 2,952 03 | 6,0453 | 8,5582 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 2,8795 | 5,9878 | 8,4970 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 6,4813 | 7,7869 | 7,9060 |
| Microrred coon sincroconvertidores (Caso D) | 6,1612 | 7,7298 | 7,8617 |

| Frecuencia de operación (<i>Hz</i>) | | | | | | |
|---------------------------------------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|
| Tiempo de falla | 1.66 ms | | 9.16 ms | | 16.66 ms | |
| Frecuencia | Max | Min | Max | Min | Max | Min |
| Modelo | | | | | | |
| Caso A | 61,9200 | 58,2558 | 61,8332 | 58,4038 | 61,8330 | 58,1235 |
| Caso B | 61,7941 | 58,3519 | 61,6405 | 58,5777 | 61,5653 | 58,5167 |
| Caso C | 61,8262 | 58,0686 | 61,6349 | 58,3244 | 61,4996 | 58,5809 |
| Caso D | 61,7823 | 58,1996 | 61,6494 | 58,1426 | 61,2040 | 58,8631 |

En el caso de fallas monofásicas sin liberación de zona de falla:

| Voltaje máximo (<i>p.u</i>) | | | |
|---|----------------|----------------|-----------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 1,0285 | 1,0582 | 1,0795 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 1,0300 | 1,0587 | 1,0798 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 1,037 84 | 1,0690 | 1,0887 |
| Microrred coon sincroconvertidores (Caso D) | 1,0679 | 1,0901 | 1,0943 |

| Error de estado estacionario % | | | |
|---|------------------------|------------------------|------------------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | $-4,23 \times 10^{-2}$ | $-8,24 \times 10^{-2}$ | $-1,26 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | $-5,55 \times 10^{-2}$ | $-1,00 \times 10^{-1}$ | $-1,45 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | $-1,84 \times 10^{-2}$ | $-2,57 \times 10^{-2}$ | $-3,33 \times 10^{-2}$ |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | $-2,03 \times 10^{-8}$ | $9,48 \times 10^{-8}$ | $1,51 \times 10^{-7}$ |

| Corriente máxima (p.u) | | | |
|---|---------|---------|----------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 2,8282 | 4,0002 | 4,4968 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 2,7363 | 3,9250 | 4,4412 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 6,2279 | 8,8360 | 8,7774 |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | 5,8963 | 8,8578 | 8,7996 |

| Frecuencia de operación (Hz) | | | | | | |
|------------------------------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|
| Tiempo de falla | 1.66 ms | | 9.16 ms | | 16.66 ms | |
| Frecuencia | Max | Min | Max | Min | Max | Min |
| Modelo | | | | | | |
| Caso A | 61,6736 | 58,2773 | 61,8120 | 58,1702 | 61,8626 | 58,1553 |
| Caso B | 61,6861 | 58,3177 | 61,7068 | 58,2275 | 61,7854 | 58,2267 |
| Caso C | 61,5537 | 58,6262 | 61,7803 | 58,2440 | 61,5794 | 58,2396 |
| Caso D | 61,5684 | 58,5781 | 61,7339 | 58,0854 | 61,5684 | 58,1891 |

Para una falla monofásica cuando se libera la zona de falla, se tiene:

| Voltaje máximo (<i>p.u</i>) | | | |
|---|----------------|----------------|-----------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 1,2951 | 1,3609 | 1,4066 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 1,2914 | 1,3549 | 1,4028 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 1,1584 | 1,2182 | 1,2913 |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | 1,1827 | 1,2676 | 1,3226 |

| Error de estado estacionario (%) | | | |
|---|----------------|----------------|-----------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | -0,6873 | -0,7099 | -0,7761 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | -0,7074 | -0,7331 | -0,7529 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | -2,8213 | -2,7344 | -2,6931 |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | -1,6327 | -1,2837 | -1,1318 |

| Corriente máxima (<i>p.u</i>) | | | |
|---|----------------|----------------|-----------------|
| Modelo (caso) | 1.66 <i>ms</i> | 9.16 <i>ms</i> | 16.66 <i>ms</i> |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 2,9668 | 4,1542 | 4,6505 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 2,8906 | 4,0975 | 4,6133 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 5,7363 | 8,2788 | 8,2796 |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | 5,4053 | 8,2660 | 8,2676 |

| Frecuencia de operación (<i>Hz</i>) | | | | | | |
|---------------------------------------|----------------|---------|----------------|---------|-----------------|---------|
| Tiempo de falla | 1.66 <i>ms</i> | | 9.16 <i>ms</i> | | 16.66 <i>ms</i> | |
| Frecuencia | Max | Min | Max | Min | Max | Min |
| Modelo | | | | | | |
| Caso A | 61,5566 | 58,6733 | 62,0024 | 58,2504 | 62,0917 | 58,1614 |
| Caso B | 61,5836 | 58,7111 | 61,9358 | 58,4456 | 62,0911 | 58,2170 |
| Caso C | 61,4218 | 58,6100 | 61,6498 | 58,3391 | 61,8169 | 58,2180 |
| Caso D | 61,4793 | 58,6886 | 61,6785 | 58,2462 | 61,5730 | 58,1653 |

Falla en el PCC3

Algunos cuadros de resultados para fallas trifásicas sin liberación de zona de falla:

| Voltaje máximo (<i>p.u</i>) | | | |
|---|----------------|----------------|-----------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 1,0999 | 1,2060 | 1,2769 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 1,0974 | 1,1792 | 1,2668 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 1,0881 | 1,1702 | 1,2339 |
| Microrred coon sincroconvertidores (Caso D) | 1,0975 | 1,1088 | 1,1152 |

| Error de estado estacionario (%) | | | |
|---|------------------------|------------------------|------------------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | $-4,02 \times 10^{-2}$ | $-2,55 \times 10^{-1}$ | $-5,38 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | $-1,02 \times 10^{-1}$ | $-2,25 \times 10^{-1}$ | $-3,75 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | $-1,43 \times 10^{-1}$ | $-2,83 \times 10^{-1}$ | $-4,36 \times 10^{-1}$ |
| Microrred coon sincroconvertidores (Caso D) | $-4,79 \times 10^{-8}$ | $-4,48 \times 10^{-8}$ | $-6,30 \times 10^{-8}$ |

| Corriente máxima (<i>p.u</i>) | | | |
|---|----------------|----------------|-----------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 3,4438 | 6,1993 | 8,7603 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 3,3646 | 6,1080 | 8,6142 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 3,3093 | 6,2150 | 8,4884 |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | 7,2746 | 8,8563 | 9,0071 |

| Frecuencia de operación (<i>Hz</i>) | | | | | | |
|---------------------------------------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|
| Tiempo de falla | 1.66 ms | | 9.16 ms | | 16.66 ms | |
| Frecuencia | Max | Min | Max | Min | Max | Min |
| Modelo | | | | | | |
| Caso A | 63,2351 | 56,5686 | 62,8238 | 56,8471 | 62,8238 | 54,4280 |
| Caso B | 62,6478 | 56,9231 | 62,6256 | 57,2445 | 62,6256 | 55,2211 |
| Caso C | 62,3473 | 57,0898 | 62,3602 | 57,4444 | 62,3602 | 55,8830 |
| Caso D | 62,3340 | 57,0685 | 61,9727 | 57,8059 | 61,9727 | 57,5951 |

Para fallas trifásicas cuando es liberada la zona de falla, se obtuvo:

| Voltaje máximo (<i>p.u</i>) | | | |
|---|----------------|----------------|-----------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 1,4153 | 1,5293 | 1,7755 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 1,3975 | 1,5153 | 1,7618 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 1,3709 | 1,4934 | 1,7318 |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | 1,2654 | 1,2403 | 1,2438 |

| Error en estado estacionario (%) | | | |
|---|------------------------|------------------------|------------------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | $-5,83 \times 10^{-1}$ | $-6,1 \times 10^{-1}$ | $-9,23 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | $-5,84 \times 10^{-1}$ | $-6,04 \times 10^{-1}$ | $-6,99 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | $-5,90 \times 10^{-1}$ | $-5,11 \times 10^{-1}$ | $-6,05 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | $-5,81 \times 10^{-1}$ | $-5,94 \times 10^{-1}$ | $-9,26 \times 10^{-1}$ |

| Corriente máxima (p.u) | | | |
|---|---------|---------|----------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 3,5280 | 6,5375 | 9,1378 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 3,4258 | 6,4189 | 9,0063 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 3,2739 | 6,2440 | 8,8213 |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | 6,4123 | 7,7684 | 7,8790 |

| Frecuencia de operación (Hz) | | | | | | |
|------------------------------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|
| Tiempo de falla | 1.66 ms | | 9.16 ms | | 16.66 ms | |
| Frecuencia | Max | Min | Max | Min | Max | Min |
| Modelo | | | | | | |
| Caso A | 62,9116 | 57,4113 | 62,1141 | 58,2698 | 62,1350 | 56,5553 |
| Caso B | 62,4002 | 57,7048 | 61,8769 | 58,5810 | 61,8155 | 57,2271 |
| Caso C | 62,1220 | 57,9417 | 61,8633 | 58,6485 | 61,5880 | 57,9020 |
| Caso D | 61,9992 | 57,9131 | 61,7647 | 58,2650 | 61,4024 | 57,9921 |

Para el caso de fallas monofásicas sin liberación de zona de falla:

| Voltaje máximo (<i>p.u</i>) | | | |
|---|----------------|----------------|-----------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 1,0383 | 1,0644 | 1,0864 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 1,0344 | 1,0660 | 1,0864 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 1,0348 | 1,0635 | 1,0849 |
| Microrred coon sincroconvertidores (Caso D) | 1,0524 | 1,0729 | 1,0899 |

| Error de estado estacionario (%) | | | |
|---|------------------------|------------------------|------------------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | $-8,95 \times 10^{-2}$ | $-6,86 \times 10^{-2}$ | $-1,06 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | $-3,89 \times 10^{-2}$ | $-7,65 \times 10^{-2}$ | $-1,14 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | $-6,89 \times 10^{-2}$ | $-1,14 \times 10^{-1}$ | $-1,57 \times 10^{-1}$ |
| Microrred coon sincroconvertidores (Caso D) | $4,44 \times 10^{-8}$ | $-4,81 \times 10^{-9}$ | $-1,16 \times 10^{-7}$ |

| Corriente máxima (<i>p.u</i>) | | | |
|---|----------------|----------------|-----------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 3,1217 | 4,3567 | 4,9495 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 3,0088 | 4,2382 | 4,8522 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 2,8905 | 4,1326 | 4,7939 |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | 6,0798 | 8,8983 | 8,8562 |

| Frecuencia de operación (<i>Hz</i>) | | | | | | |
|---------------------------------------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|
| Tiempo de falla | 1.66 ms | | 9.16 ms | | 16.66 ms | |
| Frecuencia | Max | Min | Max | Min | Max | Min |
| Modelo | | | | | | |
| Caso A | 62,0595 | 57,8599 | 62,0595 | 57,7688 | 62,0595 | 57,7888 |
| Caso B | 62,0750 | 57,9364 | 62,0750 | 57,8735 | 62,0750 | 57,9880 |
| Caso C | 62,0284 | 58,2389 | 62,0284 | 57,9120 | 62,0284 | 58,2042 |
| Caso D | 61,8801 | 58,3335 | 61,8801 | 57,7018 | 61,8801 | 58,0808 |

Para una falla monofásica cuando es liberada la zona de falla:

| Voltaje máximo (<i>p.u</i>) | | | |
|---|----------------|----------------|-----------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 1,2156 | 1,3051 | 1,3391 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 1,2031 | 1,2913 | 1,3328 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 1,1953 | 1,2688 | 1,3198 |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | 1,0714 | 1,1415 | 1,1833 |

| Error de estado estacionario (%) | | | |
|---|------------------------|------------------------|------------------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | $-5,98 \times 10^{-1}$ | $-6,24 \times 10^{-1}$ | $-6,16 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | $-5,78 \times 10^{-1}$ | $-5,87 \times 10^{-1}$ | $-6,00 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | $-5,80 \times 10^{-1}$ | $-5,92 \times 10^{-1}$ | $-6,14 \times 10^{-1}$ |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | $2,37 \times 10^{-1}$ | $6,87 \times 10^{-1}$ | $7,61 \times 10^{-1}$ |

| Corriente máxima (<i>p.u</i>) | | | |
|---|----------------|----------------|-----------------|
| Modelo (caso) | 1.66 ms | 9.16 ms | 16.66 ms |
| Microrred con convertidores convencionales (Caso A) | 3,471 25 | 4,7280 | 5,3214 |
| Microrred con 1 sincroconvertidor y 2 convertidores convencionales (Caso B) | 3,3514 | 4,6147 | 5,2290 |
| Microrred con 2 sincroconvertidores y 1 convertidor convencional (Caso C) | 3,1710 | 4,4428 | 5,0998 |
| Microrred con sincroconvertidores (Caso D) | 5,6096 | 8,3518 | 8,3514 |

| Frecuencia de operación (<i>Hz</i>) | | | | | | |
|---------------------------------------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|
| Tiempo de falla | 1.66 ms | | 9.16 ms | | 16.66 ms | |
| Frecuencia | Max | Min | Max | Min | Max | Min |
| Modelo | | | | | | |
| Caso A | 61,9075 | 58,4706 | 62,3158 | 58,1082 | 62,4032 | 58,0237 |
| Caso B | 61,9356 | 58,5204 | 62,2179 | 58,3060 | 62,3543 | 58,1222 |
| Caso C | 61,8951 | 58,7645 | 62,0342 | 58,4218 | 62,0687 | 58,1801 |
| Caso D | 61,7564 | 58,5595 | 61,8836 | 58,1490 | 61,7564 | 58,1506 |