



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

EVALUACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN EN MICRO-REDES: MÁS ALLA  
DE LO ADAPTATIVO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

DAVID IGNACIO RIVAS REINOSO

PROFESOR GUÍA:  
PATRICIO MENDOZA ARAYA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
PABLO MEDINA COFRÉ  
PABLO GONZALEZ INOSTROZA

SANTIAGO DE CHILE  
2021

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
**AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL  
ELÉCTRICA**

POR: DAVID IGNACIO RIVAS REINOSO

FECHA: AGOSTO 2021

PROF. GUÍA: PATRICIO MENDOZA ARAYA

EVALUACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN EN MICRO-REDES: MÁS ALLA  
DE LO ADAPTATIVO

La presente memoria tiene como fin discutir, modelar, e implementar una plataforma de simulación conducente a reproducir los desafíos que representa el ambiente de Micro-red en lo que concierne a su protección eléctrica, para de esta forma concluir sobre la efectividad y selectividad de un esquema de protección diferencial de línea propuesto, basado desde una revisión de la literatura.

Se ha identificado que la protección diferencial es inmune a la mayoría de los desafíos de protección que imponen las Micro-redes. El comportamiento de cortocircuito de la Micro-red depende principalmente de su topología, de su estado de operación conectado o aislado, de los lazos de control de corriente de los inversores conectados y de las estrategias de generación para las referencias de corriente en caso de fallas.

Se ha propuesto una metodología y elaborado casos de estudio conducentes a abordar cada una de las problemáticas del párrafo anterior, con especial énfasis en el comportamiento de los inversores, de forma que satisfagan códigos de red de siguiente generación.

Los resultados comprueban la efectividad de la plataforma de simulación en reproducir las condiciones de cortocircuito en la Micro-red, la efectividad del esquema diferencial propuesto y ponen de manifiesto las ventajas de las protecciones diferenciales en la operación enmallada de las Micro-redes.

*Mis sinceros agradecimientos a mi familia,  
a mis amorosos y esforzados padres,  
a mis hermanos, por ser tan buenos,  
y a Marion por civilizarme, con cuestionables resultados, estos años...*

# TABLA DE CONTENIDO

<b>Capítulo 1</b> .....	<b>1</b>
<b>Introducción</b> .....	<b>1</b>
1.1. Motivación y Antecedentes.....	1
Desafíos en la protección de Micro-redes.....	1
Esquemas de protección en la literatura .....	2
Protección Diferencial .....	3
1.2. Descripción del Problema .....	4
1.3. Objetivos.....	4
1.3.1. Objetivo General.....	4
1.3.2. Objetivos Específicos .....	4
1.4. Estructura de la Memoria.....	4
1.5. Alcances.....	5
<b>Capítulo 2</b> .....	<b>6</b>
<b>Marco Teórico y Estado del Arte</b> .....	<b>6</b>
2.1. Micro-redes y Generación Distribuida .....	6
2.2. Desafíos de Protección en Micro-redes .....	7
2.3. Modelamiento y comportamiento de falla de VSC .....	16
2.4. Sistemas de Protección .....	35
2.5. Protecciones diferenciales .....	39
Protecciones Piloto o Protecciones a través de Comunicaciones .....	41
2.6. Esquemas de protección para Micro-redes en la Literatura .....	41
Protecciones diferenciales para Micro-redes en la Literatura .....	42
Protecciones diferenciales zonales.....	43
<b>Capítulo 3</b> .....	<b>44</b>
<b>Metodología y Aportes del Trabajo de Memoria</b> .....	<b>44</b>
3.1. Formalización del Problema .....	44
3.2. Propuesta Metodológica .....	44
3.3. Aportes del trabajo de memoria .....	46

<b>Capítulo 4</b> .....	<b>47</b>
<b>Implementación de la Propuesta</b> .....	<b>47</b>
4.1. Casos de estudio .....	47
4.2. Desarrollo de la Red Representativa .....	49
4.3 Modelación Inversores .....	52
Grid feeding inverters .....	54
Grid forming Inverters .....	59
4.4. Propuesta del esquema de Protección. ....	60
4.5. Implementación del esquema de Protección. ....	63
<b>Capítulo 5</b> .....	<b>65</b>
<b>Resultados</b> .....	<b>65</b>
5.1. Caso radial y aislado.....	67
5.2. Caso radial y conectado.....	70
5.3. Caso enmallado y aislado .....	73
5.4. Caso enmallado y conectado.....	76
<b>Capítulo 6</b> .....	<b>79</b>
<b>Conclusiones</b> .....	<b>79</b>
Trabajo futuro.....	80
<b>Capítulo 7</b> .....	<b>82</b>
<b>Bibliografía</b> .....	<b>82</b>
<b>Anexo A</b> .....	<b>86</b>

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación y Antecedentes

El sistema eléctrico centralizado convencional, que comprende centrales generadoras de gran escala ubicadas lejos del consumidor final, ha servido a las necesidades eléctricas durante décadas sin mayores cambios. Sin embargo, nuevas preocupaciones enfrentan a la industria eléctrica, como la restricción en la construcción de nuevas líneas de transmisión, la deseable liberalización de los mercados eléctricos, emisiones de gases invernadero, entre otras. Esto ha motivado a privados e investigadores a explorar distintas soluciones a estos desafíos. En este contexto es ampliamente aceptado que el uso de medios de generación distribuidos alrededor del mundo aumentará de forma significativa, en tanto responden de forma efectiva a muchas de las problemáticas actuales de los sistemas de potencia [1], [2].

Existe un número de barreras en la forma de desafíos técnicos, regulatorios y comerciales cuando se trata de la integración directa de medios de generación distribuidos (DER's) sobre la red. De forma de superar dichas dificultades, las Micro-redes han sido propuestas por múltiples organismos para superar estos desafíos.

La proliferación de medios de generación distribuidos está preparando la escena para que algunos de los sistemas de distribución operen como Micro-redes y una de las ventajas más relevantes en su aplicación en las ciudades corresponde a su consolidación como activos que mejorarán la resiliencia de la red, en su sentido más amplio.

La resiliencia ofrecida por una Micro-red, así como su habilidad para gestionar recursos de generación distribuidos está en peligro si la Micro-red no es protegida adecuadamente ante un fenómeno de falla. Uno de los desafíos para asegurar su correcta operación corresponde entonces al correcto funcionamiento y diseño de los sistemas de protecciones [3].

### Desafíos en la protección de Micro-redes

Ampliamente revisado en la literatura corresponde al hecho que la adopción de medios de generación distribuidos afecta la efectividad de esquemas de protección convencionales [1], [4]. Las redes convencionales del mismo nivel de tensión que las Micro-redes se protegen mediante funciones de protección de sobrecorrientes y automatismos cuyo objetivo corresponde a aislar/ desconectar una falla. En Micro-redes, la mayoría de las fuentes están conectadas a través de convertidores de potencia. Estos convertidores no abastecen

la suficiente corriente de falla para operar esquemas de protección por sobrecorriente en modo aislado debido a que han sido diseñados para limitar la corriente de falla y proteger su electrónica de potencia. La flexibilidad en su operación y la presencia de medios distribuidos causan niveles variables de corriente de cortocircuito en las Micro-redes además de flujos de potencia cuya dirección puede cambiar durante la operación. Proteger una Micro-red dominada por convertidores es un desafío técnico bajo el paradigma de protecciones de sobrecorriente [1].

Ante la ausencia de soluciones comerciales de relés orientados a la protección de Micro-redes, dispositivos orientados a la transmisión y subtransmisión son las únicas elecciones que pueden hacer a las Micro-redes más inmunes a los desafíos de protección que presentan. Debido a que estos relés están respaldados por décadas de correcto funcionamiento en redes convencionales, se suele dar por sentada su correcta operación en las Micro-redes. Sin embargo, debido a algunas características únicas de las Micro-redes, se debe tener en consideración modificaciones o actualizaciones a estos esquemas para su funcionamiento en el nuevo entorno [5].

## **Esquemas de protección en la literatura**

La literatura ha propuesto diversos esquemas de protección basados en diferentes estrategias. Entre las más prometedoras se encuentra las protecciones adaptativas, que responden a los desafíos en Micro-redes a través de relés digitales configurables y la función de protección por sobrecorriente con parámetros adaptables. La configuración de la protección por sobrecorriente varía de forma online con la topología de la red. Esto requiere un estudio de coordinación de protecciones sobre cada topología posible de forma de obtener la curva de protección requerida para cada dispositivo. Es posible consultar trabajos de la escuela de ingeniería enfocados en esta estrategia en [6]–[8].

Este esquema presenta ciertas desventajas comentadas en [9], [10]. En términos de filosofía de protección, la protección por sobrecorriente adaptativa no responde adecuadamente a los desafíos en Micro-redes. Para ajustar las características de protección, se requiere un sistema de comunicación. El sistema no considera la posibilidad de falla de dicho sistema. Tampoco considera el desarrollo de nuevos medios de generación ni la habilidad Plug & Play de la Micro-red, pues se requeriría de un análisis de cortocircuito y de flujos de potencia antes de la entrada en operación de un medio de generación. Además, muchos de los sistemas de protección aplicados actualmente, como fusibles, relés estáticos y electromecánicos no pueden cambiar sus características de forma online.

Las filosofías de protección aceptadas varían de operador a operador de red. No se puede considerar a ninguna filosofía como “absoluta” o completamente correcta. Si es posible identificar aplicaciones incorrectas de determinados esquemas o bien identificar algunos más adecuados que otros.

## Protección Diferencial

La protección diferencial es un esquema de protección utilizado de forma extendida en los SEP orientado comúnmente a la protección de dispositivos, utilizando la comparación de medidas en al menos dos terminales del equipo. Aplicando la ley de corrientes de Kirchoff sobre muestras de corrientes obtenidas a través de transformadores de corriente, la detección de falla en el dispositivo se tiene cuando las magnitudes de las medidas no son iguales, considerando un sesgo atribuible a las diferencias en los instrumentos de medida. Por consiguiente, se suele utilizar en la protección de generadores, transformadores y barras para detectar especialmente fallas internas en los dispositivos, como una pérdida de la aislación.

La protección diferencial se ha propuesto en la literatura como una alternativa para la protección de Micro-redes en tanto su principio de protección es inmune a los niveles variables de cortocircuito que experimenta una Micro-red. Se tiene que la mayoría de los desafíos de protección en Micro-redes son evitados usando esquemas de protección diferenciales [11].

El enfoque de la literatura corresponde principalmente a la protección de las líneas de distribución de la Micro-red. Otro punto atractivo corresponde a que la utilización de los sistemas de protección existentes parece ser compatible con la aplicación de esquemas de protección diferencial, con un número mínimo de cambios [10].

Si bien es técnicamente efectiva, la metodología de protección diferencial requiere del intercambio de medidas desde ambos lados de la línea, lo que requiere costosos sistemas de comunicación. Se ha mostrado que esquemas diferenciales sin comunicación entre relés no pueden proteger efectivamente a las Micro-redes de todos los tipos de fallas [12]–[14].

De forma que se reconoce que este tipo de esquema es técnicamente apropiado. Sin embargo, el costo de la implementación de este sistema inviabiliza el desarrollo de esta solución, especialmente en entornos donde la solución Micro-red ha sido escogida como opción de electrificación de una localidad aislada por su bajo costo económico en relación con un proyecto de transmisión.

La necesidad de comunicación y el alto costo de los equipos necesarios han estimulado en la literatura la aparición de soluciones a estas problemáticas. Las soluciones de la literatura, no excluyentes entre sí, incluyen:

- Sustituir relés por sensores más baratos [12], [13].
- Abordar la optimalidad tanto en número como en ubicación de los dispositivos que conforman el sistema de protección [12], [13], [15].
- Minimizar la cantidad de información que debe ser intercambiada entre los equipos, simplificando y disminuyendo el costo del sistema de comunicación [16].



Una metodología que proponga un esquema de protección diferencial debe hacerse cargo de los desafíos que implica su aplicación práctica, teniendo en cuenta el compromiso entre el nivel de seguridad y el costo de implementación del esquema.

## **1.2. Descripción del Problema**

Se reconoce como un problema abierto en la literatura el diseño y el correcto funcionamiento de los sistemas de protección en Micro-redes, presentando una multitud de desafíos. El esquema diferencial es inmune a gran parte de estos problemas. Sin embargo, es igual de importante el desarrollo de metodologías que permitan evaluar la efectividad del esquema. De forma que se evaluará el esquema de protección diferencial en un entorno de Micro-red y para ello se desarrollará una metodología conducente a concluir sobre la efectividad del esquema acá revisado. Se espera que el trabajo constituya una referencia de consulta para desarrollos posteriores.

## **1.3. Objetivos**

### **1.3.1. Objetivo General**

Evaluar el esquema de protección diferencial en un ambiente de Micro-red que considere futuras exigencias de red.

### **1.3.2. Objetivos Específicos**

1. Reconocer las estrategias de protección diferenciales en la literatura.
2. Revisar, discutir e implementar modelos de convertidores cuyo sistema y objetivos de control satisfagan futuras exigencias de red.
3. Desarrollar una plataforma de simulación y evaluación de desempeño para el sistema de protección diferencial.
4. Validar las técnicas evaluadas en un ambiente simulado de Micro-red, a través de un conjunto de casos de estudio representativos de los desafíos en Micro-redes dominadas por medios de generación distribuidos.
5. Identificar las ventajas de la protección diferencial en Micro-redes.

## **1.4. Estructura de la Memoria**

La presente memoria se estructura en 6 partes, detalladas en lo sucesivo. La introducción presenta una motivación al problema, presenta los objetivos, los alcances y la estructura de la memoria. El capítulo posterior, marco teórico y estado del arte tiene como finalidad presentar la base conceptual en que descansan las propuestas acá revisadas y evaluadas. También presenta una revisión bibliográfica de consulta para el lector que pretende validar

la importancia del estudio del esquema diferencial. De igual forma se recogen las anomalías y desafíos de protección en las Micro-redes, y con esto las fortalezas y debilidades de la estrategia a evaluar, información de entrada para la elaboración de los casos de estudio. El tercer capítulo presenta la metodología del trabajo, y con esto las fases del proyecto. En esta parte se explica el procedimiento razonado concluyente a evaluar el desempeño del esquema de protección. El cuarto capítulo presenta la implementación y desarrollo de la metodología planteada en el capítulo anterior. Presenta los criterios de desempeño desarrollados y explica la elección de los casos de estudio. Así mismo, presenta la Micro-red simulada. En el capítulo 5 se exponen los resultados y los análisis derivados de la aplicación de los criterios de desempeño desarrollados. El sexto capítulo corresponde a las conclusiones de la memoria, trabajos futuros, tareas pendientes, desafíos y recomendaciones para trabajos en la misma línea.

## **1.5. Alcances**

El presente trabajo de título tiene como finalidad exponer y evaluar el esquema de protección diferencial en un ambiente de Micro-red simulado y representativo de los desafíos que se encuentran en este tipo de redes, que permita la aplicación de criterios presentes en la literatura para evaluar su desempeño en una variedad de casos de estudio y de esta forma concluir sobre la pertinencia de aplicación de esta estrategia y su efectividad en lo que respecta a los objetivos del sistema de protecciones.

- La aplicación de criterios considerará aspectos técnicos y económicos, en tanto las desventajas de este método corresponde a su alto costo de implementación.
- El esquema de protección no será evaluado en un sistema real, sino que se simulará una red benchmark cuyo diseño se haya concebido para la evaluación y aplicación de los criterios acá desarrollados, no realizándose pruebas más allá de las simulaciones computacionales.
- La plataforma de simulación corresponderá a MATLAB SIMULINK.
- La aplicación de la protección se centrará en fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas con y sin participación de tierra en líneas de distribución de corriente alterna.

# Capítulo 2

## Marco Teórico y Estado del Arte

La presente sección pretende revisar la base conceptual de los desafíos a los que responde la estrategia propuesta y los principios de esta. De igual forma, se presenta el estado del arte como resultado de la revisión bibliográfica con el objetivo de justificar la evaluación de la estrategia acá revisada.

### 2.1. Micro-redes y Generación Distribuida

A partir de los desafíos que enfrentan los SEP, las numerosas innovaciones que hacen uso extensivo de los avances en electrónica de potencia, redes de comunicación y sensores, que además integran la generación de fuentes renovables intermitentes y que de esta forma responden al aumento en complejidad y requerimientos de calidad y suministro, se albergan en la literatura bajo el concepto de Smart Grids o redes inteligentes. Dentro de la paleta de soluciones de las redes inteligentes se encuentran las Micro-redes.

El concepto de Micro-red posee múltiples definiciones por estándares y compañías, con ciertas características distintivas. A partir de estas, es posible definir una Micro-red como un subconjunto de una red de distribución donde coexisten generación distribuida y consumos, con la capacidad de conectarse y desconectarse de la red y operar de forma aislada y controlada. Como características distintivas las Micro-redes poseen la capacidad de operar en forma aislada del sistema eléctrico [1], [2].

Los medios de generación distribuidas se están volviendo de forma incremental una parte importante de la planificación para satisfacer las futuras demandas eléctricas. En orden de cumplir con los compromisos de reducción de gases de efecto invernadero en las siguientes décadas, los gobiernos necesitarán alentar su proliferación y con esto enfrentar los desafíos que imponen su cada vez mayor presencia. La generación distribuida se define como fuentes y grupos de fuente de potencia eléctrica que no están directamente conectados al sistema de potencia eléctrica. Se conectan por lo general al nivel de tensión de los consumidores, en media tensión de distribución.

Las Micro-redes han sido propuestas para integrar la penetración de fuentes de generación distribuida. Otra ventaja de las Micro-redes corresponde a que incrementan la confiabilidad del sistema, reduciendo interrupciones a los clientes y el tiempo de restauración del servicio.

## 2.2. Desafíos de Protección en Micro-redes

Las Micro-redes se consideran como solución prometedora para la operación del futuro sistema de potencia con importantes aportes de generación distribuida. Comparada con los sistemas de potencia convencionales y entre otras ventajas, ofrecen operación más flexible y eficiente al incorporar tecnologías de generación renovable y almacenamiento, ofreciendo de forma potencial resiliencia y confiabilidad de suministro mejorada. Las Micro-redes pueden operar en forma conectada y desconectada. Si bien estos dos modos ofrecen flexibilidad y resiliencia, también traen consigo desafíos operacionales.

Con medios de generación distribuidos aumentando su aporte al sistema y con el previsible aumento del número y variedad de Micro-redes siendo desarrollados es importante que el tema crítico de protecciones sea abordado. Por ello a la fecha de desarrollo de este trabajo múltiples comisiones de distintas organizaciones han presentado propuestas, presentando definiciones y esclareciendo los desafíos [1], [4], [17], [18].

La potencia de cortocircuito es una característica que puede variar de sobremanera en un modo de operación u otro. En la misma línea se ha identificado el impacto significativo de los sistemas de control de los inversores en el comportamiento de falla, problema en especial desafiante debido a la falta de uniformidad en la información ofrecida por los fabricantes. Además, una Micro-red puede contener inversores de distintos fabricantes.

“La protección del sistema es tanto un arte como una ciencia que involucra dispositivos de protección que son como centinelas silenciosos” [19]. Las prácticas de protecciones pueden variar de operador en operador y suelen ser desafiantes incluso para sistemas pasivos y de topología radial. Las prácticas de protecciones en Micro-redes presentan incluso mayores desafíos, entre ellos el modo de operación aislado, la preponderancia de medios de generación distribuidos y sistemas de distribución enmallados.

### Desafíos de la integración de los DER

Los DER se están integrando en redes de distribución de baja tensión, donde históricamente los operadores de red tienen la menor visibilidad del sistema. Los sistemas SCADA cubren únicamente las subestaciones a resoluciones temporales de 2 a 4 segundos, inadecuados para capturar fenómenos como fallas [20]. Esta necesidad ha sido recogida por la literatura, proponiendo la protección de Micro-redes mediante relés inteligentes (IED) destinados normalmente a protección de equipos costosos, y a la transmisión y subtransmisión, aprovechando sus capacidades de comunicación [10], [11], [13].

Los convertidores de potencia es la tecnología clave que permite la interconexión eficiente y flexible de diferentes fuentes de generación distribuida con la red. Actualmente la tecnología dominante corresponde a convertidores fuentes de voltaje (VSC, Voltage Source Converter) [21], siendo muchas las fuentes de generación que están integradas

completamente a través de un VSC dc-ac, entre las que están algunos generadores eólicos, generadores fotovoltaicos, BESS, y HVDC.

Todos los tipos de protección dependen de la consistencia en el comportamiento de las fuentes de generación en la forma de onda durante el funcionamiento normal y anormal. Las fuentes que actúan de forma anormal hacen que sea difícil para un relé de protección discriminar las condiciones normales de las anormales. Algunas de las siguientes características que causan comportamiento inconsistente se han observado en la mayoría de las tecnologías actuales de inversores, incluyendo los VSC:

- Límites térmicos de los inversores

En contraste con los generadores síncronos, los inversores tienen capacidades de sobrecarga temporales que suelen ser del orden del 20%, en contraste con los 600% de los primeros [19]. Esto significa que los transitorios de corriente de los inversores están limitados por la capacidad térmica de su electrónica de potencia. Lo anterior crea un problema significativo para aquellos esquemas de protección que para su correcto funcionamiento requieren de altas corrientes de cortocircuito.

- Comportamiento inconsistente durante fallas

Dependiendo de los fabricantes e incluso de los modelos, los inversores pueden exhibir diferentes características ante fallas en la red. Estos distintos comportamientos dificultan la tarea de desarrollar el estudio de coordinación y ajuste de protecciones. De forma de ejemplo, se comparte la siguiente tabla desde [18], donde se compara el comportamiento real de dos inversores de distintos fabricantes y potencia similar.

<b>Evento</b>	<b>Inversor A</b>	<b>Inversor B</b>
Falla Trifásica Franca en los terminales del Inversor.	Limitar corrientes a 3 veces la nominal, desconectar después de 30 segundos.	Limitar corriente a 1.5 veces la nominal por unos segundos, luego por 10 segundos inyectar la nominal, luego apagar.
Condición de sobrevoltaje en terminales.	Absorber 3 veces los reactivos nominales, apagar después de 30 segundos.	Apagar en menos de 10 segundos, dependiendo de una característica tiempo-voltaje
Falla monofásica a tierra en los terminales.	Salida de corriente de secuencia negativa o asimétricas: Limitar la corriente de la fase comprometida en 3 veces la nominal y el resto de las fases mantener la corriente de carga.	Salida únicamente de corriente de secuencia positiva. Solo salida de corrientes simétricas. Todos los voltajes reducidos para mantener la fase comprometida dentro de los límites térmicos.

Tabla 3-1: Ejemplos del comportamiento de inversores de distintos fabricantes [18].

Si bien los inversores pueden presentar distintos comportamientos, en general tienen la ventaja de permitir una muy alta controlabilidad, mayor que en fuentes tradicionales. Esta controlabilidad permitirá que en el futuro cumplan un mayor rol en mantener la estabilidad de las redes eléctricas. Este rol se trasladará en la forma de cambios a los códigos de redes que homogeneizarán y regularán su comportamiento, especialmente durante fallas en la red [22].

A partir de lo anterior es razonable aceptar que cualquier modelación o estudio eléctrico en el entorno de Micro-red debe tener en cuenta estos futuros requerimientos, que determinaran el comportamiento de los inversores conectados en el sistema.

La contribución de cortocircuito de inversores de fuente de voltaje es determinada por su estrategia de control de corriente [21]. El inversor puede rápidamente entregar una cantidad preespecificada de corriente AC de cortocircuito constante para satisfacer los requerimientos de red del operador del sistema siempre que esta permanezca dentro los límites de corriente transitoria del inversor, típicamente de 1.1 a 1.2 [p.u]. Después de 30 a 40 ms el inversor se comporta como una fuente constante de corriente conectado en paralelo con una impedancia infinita, pues la capacitancia en paralelo del filtro en p.u es muy grande y puede despreciarse.

De acuerdo con esquema de control y los requisitos de red, el inversor puede entregar tanto corrientes de secuencia positiva como de secuencia negativa. Si los requerimientos de red no especifican explícitamente requerimientos de secuencia negativa, estos normalmente se suprimen. De forma que, en las redes de secuencia, los inversores se representan mediante fuentes de corriente en secuencia positiva y como circuitos abiertos en el resto de las secuencias.

### **Recomendaciones y practicas actuales en protección con redes con alta penetración de DER**

Conforme aumenta la participación de los medios de generación distribuidos los países han desarrollado códigos de redes que se encuentran en permanente revisión dado los nuevos escenarios que ha impulsado la penetración de los DER. Prácticas y esquemas de varios países han sido recogidos en [4] y las actuales recomendaciones desde la perspectiva de la protección se presentan en esta sección.

El estándar IEEE 1547 ha sido el documento fundacional para la interconexión de medios de generación distribuidos con interfaz de inversor. La incremental penetración de los DER ha sido la causa principal de su continua revisión. Los controladores de Micro-red que están interconectados a la red respetan este estándar y los acuerdos de interconexión con las empresas eléctricas [18].

IEEE Std P2030.7-2017 y Std P2030.8-2018 son los dos estándares aprobados que abordan exclusivamente las microrredes. Actualmente estos estándares no prescriben esquemas de protección implementados dentro de la microrred. La serie Std P2030 incluye una serie de estándares aprobados de redes inteligentes, en proceso de confección con grupos de trabajos establecidos. Especialmente relevante corresponde al grupo de trabajo de desarrollo del estándar de IEEE 2030.12 “Guide for the design of Microgrid Protection Systems”. De forma que futuros trabajos deben tomar en cuenta sus recomendaciones una vez publicado.

### Requerimientos de la conexión

La mayoría de los países usan prácticamente el mismo conjunto de protecciones en la interfaz del DER y el sistema: Relés de sobre/bajo voltaje, relés de baja/alta frecuencia, relés de sobrecorriente de fase y tierra. Ejemplo de una interfaz se muestra en la siguiente figura:

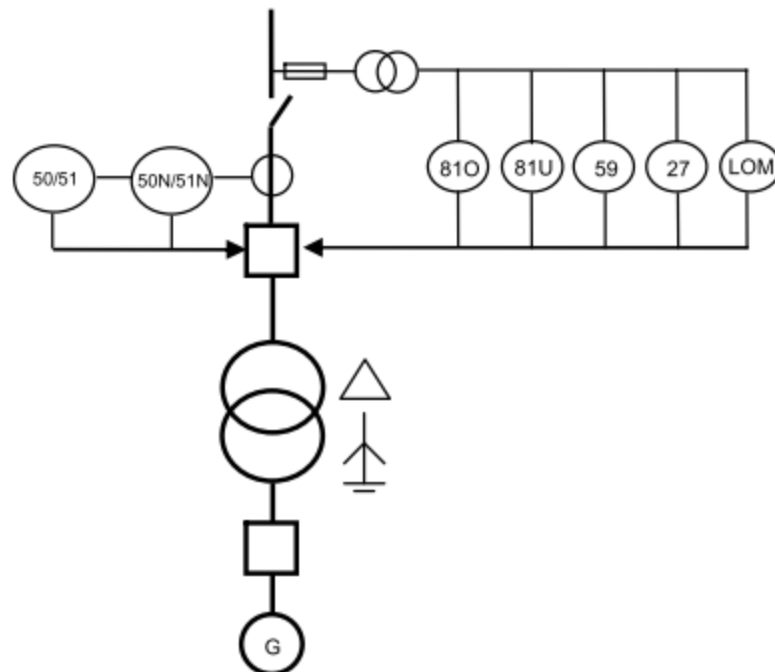


Figura 3-1: Protecciones comunes en el punto de interconexión de un medio de generación distribuido a la red [4] .

Los parámetros de estos relés se suelen especificar en documentos regulatorios o guías, siendo especificados para los distintos niveles de tensión. Comparando las configuraciones requeridas por distintos países, se pueden presentar algunos rangos ilustrativos, presentados en la Tabla 3-1.

Función	Nivel de Tensión, Distribución	
	Rango	Tiempo [s]
Bajo voltaje	<50% $V_n$	<0.5
	50-80% $V_n$	0.5-0.2
Sobrevoltaje	>115% $V_n$	0.1-1
	105-115% $V_n$	1-60
Baja Frecuencia	47-49 Hz	< 0.5
	(59.4 Hz)	(0.5)
Sobre frecuencia	51-52 Hz	< 0.5
	(60.5 Hz)	(0.5)

Figura 3-2: Rangos típicos de funciones de protección de medios de generación distribuidos [4]

De acuerdo con la revisión anterior se tiene que los esquemas de control de los inversores pueden variar entre fabricantes, además de ser de carácter privado. Cualquier intento por representar sus características de falla debe ser general y concentrarse en sus características principales [21]. Se deben tener en cuenta los futuros requisitos de los códigos de redes, para simular de forma completa su comportamiento y con esto los desafíos en protecciones que conllevan los inversores en las Micro-redes.

### Requisitos futuros de los códigos de redes

Los operadores de los sistemas de transmisión y distribución, ante la penetración de fuentes de energía mediadas por un convertidor, han emitido restricciones de red en la forma de códigos de redes. La tendencia indica que los convertidores no solo deben permanecer conectados ante perturbaciones en la red, sino que proveer servicios auxiliares tal como los generadores de fuentes convencionales. Es posible dividir los requisitos en dos:

- Fault Ride-Through Capability.

Bajo condiciones de falla, la generación basada en convertidores experimenta bajas de voltaje en el punto de conexión. Cuando exista un gran nivel de integración, será necesario que los DER y los dispositivos de almacenamiento sean capaces de soportar todas aquellas “fallas menores” que ocurren en una red, desconectándose únicamente cuando las fallas sean serias. Desconexiones innecesarias de fuentes de generación imponen una amenaza a la continuidad de servicio. Diferentes códigos nacionales e internacionales han definido requerimientos de Fault Ride-Through en la forma de perfiles voltajes-tiempo. Los



parámetros del perfil varían de país en país. Como ejemplo en la Figura 3-3 se presenta el perfil voltaje-tiempo para el código alemán VDE-AR-N 4120 (2017).

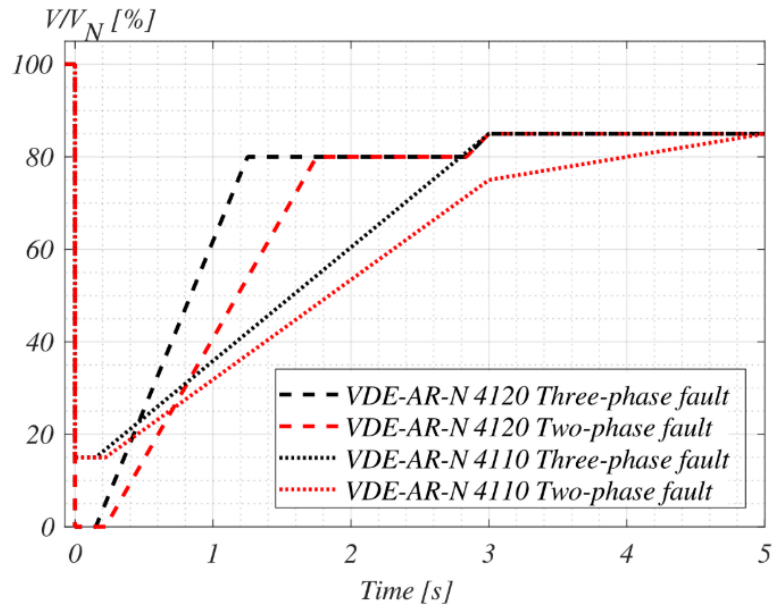


Figura 3-3:Perfiles voltaje tiempo para los requerimientos de Low-voltage ride-through para alta tensión (4120) y media tensión (4110).  $V_N$  es el voltaje nominal fase-fase y  $V$  representa el menor voltaje fase-fase durante la falla. Color negro: fallas trifásicas. Color rojo, fallas bifásicas.

- Soporte al voltaje de la red

La generación convencional es capaz de proveer corriente reactiva rápidamente ante fallas en la red, lo que es importante no solo para soporte de la red, sino que para la activación de los sistemas de protección. Si durante una falla desbalanceada se inyectan únicamente corrientes de secuencia positiva, se tendrán sobrevoltajes en las fases sin falla. Sin la provisión de corriente de secuencia negativa durante fallas asimétricas, la detección de las fallas por los dispositivos de protección aumenta significativamente [23].

Una provisión de corriente de secuencia positiva y negativa debe ser inyectada para dar soporte a la red. Esta provisión dual, atenúa los voltajes de secuencia negativa y mejora los voltajes de secuencia positiva. De la mano del ejemplo anterior, el código alemán en su revisión VDE-AR-N 4120 (2017) incluye requerimientos de inyección de corrientes de secuencia negativa ante fallas asimétricas, tanto a alta como a media tensión.

La Figura 3-4 muestra requerimientos típicos de alta tensión para la inyección de corrientes de secuencias positiva y negativa. La inyección de corriente reactiva depende de la caída de la tensión medida y el requerimiento de inyección de la red. Los códigos de redes imponen esta restricción en la forma del parámetro  $k^+, k^-$ , para la secuencia positiva

y negativa, respectivamente. Valores típicos para estos parámetros se encuentran entre 2 y 6, siendo típicamente 2 [24].

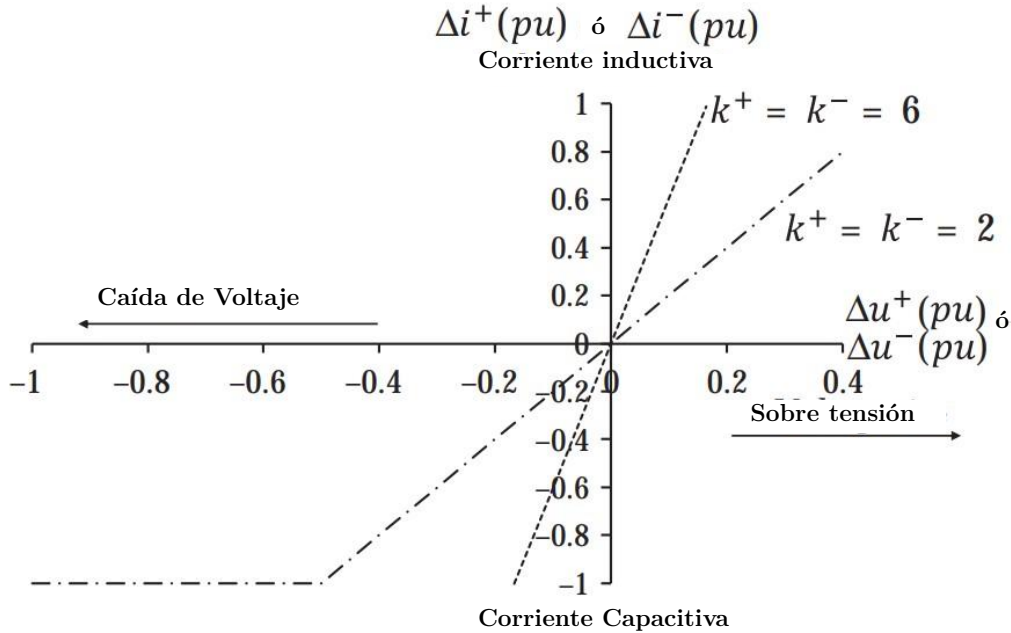


Figura 3-4: Requerimientos de red típicos para inyecciones de corrientes dinámicas de secuencia positiva y negativa [21].

De acuerdo con [25], el interés actual en la literatura de control de convertidores corresponde a la inyección simultánea de potencia activa y reactiva maximizando la utilización de la capacidad de los conversores mientras se satisfacen los códigos de red y se respetan las sobrecorrientes en cada fase del convertidor.

Si la potencia activa tiene la prioridad ante una falla, la capacidad restante del convertidor puede utilizarse para inyectar potencia reactiva, y viceversa. En vista de los requerimientos de los códigos, un inversor que satisfaga los futuros códigos de red debe priorizar la inyección de corriente reactiva tanto de secuencia positiva como de secuencia negativa.

Con estos antecedentes, los convertidores que satisfagan las necesidades de los códigos de redes de siguiente generación, desde el punto de vista de dar soporte a la red, requieren la capacidad de inyección de corrientes de secuencia positiva y negativa. Desde el punto de vista de satisfacer los perfiles voltajes-tiempo, se debe reparametrizar las protecciones de bajo voltaje en los puntos de conexión de los medios de generación distribuida.

### Desafíos de protección en Micro-redes

La mayoría de las redes a nivel de distribución opera en forma radial, con la mayoría de ellas conectadas en forma radial. Existe la posibilidad de enmallamiento en la forma de un interruptor que permanece por lo general abierto, lo que preserva la estructura radial del

sistema. La integración de medios de generación distribuida puede modificar la dirección de los flujos de potencia, lo que afecta el ejercicio de coordinación de los elementos de protección existentes.

Los esquemas de protección normalmente utilizados en los niveles de tensión de las Micro-redes corresponden a dispositivos de protección por sobrecorriente, tales como reconectores, interruptores de potencia, fusibles y relés. Estos dispositivos se coordinan para minimizar el impacto de fallas, proveyendo su adecuado aislamiento. El ejercicio de coordinación asume la dirección del flujo de potencia desde el alimentador hacia la carga. De igual forma estos dispositivos de protección dependen fuertemente de valores de sobrecorriente conocidos o esperados, por lo general sin la posibilidad de cambiar este parámetro de forma online.

Desde un punto de vista operacional, se requiere planear, diseñar y operar las Micro-redes de una forma flexible. Esta flexibilidad se logra cuando la Micro-red es capaz de operar en modo aislado y modo conectado. Una gran fuente de flexibilidad en las Micro-redes se consigue al utilizar como interfaz entre los medios de generación distribuidos y la red, electrónica de potencia.

La presencia de electrónica de potencia se traduce en un segundo desafío en la protección de las Micro-redes. Las unidades inversoras dentro de las Micro-redes tienen asociados bajas capacidades de corriente de falla. En estas circunstancias, la corriente de falla disponible desde los DER es reducida en comparación a los generadores convencionales de la red.

De esta forma la transición de la Micro-red desde el estado conectada a la red a aislada podría significar una marcada reducción de la capacidad de cortocircuito si un número significativo de fuentes de generación distribuida están conectadas mediante inversores. En consecuencia, la red aislada contaría con una baja y homogénea capacidad de cortocircuito en sus partes, de forma que la sensibilidad y la operación de relés sobrecorriente se vería gravemente afectada, además de dificultar su parametrización.

Una revisión extensa de los desafíos de protección impuesto por la adopción de los medios de generación distribuidos se encuentra en [4], [26]. De forma de resumen se presenta la siguiente lista:

- Flujo bi-direccionales de corrientes de falla.
- Dirección indeterminada y nivel limitado de corrientes de falla.
- Gran variabilidad de la magnitud de la corriente de falla.
- Distintos modos de operación, conectado y aislado de la red.
- Diversas configuraciones de red.

Los sistemas de protección convencional tienen dificultades abordando estos desafíos, y en muchas ocasiones estos problemas no pueden ser resueltos con una re-coordinación de las protecciones existentes. Cambiar adaptativamente las configuraciones de protección para el sistema es una solución intuitiva pero extensiva en tiempo y costosa debido a la reingeniería necesaria cada vez que ingresa un nuevo DER, la necesidad de un sistema de comunicación centralizado y la sustitución del equipo existente a nuevo equipo capaz de cambiar sus parámetros de forma online [18].

Especial atención tienen las fallas dentro de la Micro-red desconectada (N-2). Debido a que la contribución de falla de los inversores está completamente determinada por su sistema de control, una discusión de control de inversores es inevitable [21]. Existe una gran variedad de medios de generación distribuidos con distintas constantes de tiempo asociados, en lo que se refiere a su comportamiento dinámico durante su operación. Sin embargo, durante fallas, la constante de tiempo dominante es aquella asociada a su control de corriente.

Debido a las condiciones variables de operación en una Micro-red y a sus topologías enmalladas, es necesario el uso de comunicaciones. En [27] se muestra que esquemas sin comunicaciones no son aplicables en redes enmalladas donde la falla en una ubicación es indistinguible de otra. En [28] se muestra de forma similar que protecciones tradicionales de sobrecorriente no son suficientes debido a la baja capacidad de sobrecorriente de los inversores y propone un sistema de protección diferencial basado en relés digitales con comunicación.

### **Niveles y jerarquías de control en una Micro-red**

Para modelar de forma adecuada el comportamiento transitorio durante una falla en una Micro-red, se debe tener en cuenta sus esquemas y jerarquía de control en caso de que estos puedan determinar o influir el comportamiento de los controladores los primeros ciclos después de una falla.

De acuerdo con [2], las escalas de tiempo del control secundario corresponden a 1 a 10 segundos, no siendo por tanto determinante en los primeros ciclos de falla. De forma que, para los alcances del presente trabajo, interesa el control primario en la Micro-red, de 10-100 ms.

Los métodos más comunes de control primario dependen del estado de la Micro-red. En estado conectado el método común es el denominado método PQ, donde es el operador de la red fija P y Q para los inversores. De esta forma los inversores operan como *Grid Feeding converters*. En estado aislado, el método más común de control primario corresponde a control Droop y los inversores operan como *Grid-Supporting converters* y *Grid-forming converters* [22].

## 2.3. Modelamiento y comportamiento de falla de VSC

La tecnología actual dominante de convertidores corresponde a los *Voltage Source Converters* (VSC). Un convertidor fuente de voltaje trifásico puede ser visto como una fuente trifásica cuya magnitud, frecuencia y fase, pudiendo ser controlada de forma simultánea [21].

Cuando los medios de generación distribuida están conectados usando como interfaz un VSC, el método más popular de control corresponde al control de corriente AC (CC), que ofrece ventajas en términos de respuesta, simpleza en el diseño y estabilidad [27]. En este esquema es la corriente inyectada a la red la que corresponde a la variable controlada que determina los intercambios de potencia activa y reactiva con la red.

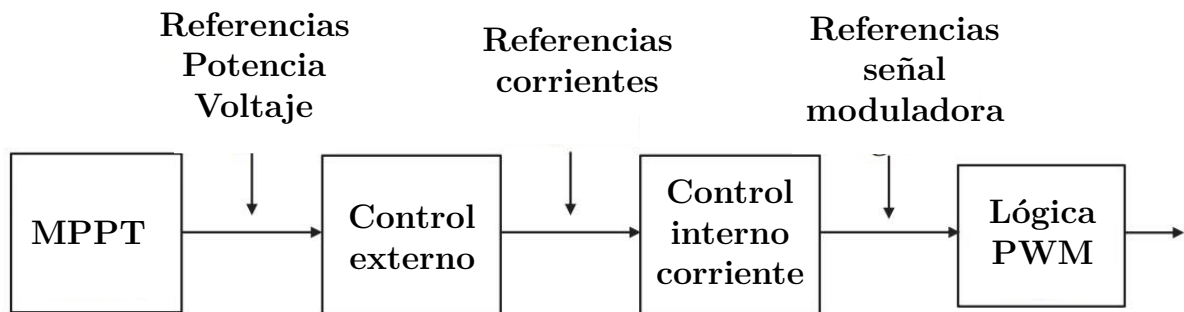


Figura 3-5: Control en cascada de un VSC [21].

El controlador de corriente obtiene sus referencias de lazos de control externo, con constantes de tiempo más lentas. Estos lazos de control pueden ignorarse si el propósito es modelar el comportamiento transitorio de los convertidores en los primeros ciclos de la falla. De acuerdo con la discusión respecto a los requerimientos de códigos de redes, las referencias de corriente pueden ser modificadas por un algoritmo que busque satisfacer distintos objetivos de control [21].

Dentro de las técnicas lineales de control se encuentra el control PI, control predictivo y control resonante. Control predictivo está fuera del alcance de la memoria y control resonante, como se verá, es equivalente al control PI en el eje de referencia síncrono [27]. Para los propósitos de representar el comportamiento general de convertidores, es el control PI el más comúnmente discutido [22].

El control PI clásico tiene 2 desventajas conocidas: su pobre desempeño en el rechazo de perturbaciones y su incapacidad para seguir referencias debido al comportamiento del integrador cuando las perturbaciones varían de forma periódica. Para superar las limitaciones del control PI en lo que se refiere a seguir referencias sinusoidales, el mismo esquema de control se implementa en el eje de referencia síncrono también denominado marco  $dq$ , con velocidad angular  $\omega$ . En este marco rotatorio las corrientes y voltajes se

convierten en cantidades DC. Idealmente un controlador PI tiene ganancia infinita ante señales DC.

Obtener la frecuencia o “ángulo” de la red se denomina en la literatura sincronización. La sincronización es uno de los aspectos más relevantes concernientes al control de convertidores. La técnica más extendida usada en aplicaciones que requieren la frecuencia de la red en sistemas trifásicos corresponde al PLL basado en el eje de referencia síncrono. Un PLL es un sistema de control que genera una señal de salida que tiene la misma fase que la señal de entrada y por lo tanto provee el ángulo rotante para la transformación de las variables  $abc$  a  $dq$  y de esta forma sincronizar al convertidor con la frecuencia de la red.

Estas observaciones se muestran gráficamente en la Figura 3-6.

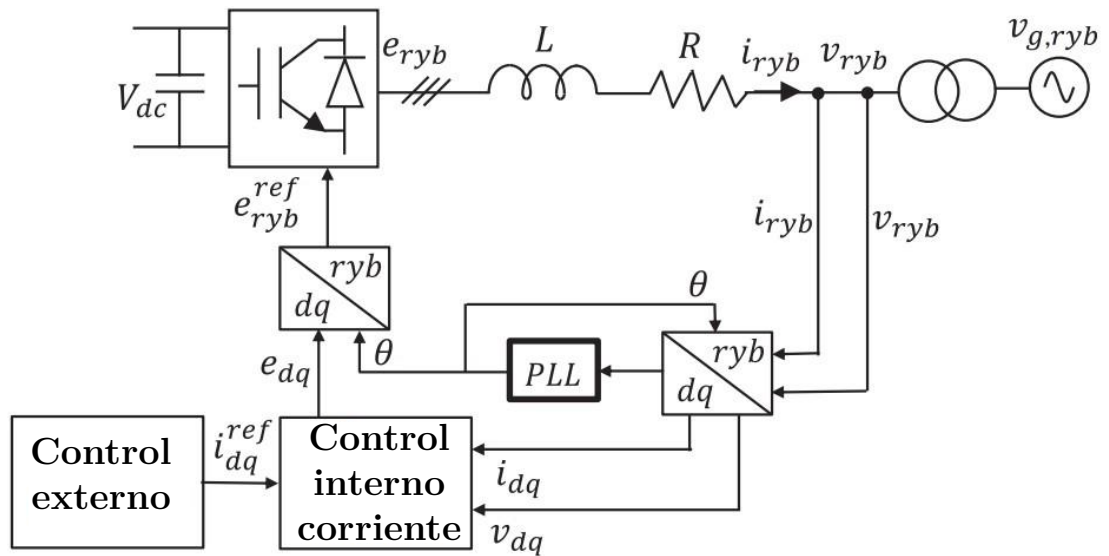


Figura 3-6: Estructura de control para el VSC controlado por corriente [21].

Las ecuaciones para el modelo del VSC en el eje de referencia  $abc$  se transforman al marco  $dq$ . Se ignora la secuencia cero, si el VSC está conectado a la red mediante 3 hilos.

### Estructuras de control Grid Forming inverters

De acuerdo con [21] los esquemas de control para los *Grid-Forming Inverters* se pueden dividir esencialmente en dos grupos: EL primer grupo simula las características de las respuestas temporales eléctricas y mecánicas de las máquinas síncronas, los denominados Virtual Synchronous Machine (VSM). En la literatura no hay consenso de las características que deben ser emuladas, de forma que se reconoce como un problema abierto. En [28] se presenta un modelo de control VSM que tiene en cuenta las condiciones de falla, proponiendo una estructura que mantiene las características de operación como una fuente de voltaje, a la vez que limita las corrientes de falla hasta el valor admisible.

El segundo grupo corresponde a los *Grid-Forming Inverters* usando un control Droop externo, con un mecanismo de control de corriente durante las fallas. Inversores basados en esta estrategia han sido ya implementados en Micro-redes y pequeños sistemas aislados [21].

En [24] se presentan métodos de control Droop para el control de *Grid-Forming Inverters*, junto con valores recomendados típicos.

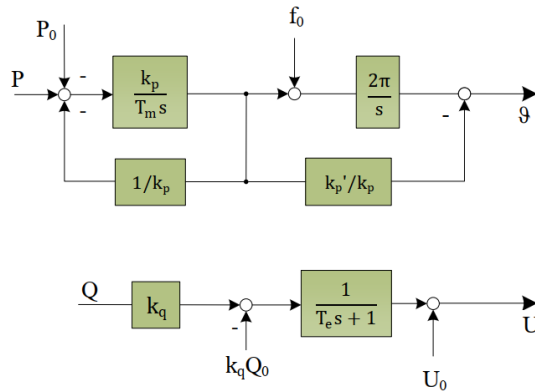


Figura 3-7: Algoritmo de control auto-sincronizante [24].

### Estructuras de control Grid Feeding Inverters

Tal como se revisó en secciones precedentes, para que un inversor satisfaga futuras

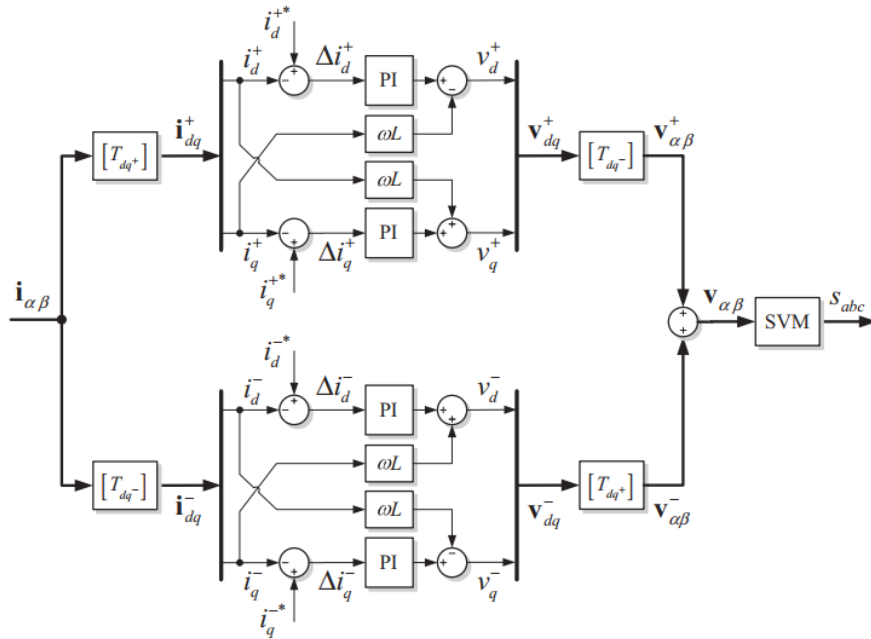


Figura 3-8: Controlador de corriente dq síncrono en ambas secuencias [27].

exigencias de red su lazo interno de control de corriente debe ser capaz de seguir referencias de secuencia positiva y negativa. La mayoría de los controles convencionales usados en convertidores trifásicos no son capaces de inyectar corrientes de secuencia negativa, especialmente cuando los voltajes de la red son desbalanceados [27].

La forma más intuitiva de controlar un vector de corriente que cuenta con componentes tanto de secuencia positiva como negativa corresponde a usar un doble esquema de control, uno para cada secuencia, basado en dos ejes síncronos  $dq$ , uno rotando en dirección positiva y otro rotando en dirección negativa, (secuencia positiva y negativa, respectivamente). Las corrientes medidas se transforman al eje  $dq$  de secuencia positiva y negativa usando el ángulo positivo y negativo de la red.

Considerando al vector de corriente inyectada por el convertidor como sigue:

$$i = i^+ \begin{bmatrix} \sin(\omega t + \delta^+) \\ \sin\left(\omega t + \delta^+ - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\left(\omega t + \delta^+ + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} + i^- \begin{bmatrix} \sin(\omega t + \delta^-) \\ \sin\left(\omega t + \delta^- - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\left(\omega t + \delta^- + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad [3-1]$$

Y expandiendo esta expresión a los ejes rotatorio de secuencia positiva con  $+\omega$  y de secuencia negativa con  $-\omega$  respectivamente, se tiene lo siguiente:

$$i_{dq}^+ = \begin{bmatrix} i_d^+ \\ i_q^+ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{i}_d^+ \\ \bar{i}_q^+ \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \tilde{i}_d^+ \\ \tilde{i}_q^+ \end{bmatrix} = i^+ \begin{bmatrix} \cos(\delta^+) \\ \sin(\delta^+) \end{bmatrix} \quad [3-2]$$

$$+ i^- \cos(\delta^-) \begin{bmatrix} \cos(2\omega t) \\ -\sin(2\omega t) \end{bmatrix} + i^- \sin(\delta^-) \begin{bmatrix} \sin(2\omega t) \\ \cos(2\omega t) \end{bmatrix} \quad [3-3]$$

$$i_{dq}^- = \begin{bmatrix} i_d^- \\ i_q^- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{i}_d^- \\ \bar{i}_q^- \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \tilde{i}_d^- \\ \tilde{i}_q^- \end{bmatrix} = i^- \begin{bmatrix} \cos(\delta^-) \\ \sin(\delta^-) \end{bmatrix} \quad [3-4]$$

$$+ i^+ \cos(\delta^+) \begin{bmatrix} \cos(2\omega t) \\ \sin(2\omega t) \end{bmatrix} + i^+ \sin(\delta^+) \begin{bmatrix} -\sin(2\omega t) \\ \cos(2\omega t) \end{bmatrix} \quad [3-5]$$

Con  $i^+ \begin{bmatrix} \cos(\delta^+) \\ \sin(\delta^+) \end{bmatrix}$  y  $i^- \begin{bmatrix} \cos(\delta^-) \\ \sin(\delta^-) \end{bmatrix}$  las componentes DC de la secuencia positiva y negativa.

Las ecuaciones revelan un acoplamiento cruzado entre las señales de ambos ejes de referencia. Este efecto se manifiesta en una componente AC, cuyas amplitudes corresponden a la misma amplitud de la componente DC de la otra secuencia.

Al implementar el sistema de la Figura 3-8, la inyección de cualquier corriente de secuencia positiva daría origen a oscilaciones  $2\omega$  en el eje de secuencia negativa, y viceversa. Estas oscilaciones en las corrientes medidas no pueden ser atenuadas por un control PI y deben ser eliminadas para lograr completo control de las corrientes inyectadas durante una situación de falla. Una posible solución es agregar un filtro Notch, para



eliminar las oscilaciones  $2\omega$  en la corriente medida. Las desventajas de este método corresponden a la reducción del margen de fase del sistema, reduciendo la estabilidad del control de corriente [27].

En [29] se propone una red de desacople, cuyo objetivo es hacer a los dos ejes independientes. Esta red aprovecha el acoplamiento cruzado presentado en las ecuaciones anteriores. Una celda general de desacople se muestra en la Figura 3-9. Si se hace  $n = +1$  y  $m = -1$ , la celda resta a las componentes medidas  $v_d^{+1}, v_q^{+1}$ , una aproximación de su componente oscilatoria, cuya amplitud corresponde a la componente DC de la secuencia negativa,  $\bar{v}_d^{-1}, \bar{v}_q^{-1}$ , obtenidas a su vez en su propia celda, resultando las medidas  $v_d^{*+}, v_q^{*+}$ , aproximaciones de la componente DC de secuencia positiva.

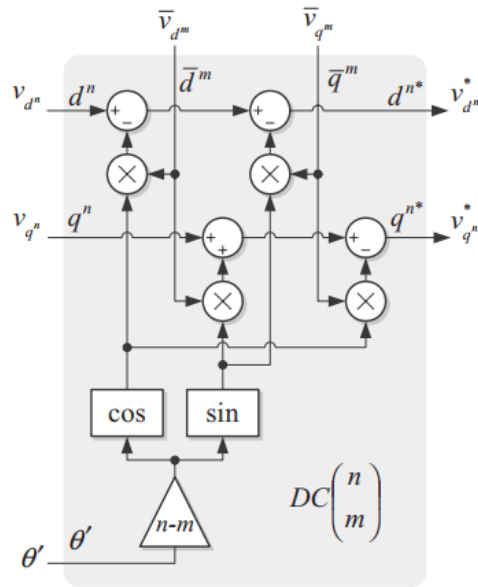


Figura 3-9: Celda de desacople genérica para señales dq. Si  $n = +1$  y  $m = -1$ , la celda resta a la secuencia medida una aproximación de su componente oscilatoria.

La red completa de desacople se muestra en la Figura 3-10. LPF corresponde a un filtro pasabajos. En [29] se recomienda fijar la frecuencia de corte del filtro pasabajos en  $\omega_f = \frac{\omega}{\sqrt{2}}$ , como el mejor compromiso entre velocidad y atenuación de oscilaciones de la respuesta de la celda, con  $\omega$ , la frecuencia fundamental del sistema.

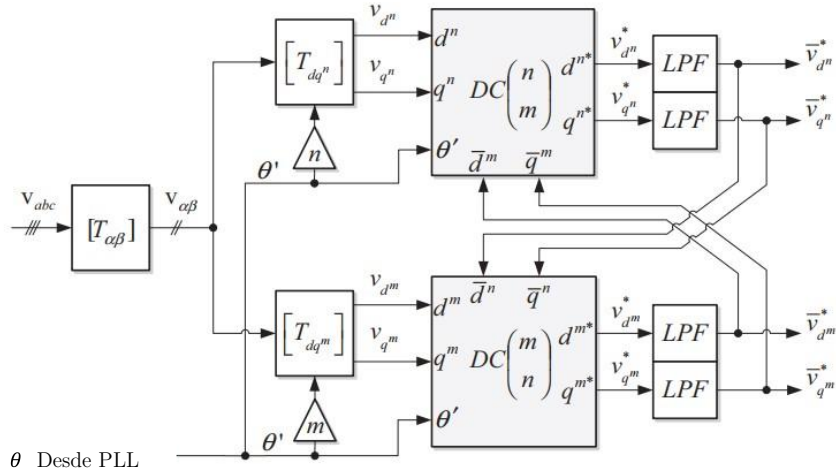


Figura 3-10:Red de desacople doble en el eje síncrono (DDSRF) [29]

En [30] se propone un esquema para controlar secuencia positiva y negativa usando la celda de desacople, basado tomar medidas de la red y aproximar la componente DC de cada secuencia a través de la operación algebraica de las celdas. Este esquema de control se muestra en la Figura 3-11.

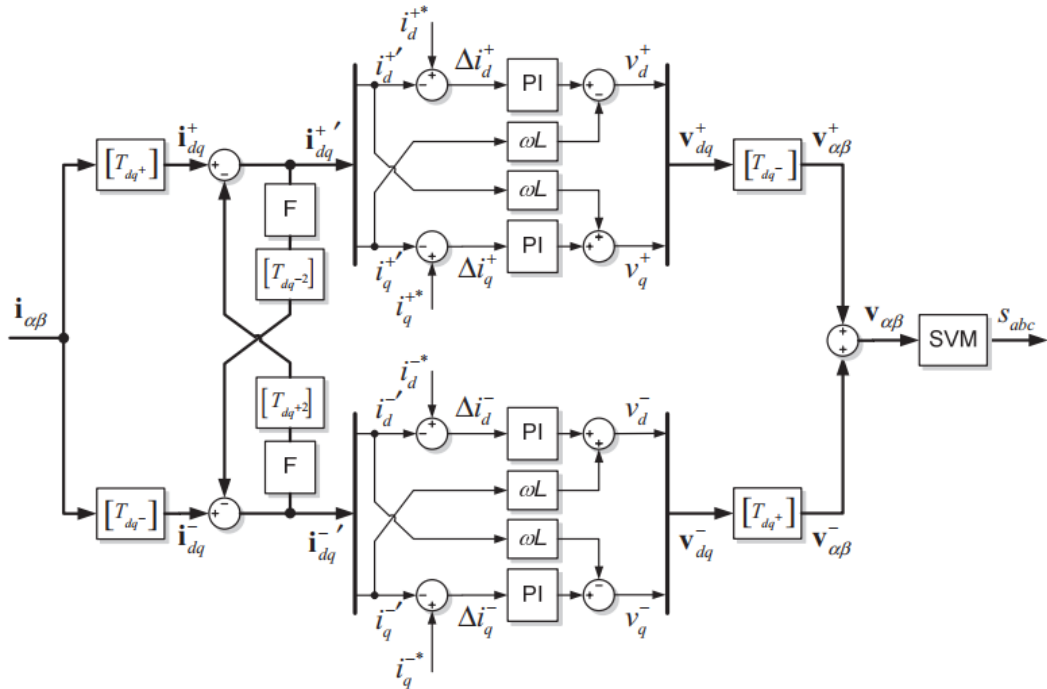


Figura 3-11:Controlador desacoplado doble síncrono usando la red de desacople (DDSRF)[30].

Las referencias que entran a los controladores de corriente corresponden a las salidas de las celdas de desacople para la corriente, de la Figura 3-10.

Debido a que la amplitud de las oscilaciones AC en las corrientes medidas en la secuencia positiva es igual a la amplitud de la componente DC medida en las corrientes de secuencia negativa, y tomando en cuenta que un control PI ideal es capaz de seguir referencias DC de forma precisa, en [31] se propone una mejora al controlador desacoplado de la Figura 3-11. Este nuevo esquema desacoplado mejorado está basado en la red de desacople, pero las componentes DC que ingresan a las celdas,  $\overline{v_d^m}, \overline{v_q^m}$  corresponden a las referencias de secuencia positiva y negativa de la variable a controlar, más el posible error del control PI en seguir dichas referencias pasadas por un filtro. Este esquema se muestra en la Figura 3-12.

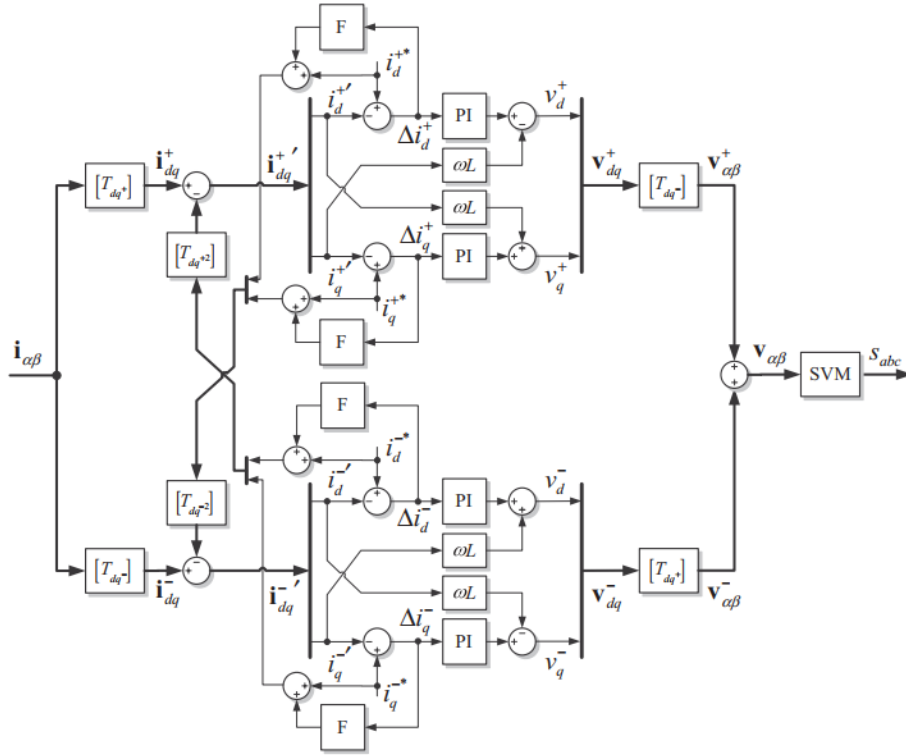


Figura 3-12: Control desacoplado síncrono usando la red de desacople basada en las referencias y en las señales de error.

De acuerdo con los resultados de [27] es este último esquema el que presenta mejor desempeño en controlar corrientes de secuencia positiva y negativa usando controladores PI. En dicha fuente se hace énfasis a que el correcto desempeño de los esquemas presentados depende del esquema de PLL para obtener en ángulo de la red. Con este objetivo se sugiere implementar el siguiente esquema, basado en la red de desacople de la Figura 3-13. Se sugieren las ganancias  $k_p = 222.1$  y  $k_i = 9 \times 10^{-3}$  para el control PI, para satisfacer en tiempo de estabilización de 40 ms sugeridas en códigos de redes. La frecuencia de corte de estos también se recomienda  $w_f = w/\sqrt{2}$ .

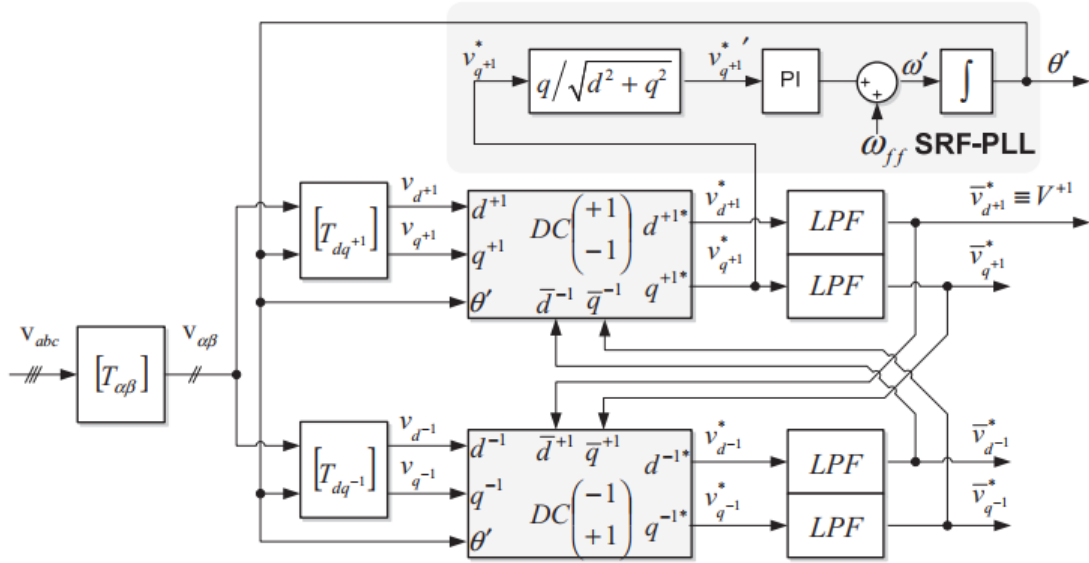


Figura 3-13: Estructura del DDSRF-PLL[27]

### Intercambio de potencia en condiciones desbalanceadas en la red

Desde la teoría de potencia instantánea, bajo condiciones desbalanceadas y estudiando únicamente la frecuencia fundamental, las potencias instantáneas intercambiadas con la red pueden ser escritas como siguen:

$$p = P_0 + P_{c2} \cos(2\omega t) + P_{s2} \sin(2\omega t) \quad [3-6]$$

$$q = Q_0 + Q_{c2} \cos(2\omega t) + Q_{s2} \sin(2\omega t) \quad [3-7]$$

Donde  $P_0, Q_0$  son los valores promedios de las potencias activas y reactivas y  $P_{c2}, P_{s2}, Q_{c2}, Q_{s2}$  representan las magnitudes de los términos oscilantes en las potencias instantáneas,

En condiciones desbalanceadas, los términos constantes en el intercambio de potencia son producto de la interacción de voltajes y corrientes de la misma secuencia. Las oscilaciones en las potencias resultan de la interacción de voltajes y corrientes de distintas secuencias.

$$P_0 = \frac{3}{2} (v_d^+ i_d^+ + v_q^+ i_q^+ + v_d^- i_d^- + v_q^- i_q^-) \quad [3-8]$$

$$P_{c2} = \frac{3}{2} (v_d^- i_d^+ + v_q^- i_q^+ + v_d^+ i_d^- + v_q^+ i_q^-) \quad [3-9]$$

$$P_{s2} = \frac{3}{2} (v_q^- i_d^+ - v_d^- i_q^+ - v_q^+ i_d^- + v_d^+ i_q^-) \quad [3-10]$$

$$Q_0 = \frac{3}{2} (v_q^+ i_d^+ - v_d^+ i_q^+ + v_q^- i_d^- - v_d^- i_q^-) \quad [3-11]$$

$$Q_{c2} = \frac{3}{2} (v_q^- i_d^+ - v_d^- i_q^+ + v_q^+ i_d^- - v_d^+ i_q^-) \quad [3-12]$$

$$Q_{s2} = \frac{3}{2} (-v_d^- i_d^+ - v_d^+ i_q^+ + v_d^+ i_d^- + v_q^+ i_q^-) \quad [3-13]$$

El sistema descrito por tiene 4 grados de libertad  $i_d^+, i_q^+, i_d^-, i_q^-$ , para controlar 6 variables. Notamos que es necesario una elección de variables a controlar. Las referencias de potencia se hacen para regular las potencias activas y reactivas promedio  $P_0, Q_0$  y para eliminar las oscilaciones de doble frecuencia de la potencia activa  $P_{c2}, P_{s2}$ . Comúnmente las oscilaciones de doble frecuencia reactiva no se controlan en ningún caso [32].

Escribiendo en términos matriciales las variables a controlar:

$$\begin{bmatrix} P_0 \\ Q_0 \\ P_{c2} \\ P_{s2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_d^+ & v_q^+ & v_d^- & v_q^- \\ v_q^+ & -v_d^+ & v_q^- & -v_d^- \\ v_d^- & v_q^- & v_d^+ & v_q^+ \\ v_q^- & -v_d^- & -v_q^+ & v_d^+ \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d^+ \\ i_q^+ \\ i_d^- \\ i_q^- \end{bmatrix} \quad [3-14]$$

Se tiene que es posible encontrar un vector de corrientes que den lugar el intercambio de las potencias de referencia  $P_0^*, Q_0^*$  deseadas, para específicas condiciones de red determinadas por la matriz de voltaje anterior. De forma que es posible:

$$\begin{bmatrix} i_d^{+*} \\ i_q^{+*} \\ i_d^{-*} \\ i_q^{-*} \end{bmatrix} = M_{4 \times 4}^{-1} \times \begin{bmatrix} P_0^* \\ Q_0^* \\ P_{c2} \\ P_{sw} \end{bmatrix} \quad [3-15]$$

Estrategias para encontrar estas corrientes con determinados objetivos de control adicionales abundan en la literatura [23], [33].

### Control de potencia en condiciones desbalanceadas de la red

Una vez que es posible seguir referencias de secuencia positiva y negativa, es necesario abordar el problema de calcular las referencias de corrientes que serán aplicadas al controlador. La interacción de estas corrientes y los voltajes de la red en el PCC determinaran el intercambio de potencia con la red. En [27], [34] se presenta de forma genérica las ecuaciones vectoriales de las técnicas para calcular las corrientes de referencia.

De acuerdo con la teoría de potencia instantánea de Akagi, la potencia activa instantánea suministrada o absorbida por un convertidor trifásico está determinado por:

$$p = v \cdot i \quad [3-16]$$

Donde  $v = (v_{ga}, v_{gb}, v_{gc})$  es el vector de voltaje de la red en el PCC, e  $i = (i_a, i_b, i_c)$  es el vector de corriente inyectada. El punto representa el producto punto entre ambos vectores. Considerando las componentes simétricas de los voltajes y corrientes, la expresión anterior puede expandirse de la siguiente forma:

$$p = (v^+ + v^-) \cdot (i^+ + i^-) \quad [3-17]$$

$$p = \underbrace{v^+ \cdot i^+ + v^- \cdot i^-}_P + \underbrace{v^+ \cdot i^- + v^- \cdot i^+}_{\tilde{p}} = P + \tilde{p} \quad [3-18]$$

Donde  $v^+, v^-, i^+, i^-$  son los componentes de secuencia positiva y negativa de los vectores de voltaje y corriente y  $P$  y  $\tilde{p}$ , el valor promedio y el termino oscilatorio de la potencia activa, respectivamente.

La potencia reactiva puede calcularse según:

$$q = |v \times i| \quad [3-19]$$

O también bajo el siguiente producto punto:

$$q = v_{\perp} \cdot i \quad [3-20]$$

Con  $v_{\perp}$  una versión ortogonal del vector original de voltajes, el que puede ser expresado en los distintos ejes de referencia. De interés corresponde el eje  $dq$ :

$$v_{\perp} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} v_{dq} \quad [3-21]$$

Con  $v_{dq}$  el vector de voltajes original en el eje de referencia  $dq$ . Luego, de forma similar, la potencia reactiva instantánea puede escribirse en función de los componentes de secuencia de los voltajes y corrientes:

$$q = (v_{\perp}^+ + v_{\perp}^-) \cdot (i^+ + i^-) \quad [3-22]$$

$$q = \underbrace{v_{\perp}^+ \cdot i^+ + v_{\perp}^- \cdot i^-}_{\tilde{q}} + \underbrace{v_{\perp}^- \cdot i^+ + v_{\perp}^+ \cdot i^-}_{\tilde{q}} \quad [3-23]$$

Con  $Q, \tilde{q}$  la componente promedio y oscilatoria de la potencia reactiva instantánea.

Las estrategias en la literatura determinan bajo distintos objetivos de control el vector de referencia de corriente  $i^*$  que entregan o absorben de la red las referencias de potencia  $P, Q$  deseadas, bajo condiciones de red desbalanceadas o balanceadas.

En la siguiente sección se presentan las ecuaciones vectoriales para algunas de las estrategias en la literatura. El análisis algebraico de cómo se obtienen estas ecuaciones se detalla en [27]. Con un modelo de pruebas, se muestran las corrientes inyectadas por estas estrategias. Con frecuencia en las referencias, estas ecuaciones se expanden en el eje estacionario. Acá se expanden en el eje síncrono.

Las ecuaciones vectoriales se escriben en función de las corrientes activas  $i_p^*$  y corrientes reactivas  $i_q^*$ . De acuerdo al resultado de las ecuaciones anteriores, derivadas de la teoría de potencia instantánea, se tiene que cualquier corriente o descomposición del vector corriente en línea con el vector  $v$  dará lugar al intercambio de potencia activa instantánea  $p$ . De la misma forma, cualquier corriente o descomposición de este vector en línea con  $v_{\perp}$  da origen a potencia reactiva instantánea  $q$ . De allí las denominaciones  $i_p^*, i_q^*$ , corrientes activas y reactivas.

## Estrategias para generar las referencias de corriente

### *Instantaneous Active-Reactive Control (IARC)*

La referencia de corriente  $i^*$  corresponde a:

$$i^* = i_p^* + i_q^* = \frac{1}{|v|^2} [P \quad Q] \begin{bmatrix} v \\ v_{\perp} \end{bmatrix} = \frac{P}{|v|^2} v + \frac{Q}{|v|^2} v_{\perp} \quad [3-24]$$

En los ejes  $dq$ , la estrategia corresponde a:

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \frac{P}{v_d^2 + v_q^2} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} + \frac{Q}{v_d^2 + v_q^2} \begin{bmatrix} -v_q \\ v_d \end{bmatrix} \quad [3-25]$$

De acuerdo con la literatura, este método tiene el mayor control sobre las variables  $P, Q$ . Sin embargo, durante fallas desbalanceadas, el elemento  $|v^2|$  esta compuesto por elementos de secuencia positiva y negativa de cuya interacción surgen componentes oscilatorias. De forma que las corrientes de referencia  $i^*$  contendrán armónicos de alto orden. La inyección de estas corrientes requiere estrategias de control más complejos que los revisados en la sección anterior [27].

### *Positive and Negative Sequence Control (PNSC)*

Esta estrategia calcula un vector de corriente de referencia que contiene componentes de secuencia positiva y negativa, y que permite la eliminación de algunas de las componentes oscilatorias de las potencias inyectadas a la red. Su ecuación vectorial es la siguiente:

$$\begin{bmatrix} i_p^* \\ i_q^* \end{bmatrix} = \frac{1}{|V_+|^2 - |V_-|^2} [P \quad Q] \begin{bmatrix} v^+ - v^- \\ v_{\perp}^+ - v_{\perp}^- \end{bmatrix} \quad [3-26]$$

Expandida en los ejes  $dq$ :

$$\begin{bmatrix} i_d^+ + i_q^+ \\ i_d^- + i_q^- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g^{\pm} v_d^{\pm} - g^{\pm} v_q^{\pm} - b^{\pm} v_q^{\pm} + b^{\pm} v_d^{\pm} \\ g^{\pm} v_q^{\pm} - g^{\pm} v_d^{\pm} + b^{\pm} v_d^{\pm} - b^{\pm} v_q^{\pm} \end{bmatrix} \quad [3-27]$$

Habiendo definido:

$$g^{\pm} = \frac{P}{|V^+|^2 - |V^-|^2}; b^{\pm} = \frac{Q}{|V^+|^2 - |V^-|^2} \quad [3-28]$$

De esta forma se tienen las siguientes referencias de secuencia positiva y negativa:

$$i_d^+ = g^{\pm} v_d^+ - b^{\pm} v_q^+ \quad [3-29]$$

$$i_d^- = -g^{\pm} v_d^- + b^{\pm} v_q^- \quad [3-30]$$

$$i_q^+ = g^{\pm} v_q^+ + b^{\pm} v_d^+ \quad [3-31]$$

$$i_q^- = -g^{\pm} v_q^- - b^{\pm} v_d^- \quad [3-32]$$

Analizar el desempeño en términos de las potencias de estas referencias de corriente corresponde a una tarea algebraica, donde se calculan los productos punto que definen  $p$  y  $q$ . Es posible expresar la referencia de corriente como  $i^* = i^+ + i^-$ , en su componente de secuencia positiva y negativa.

$$i^* = i^+ + i^- = i_p^+ + i_q^+ + i_p^- + i_q^- \quad [3-33]$$

Desarrollando los productos puntos nos queda:

$$p = \underbrace{v^+ \cdot i_p^+ + v^- \cdot i_p^-}_{\tilde{p}} + \underbrace{v^+ \cdot i_q^+ + v^- \cdot i_q^-}_{0} + \underbrace{v^+ \cdot i_p^- + v^- \cdot i_p^+}_{0} + \underbrace{v^+ \cdot i_q^- + v^- \cdot i_q^+}_{\tilde{q}} \quad [3-34]$$

$$q = \underbrace{v_1^+ \cdot i_q^+ + v_1^- \cdot i_q^-}_{\tilde{q}} + \underbrace{v_1^+ \cdot i_p^+ + v_1^- \cdot i_p^-}_{0} + \underbrace{v_1^+ \cdot i_q^- + v_1^- \cdot i_q^+}_{0} + \underbrace{v_1^+ \cdot i_p^- + v_1^- \cdot i_p^+}_{\tilde{p}} \quad [3-35]$$

El segundo termino de cada expresi3n se anula debido al producto punto de dos vectores ortogonales entre s3. El segundo termino de cada expresi3n se anula debido a la elecci3n de los par3metros  $g^\pm$  y  $b^\pm$ . El ultimo termino de cada expresi3n corresponde a componentes oscilatorias que aparecen en las potencias al usar las referencias de corriente indicadas, debido a la interacci3n de voltajes y corrientes de distintas secuencias.

Notamos sin embargo que el comportamiento de esta estrategia es distinto si una de las referencias es nula, por ejemplo,  $Q^* = 0$ . En este caso, la componente oscilatoria de la potencia activa  $\tilde{p}$ , se anula, en tanto depende de las corrientes reactivas  $i_q^-, i_q^+$ . De igual forma se eliminan las oscilaciones  $\tilde{q}$  con  $P^* = 0$ . Esto se observa gr3ficamente en el sistema de prueba en la Figura 3-14 y Figura 3-15.

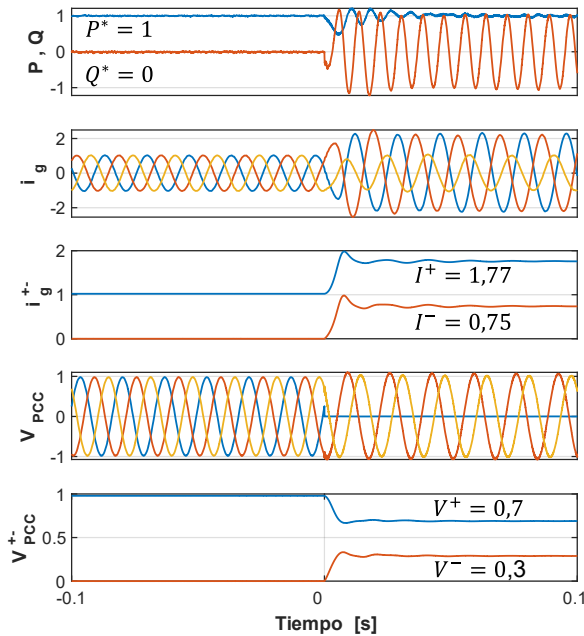


Figura 3-14: Potencias instant3neas P,Q Corrientes inyectadas a la red, Corrientes inyectadas a la red, secuencia positiva y negativa, Voltajes en la red, Voltajes en la red, secuencia positiva y negativa. Falla L-G 0,001 Ohm en el segundo 0. Estrategia PNSC, referencia Q=0.

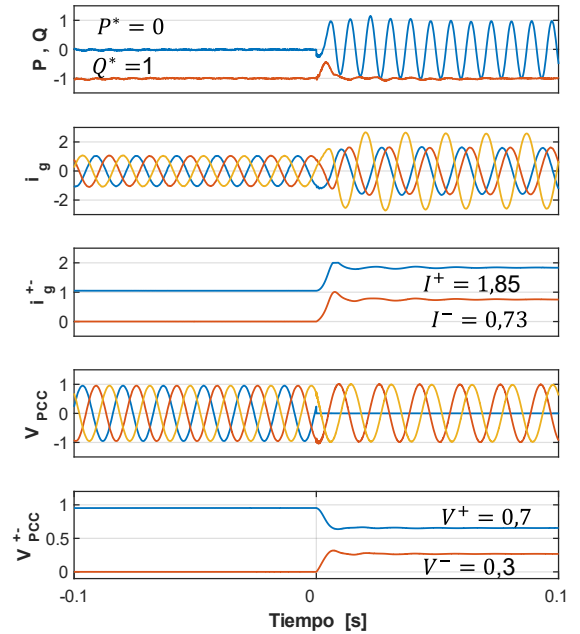


Figura 3-15: Potencias instant3neas P,Q Corrientes inyectadas a la red, Corrientes inyectadas a la red, secuencia positiva y negativa, Voltajes en la red, Voltajes en la red, secuencia positiva y negativa. Falla L-G 0,001 Ohm en el segundo 0. Estrategia PNSC, referencia P = 0.

Si ambas referencias son mayores que cero, aparecer3n las componentes oscilatorias en las potencias instant3neas, como se ve en la Figura 3-16 y la Figura 3-17.



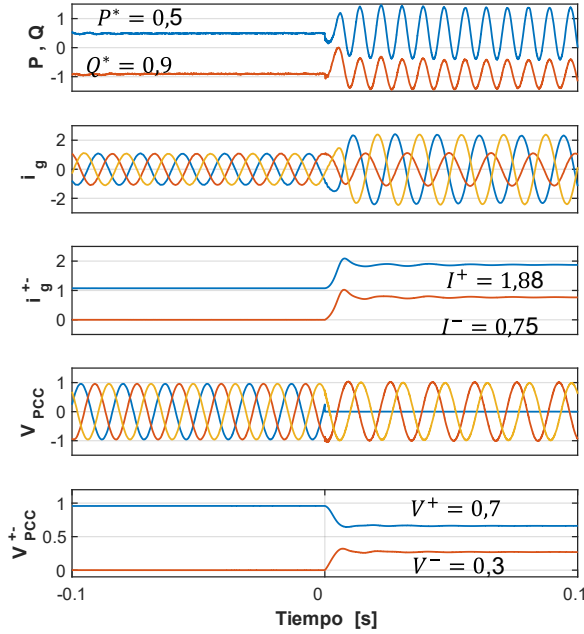


Figura 3-16: Potencias instantáneas P,Q Corrientes inyectadas a la red, Corrientes inyectadas a la red, secuencia positiva y negativa, Voltajes en la red, Voltajes en la red, secuencia positiva y negativa. Falla L-G 0,001 Ohm en el segundo 0. Estrategia PNSC, referencia Q=0.9, P = 0.5.

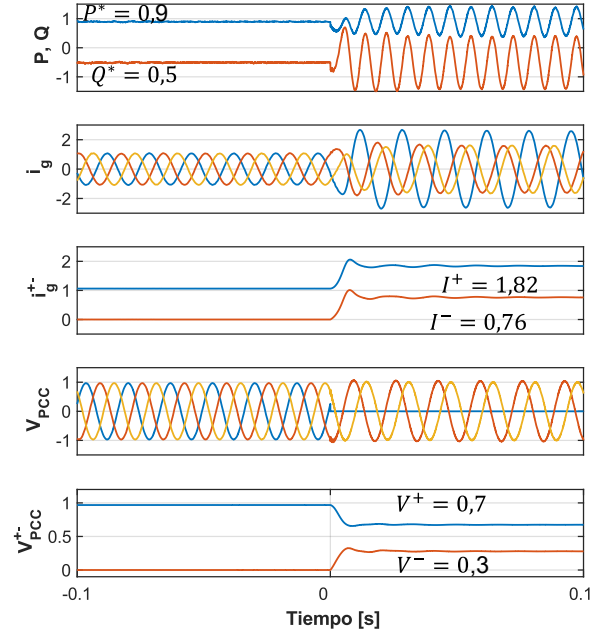


Figura 3-17: Potencias instantáneas P,Q Corrientes inyectadas a la red, Corrientes inyectadas a la red, secuencia positiva y negativa, Voltajes en la red, Voltajes en la red, secuencia positiva y negativa. Falla L-G 0,001 Ohm en el segundo 0. Estrategia PNSC, referencia P = 0.9, Q = 0.5.

### Average Active Reactive Control (AARC)

Este método apunta a calcular las referencias de corriente más pequeñas capaces de entregar las potencias de  $P^*, Q^*$  de referencia. La ecuación vectorial generalizada para la referencia de corriente de este método corresponde a:

$$i^* = \frac{1}{|V^+|^2 + |V^-|^2} [P \quad Q] \begin{bmatrix} v \\ v_{\perp} \end{bmatrix} \quad [3-36]$$

La idea de esta estrategia es similar a la IARC, donde para evitar las componentes oscilatorias, se calcula el promedio de la tensión en la red de la siguiente forma:

$$V_{\Sigma} = \sqrt{|V^+|^2 + |V^-|^2} \quad [3-37]$$

$$V_{\Sigma}^2 = ((v_d^+)^2 + (v_q^+)^2) + ((v_d^-)^2 + (v_q^-)^2) \quad [3-38]$$

Definiendo, además:

$$i_p = G \cdot v, G = \frac{P}{V_{\Sigma}^2} \quad [3-39]$$

$$i_q = B \cdot v_{\perp}, B = \frac{Q}{V_{\Sigma}^2} \quad [3-40]$$

Expandiendo la ecuación vectorial en el eje  $dq$ , queda:

$$i^* = i_p^* + i_q^* = G \cdot v + B \cdot v_{\perp} \quad [3-41]$$

$$\begin{bmatrix} i_d^+ + i_d^- \\ i_q^+ + i_q^- \end{bmatrix} = G \begin{bmatrix} v_d^+ + v_d^- \\ v_q^+ + v_q^- \end{bmatrix} + B \begin{bmatrix} -v_q^+ - v_q^- \\ v_d^+ + v_d^- \end{bmatrix} \quad [3-42]$$

De forma que las referencias de corriente resultan:

$$i_d^+ = Gv_d^+ - Bv_q^+ \quad [3-43]$$

$$i_q^+ = Gv_q^+ + Bv_d^+ \quad [3-44]$$

$$i_d^- = Gv_d^- - Bv_q^- \quad [3-45]$$

$$i_q^- = Gv_q^- + Bv_d^- \quad [3-46]$$

El desempeño de esta estrategia se observa en la Figura 3-18 y Figura 3-19. Es similar en términos de cancelación de oscilaciones que la estrategia PNSC. Notar que con AARC las corrientes inyectadas para intercambiar las potencias de referencia son menores que en el caso PNSC.

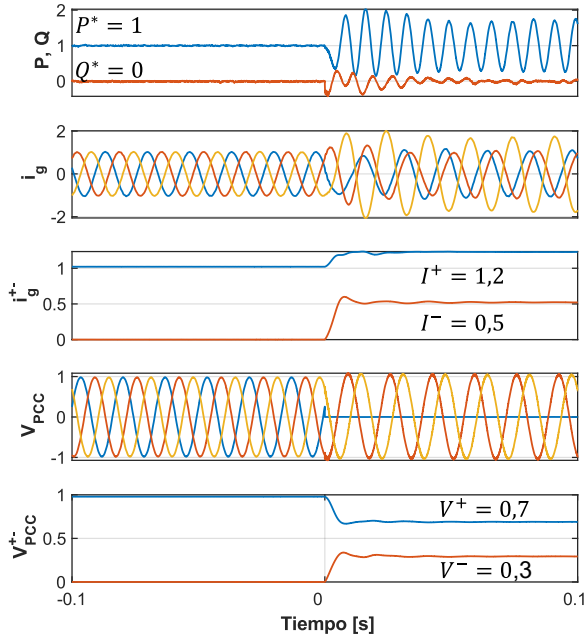


Figura 3-18: Potencias instantáneas P,Q Corrientes inyectadas a la red, Corrientes inyectadas a la red, secuencia positiva y negativa, Voltajes en la red, Voltajes en la red, secuencia positiva y negativa. Falla L-G 0,001 Ohm en el segundo 0. Estrategia AARC, referencia P=1, Q = 0.

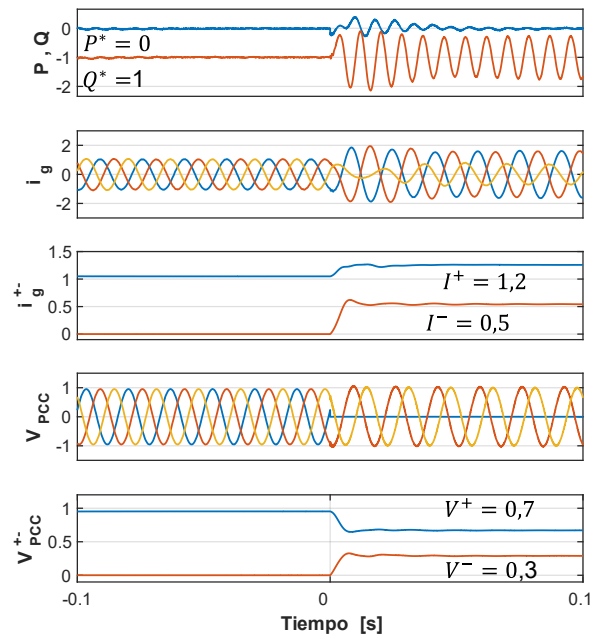


Figura 3-19: Potencias instantáneas P,Q Corrientes inyectadas a la red, Corrientes inyectadas a la red, secuencia positiva y negativa, Voltajes en la red, Voltajes en la red, secuencia positiva y negativa. Falla L-G 0,001 Ohm en el segundo 0. Estrategia AARC, referencia P = 0, Q = 1.

### *Balance Positive-Sequence Control (BPSC)*

Este método es útil cuando el principal objetivo de control corresponde a la inyección de corrientes balanceadas. La ecuación vectorial para este método corresponde a:

$$\begin{bmatrix} i_p^+ \\ i_q^+ \end{bmatrix} = \frac{1}{v_d^2 + v_q^2} [P \quad Q] \begin{bmatrix} v^+ \\ v_\perp^+ \end{bmatrix} \quad [3-47]$$

Se define:

$$i_p^* = G^+ \cdot v^+; G^+ = \frac{P}{|V^+|^2} = \frac{P}{v_d^2 + v_q^2} \quad [3-48]$$

$$i_q^* = B^+ \cdot v_\perp^+ = \frac{Q}{|V^+|^2} = \frac{Q}{v_d^2 + v_q^2} \quad [3-49]$$

Expandiendo la ecuación al eje de referencia  $dq$ , resulta:

$$\begin{bmatrix} i_d^+ \\ i_q^+ \end{bmatrix} = G^+ \begin{bmatrix} v_d^+ \\ v_q^+ \end{bmatrix} + B^+ \begin{bmatrix} -v_q^+ \\ v_d^+ \end{bmatrix} \quad [3-50]$$

De forma que las referencias de corriente quedan:

$$i_d^+ = G^+ v_d^+ - B^+ v_q^+ \quad [3-51]$$

$$i_q^+ = G^+ v_q^+ + B^+ v_d^+ \quad [3-52]$$

$$i_d^- = 0 \quad [3-53]$$

$$i_q^- = 0 \quad [3-54]$$

El desempeño en las potencias se registra en el modelo de prueba y se muestra en la Figura 3-20 y en la Figura 3-21. Notar que las corrientes inyectadas a la red son balanceadas, en diferencia al resto de las estrategias revisadas.

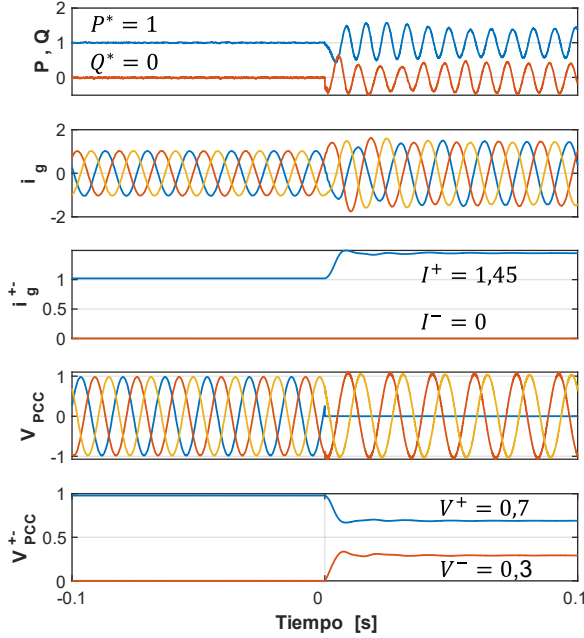


Figura 3-20: Potencias instantáneas P,Q Corrientes inyectadas a la red, Corrientes inyectadas a la red, secuencia positiva y negativa, Voltajes en la red, Voltajes en la red, secuencia positiva y negativa. Falla L-G 0,001 Ohm en el segundo 0. Estrategia BPSC, referencia P=1, Q = 0.

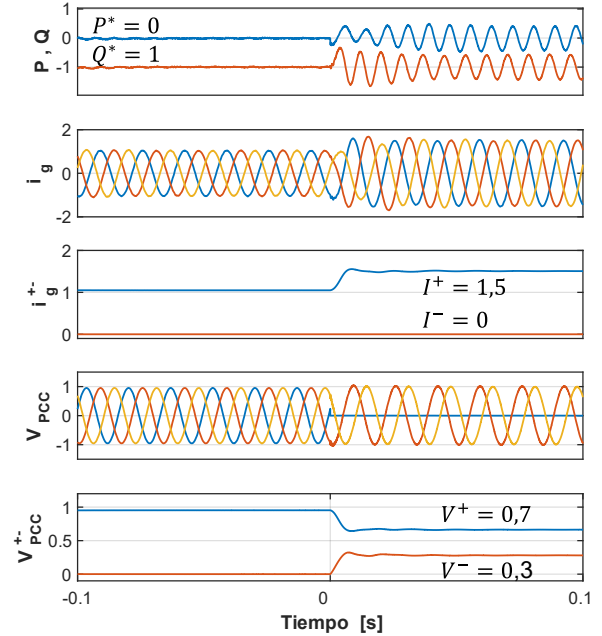


Figura 3-21: Potencias instantáneas P,Q Corrientes inyectadas a la red, Corrientes inyectadas a la red, secuencia positiva y negativa, Voltajes en la red, Voltajes en la red, secuencia positiva y negativa. Falla L-G 0,001 Ohm en el segundo 0. Estrategia BPSC, referencia P=0, Q = 1.

De acuerdo con [25], el interés actual en la literatura de control de convertidores corresponde a la inyección simultánea de potencia activa y reactiva maximizando la utilización de la capacidad de los conversores mientras se satisfacen los códigos de red y se respetan las sobrecorrientes en cada fase del convertidor. Estos objetivos solo se pueden lograr con una estrategia de generación de corrientes flexible que permita variar los aportes de secuencia positiva y negativa a una determinada potencia dependiendo del estado de la red.

#### *Flexible Positive and Negative Sequence Control (FPNSC)*

Esta estrategia parametriza la proporción de corriente de secuencia positiva y negativa que constituyen tanto a la corriente activa como a la reactiva:

$$i_p^* = k_1 G^+ V^+ + (1 - k_1) G^- V^- \quad [3-55]$$

$$i_q^* = k_2 B^+ V_1^+ + (1 - k_2) B^- V_1^- \quad [3-56]$$

Notamos que tanto las corrientes activas como reactivas,  $i_p^*, i_q^*$  pueden estar compuestas por corrientes de secuencia positiva como negativa, esto determinado por los parámetros  $k_1, k_2$ . Haciendo las siguientes definiciones:

$$G^+ = \frac{P}{|V^+|^2}, G^- = \frac{P}{|V^-|^2}, B^+ = \frac{Q}{|V^+|^2}, B^- = \frac{Q}{|V^-|^2} \quad [3-57]$$

La ecuación vectorial para esta estrategia queda:

$$i^* = i_p^* + i_q^* = P \left( \frac{k_1}{|v^+|^2} v^+ + \frac{(1-k_1)}{|v^-|^2} v^- \right) + Q \left( \frac{k_2}{|v^+|^2} v_\perp^+ + \frac{(1-k_2)}{|v^-|^2} v_\perp^- \right) \quad [3-58]$$

Expandiendo la ecuación en los ejes  $dq$ , resulta:

$$\begin{bmatrix} i_d^+ + i_d^- \\ i_q^+ + i_q^- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} k_1 G^+ v_d^+ - k_2 B^+ v_q^+ + (1-k_1) G^- v_d^- - (1-k_2) B^- v_q^- \\ k_1 G^+ v_q^+ + k_2 B^+ v_d^+ + (1-k_1) G^- v_q^- + (1-k_2) B^- v_d^- \end{bmatrix} \quad [3-59]$$

De forma que las referencias de corriente quedan:

$$i_d^+ = k_1 G^+ v_d^+ - k_2 B^+ v_q^+ \quad [3-60]$$

$$i_d^- = (1-k_1) G^- v_d^- - (1-k_2) B^- v_q^- \quad [3-61]$$

$$i_q^+ = k_1 G^+ v_q^+ + k_2 B^+ v_d^+ \quad [3-62]$$

$$i_q^- = (1-k_1) G^- v_q^- + (1-k_2) B^- v_d^- \quad [3-63]$$

Su desempeño en las potencias instantánea se estudia realizando el producto punto  $p = v \cdot i$

Realizando el producto punto con la notación generalizada, resulta:

$$p = P + \tilde{p} \quad [3-64]$$

$$P = \frac{Pk_1}{|v^+|^2} \cdot v^+ \cdot v^+ + \frac{P(1-k_1)}{|v^-|^2} \cdot v^- \cdot v^- \quad [3-65]$$

$$\tilde{p} = \left( \frac{Pk_1}{|v^+|^2} + \frac{P(1-k_1)}{|v^-|^2} \right) v^+ \cdot v^- + \left( \frac{Qk_2}{|v^+|^2} - \frac{Q(1-k_2)}{|v^-|^2} \right) v_\perp^+ \cdot v^- \quad [3-66]$$

Si la referencia de potencia activa  $P$  no es nula, la única forma de cancelar el primer término de la parte oscilatoria  $\tilde{p}$  se logra con la siguiente elección de  $k_1$ :

$$k_1 = \frac{|v^+|^2}{|v^+|^2 - |v^-|^2} \quad [3-67]$$

Y si la referencia de  $Q$  no es nula, para eliminar el segundo término oscilatorio se debe hacer:

$$k_2 = \frac{|v^+|^2}{|v^+|^2 + |v^-|^2} \quad [3-68]$$

Comparado las referencias de corriente, es posible notar que FPNSC es equivalente a la estrategia PNSC con la elección de  $k_1, k_2$  precedentes. Si se hace  $k_1 = k_2 = 0$ , FPNSC es equivalente a la estrategia BPSC.

Notando las figuras en donde se comprueba el desempeño de las potencias dadas las estrategias de corriente, se tiene que, para satisfacer el objetivo de control y el intercambio de potencia especificado, las corrientes por fase inyectadas a la red superan las corrientes

transitorias máximas de los convertidores. En algunas estrategias, por algunas de las fases las corrientes superan los 2 [p.u.].

Es necesario entonces evaluar estas estrategias desde el punto de vista del desempeño de las corrientes transitorias. Controlando el desempeño de las corrientes en todas las fases permite [27]:

- Capacidad LVRT y soporte de red bajo condiciones de red desbalanceadas.
- Proteger la integridad del convertidor
- Maximización de la inyección de  $P^*, Q^*$  de acuerdo con las referencias externas y al límite de corriente del inversor durante fallas.
- Participación en el soporte de la red durante desbalances de voltajes en la red.

Determinar las máximas corrientes por fase dada las referencias  $P^*, Q^*$  depende fuertemente de la estrategia utilizada. Acá se comparten las ecuaciones vectoriales para el método FPNSC por ser el más general. En [27] se muestra el desarrollo completo de las ecuaciones de la siguiente sección.

### Estimación de las referencias $P^*, Q^*$ máximas

Para satisfacer los objetivos de control durante fallas desbalanceadas, se deben tener las expresiones que permitan hallar las máximas referencias de  $P^*, Q^*$  que pueden ser entregadas por el convertidor en una determinada falla, sin exceder la corriente máxima transitoria por ninguna de las fases.

Si se usa la estrategia FPNSC, la corriente máxima por cada una de las fases dadas las referencias  $P, Q$  y los parámetros  $k_1, k_2$  corresponde a:

$$\begin{aligned}
& I^2 \\
& = P^2 \left[ \frac{k_1^2 \cdot |v^-|^2 + (1 - k_1)^2 \cdot |v^+|^2 + 2k_1(1 - k_1)\cos 2\gamma \cdot |v^+| \cdot |v^-|}{|v^+|^2 \cdot |v^-|^2} \right] \\
& + Q^2 \left[ \frac{k_2^2 \cdot |v^-|^2 + (1 - k_2)^2 \cdot |v^+|^2 - 2k_2(1 - k_2)\cos 2\gamma \cdot |v^+| \cdot |v^-|}{|v^+|^2 \cdot |v^-|^2} \right] \\
& - PQ \left[ \frac{(2k_1 + 2k_2 - 4k_1k_2) \cdot |v^+| \cdot |v^-| \cdot \sin 2\gamma}{|v^+|^2 \cdot |v^-|^2} \right]
\end{aligned} \tag{3-69}$$

Con  $\gamma$  valores para cada una de las fases:

$$\gamma_a = \frac{|\emptyset^+| - |\emptyset^-|}{2} + 0 \tag{3-70}$$

$$\gamma_b = \frac{|\emptyset^+| - |\emptyset^-|}{2} + \frac{\pi}{3} \tag{3-71}$$

$$\gamma_c = \frac{|\emptyset^+| - |\emptyset^-|}{2} - \frac{\pi}{3} \tag{3-72}$$

Con  $\phi^+ = \tan^{-1}\left(\frac{v_q^+}{v_d^+}\right)$  y  $\phi^- = \tan^{-1}\left(\frac{v_q^-}{v_d^-}\right)$

De acuerdo con las tendencias de control de convertidores, durante fallas se respetan los códigos de redes inyectando los reactivos requeridos y si hubiese capacidad restante se calcula la potencia activa que se puede inyectar respetando las restricciones de corriente máxima transitoria del convertidor:

La expresión de corriente máxima permite fijar la referencia  $Q^*$  exigida por la red durante fallas y calcular la máxima cantidad del otro termino de potencia,  $P_{m\acute{a}x}^*$  inyectable que respete la máxima corriente transitoria del convertidor,  $I_{limite} = M\acute{A}X\{I_a, I_b, I_c\}$  que corresponde a la corriente más grande por cualquiera de las fases.

Desarrollando el álgebra, en la ecuación de corriente máxima se toma  $I^2$  como parámetro, correspondiendo a la capacidad máxima de corriente transitoria,  $I^2 = I_{limite}^2$ . Fijando la prioridad como inyección de reactivos, la inyección de  $Q_{m\acute{a}x}$  se tiene al hacer  $P = 0$  en la ecuación para la corriente máxima, resultando:

$$Q_{m\acute{a}x}^2 = m\acute{a}x \left\{ \frac{I_{limite}^2 \cdot |v^+|^2 \cdot |v^-|^2}{k_2^2 \cdot |v^-|^2 + (1 - k_2)^2 \cdot |v^+|^2 - 2k_2(1 - k_2)\cos 2\gamma \cdot |v^+| \cdot |v^-|} \right\} \quad [3-73]$$

La potencia reactiva es la máxima, considerando que  $\gamma$  toma 3 valores, uno para cada fase.

Calculada la potencia reactiva máxima es posible calcular la potencia activa restante, si es que sobrara capacidad. Fijando en la ecuación de corrientes la potencia reactiva máxima inyectable hallada, se resuelve la ecuación cuadrática:

$$P_{restante}^* = m\acute{i}n \left( \frac{-b + \sqrt{-4ac(c - I_{limite}^2) + b^2}}{2a} \right) \quad [3-74]$$

Con:

$$a = \left( \frac{k_1^2(V^-)^2 + (1 - k_1)^2(V^+)^2 + 2k_1(1 - k_1)\cos(2\gamma + \delta)V^+V^-}{(V^+)^2(V^-)^2} \right)$$

$$b = \left( \frac{2V^+V^-\sin(2\gamma + \delta)(k_1 + k_2 - 2k_1k_2)}{(V^+)^2(V^-)^2} \right) \quad [3-75]$$

$$c = \left( \frac{I_{limite}^2(V^-)^2 + (1 - k_2)^2(V^+)^2 - 2k_2(1 - k_2)\cos(2\gamma + \delta)V^+V^-}{(V^+)^2(V^-)^2} \right) \quad [3-76]$$

## 2.4. Sistemas de Protección

La planificación, el diseño y la operación de sistemas eléctricos industriales y comerciales y, por consiguiente, las Micro-redes, requieren estudios de ingeniería para evaluar su desempeño, su confiabilidad, seguridad y su costo efectividad. Los estudios, correctamente concebidos y realizados, son una forma rentable de evitar sorpresas y optimizar la selección de equipos. De acuerdo con la etapa de ingeniería, sirven a distintos propósitos. En la etapa de diseño los estudios identifican y evitan posibles deficiencias en el sistema antes de que entre en funcionamiento. En sistemas existentes, los estudios ayudan a localizar la causa de la falla y determinan medidas correctivas [35].

Para entender los objetivos del diseño de los sistemas de protección son tres los aspectos claves a analizar en un sistema de potencia [19]:

- Operación Normal.
- Prevención de falla eléctrica.
- Mitigación de los efectos de falla eléctrica.

Las provisiones para el funcionamiento normal implican el mayor gasto de equipo y funcionamiento, pero un sistema diseñado de acuerdo con este aspecto por sí solo no podría satisfacer los requisitos actuales, las fallas eléctricas causarían indisponibilidades intolerables.

El diseño moderno de sistemas de energía toma entonces en consideración los otros dos aspectos. Se han realizado avances notables hacia una mayor fiabilidad, pero a la vez se confía más en la energía eléctrica. En consecuencia, aunque se reduce la probabilidad de avería, también se reduce la tolerancia al posible daño al servicio. Así mismo, no es económicamente justificable intentar evitar las fallas por completo. Es mucho más rentable dejar que se produzcan algunas fallas y prever la mitigación de sus efectos.

El tipo de falla eléctrica que causa mayor preocupación es el cortocircuito o "falla", pero existen otras condiciones anormales de funcionamiento propias de ciertos elementos del sistema que también requieren atención. Algunas de las características de diseño y operación destinadas a prevenir fallas eléctricas son [19]:

- Provisión de aislamiento adecuado.
- Coordinación de la resistencia del aislamiento con las capacidades de los pararrayos.
- Uso de cables de tierra aéreos y baja resistencia en las bases de las torres.
- Diseño de resistencia mecánica para reducir la exposición y minimizar la probabilidad de daños.
- Falla causada por animales, pájaros, insectos, suciedad, aguanieve, etc.
- Prácticas adecuadas de operación y mantenimiento.



En este sentido, los sistemas de protección relacionados con relés de protección son solo una de las varias características del diseño del sistema que se preocupan por minimizar el daño al equipo y las interrupciones del servicio cuando ocurren fallas eléctricas.

De acuerdo con los objetivos y alcances de este trabajo, se realizará sobre una red un estudio de protecciones. El objetivo de los esquemas de protección en los sistemas de potencia es minimizar peligros al personal y al equipamiento mientras se minimiza la interrupción de servicio producto de fallas eléctricas. Se requieren de estudios de coordinación de protecciones para seleccionar las características de despeje de dispositivos tales como fusibles, interruptores de potencia y relés en el esquema de protección. En un sistema adecuadamente coordinado, una falla resulta en la interrupción de solo la mínima cantidad de equipamiento necesario para aislar la porción defectuosa del sistema. En estricto rigor, estos estudios hacen únicamente referencia a la coordinación de las curvas de tiempo-corriente de los dispositivos de protección por sobrecorriente.

Sin embargo, estudios son también necesarios para determinar los parámetros de los dispositivos de protecciones que proveerán del aislamiento selectivo de las fallas bajos otros esquemas, que en el contexto de este trabajo se realizara bajo el principio de protección diferencial basada en comunicaciones.

### **Objetivos del sistema de Protección**

El resultado de los estudios de protecciones corresponde a la obtención de los parámetros para todos los relés en el sistema. Relés adecuadamente configurados proveen los siguientes beneficios, que pueden entenderse como los objetivos del sistema de protección:

- Prevenir daño a circuitos, transformadores, generadores y cargas.
- Prevenir peligros al público y al personal del operador de red.
- Mantener la más alta confiabilidad, seguridad, y resiliencia previniendo la interrupción del sistema.
- Minimización de los efectos de una falla cuando ocurra.
- Minimización de la duración de la falla y minimización del número de clientes afectados.

Para discutir esquemas y estrategias de protecciones en Micro-redes se deben definir algunos conceptos que se usaran a través del trabajo de título y que se refieren a las practicas actuales en la industria para proteger redes:

- Estrategias de Protecciones

Estrategias son necesarias para coordinar la operación de la protección primaria y de respaldo (secundarias y terciarias). La protección primaria corresponde a la primera línea de defensa contra las consecuencias dañinas de la falla, mientras que las protecciones de respaldo actúan cuando la protección primaria falla. Se entiende entonces a las estrategias

de protección como aquella lógica de coordinación entre las protecciones primarias y de respaldo. En la literatura se reconocen distintas estrategias para la coordinación de protecciones:

- Basadas en gradación de Tiempo (Time grading)

En estas estrategias, cuando la protección primaria falla, la utilización de curvas de protección de tiempo permiten e indican a las protecciones de respaldo cuando actuar.

- Basada en Comunicaciones

La coordinación entre la protección primaria y de respaldo se da mediante enlaces de comunicación.

- Esquemas de Protecciones

Cada esquema de protección propuesto en la literatura utiliza sensores de medida para comparar datos medidos de la red, tales como voltajes y corrientes, cuya comparación contra límites predefinidos permiten discernir y concluir sobre la existencia de una condición anómala. Es posible diferenciar entre distintos esquemas propuestos en la literatura en base a las variables eléctricas que miden, así como las características operativas que definen los umbrales de disparo. De esta forma se dice que se tienen esquemas basados en corriente, voltaje, etc. En ocasiones a los esquemas se les denomina por el principio rector que las rige, como se verá en las siguientes secciones al describir el esquema diferencial.

### **Técnicas y equipamiento para protección de línea**

Las técnicas de protección para líneas de transmisión en la industria corresponden a [36]:

- Sobrecorriente instantánea Direccional/ No direccional.
- Sobrecorriente de tiempo inverso Direccional/ No direccional.
- Sobrecorriente de tiempo definido Direccional/ No direccional.
- Balance de corriente.
- Distancia direccional.
- Piloto con canal de comunicación entre terminales.

Respecto al equipamiento, en zonas de distribución no son comunes los interruptores de potencia. Más bien se usan fusibles, *reclosers* y seccionadores. Estos dispositivos no pueden cambiar en forma online y no enfrentan adecuadamente los desafíos en Micro-redes.

### **Canales de Comunicación**

Una gran variedad de canales de comunicación son usados para protección. Es un campo en sí mismo y no es parte del alcance del presente trabajo de título. Históricamente y actualmente, los canales han sido el punto más débil en la cadena de protección. Es un

campo especializado y las aplicaciones para protección se realizan mediante especialistas en el área, familiarizados con los requisitos de protección.

### **Naturaleza de las fallas en sistemas de distribución**

La mayoría de las fallas en líneas aéreas de los sistemas de distribución son temporales, quizá un porcentaje tan alto como un 70 a 80% [37]. Además, de las fallas categorizadas como permanentes, al menos un tercio había sido inicialmente temporal (es decir, durando solo unos pocos ciclos a unos pocos segundos).

Una falta temporal es aquella cuya causa es transitoria en naturaleza. Los ejemplos incluyen interrupciones momentáneas causadas por dos conductores que se juntan, por una rama de árbol que cae a través de dos conductores y luego se desprende, y por un pájaro o un animal pequeño que provoca brevemente un arco desde una terminal viva a tierra. Si el arco resultante se puede despejar rápidamente, antes de que se convierta en una falla permanente, la causa de la falla ha desaparecido, no se ha producido ningún daño en el equipo y el circuito puede reactivarse inmediatamente, restableciendo el servicio a todo el sistema. Dado que el tiempo "abierto" entre la interrupción de la falla y la re-energización es tan breve, este tipo de incidente se clasifica como una interrupción momentánea.

Una falla permanente es aquella en la que se ha producido un daño, ya sea por la causa de la falla o por el arco de falla. Ejemplos incluyen fallas causadas por un aislante roto, conductor roto o un automóvil que derribe un poste. Cuando ocurre una falla permanente, la línea debe desconectarse y un equipo de línea debe viajar al sitio y reparar el daño.

Dado el alto porcentaje de fallas temporales, dos reglas básicas de protección de redes de distribución surgen [37]:

- Todas las fallas deben tener la oportunidad de ser temporales proporcionando una operación de reenganche para una falla en cualquier parte del sistema.
- Para responder a ese bajo porcentaje de fallas que se consideran permanentes después de que se ha realizado el número designado de operaciones de reconexión, los dispositivos de protección deben retirar del servicio solo la porción más pequeña posible del sistema necesaria para el aislamiento del segmento fallado.

De forma que, al considerar protección de líneas en sistemas al nivel de tensión de distribución, se debe tener en cuenta el desarrollo de un esquema de reconexión. Sin embargo, el enfoque de esta memoria es en la detección de la falla, de forma que queda fuera del alcance.

## 2.5. Protecciones diferenciales

Desde un punto de vista de la práctica de protecciones eléctricas, la mejor técnica de protección conocida por ahora y los últimos 50 años corresponde a la protección diferencial [36]. En esta, las cantidades eléctricas entrando y saliendo del área o equipo protegido son comparadas mediante transformadores de corriente. Aunque se identifique como superior a otros sistemas desde el punto de vista de sensibilidad e inherente selectividad, su uso en líneas ha estado limitado por restricciones de comunicación. Como resultado de avances en ondas y conexiones por fibra óptica, la aplicación de sistemas de protección diferencial en líneas se ha expandido significativamente para aplicaciones generales en líneas cortas y largas.

En su sentido más amplio una protección diferencial corresponde a un esquema de protección que utiliza al menos dos medidas desde dos partes distintas de la red o equipo con el objetivo de identificar la existencia de una condición de falla. En principio estas medidas pueden corresponder a cualquier variable eléctrica, por lo general de corriente de secuencia positiva en su aplicación a la protección de equipos individuales. En su aplicación más “pura” una revisión de la protección diferencial aplicada a Micro-redes se encuentra en [11], aplicada para líneas, barras y para los medios de generación distribuidos.

El principio de protección diferencial sobre medidas de corriente descansa en la ley de corrientes de Kirchhoff. Si la medida diferencial, es decir la sustracción, entre las muestras está por encima de un valor límite, comúnmente agregado para considerar el error introducido por los transformadores de medición, se concluye afirmativamente sobre la condición de falla y se envía una señal de apertura sobre el o los interruptores de potencia correspondientes. La comparación entre las medidas la realiza un dispositivo denominado relé, que puede realizar la operación de forma electromecánica o digital. En la literatura, la mayoría de los esquemas propuestos utilizan relés digitales asistidos por redes de comunicación.

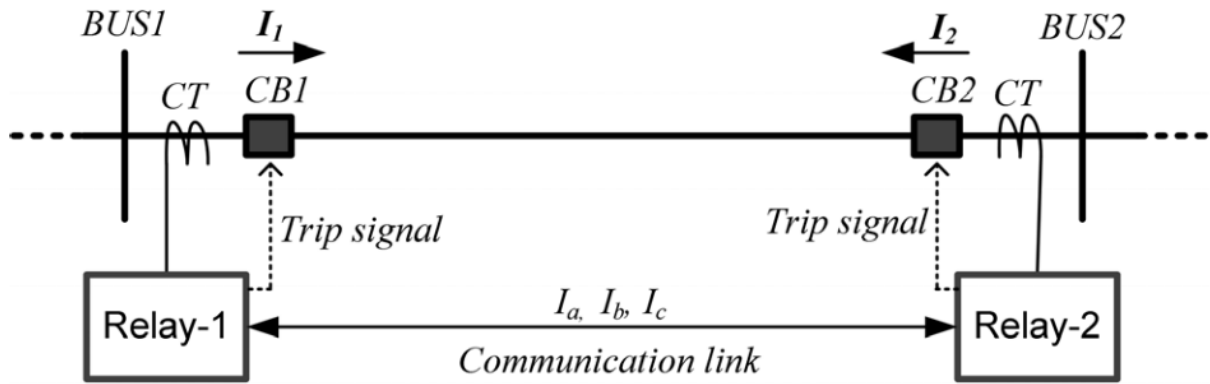


Figura 3-22: Protección diferencial sobre línea [11].

Para la protección de línea, la propuesta diferencial sobre medida de corrientes utiliza dos relés a cada extremo de la línea. En la condición normal de operación, la corriente que entra en el alimentador es igual a la corriente que abandona el alimentador. Sin embargo, esta condición no se satisface durante una falla en la línea. Por ello este esquema utiliza la medida diferencial de corriente de secuencia positiva para detectar y aislar la falla.

Algunas consideraciones importantes que hacen de la corriente diferencial un buen candidato para identificar fallas en las Micro-redes son las siguientes:

- La medida de corriente diferencial no es sensible al cambio de flujo durante la operación.
- La medida de corriente diferencial es insensible al nivel cambiante de corriente de falla y el número de conexiones de medios distribuidos.
- Provee la protección requerida en los modos de operación aislado y conectado.
- En esta propuesta de corriente diferencial, es posible adicionar las corrientes diferenciales de secuencias negativas y cero para proveer mayor sensibilidad a fallas de alta impedancia, fallas de baja corriente.

Sin embargo, se debe notar que en esta propuesta la protección de una única línea requiere dos interruptores de potencia, dos relés inteligentes, 6 transformadores de corriente y un sistema de comunicación entre ambos relés con la necesidad de sincronizar las medidas en caso de líneas largas.

Este costo puede resultar prohibitivo y puede desalentar la implementación de este esquema. La literatura se ha abordado este problema con diversas soluciones. En [12], [13] se propone un esquema de protección zonal que estudia el problema de optimalidad en lo que se refiere a la cantidad de dispositivos y su ubicación. En [16] se propone un sistema de protección diferencial que compara medidas de ángulos de fase para identificar la

presencia de una falla, logrando proponer una red de comunicación entre los relés de bajo costo que viabilizaría este tipo de soluciones.

## **Protecciones Piloto o Protecciones a través de Comunicaciones**

Es un tipo de protección diferencial en que las cantidades en los terminales se comparan por un canal de comunicación y no a través una interconexión por cable directo de los dispositivos de entrada al relé. Esto último no es práctico debido a las distancias entre los distintos terminales. La disponibilidad sistemas de comunicación digital ha permitido la implementación de sistemas digitales diferenciales de línea, donde muestras de la corriente en cada terminal se convierten en una señal digital, transmitidas entre terminales y compradas para determinar si existe la falla.

Estos esquemas están basados en corriente. En un esquema típico las corrientes de línea son muestreadas en cada extremo de la línea. Las razones de muestreo pueden variar desde pocos kilohertz a menos de 20 muestreos por ciclo. Las muestras, o valores fasoriales que son derivados desde el muestreo, son compartidos a todos los terminales de la línea. De forma que el relé diferencial de cada extremo de la línea tendrá información respecto a la corriente local y las corrientes remotas. Cada relé contiene la información necesaria para comprar la corriente ingresando y saliendo de la línea.

## **2.6. Esquemas de protección para Micro-redes en la Literatura**

En una Micro-red, la filosofía de operación corresponde a operar conectada a la red bajo condiciones normales. Si se presenta una perturbación en la red de transmisión, una falla N-1, la Micro-red se desconecta desde la red desde el punto de acople común (PCC) y continua su operación en forma aislada.

Existen distintas filosofías para la protección de una Micro-red aislada. Si se presenta una falla en la Micro-red durante su operación aislada, una falla N-2 (siendo la primera falla la pérdida de la red), bien la filosofía puede corresponder a desconectar toda la Micro-red. Para mayor confiabilidad, la línea fallada deberá retirarse del servicio y las cargas y fuentes restantes operaran como dos islas más pequeñas, lo que solo es factible si la generación y la carga en cada sistema más pequeño coinciden. Múltiples esquemas han sido propuestos en la literatura para proteger las Micro-redes, que tienen en cuenta los dos modos de operación y que buscan minimizar los desafíos identificados.

En [9], [38], [39] se hace una revisión bibliográfica de las propuestas de esquemas de protección para Micro-redes, identificando las siguientes:

- Protección basada en voltaje
- Protección basada en admitancia.

- Protección basada en técnicas adaptativas.
- Protecciones zonales diferenciales.

La filosofía de protección adecuada corresponde entonces a encontrar un método que funcione en ambos modos de operación y cuyo método de detección de falla tenga robustez sobre la variabilidad que presenta el nivel de cortocircuito en las Micro-redes.

Revisiones de los sistemas de protección para Micro-redes propuestos en la literatura se pueden hallar en [9], [10]. De igual forma, recomendaciones de protección sobre redes con alta penetración de medio distribuidos se encuentra en [1]. Una revisión de los desafíos y complejidades en el diseño de protecciones para Micro-redes se desarrolla en [18].

Debido a la inexistencia de dispositivos de protección orientados a la protección de Micro-redes, la literatura ha propuesto para la protección de Micro-redes esquemas que provienen de la subtransmisión y transmisión.

De forma que es un problema abierto que se aborda desde la filosofía de protección de quien opere la Micro-red. Algunas experiencias de Micro-redes en Norteamérica se recogen en [40]. Como resumen, se tiene que la necesidad de protección en Micro-redes es muy variada y que en la mayoría de los sistemas fue necesario adaptar los esquemas tradicionales de protección hacia esquemas propios de la subtransmisión y transmisión con adaptaciones adicionales, especialmente en lo que se refiere a la necesidad de comunicación entre los relés inteligentes. Se reconoce, además, la necesidad de sistemas respaldo en caso de fallas del sistema de comunicación.

## **Protecciones diferenciales para Micro-redes en la Literatura**

En la literatura se han propuesto a las protecciones diferenciales para Micro-redes como protecciones cuya estrategia de coordinación está basada en comunicaciones. Se identifica como clave la existencia del canal de comunicación así mismo como una debilidad reconociendo el costo que esto sobrelleva. Sin embargo, se espera que, con el desarrollo de redes más inteligentes, ya existirán canales de comunicación existentes disponibles. Alternativamente, se han propuesto como contramedida sistemas de comunicación más sencillos, flexibles y de bajo ancho de banda [16].

Dada la necesidad de comunicación gran parte de los trabajos propuestos utilizan relés inteligentes, aprovechando sus canales de Ethernet, Fibra Óptica y el que sean programables. Los sistemas de comunicación en gran parte de los trabajos se toman como existentes en el entorno de Micro-red [12], [13], [41]. En [16] se propone la detección de fallas mediante el uso de sistemas de comunicación de bajo ancho de banda. En general, para líneas cortas, en la literatura no se considera ningún retraso en el canal de comunicación. Más trabajos deben realizarse en cuanto a la costo-efectividad del canal de comunicación escogido para la protección diferencial de líneas de distribución. En cuanto a

los requisitos técnicos, para protecciones se requiere baja latencia [41], que no exista pérdida de datos y son bien conocidos en la industria [42].

La protección diferencial es posible de aplicar en cada elemento de dos terminales de una red. En Micro-redes se ha propuesto como protección a líneas, barras y a las fuentes de generación distribuidas [11] .

### **Protecciones diferenciales zonales**

La protección de zona diferencial utiliza un número ideal de relés y sensores dentro de cada zona de protección, sujeto a la solución de un problema de optimización [12]. Los sensores de corriente se colocarán en el lado secundario de los transformadores para cada carga, así como los relés ubicados en la ubicación de la fuente de generación de distribución. Estos relés de zona detectan una falla cuando las corrientes de la fuente de generación de distribución superan la suma de las corrientes de carga dentro de la zona de protección. Una vez que se detecta una falla, los relés envían una señal a la fuente de generación de distribución en la zona defectuosa y la hacen disparar. Se propone como respuesta al alto costo que representa una implementación más directa de la protección diferencial en cada uno de los alimentadores de la Micro-red, donde se requiere un gran número de equipos con su correspondiente costo para el sistema. Se estima que se puede llegar a un compromiso entre confiabilidad y costo.



# Capítulo 3

## Metodología y Aportes del Trabajo de Memoria

El éxito de la transición hacia el uso extendido de medios de generación distribuidos depende fuertemente de las técnicas que permitan su integración, las Micro-redes entre ellas. Igual de importante corresponde el desarrollo de métodos que permitan el facilitar el análisis y la validación de las estrategias propuestas.

La metodología desarrollada en la presente sección es conducente a la elaboración de una plataforma de trabajo replicable que permita evaluar el desempeño de esquemas de protección diferencial en una Micro-red considerando la validación de estas técnicas en un número de escenarios representativos en una red simulada, cuantificando y comparando su desempeño.

### 3.1. Formalización del Problema

Se desea evaluar el desempeño de los esquemas de protección diferenciales propuestos en la literatura para la protección de Micro-redes, en tanto corresponde a una alternativa que responde adecuadamente a muchos de los desafíos impuestos por el entorno de Micro-red. Se propone una metodología conducente a evaluar su desempeño y concluir finalmente sobre su aplicabilidad. Las protecciones en Micro-redes se identifican como un problema abierto de forma que el desarrollo de esta metodologías y resultados aportarán a las futuras discusiones en torno a la protección de redes cuyo aporte de medios distribuidos sea cada vez más relevante.

### 3.2. Propuesta Metodológica

Desde la revisión Bibliográfica se identifican las técnicas de protección diferencial para Micro-redes y se propone un esquema en base a la literatura. Además, se esclarecen los desafíos de protección en Micro-redes. Para probar la efectividad del sistema propuesto se debe desarrollar una plataforma de simulación que tenga en consideración todos los desafíos identificados. De esta forma se espera capturar las condiciones y los niveles de corriente de cortocircuito que el sistema de protección percibirá en una implementación real en este tipo de entornos.

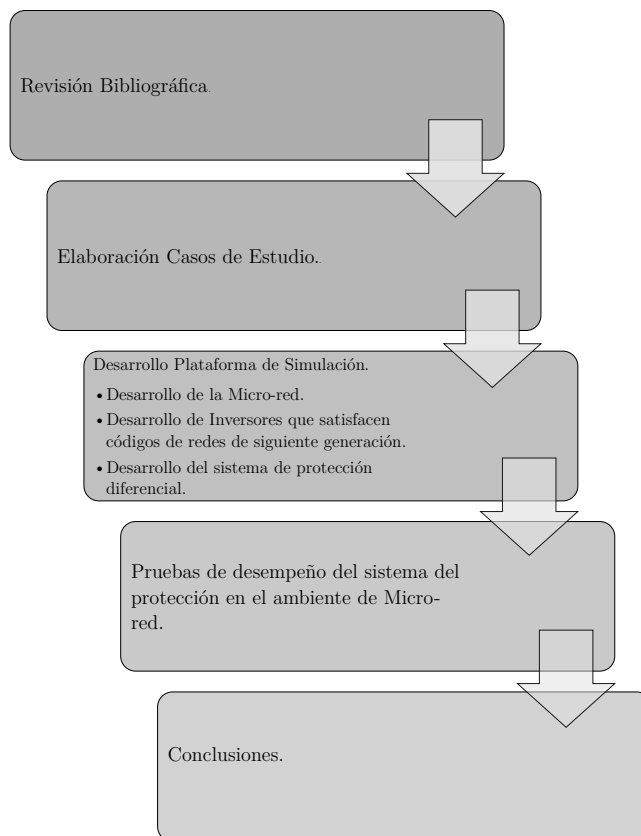
Para ello, se plantean los casos de estudio, estados de operación, conjunto de fallas y caso bases a desarrollar. Se plantean e implementan además controladores de inversores que

satisfacen códigos de redes de siguiente generación que adicionalmente respetan la restricción de corriente transitoria máxima.

De acuerdo con las técnicas, objetivos y casos de estudio se escoge una Micro-red tipo representativa cuya topología, control, cargas y generación distribuidas sean adecuadas para la aplicación de los esquemas y casos de estudio. Para la elección de la Micro-red tipo se toma en consideración la posibilidad de operación tanto radial como enmallada. Son pocos los estudios en la literatura que realizan ajustes de protección en redes únicamente pobladas por inversores, de forma que se plantea esta condición como base de los casos de estudio de la presente memoria.

Desarrollada la plataforma de simulación la etapa siguiente corresponde a la validación y puesta en marcha. Con este objetivo, se exponen los parámetros del sistema y sus puntos de operación.

Posterior a la puesta en marcha y a la elaboración de las simulaciones, se registran los resultados de los diversos casos de estudio para los estados conectados y aislados de la Micro-red. Se deben probar todos los tipos de fallas en todas las líneas de la red simulada, para comprobar la selectividad del sistema propuesto. Con el objetivo de demostrar la efectividad, solo se mostrarán los resultados de la falla en una de las líneas. Se presentarán las conclusiones al final del trabajo.



Esquema 3-1: Metodología conducente a satisfacer los objetivos generales y específicos planteados.

### **3.3. Aportes del trabajo de memoria**

Dada la recopilación bibliográfica, son pocos los trabajos que realizan estudios de protecciones en redes únicamente pobladas por inversores, de forma que se considera este como uno de los aportes de la presente memoria.

Así mismo, en la gran mayoría de las propuestas de protecciones a Micro-redes, poco se discute respecto a la estructura de control de los inversores. Modelando inversores que satisfacen futuras condiciones de red se da mayor alcance en el tiempo a los presentes resultados y a las posibles ventajas identificadas.

# Capítulo 4

## Implementación de la Propuesta

### 4.1. Casos de estudio

Considerados los antecedentes del marco teórico forma se elaboran casos de estudio que reúnan las características desafiantes que puedan presentarse eventualmente en una Micro-red.

De acuerdo con la revisión bibliográfica, los desafíos en protección provienen fundamentalmente de la presencia de inversores, la posibilidad de funcionamiento aislado y la topología enmallada que pueden presentar algunas Micro-redes.

El caso de estudio debe contener entonces fuentes de generación distribuida cuya interfaz con la red sean inversores. Con suficiente generalidad se representa su comportamiento simulando la tecnología más dominante, convertidores controlados por voltaje (VSC). De acuerdo con las constantes de tiempo de los fenómenos que acá interesan es suficiente modelar únicamente el lado de la red del convertidor, ignorando dinámicas más lentas, como por ejemplo el control MPPT en las plantas solares y otros controladores externos que entregan referencias al lazo interno de corriente.

El modo de control de estos inversores dependerá del estado de la Micro-red. En estado conectado se comportarán como *Grid-Feeding Converters*, de la mano con el esquema de control primario PQ en la Micro-red. En modo aislado los inversores se comportarán *Grid-Forming Converters* y como *Grid-Supporting Converters*, de acuerdo con el esquema de control Droop y tendencias de control de inversores sobre Micro-redes [22]. Estos *Grid Forming* entraran en modo limitación de corriente al detectar una tensión de secuencia positiva inferior a 0.9 [p.u.]. recibiendo como referencias de corrientes aquellas generadas por el algoritmo que se presentara en secciones siguientes.

La red de estudio debe tener la posibilidad de funcionamiento aislado. Así mismo debe presentar la posibilidad de operación enmallada. La red debe presentar el esquema y topología típica de una red de distribución en baja tensión siendo representativa de una red del mundo real, que a la vez mantenga cierta simplicidad y flexibilidad para desarrollar los estudios. En [43] se presentan redes *Benchmark* elaboradas para desarrollar una gran variedad de estudios conjunto a recomendaciones para su modelamiento. Satisfacen los criterios de representación fidedigna de redes reales, manteniendo simplicidad para llevar a cabo estudios, además de recomendaciones generales para simular

este tipo de redes. La red de estudio seleccionada corresponde a la red en [37], [44], pues representa de forma simplificada una red real de distribución acondicionada como Micro-red y satisface los requisitos presentados en [43]. Sobre dicha red se plantean los siguientes casos de estudio:

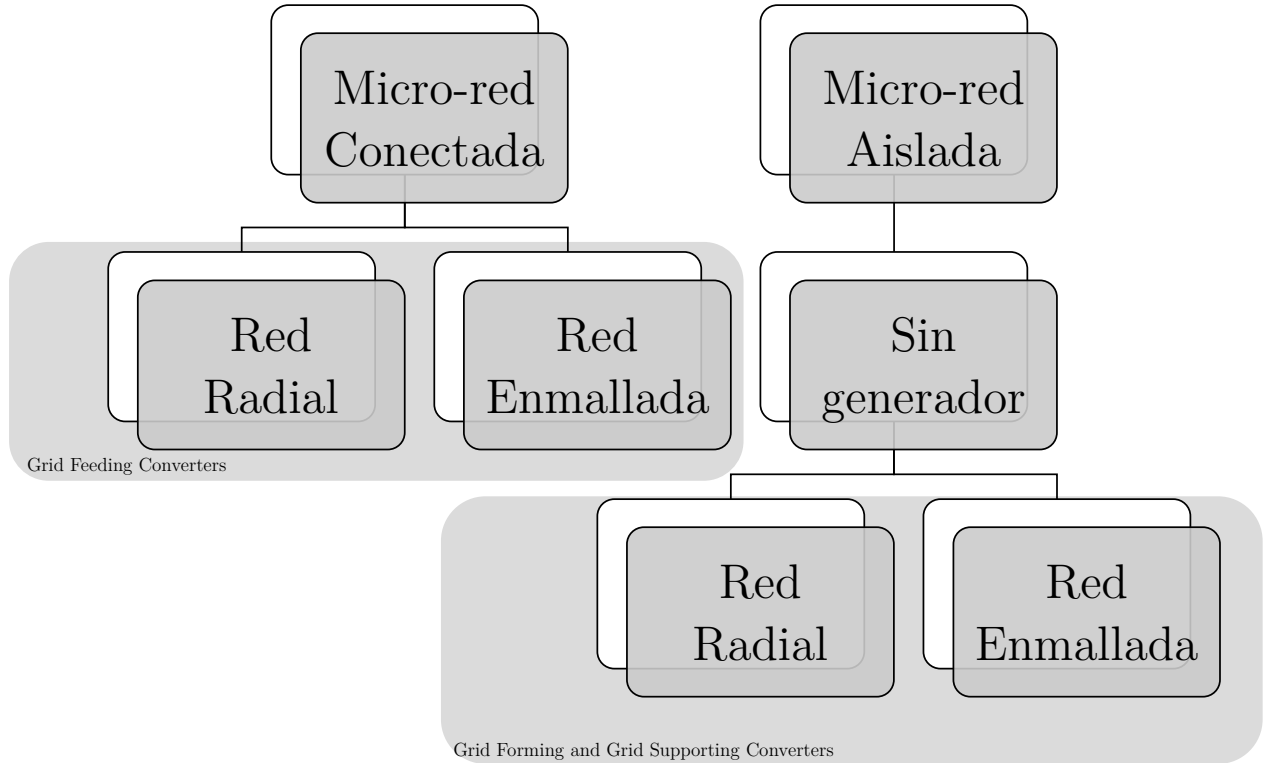


Tabla 4-2: Casos de estudio.

Estos casos de estudio representan los dos modos de operación de una Micro-red. Se estudia también la Micro-red en topología radial y enmallada, comprendiendo en total 4 escenarios de estudio. En cada caso se consideran los esquemas y modos de control de los inversores, respetando los códigos de redes de siguiente generación. De igual forma se desarrolla un estudio de cortocircuito sobre una Micro-red sin generador de emergencia, en tanto representa el peor de los casos para la detección de fallas. De esta manera, se emula el comportamiento de cortocircuito de futuras Micro-redes y se recogen todos los desafíos que representan sus modos de operación.

La operación de los inversores es a factor de potencia unitario para el estado conectado a la red, siendo la potencia reactiva proveída por la red principal. En el estado aislado, reparten las cargas de acuerdo con su control externo Droop y sus potencias nominales relativas. La máxima corriente transitoria para los inversores será de 1.2 [p.u]. Estos inversores satisfacen los códigos de red futuros en el sentido en que privilegiaran la inyección de corrientes reactivas se secuencia positiva y negativa dado los parámetros de red,  $k^+, k^- = +2$ . Así mismo se mantendrán conectados a la red de acuerdo con exigencias de los perfiles voltajes-tiempo para redes de media tensión.

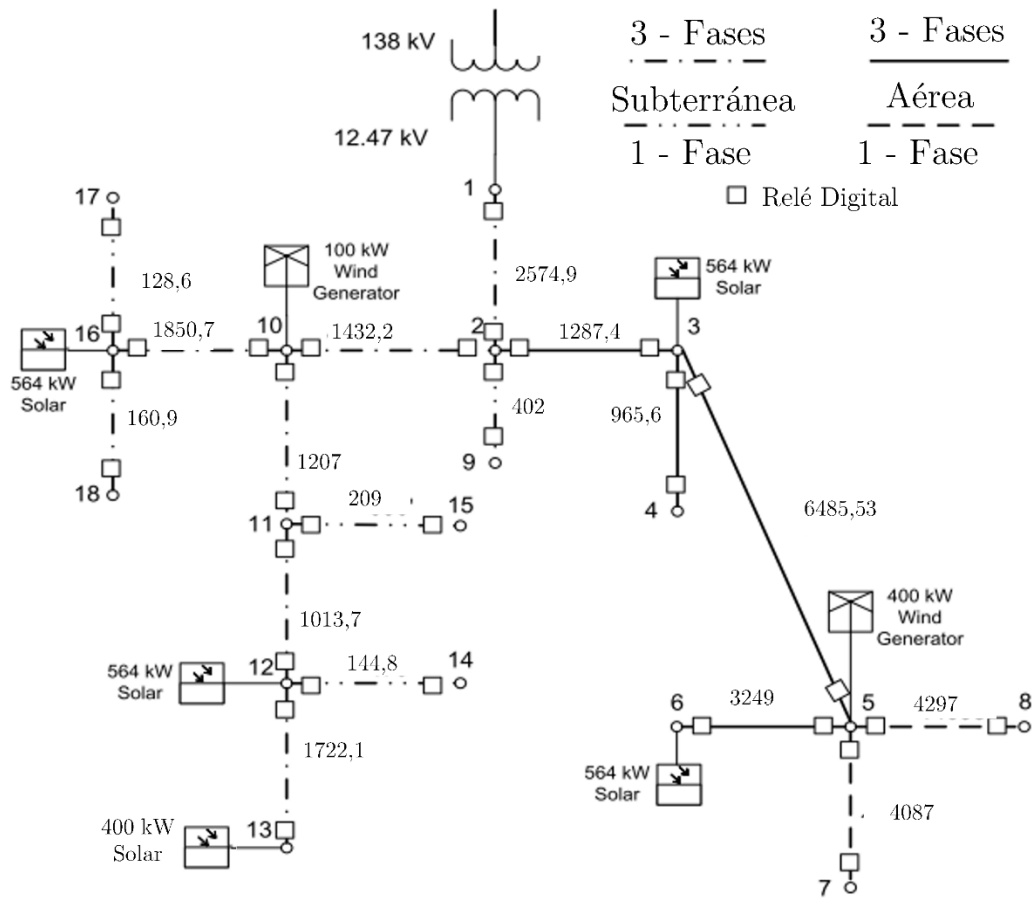


Figura 4-1: Red de distribución típica [37] acondicionada como Micro-red. Se identifican los tipos de línea y sus largos en metros.

Se probarán para todas las líneas del sistema fallas balanceadas y desbalanceadas en líneas.

## 4.2. Desarrollo de la Red Representativa

Para satisfacer los objetivos de la memoria se debe implementar un ambiente de Micro-red dominado por inversores que represente una red de distribución típica acondicionada como Micro-red debido a la penetración de fuentes de generación distribuida, escenario que motivo el tema de memoria.

Los inversores de la red representativa deben satisfacer las futuras exigencias de los códigos de red identificadas, así como respetar límites térmicos típicos que se traducen en corrientes máximas de 1.2 [p.u.] Además se deben tener en cuenta los dos modos de control de los inversores para el caso de la Micro-red aislada y la Micro-red conectada. Se detalla este punto en la siguiente sección.

La red seleccionada corresponde a la red de distribución en [37]. El sistema corresponde a un circuito de distribución aéreo y subterráneo a 12.47 kV. Los nodos se identifican con

números y el largo de las líneas y tipos se identifican en la figura 4.-1. La frecuencia del sistema corresponde a 60 [Hz].

Tipo de Línea	$Z_1/ 1 km$		$Z_0/ 1 km$	
	$R_1$	$X_1$	$R_0$	$X_0$
1	0.377	0.455	0.764	1.323
2	0.594	0.470	1.035	1.476
3	0.180	0.178	1.924	0.889
4	0.689	0.178	1.924	0.889

Tabla 4-3: Impedancias de secuencia positiva y negativa para las líneas del sistema de distribución modelado

Esta red de distribución típica fue acondicionada como Micro-red en [44]. Con diferencia a este trabajo, se sustituye el generador diésel de emergencia por un inversor de 400 kW. De esta forma, la red de estudio está constituida únicamente por inversores. Para modelar esta red de distribución se siguen algunas sugerencias desde [43], donde se modelan sistemas de distribución para distintos estudios eléctricos, entre ellos estudios de protecciones.

Para modelar la red a la que está conectada el sistema de distribución, en [37] se indican directamente las impedancias de la fuente en el dominio de las secuencias:

$$Z_1 = Z_2 = 0.255 + j2.291 \Omega \quad [4-1]$$

$$Z_0 = 0 + j1.089 \Omega \quad [4-2]$$

La fuente trifásica posee entonces una razón  $\frac{X}{R} = 8.948$  y valor del cortocircuito trifásico como  $67.458 MV A$ , desde:

$$|Z_{1pu}| = \frac{V_{pu}^2}{M VA_{3\phi pu}} \quad [4-3]$$

Seleccionando una base al azar,  $300 MVA$ ,  $MVA_{3\phi} = \frac{1}{4.44720} * 300M VA$ .

De acuerdo con [43] para modelar líneas de distribución es posible ignorar sus componentes capacitivas. De esta forma para modelar las líneas del sistema de distribución se utilizan inductancias mutuas trifásicas, donde se conocen sus parámetros de secuencia positiva y cero. En [37] están las tablas de impedancias en el dominio de las secuencias para los cables del sistema. En la Tabla 4-4 se incluyen los tipos de línea del sistema de distribución. En la tabla 4-2 se incluyen las impedancias de secuencia positiva y cero para las líneas por kilómetro. En las siguientes tablas se incluyen los parámetros de las líneas del sistema.

Las cargas del sistema se modelan mediante el bloque carga RLC, de tipo impedancia constante. Se modelan como cargas agregadas conectadas en los nodos del sistema. Se muestran en la Tabla 4-6.

La red tiene la posibilidad de enmallamiento en las barras 13 y 16.

Aérea	(1)3-1/0 CU & 1-#2 CU (2)1-#2 CU & 1-#4 CU
Subterránea	(3)3-750 MCM AL, XLP CABLES WITH 1/3 SIZE CONCENTRIC NEUTRAL (4)1-1/0 AL, XLP CABLE WITH FULL CONCENTRIC NEUTRAL

Tabla 4-4: Tipos de Línea del sistema de distribución modelado [37]

Tabla 4-5: Parámetros de las líneas del sistema.

Línea	Tipo	Largo [m]	Z1			Z0		
			R1	X1	L1	R2	X2	L2
1-2	3	2574,95	0,4646400	0,4587264	0,0012168	4,9539072	2,2885632	0,0060706
2-3	1	1287,48	0,4857600	0,5854464	0,0015529	0,9833472	1,7039616	0,0045199
3-4	1	965,61	0,3643200	0,4390848	0,0011647	0,7375104	1,2779712	0,0033899
3-5	1	6485,53	2,4469700	2,9491308	0,0078228	4,9535184	8,5835452	0,0227686
5-6	1	3249,17	1,2259000	1,4774760	0,0039191	2,4816480	4,3002440	0,0114068
5-7	2	4087,67	2,4260499	1,9231374	0,0051013	4,2311705	6,0349500	0,0160082
5-8	2	4297,07	2,5503282	2,0216532	0,0053626	4,4479190	6,3441000	0,0168282
2-9	4	402,34	0,2772000	0,0716760	0,0001901	0,7740480	0,3575880	0,0009485
2-10	3	1432,26	0,2584450	0,2730119	0,0007242	0,5582412	0,1433195	0,0003802
10-11	3	1207,01	0,2178000	0,2300760	0,0006103	0,4704480	0,1207800	0,0003204
10-16	3	1850,75	0,3339600	0,3527832	0,0009358	0,7213536	0,1851960	0,0004912
11-12	3	1013,76	0,1829300	0,1932406	0,0005126	0,3951288	0,1014430	0,0002691
11-15	4	209,09	0,1440600	0,0372498	0,0000988	0,4022704	0,1858374	0,0004929
12-13	3	1722,12	0,3107500	0,3282650	0,0008707	0,6712200	0,1723250	0,0004571
12-14	4	144,78	0,0997500	0,0257925	0,0000684	0,2785400	0,1286775	0,0003413
16-17	4	128,63	0,0886200	0,0229146	0,0000608	0,2474608	0,1143198	0,0003032
16-18	4	160,93	0,1108800	0,0286704	0,0000761	0,3096192	0,1430352	0,0003794



Bus	Fase A		Fase B		Fase C	
	P kW	Q kvar	P kW	Q kvar	P kW	Q kvar
3	117	73	121	65	90	98
4	97	33	86	35	91	36
6	46	15	77	23	64	19
7	100	65	0	0	0	0
8	0	0	85	32	0	0
9	0	0	0	0	354	180
13	75	34	75	34	75	34
14	111	53	0	0	0	0
15	0	0	0	0	176	34
16	89	63	89	63	89	63
17	0	0	314	126	0	0
18	210	99	0	0	0	0

Tabla 4-6: Cargas del sistema de distribución.

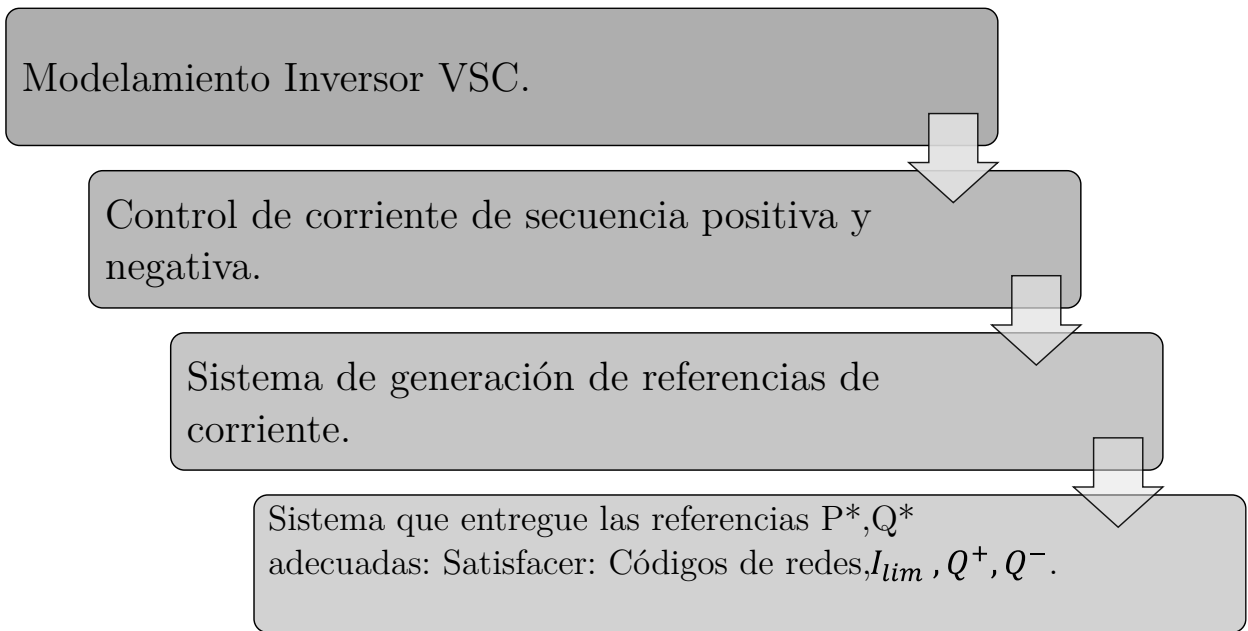
### 4.3 Modelación Inversores

El propósito de la siguiente sección es presentar una metodología para la modelación de inversores en una Micro-red presentando una secuencia de pasos lógicos en línea con los hallazgos de la revisión bibliográfica.

De acuerdo con los alcances de la presente memoria, se requiere simular el comportamiento de inversores en un ambiente de Micro-red y que satisfagan futuros códigos de red. En línea con lo anterior se razonan los siguientes requisitos y aproximaciones:

- La representación de los inversores en la simulación debe contar con suficiente generalidad representando al mayor número de fuentes de generación distribuidas posibles.
- Debe respetar códigos de red de media tensión que con alta probabilidad se aplicaran sobre Micro-redes en el futuro.
- Especial atención a los límites de corriente instantánea para cada una de las fases. Modelar incorrectamente este punto podría “facilitar” el trabajo del sistema de protección acá propuesto o cualquier sistema basado en sobrecorrientes.

En base a lo revisado en el marco teórico y a las problemáticas expuestas se presenta una serie de pasos para cumplir cada uno de estos objetivos.



Esquema 4-1: Modelación de inversores que satisfacen requisitos de red de siguiente generación.

En primer lugar, se modela el lado de red de un conversor VSC. Sobre este modelo, de acuerdo con la revisión bibliográfica, para satisfacer futuros códigos de red es necesario implementar lazos de control que permitan seguir referencias tanto en secuencia positiva como negativa. Posteriormente se debe desarrollar una estrategia de generación de referencias de corrientes flexible, que permita el intercambio deseado de potencias  $P, Q$  con la red. Finalmente, se debe implementar un algoritmo que modifique las referencias  $P^*, Q^*$  de forma de satisfacer el código de red y respetar la máxima corriente transitoria de los inversores durante una falla.

En tanto corresponde a la tecnología dominante y un gran número de medios distribuidos están conectado a través de esta topología en media tensión, se modelará en ***SIMULINK*** ***MATLAB*** un inversor VSC de tres hilos conectado a la red mediante un transformador elevador. La implementación está basada en [45] con modificaciones al sistema de control, generación de referencias y dimensionamiento del transformador. Para los propósitos de la memoria basta simular el lado de red del conversor. El modo de control del conversor dependerá del estado de la Micro-red.

Con la Micro-red conectada a la red de transmisión, los inversores estarán en el modo *Grid-Feeding Converter*, y las referencias de potencia son dadas por el operador de la red. Se supondrá como simplificación que, por razones económicas, todos los inversores conectados a la red en este modo de control inyectan con factor de potencia unitario, siendo los reactivos suministrados por la red.

La Micro-red aislada tendrá todos sus inversores en modo *Grid-Forming Converters*. En este modo de control los inversores se reparten las cargas activas y reactivas de acuerdo

con su control Droop externo y sus potencias nominales relativas. Al percibir una falla, pasarán a modo control de corriente, recibiendo las referencias de corriente generadas por el algoritmo que se revisara en las siguientes secciones.

## Grid feeding inverters

Desde la revisión bibliográfica, para satisfacer futuros códigos de red se deben implementar un lazo interno de corriente capaz de seguir referencias de corriente de secuencia positiva y negativa. Se implementa el control desacoplado síncrono usando la red de desacople basada en las referencias y en las señales de error de la Figura 3-12, en tanto presenta el mejor desempeño dentro de los controladores PI. Para su correcto funcionamiento se implementa un DDSRF-PLL, un PLL basado en la red de desacople.

Grid Feeding Converter	Parámetros
Controlador de Corriente	$K_p = 1; K_i = 60$
Filtro Pasa bajos red de desacople (PLL y Controlador de Corriente)	$w_f = \frac{w}{\sqrt{2}}$
Controlador PLL	$K_p = 222.1; K_i = 9 \times 10^{-3}$

Tabla 4-7: parámetros de Control de la estructura desacoplada basada en las referencias implementada.

Los resultados de esta implementación se muestran en la Figura 4-2 y Figura 4-3 donde se muestran respuestas a escalones de cada una de las secuencias y ejes en el control  $dq$ . El tiempo de estabilización es del orden de 0.05 segundos.

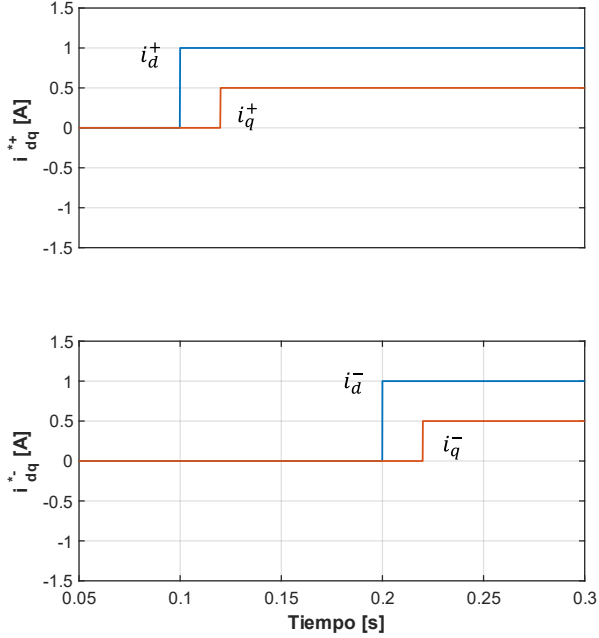


Figura 4-2: Referencias escalón de corriente de secuencia positiva y negativa en los ejes  $dq$ .

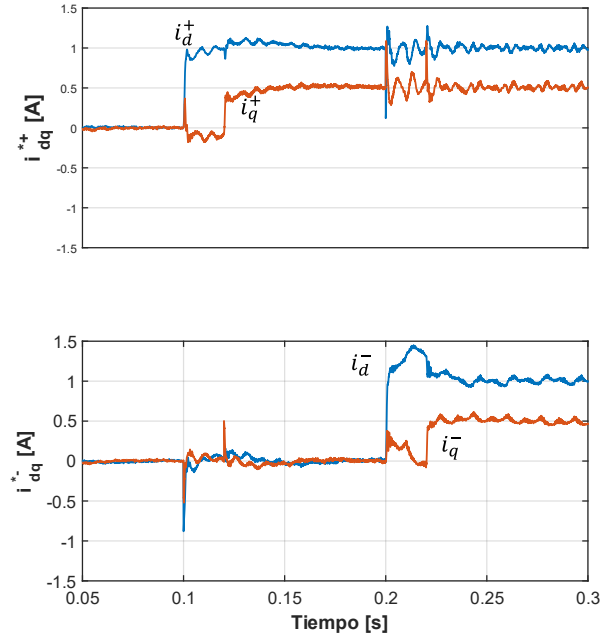


Figura 4-3: Respuestas de corriente del controlador implementado.

## Generación de referencias satisfaciendo límites termales y códigos de red

Implementado el controlador en  $dq$  para los *Grid-Feeding Converters*, se debe elaborar una estrategia para el cálculo de las referencias de corriente que satisfagan los requisitos de los códigos de red de siguiente generación y respeten las corrientes máximas de los convertidores.

Con este objetivo, se implementa la propuesta desarrollada en [23]. Esta estrategia está basada en la implementación de la estrategia de corriente FPNSC, con la elección de parámetros  $k_1, k_2$  tales que satisfacen los códigos de red en cuanto a inyección de reactivos positivos y negativos y un algoritmo que inyecta la máxima corriente reactiva posible durante condiciones de falla usando, si es que existe, el resto de la capacidad del conversor para inyectar potencia activa.

Esta estrategia de control se resume en los siguientes pasos:

- a) Identificar desde los códigos de red,  $k^+, k^-, I_{m\acute{a}x}$ .

Se hace  $k^+ = k^- = +2$ , valores comunes para estos parámetros obtenidos desde los códigos de red. La corriente máxima transitoria se fija en  $I_{m\acute{a}x} = 1.2 [p.u.]$ .

- b) Calcular  $V^+, V^-, \delta, k_2$ . Configurar  $k_1 = 1$ .

La estrategia continuamente calcula las tensiones de secuencia positiva y negativa en el punto de conexión. En el eje  $dq$ ,  $V^+ = (v_d^+)^2 + (v_q^+)^2$ ;  $V^- = (v_d^-)^2 + (v_q^-)^2$  y  $\delta = \frac{|\theta^+| + |\theta^-|}{2}$

En esta estrategia  $k_2$ , el parámetro que determina los aportes de secuencia positiva y negativa a las corrientes reactivas se define dinámicamente de acuerdo con las condiciones de red:

$$k_2 = \frac{k^+(1 - V^+)}{k^+(1 - V^+) + k^-V^-} \quad [4-4]$$

Definido de esta forma, la potencia reactiva ahora se divide entre secuencia positiva y negativa dependiendo del factor de desbalance de la red  $VUF = \frac{V^-}{V^+}$ . Por ejemplo, si una falla simétrica aparece,  $V^- = 0$ ;  $k_2 = 1$ , de forma que se inyectan únicamente corrientes reactivas de secuencia positiva. Sin embargo, ante fallas asimétricas, corrientes reactivas de secuencia negativa se inyectan, de esta forma atenuando las componentes de secuencia negativa en la tensión de la red.

- c) Se calcula  $Q_{m\acute{a}x}$  usando la ecuación [3-73]. Tomando en consideración al signo del denominador. Si no es estrictamente positivo, se hace  $Q_{m\acute{a}x} = 0$ . Si  $k_2 = 1$ , es decir, se esta midiendo una falla simétrica, hacer:  $Q_{m\acute{a}x} = I_{m\acute{a}x} \cdot V^+$ , lo que equivale a la máxima inyección de reactivos de secuencia positiva frente a fallas simétricas.
- d) Se calculan desde las restricciones de red las inyecciones de potencia reactiva de secuencia positiva y negativa, mediante las siguientes expresiones:

$$Q^+ = \begin{cases} 0 & \text{si } V^+ > 0.9 \\ k^+ Q_{m\acute{a}x} (1 - V^+), & \text{si } 1 - \frac{1}{k^+} < V^+ < 0.9 \\ Q_{m\acute{a}x}, & \text{otro caso} \end{cases} \quad [4-5]$$

La capacidad de inyección reactiva se divide entre reactivos de secuencia positiva y negativa. Conforme cae la tensión de secuencia positiva, se inyectan reactivos positivos en una proporción determinada por la variación de la tensión medida  $V^+$  y lo exigido por el código de red en la forma del parámetro  $k^+$ .

$$Q^- = \begin{cases} 0, & \text{si } V^- < 0.1 \\ k^- Q_{m\acute{a}x} V^-, & \text{si } 0.1 < V^- < \frac{1}{k^-} \\ Q_{m\acute{a}x}, & \text{otro caso.} \end{cases} \quad [4-6]$$

Conforme aparecen tensiones de secuencia negativa, se inyectan reactivos negativos.

De forma que la referencia de corriente reactiva durante una falla corresponde a:

$$Q_{falla}^* = Q^+ + Q^- + Q_{ext}^* \quad [4-7]$$

Con  $Q_{ext}^*$  la referencia exterior de potencia reactiva, o el set point en operación normal del convertidor.

- e) Se calcula si existe capacidad restante para la inyección de potencia activa. Se resuelve la ecuación [3-74] insertando el resultado de la potencia reactiva de falla,  $Q_{falla}^*$ . En caso de existir capacidad restante, actualizar la referencia de potencia activa de acuerdo con:

$$P_{falla}^* = \begin{cases} P_{ext}^*, & \text{si } P_r^* > P^* \\ 0, & \text{si } P_r^* \leq 0 \\ P_r^*, & \text{otro caso.} \end{cases} \quad [4-8]$$

La implementación de este algoritmo permite satisfacer futuros códigos de red [23] y respetar los límites de corriente transitoria de los convertidores.

Este algoritmo se implementa en como una función de Matlab que entrega las referencias de corriente al sistema de control de corriente implementado. El código se encuentra en los anexos. Los resultados en el sistema de prueba frente a distintos tipos de falla se muestran en las siguientes imágenes.

En ningún tipo de falla el convertidor excede en alguna de sus fases 1.2 [p.u.] de corriente. Durante la falla, los convertidores cambian sus referencias de forma de satisfacer códigos de red de acuerdo con los parámetros  $k^+, k^-$ . Los convertidores son capaces de inyectar corrientes desbalanceadas que dan soporte a las fases afectadas, en el caso de fallas asimétricas.

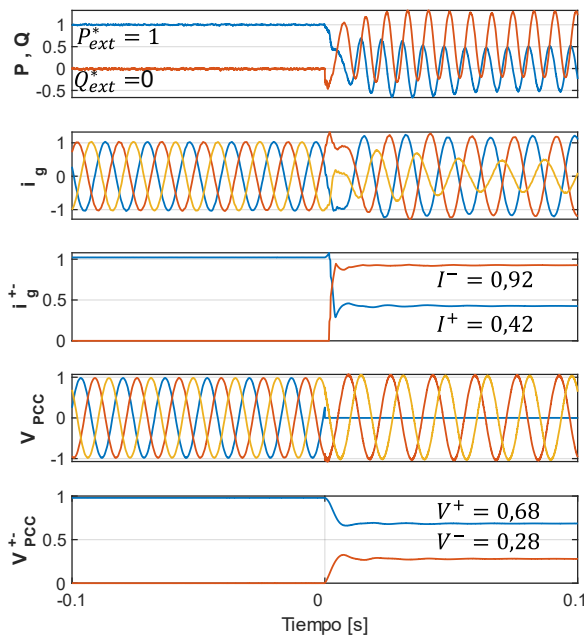


Figura 4-4: Potencias instantáneas P,Q Corrientes inyectadas a la red, Corrientes inyectadas a la red, secuencia positiva y negativa, Voltajes en la red, Voltajes en la red, secuencia positiva y negativa. Falla L-G 0,001 Ohm en el segundo 0.  $k^+ = k^- = +2$ ;  $I_{límite} = 1.2$  [p.u.].

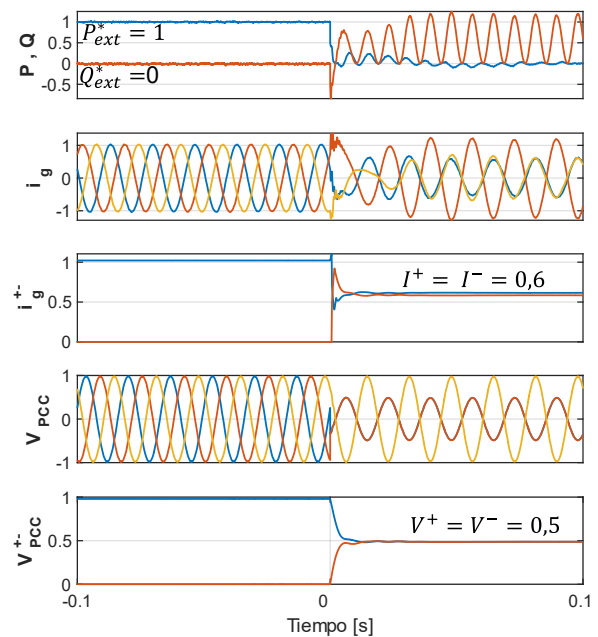


Figura 4-5: Potencias instantáneas P,Q Corrientes inyectadas a la red, Corrientes inyectadas a la red, secuencia positiva y negativa, Voltajes en la red, Voltajes en la red, secuencia positiva y negativa. Falla L-L 0,001 Ohm en el segundo 0.  $k^+ = k^- = +2$ ;  $I_{límite} = 1.2$  [p.u.].

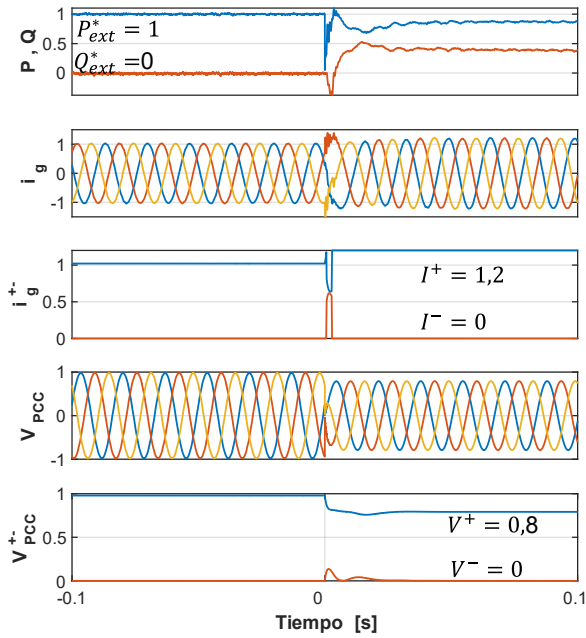


Figura 4-6: Potencias instantáneas P,Q Corrientes inyectadas a la red, Corrientes inyectadas a la red, secuencia positiva y negativa, Voltajes en la red, Voltajes en la red, secuencia positiva y negativa. Falla L-L-L-G 15 Ohm en el segundo 0.  $k^+ = k^- = +2$ ;  $I_{limite} = 1.2$  [p.u].

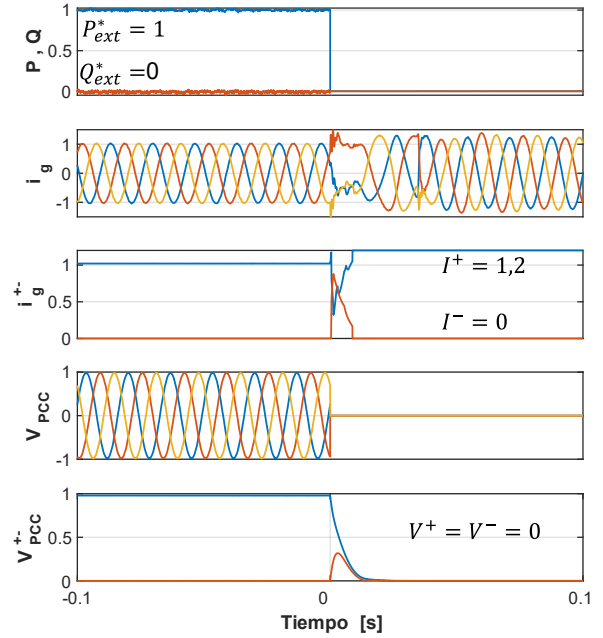


Figura4-7: Potencias instantáneas P,Q Corrientes inyectadas a la red, Corrientes inyectadas a la red, secuencia positiva y negativa, Voltajes en la red, Voltajes en la red, secuencia positiva y negativa. Falla L-L-LG 0,001 Ohm en el segundo 0.  $k^+ = k^- = +2$ ;  $I_{limite} = 1.2$  [p.u].

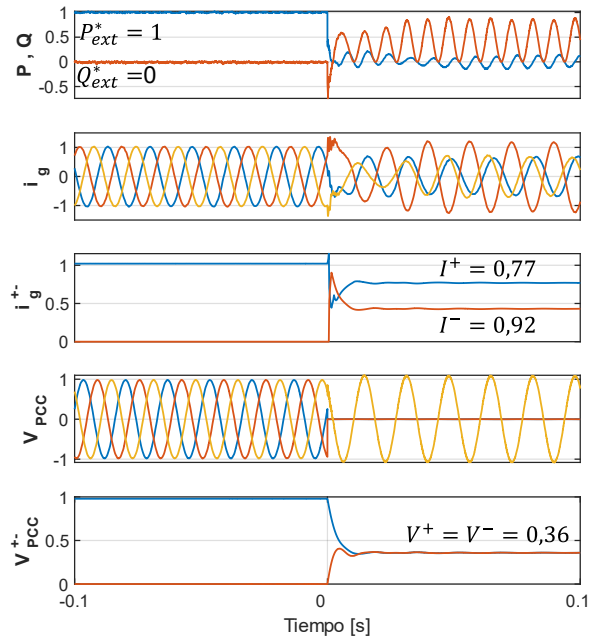


Figura 4-8: Potencias instantáneas P,Q Corrientes inyectadas a la red, Corrientes inyectadas a la red, secuencia positiva y negativa, Voltajes en la red, Voltajes en la red, secuencia positiva y negativa. Falla L-L-G 0,001 Ohm en el segundo 0.  $k^+ = k^- = +2$ ;  $I_{limite} = 1.2$  [p.u].

En Figura 4-4, Figura 4-5, Figura 4-8 se simulan fallas asimétricas en el PCC. Falla fase a tierra, falla fase-fase y falla fase-fase a tierra respectivamente. Al tratarse de fallas asimétricas, se tiene que se inyectan corrientes reactivas de secuencia positiva y de secuencia negativa,  $I^+, I^- > 0$ . Durante la falla cambian las referencias de potencia, dando prioridad a la inyección de reactivos, en una proporción definida por la ecuación [4-4].

En Figura 4-6 y Figura 4-7 se simula una falla simétrica, falla trifásica en el punto de conexión, El algoritmo no detecta tensiones de secuencia negativa, de forma que auxilia la falla únicamente con reactivos de secuencia positiva.

Notamos que en todos los casos se usa la máxima capacidad del inversor durante la falla.

Estos inversores satisfacen restricciones de futuras exigencias de red y simulan adecuadamente el comportamiento de cortocircuito de inversores que podrían conformar parte de futuras Micro-redes en control P-Q.

## Grid forming Inverters

Para modelar el comportamiento de cortocircuito de inversores Grid-Forming, durante el caso de la Micro-red aislada, se implementa un control Droop como el Figura 3-7 de la con los siguientes parámetros, recomendados en [24].

<i>Grid Forming Converter</i>	
Parámetros	Valor
$T_m$	$k_p \cdot 10s$
$k_p$	$0.05 p.u.$
$T_e$	$1 s$
$k_q$	$0.1 p.u.$
$k'_p$	$5 p.u.$

Tabla 4-8: parámetros del algoritmo de auto sincronización [24].

Al detectar una falla, es decir, si  $V^+ < 0.9$ , pasan a modo de limitación de corriente y reciben las referencias del algoritmo presentado en la sección anterior.



## 4.4. Propuesta del esquema de Protección.

El esquema de protección propuesto detecta cualquier condición anormal en la red y aísla la porción más pequeña posible permitiendo la continuidad de operación del resto del sistema. Así mismo, opera de forma correcta estando la red conectada o aislada. La propuesta cuenta con protección principal y protección secundaria como respaldo y se enfoca en la protección de líneas AC. El esquema propuesto de este trabajo está basado en el principio de protecciones piloto o protecciones por comunicaciones en el sentido que hace uso de la protección diferencial que compara las cantidades a través de un canal de comunicación.

### Protección de Líneas

La protección propuesta está basada en la ubicación de relés digitales, medidores e interruptores de potencia en el extremo de cada línea del sistema.

La protección primaria utiliza un relé que mide la corriente absoluta a una tasa de al menos 16 muestras por ciclo y luego la transmite vía canal de comunicación al relé del otro extremo de la línea. Cada extremo tendrá información respecto a la corriente local y las corrientes remotas, otorgando selectividad.

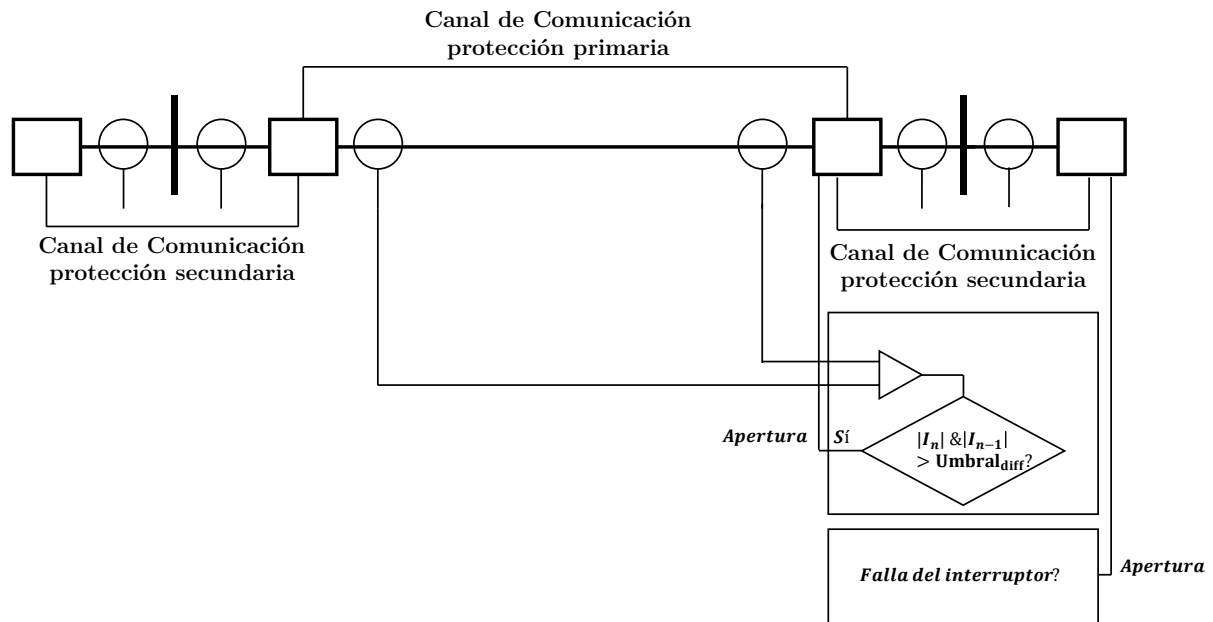


Figura 4-9: Esquema de protección de línea implementado

Con las medidas de corriente cada relé calcula para cada una de las fases las corrientes diferencias y sesgadas. Si condiciones lógicas que indican que estas corrientes han sobrepasado el umbral sesgado se mantienen por dos ciclos de muestro seguidos, cada relé en el extremo de la línea envía la señal de apertura a su interruptor.

La protección secundaria detecta la interrupción fallida si persiste la condición de falla por más de dos ciclos seguidos. En este caso, enviara la señal de apertura después de 0.3 segundos al interruptor contiguo.

La protección primaria para cada línea consiste en la protección diferencial sesgada. La corriente diferencial y la corriente sesgada son las dos cantidades que definen las características del relé y sus regiones de operación. Ambas, para cada fase, se definen como sigue:

$$I_{diff} = |I_1 + I_2| \quad [4-9]$$

$$I_{bias} = \frac{|I_1 + I_2|}{2} \quad [4-10]$$

$I_1$  e  $I_2$  son las corrientes en cada extremo de la línea. El signo en  $I_{diff}$  depende de la polaridad de los instrumentos de medida. El relé tiene dos etapas en su característica de disparo para proveer una operación flexible y segura. Una etapa no sesgada donde  $I_{bias}$  no se toma en cuenta en la decisión de apertura del interruptor y una etapa sesgada con dos pendientes definidas por el usuario. El relé envía la señal de apertura si para dos muestras consecutivas se satisface una de las siguientes condiciones:

$$|I_{bias}| < I_{bias1} \text{ and } |I_{diff}| > K_1 |I_{bias}| + I_{diff1} \quad [4-11]$$

$$|I_{bias}| \geq I_{bias1} \text{ and } |I_{diff}| > K_2 |I_{bias}| - (K_2 - K_1) I_{bias1} + I_{diff1} \quad [4-12]$$

La corriente sesgada es casi del mismo valor que la corriente de carga. En caso de falla externa la corriente de operación cambia y en consecuencia  $I_{bias}$ . De forma que al comparar  $I_{diff}$  con  $I_{bias}$  se incrementa el valor necesario para la apertura evitando una operación incorrecta.

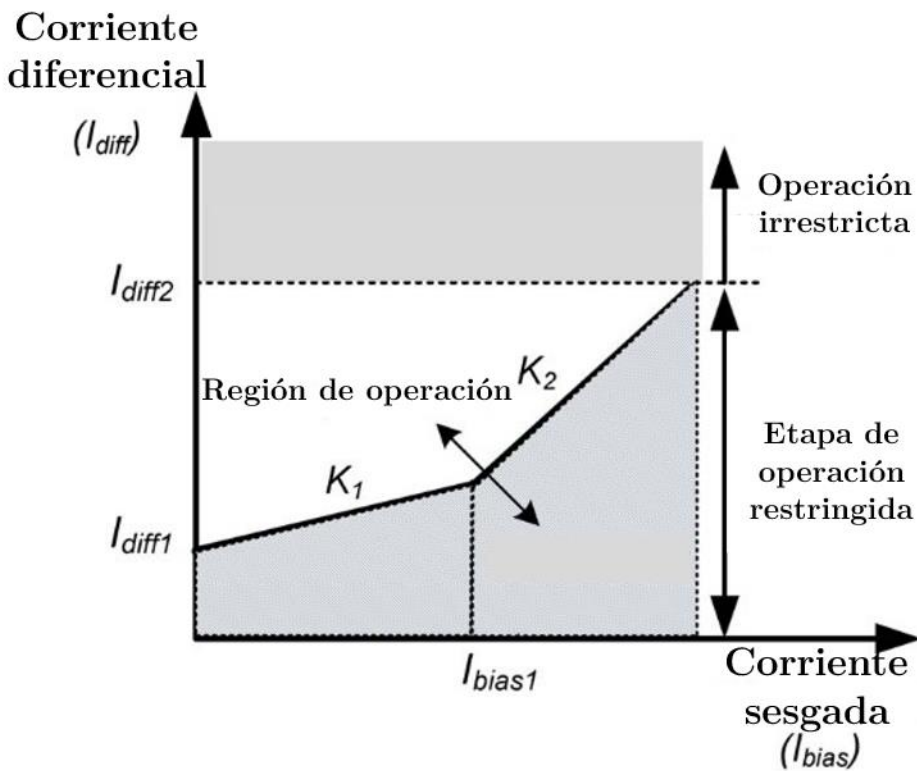


Figura 4-10: Características del relé diferencial [11].

$K_1$  y  $K_2$  definen las pendientes para la etapa sesgada o etapa de operación restringida.

$I_{diff1}$  corresponde a un parámetro identificado como el umbral de corriente diferencial mínimo. Bajo este umbral la protección no debe actuar. Este ajuste mínimo es calculado teniendo en cuenta los errores que surgen de los transformadores de corriente. Se asume que el error de los TC no excederá el 2%. En el peor de los casos un TC se equivocará un +2% y el otro un -2%. Por lo tanto, el error de un 4% produce una corriente de 0.2 A, teniendo en cuenta que la corriente nominal del secundario de los TC en su gran mayoría corresponde a 5 A y en algunas ocasiones a 1 A [36].

$I_{bias1}$  es el valor que diferencia las dos pendientes del área sesgada. Tanto  $I_{bias1}$  como  $K_1$  y  $K_2$  deben ser ajustado de acuerdo con el comportamiento de falla en la Micro-red. Estos ajustes proveen sensibilidad durante fallas de baja corriente y mejoras en seguridad en casos donde los errores asociados a los transformadores de corriente sean grandes.

## 4.5. Implementación del esquema de Protección.

El esquema propuesto es implementado en *Matlab Simulink*. Se revisará cada elemento en la cadena que constituye el esquema propuesto. El canal de comunicación se considera ideal y sin retraso.

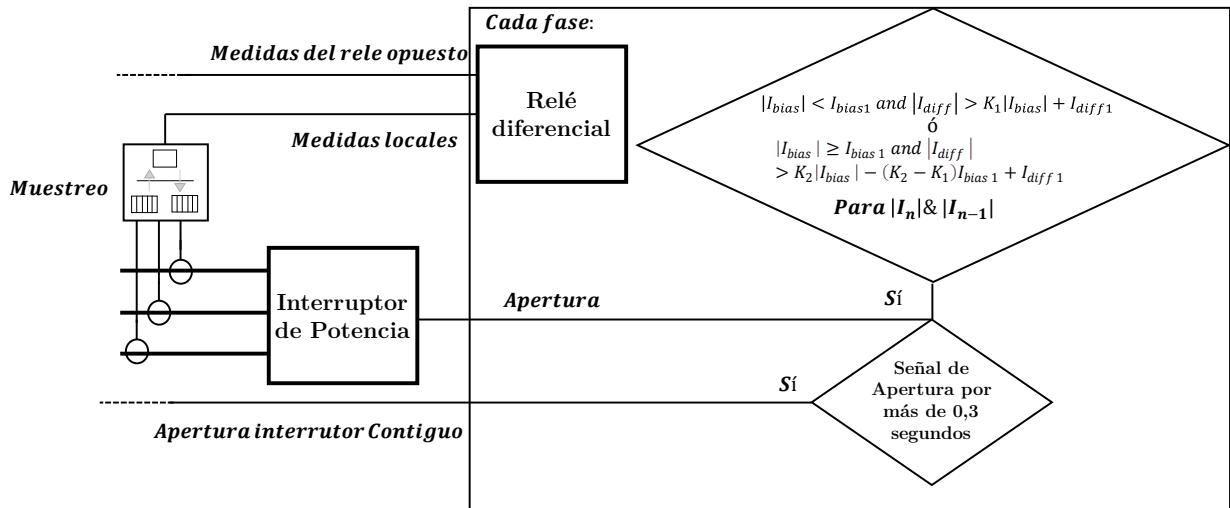


Figura 4-11: Implementación del esquema de protección de línea propuesto.

### Protección Primaria

#### Medidores de Corriente

Es posible asumir una selección adecuada de transformadores de corriente, de forma que se reproducen en forma y en magnitud, sin saturación, las corrientes del primario por el secundario. Los TC por lo tanto no son simulados y se toman medidas de corriente ideales desde el sistema de potencia.

#### Muestreo de la señal

La señal de corriente del sistema de potencia se captura a una tasa de 16 muestras por ciclo mediante el bloque *RateTransition*.

#### Relé

La lógica interna de la función diferencial sesgada se implementa por fases mediante scripts que implementan las condiciones exhibidas. Operaciones lógicas determinan luego la señal que detecta la presencia de falla y la señal de apertura del interruptor. Esta señal de apertura se envía al interruptor de potencia.

## Interruptor de Potencia

El interruptor de potencia se modela mediante el elemento ideal *Three-Phase Breaker*. Respecto al proceso de interrupción, la simulación RMS se considera suficiente para los propósitos que acá se persiguen. Como aproximación, se agrega un retraso de 1 ciclo que representa el proceso de interrupción de las corrientes.

### **Protección secundaria**

Ante una falla en el interruptor, se envía una señal otro interruptor en el mismo bus para que realice la apertura. Esta apertura pondrá fuera de servicio a un mayor número de equipos. Para dar tiempo de operación para la protección primaria, esta señal se envía después de 0.3 segundos para dejar a la protección primaria actuar.

# Capítulo 5

## Resultados

En la presente sección se presentan los resultados de los estudios de fallas en las líneas de la Micro-red implementada para los casos de estudio propuestos.

El sistema de protección diferencial implementado despeja con selectividad fallas simétricas y asimétricas en todas las líneas del sistema. Por simplicidad, se presentarán únicamente los resultados de una falla en la línea 3-5 asimétrica fase a tierra. Para demostrar la efectividad del esquema planteado se mostrarán las corrientes y los voltajes vistos desde la barra 10 del sistema. De igual forma se mostrará el comportamiento de los inversores cercanos a la falla.

Dada la topología de la Micro-red implementada, en el caso radial la pérdida de cualquier línea da lugar a dos islas independientes. En este caso particular, dado el balance de generación y consumo en las islas resultantes la operación de ambas islas es factible técnicamente.

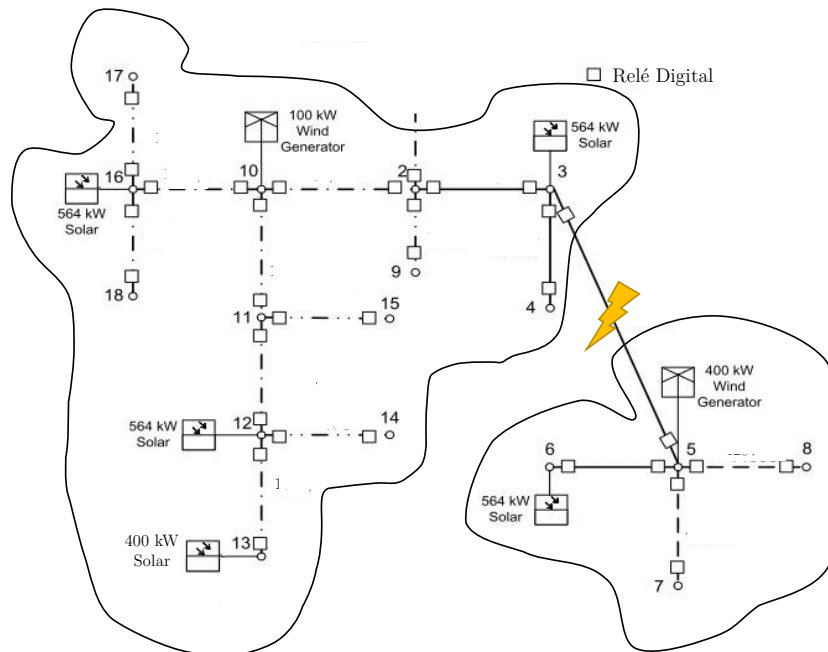


Figura 5-a: Micro-red aislada, falla en la línea 3-5. Islas resultantes.

Notar que en el caso donde la Micro-red se enmalla con una línea aérea entre los nodos 13 y 6, la pérdida de cualquier línea no implica la aparición de dos islas separadas.

Se debe tomar en cuenta que en los casos en que la protección secundaria actúe, esto conlleva a la pérdida de generación y cargas adicionales. Por ejemplo, en los resultados se mostrará el caso de falla del interruptor 3 del esquema de protección de la línea 3-5. De forma que actuara el interruptor contiguo de la protección de la línea 2-3, dejando fuera de servicio a las cargas de los nodos 3 y 4 del sistema y la planta en 3.

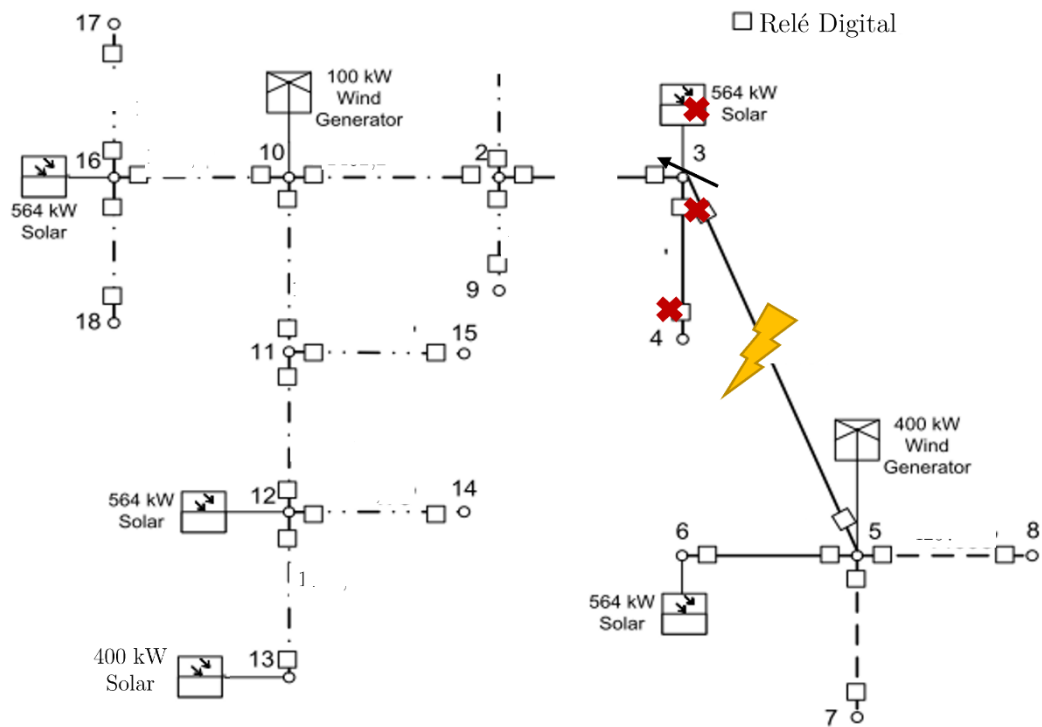


Figura 5-b: Operación del sistema de protección secundaria ante una falla del interruptor de la protección de la línea 3-5.

## 5.1. Caso radial y aislado

En este caso el esquema de protección no tuvo problemas al despejar todos los tipos de falla. Los relés son capaces de detectar todas las fallas después de dos muestras y despejar la falla después de un ciclo. Las corrientes y los voltajes medidos en el bus 10 para la operación efectiva del sistema de protección principal se muestran en la Figura 5.1. para una falla monofásica a tierra  $\Omega = 0.001$  en la línea 2-10. La corriente diferencial medida en el relé del bus 3 en la línea 3-5 se muestra en la Figura 5.2.

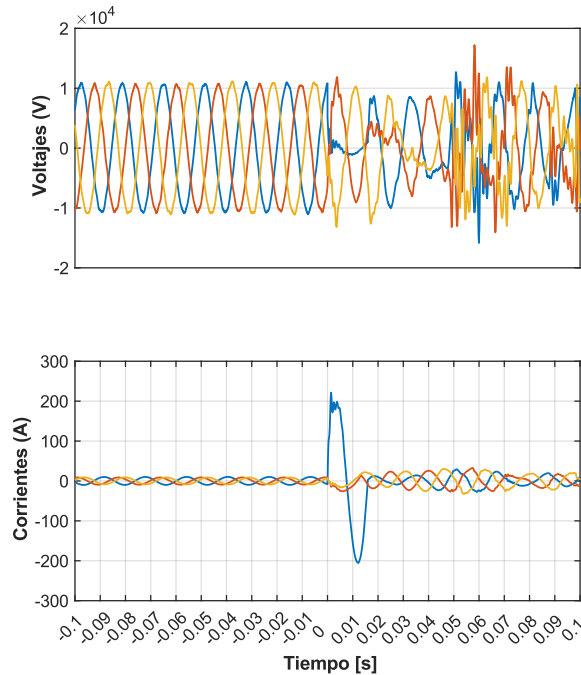


Figura 5.1: Voltajes y Corrientes para la línea 2-10 durante una falla en la línea 3-5 con operación efectiva del sistema de protección primario. Micro-red aislada y con estructura radial.

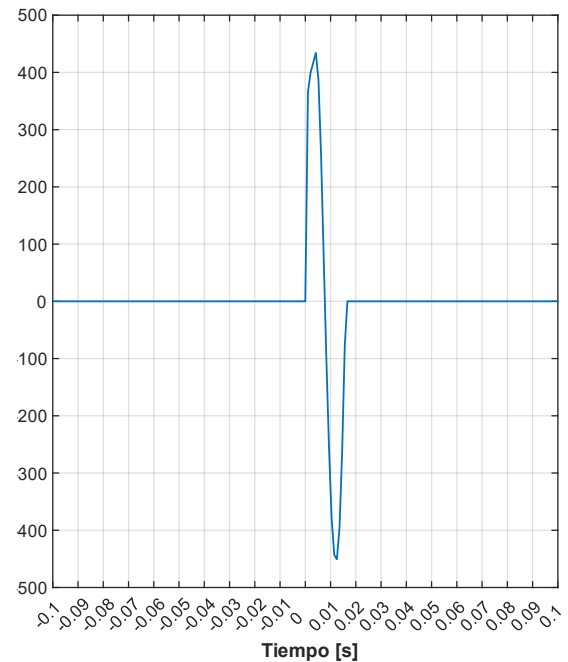


Figura 5.2: Corriente diferencial medida en el relé del bus 3 en la línea 3-5 con operación efectiva del sistema de protección primario. Micro-red aislada y con estructura radial.

Producto de una falla en cualquiera de las líneas de la Micro-red resulta una sobre generación y una sub-generación en las islas resultantes. Dado el esquema de control propuesto para el caso aislado se tiene que la recuperación de los voltajes es más rápida en la isla con sobre generación. En la Figura 5.3 se muestran las corrientes inyectadas por el inversor conectado en el bus 5, isla con sobre generación. En la Figura 5.4 se muestran las corrientes inyectadas por el inversor conectado en el bus 10, isla con sub-generación. Para el caso radial, posterior a la detección de la falla la resiliencia de ambas islas depende de los esquemas de control de la generación conectada y del balance generación consumo de las islas resultantes.



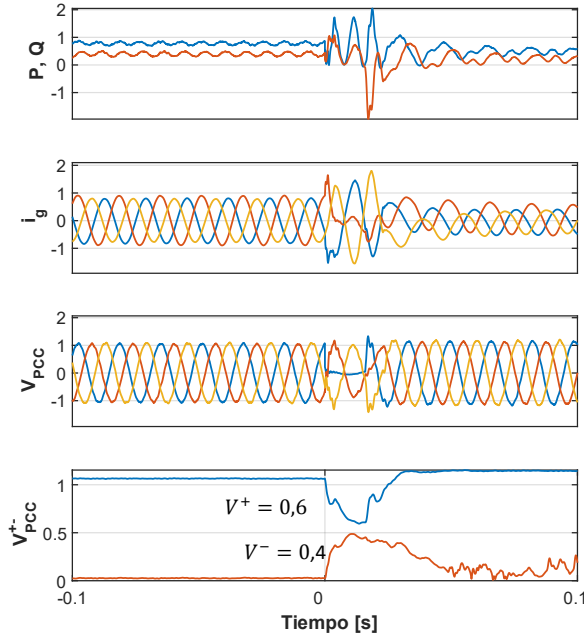


Figura 5.3: Potencias instantáneas, Corrientes inyectadas a la red, voltajes en el punto de conexión [p.u.]. Falla L-G  $0.001 \Omega$ . Micro-red Aislada, operación radial. Inversor 400kW, bus 5. Sub-isla con sobre generación.

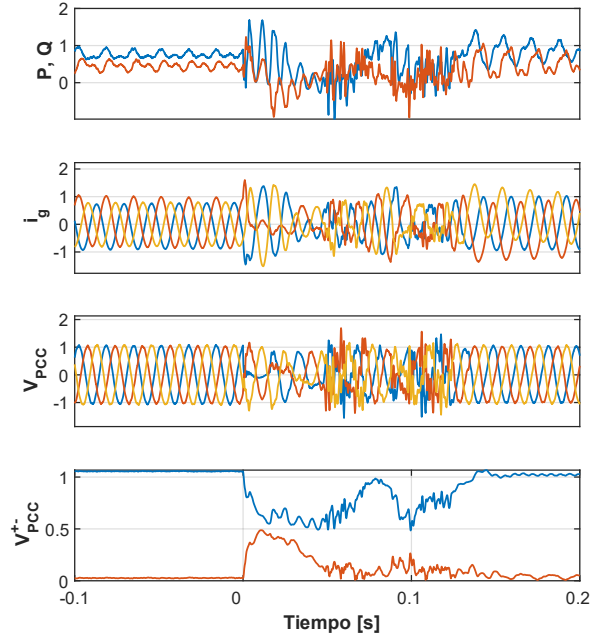


Figura 5.4: Potencias instantáneas, Corrientes inyectadas a la red, voltajes en el punto de conexión [p.u.]. Falla L-G  $0.001 \Omega$ . Micro-red Aislada, operación radial. Inversor 100kW, bus 10. Sub-isla con sub-generación.

Para evaluar el funcionamiento del sistema de protección secundario, se simula un malfuncionamiento del interruptor del bus 3 para la protección diferencial de la línea 3-5. El interruptor del bus 5 opera correctamente. Esto se detalla en la Figura 5.5. En la Figura 5.6 se muestra la corriente diferencial medida por el relé de protección diferencial de la línea 3-5 del bus 3. La falla persiste 0.3 segundos adicionales antes de ser despejada efectivamente por la protección secundaria. En este caso, opera el interruptor adyacente en el bus 3, dejando fuera de operación a la línea 2-3 y sacando de servicio más generación y cargas que en el caso de efectiva operación de la protección primaria. Por la línea 2-10, posterior al despeje, fluye corriente para alimentar a la carga del bus 9, fase C. La isla con mayor generación se recupera rápidamente debido a la operación oportuna del interruptor del bus 5. Como consecuencia la falla persiste tiempos diferentes para cada isla resultante.

En la Figura 5.7 se muestran los voltajes y corrientes del inversor del bus 5 en la isla con sobre generación. La correcta operación del sistema de protección primario del relé del bus 5 permite la rápida recuperación de dicha porción de red. La falla persiste en esta isla aproximadamente un ciclo. En la Figura 5.8 se muestran los voltajes y corrientes del inversor del bus 10, en la isla con sobre-consumo. La falla se demora 0.3 segundos adicionales en despejarse para esta isla. Los inversores pasan a modo limitación de corriente y satisfacen los códigos de red favoreciendo la inyección de reactivos de secuencia positiva y negativa hasta el despeje de la falla, donde cambian a operación de formación de red.

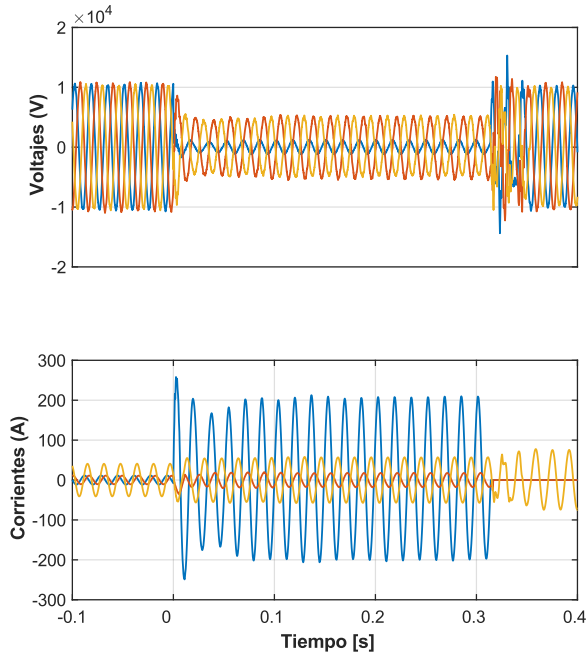


Figura 5.5: Voltajes y Corrientes para la línea 2-10 durante una falla en la línea 3-5 con operación efectiva del sistema de protección secundario ante falla en el interruptor del bus 3. Micro-red aislada y con estructura radial.

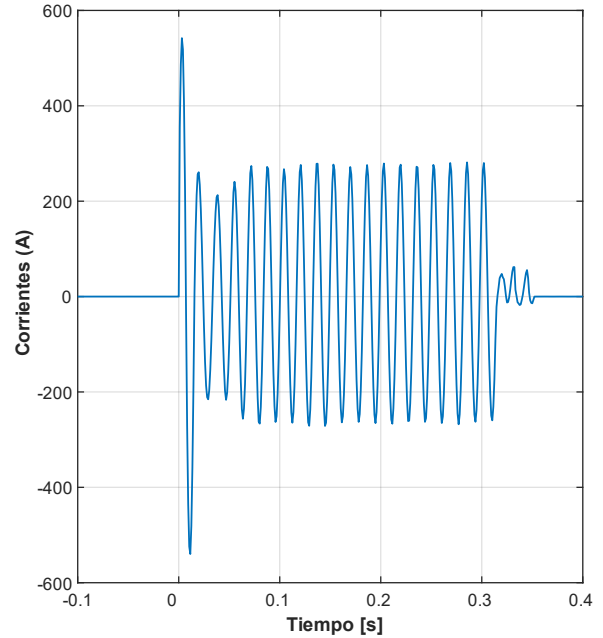


Figura 5.6: Corriente diferencial medida en el relé del bus 3 en la línea 3-5 con operación efectiva del sistema de protección secundario ante falla del interruptor del bus 3. Micro-red aislada y con estructura radial.

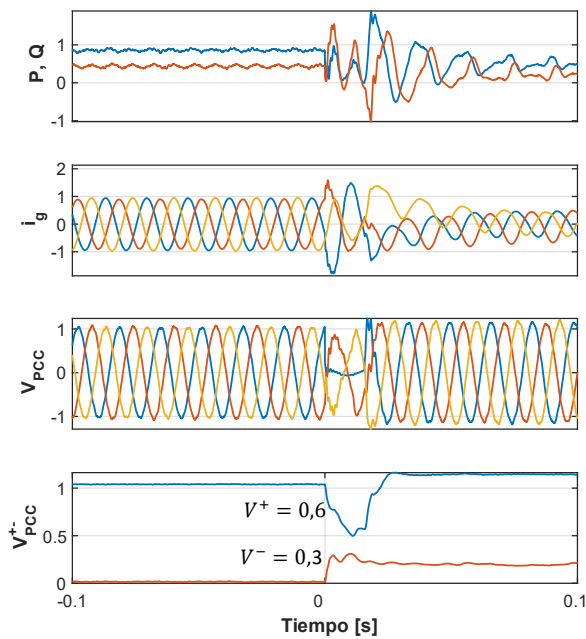


Figura 5.7: Potencias instantáneas, Corrientes inyectadas a la red, voltajes en el punto de conexión [p.u.]. Falla L-G  $0.001 \Omega$ . Micro-red Aislada, operación radial. Inversor 400kW, bus 5. Sub-isola con sobre generación. Operación sistema de protección secundario.

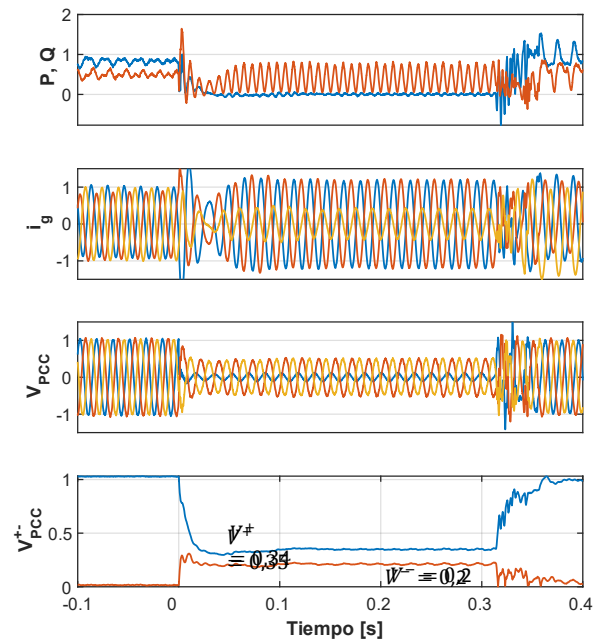


Figura 5.8: Potencias instantáneas, Corrientes inyectadas a la red, voltajes en el punto de conexión [p.u.]. Falla L-G  $0.001 \Omega$ . Micro-red Aislada, operación radial. Inversor 100kW, bus 10. Sub-isola con sub-generación. Operación sistema de protección secundario.

## 5.2. Caso radial y conectado

En el caso conectado los inversores se encuentran en modo de control PQ y es la red quien fija el voltaje. La Figura 5.9 muestra los voltajes y corrientes de la línea 2-10 durante la operación efectiva del sistema de protección primario para una falla L-G  $\Omega = 0.001$  en la línea 3-5. La Figura 5.10 muestra la corriente diferencial medida por el relé de protección diferencial de la línea 3-5 en el bus 3. Dado el aporte de corrientes de cortocircuito desde la red, el sistema de protección detecta todo tipo de fallas. El sistema de protección primario despeja la falla en medio ciclo.

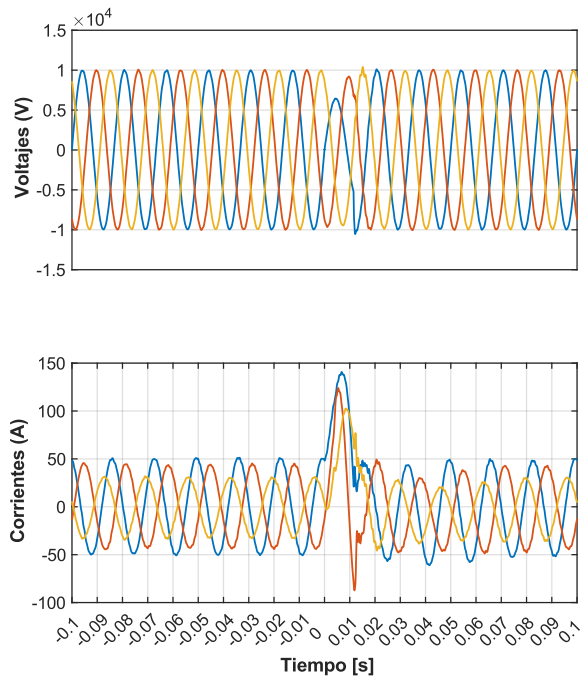


Figura 5.9: Voltajes y Corrientes para la línea 2-10 durante una falla en la línea 3-5 con operación efectiva del sistema de protección primario. Micro-red conectada y con estructura radial.

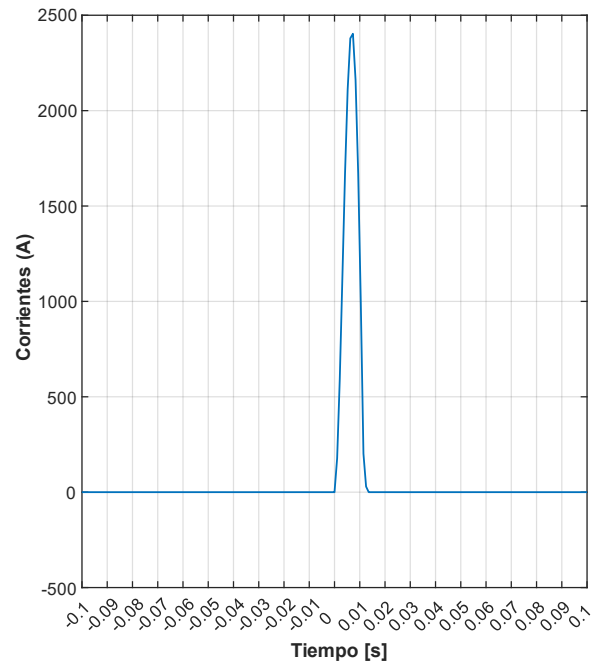


Figura 5.10: Corriente diferencial medida en el relé del bus 3 en la línea 3-5 con operación efectiva del sistema de protección primario. Micro-red conectada y con estructura radial.

Como resultado del despeje de la falla nuevamente se tienen dos islas, una aislada y otra conectada a la red. Para la isla conectada, es la red la que provee el balance generación consumo. Los inversores conectados a esta isla siguen las referencias de corriente que satisfacen los requisitos de red, como se muestra en la Figura 5.-12. En la isla aislada de la red, los inversores en modo PQ o *Grid-Following* pierden la variable ángulo de red necesaria para su control, activándose la protección de bajo voltaje y desconectándose de la red Figura 5.11.

La operación del sistema de protección secundario para una falla en el interruptor del bus 3 del sistema de protección diferencial para la línea 3-5 se muestra en la Figura 5.13 y la Figura 5.14. Las corrientes de cortocircuito y el voltaje son provistos por la red. La falla se despeja en los 0.3 segundos después de la falla. En este escenario, el comportamiento de los inversores conectados a la isla con acceso a la red y a la porción aislada de la Micro-red se adjuntan en la Figura 5.15 y en la Figura 5 16.

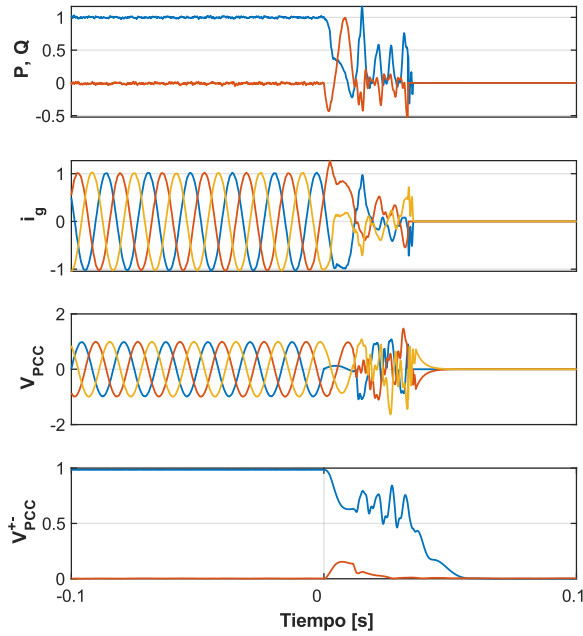


Figura 5.11: Potencias instantáneas, Corrientes inyectadas a la red, voltajes en el punto de conexión [p.u.]. Falla L-G 0.001  $\Omega$ . Micro-red Conectada, operación radial. Inversor 400kW, bus 5. isla aislada de la red. Operación sistema de protección primario.

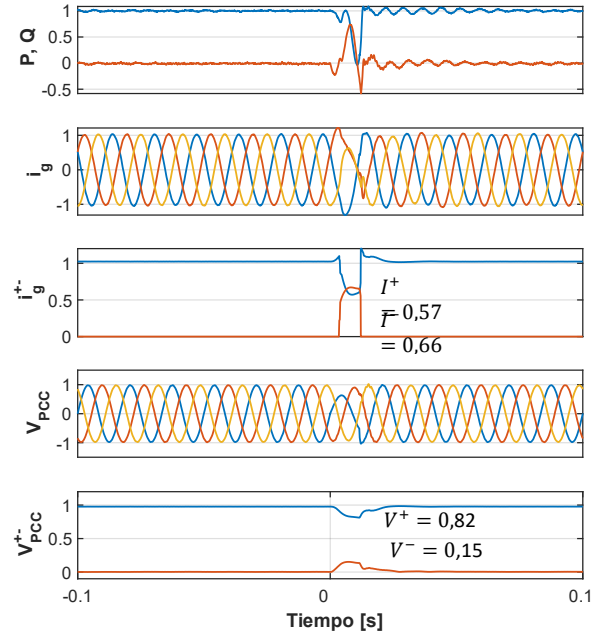


Figura 5.12: Potencias instantáneas, Corrientes inyectadas a la red, referencias de corriente de secuencia positiva y negativa, voltajes en el punto de conexión, voltajes secuencia positiva y negativa [p.u.]. Falla L-G 0.001  $\Omega$ . Micro-red Conectada, operación radial. Inversor 100kW, bus 10. isla conectada a la red. Operación sistema de protección primario

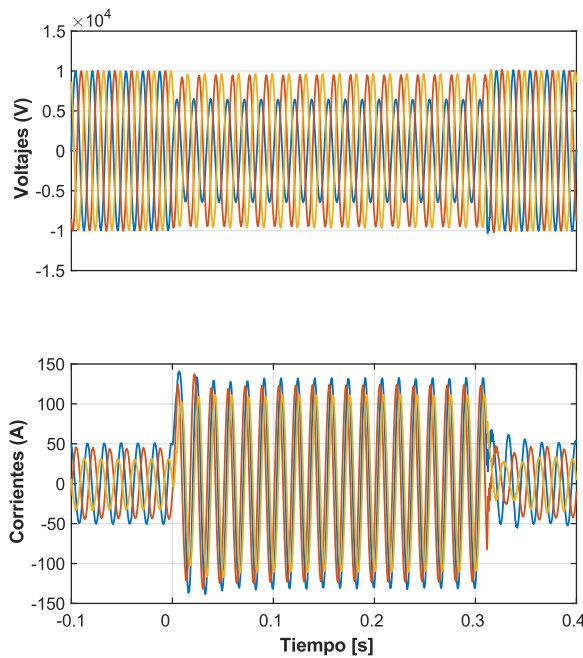


Figura 5.13: Voltajes y Corrientes para la línea 2-10 durante una falla en la línea 3-5 con operación efectiva del sistema de protección secundario ante falla en el interruptor del bus 3. Micro-red conectada y con estructura radial.

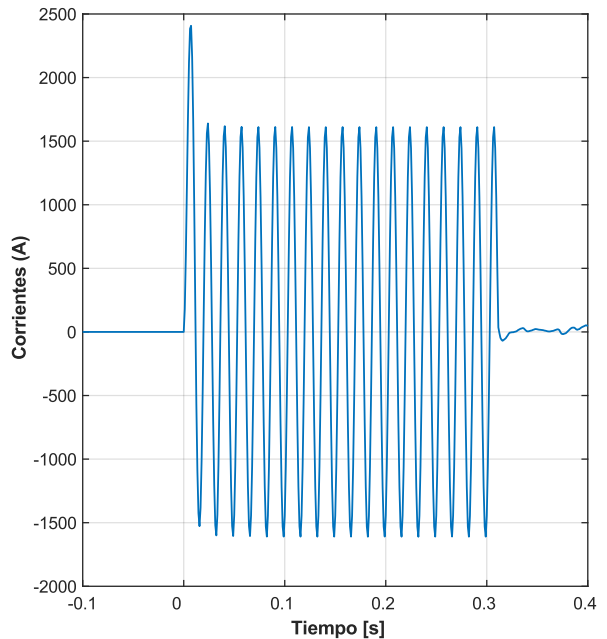


Figura 5.14: Corriente diferencial medida en el relé del bus 3 en la línea 3-5 con operación efectiva del sistema de protección secundario ante falla del interruptor del bus 3. Micro-red conectada y con estructura radial.

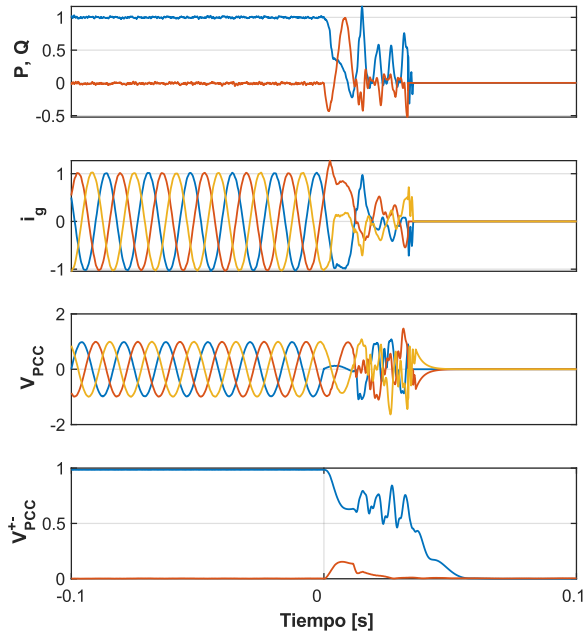


Figura 5.15: Potencias instantáneas, Corrientes inyectadas a la red, voltajes en el punto de conexión [p.u.]. Falla L-G 0.001  $\Omega$ . Micro-red conectada, operación radial. Inversor 400kW, bus 5. isla aislada. Operación sistema de protección secundario.

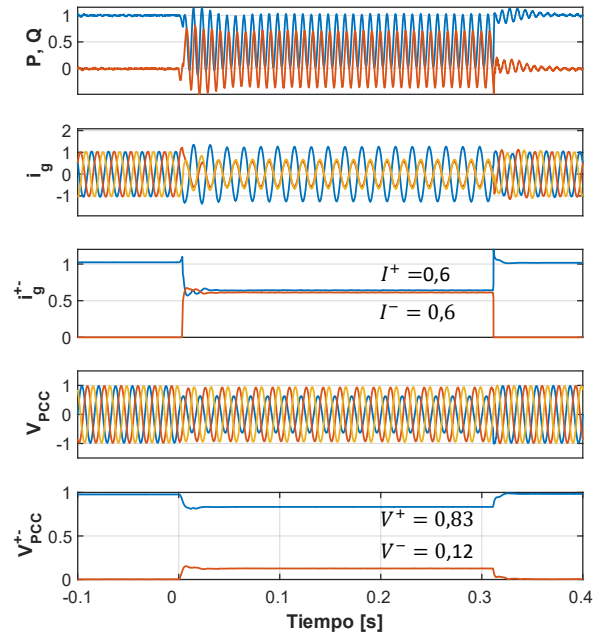


Figura 5.16: Potencias instantáneas, Corrientes inyectadas a la red, referencias de secuencia positiva y negativa, voltajes en el punto de conexión, voltajes secuencia positiva y negativa [p.u.]. Falla L-G 0.001  $\Omega$ . Micro-red conectada, operación radial. Inversor 100kW, bus 10. isla conectada a la red. Operación sistema de protección secundario.

Al proveer la red la tensión durante la falla, los voltajes durante la falla en la isla conectada a la red son más altas comparadas con el caso aislado. Las referencias de corriente de secuencia positiva y negativa se calculan de acuerdo con los códigos de red. La tensión de secuencia positiva de la isla conectada a la red corresponde a 0.83 [p.u.] durante la falla.

### 5.3. Caso enmallado y aislado

Este caso corresponde a la Micro-red aislada y enmallada. La estructura de aro aumenta la confiabilidad de la red aislada. Para una falla en cualquiera de las líneas se tiene que mientras la protección primaria opere correctamente, ninguna carga o inversor queda fuera de servicio. Esto debido a que el caso de estudio considera todas las líneas del sistema protegidas por protección diferencial y como aproximación se han conectado las cargas a los nodos del sistema. En la Figura 5.17 se muestran los voltajes y corrientes para una falla en la línea 3-5 efectivamente despejada por el sistema de protección primaria. En la Figura 5-18 se muestra la corriente diferencial medida por el relé del bus 3. La falla se despeja en un ciclo. Dada la estructura enmallada, notamos en los voltajes de la Figura 5.17 una recuperación más rápida comparada con el caso radial, de la figura Figura 5.1.

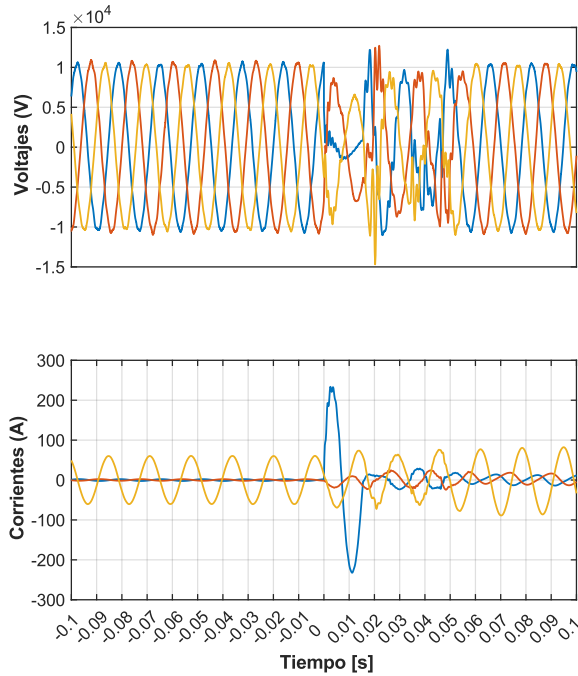


Figura 5.17: Voltajes y Corrientes para la línea 2-10 durante una falla en la línea 3-5 con operación efectiva del sistema de protección primario. Micro-red aislada y con estructura enmallada.

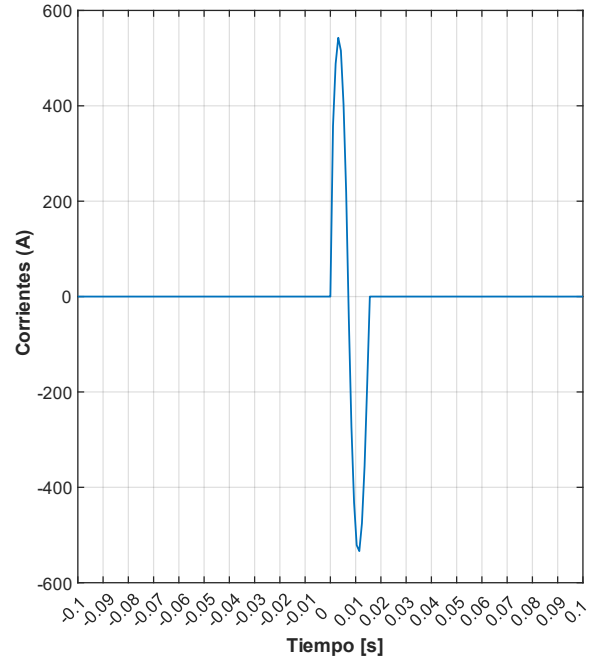


Figura 5.18: Corriente diferencial medida en el relé del bus 3 en la línea 3-5 con operación efectiva del sistema de protección primario. Micro-red aislada y con estructura enmallada.

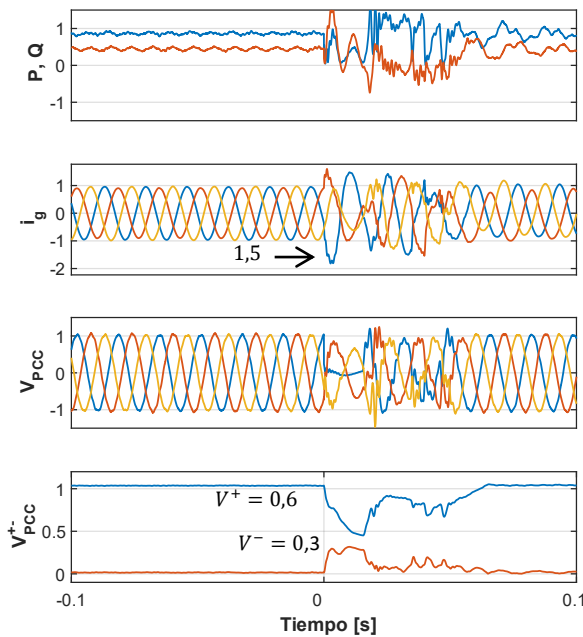


Figura 5.19: Potencias instantáneas, Corrientes inyectadas a la red, voltajes en el punto de conexión [p.u.]. Falla L-G  $0.001\Omega$ . Micro-red Aislada, operación enmallada. Inversor 400kW, bus 5.

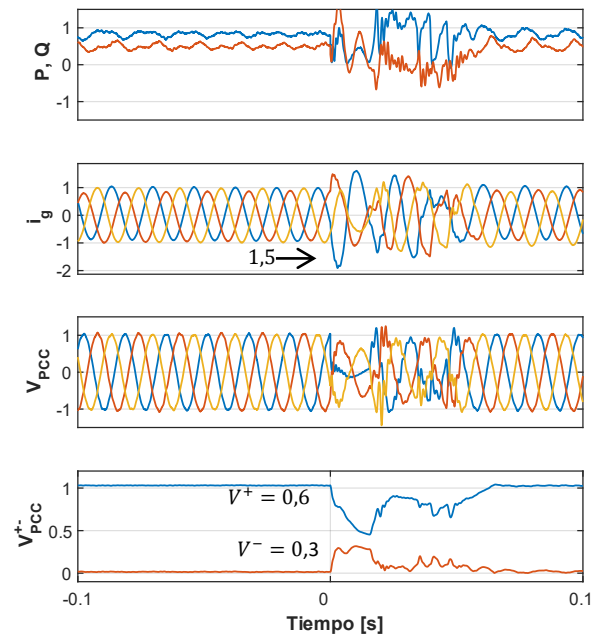


Figura 5.20: Potencias instantáneas, Corrientes inyectadas a la red, voltajes en el punto de conexión [p.u.]. Falla L-G  $0.001\Omega$ . Micro-red Aislada, operación enmallada. Inversor 100kW, bus 10.

Para la Micro-red en consideración, ningún inversor o carga queda fuera de servicio, no pudiendo identificar en este caso de estudio dos islas separadas, como se muestra en la Figura 5.19 y la Figura 5.20. Producto del esquema de control propuesto para los inversores en operación aislada, el cambio de modo de control provoca corrientes por encima de 1.2 [p.u.] llegando a los 1.5[p.u] por una de las fases el primer ciclo tras el cambio de control.

El sistema de protección secundaria opera efectivamente ante el malfuncionamiento del interruptor del bus 3 para la línea 3-5, tal como se muestra en la Figura 5.21 y en la Figura 5. 22

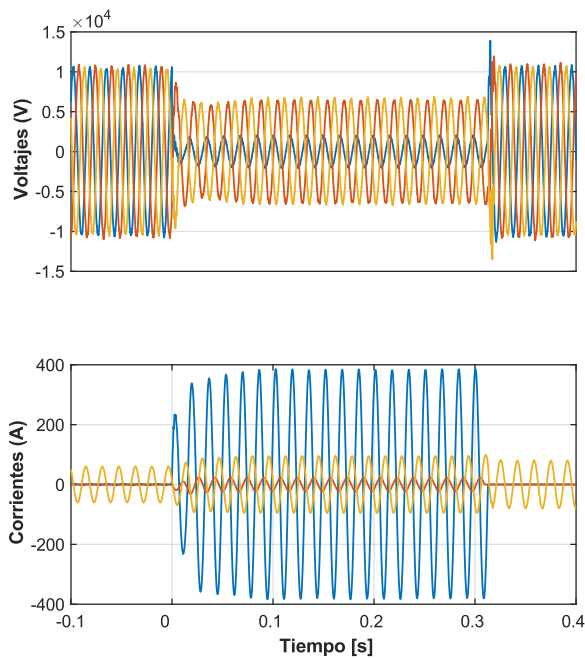


Figura 5.21: Voltajes y Corrientes para la línea 2-10 durante una falla en la línea 3-5 con operación efectiva del sistema de protección secundario. Micro-red aislada y con estructura enmallada.

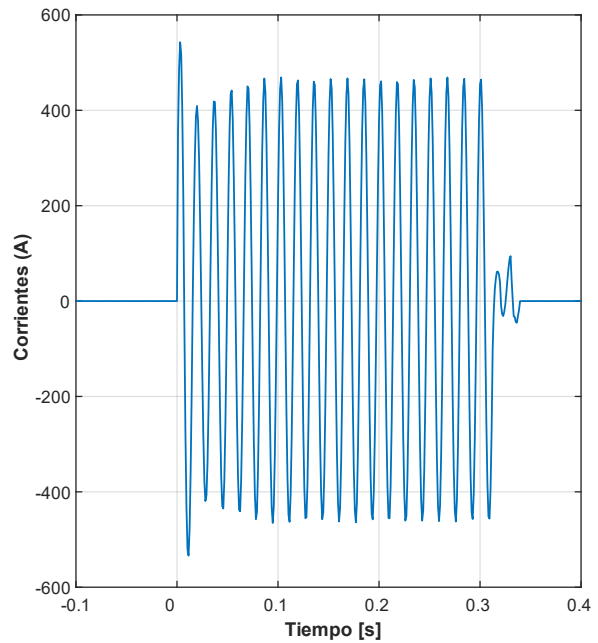


Figura 5. 22: Corriente diferencial medida en el relé del bus 3 en la línea 3-5 con operación efectiva del sistema de protección primario. Micro-red aislada y con estructura enmallada.

Debido al enmallamiento de la Micro-red, en este caso de estudio es toda la red la que sigue percibiendo la falla durante los 0.3 segundos hasta su despeje. Comparando las tensiones durante la falla para el caso radial de la Figura 5.7 y Figura 5.8 con los resultados para la Micro-red enmallada en la Figura 5.23 y Figura 5.24 se tiene que la red enmallada presenta mejores voltajes que la isla más perjudicada en el caso radial.



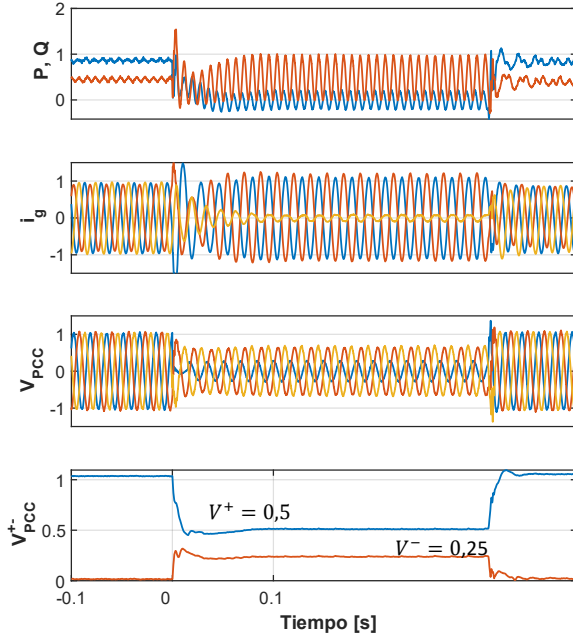


Figura 5.23: Potencias instantáneas, Corrientes inyectadas a la red, voltajes en el punto de conexión [p.u.]. Falla L-G  $0.001 \Omega$ . Micro-red aislada, operación enmallada. Inversor 400kW, bus 5. isla aislada. Operación sistema de protección secundario.

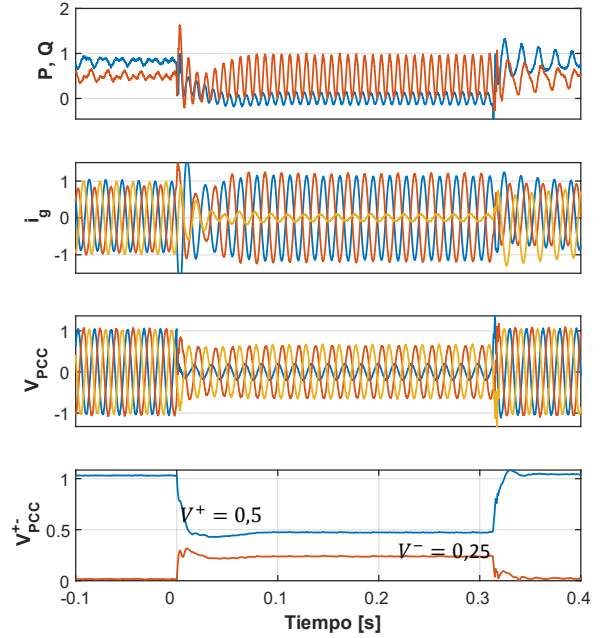


Figura 5.24: Potencias instantáneas, Corrientes inyectadas a la red, referencias de secuencia positiva y negativa, voltajes en el punto de conexión, voltajes secuencia positiva y negativa [p.u.]. Falla L-G  $0.001 \Omega$ . Micro-red aislada, operación enmallada. Inversor 100kW, bus 10. isla conectada a la red. Operación sistema de protección secundario

## 5.4. Caso enmallado y conectado

Debido al enmallamiento de la red, las corrientes de falla son de una mayor magnitud comparada con el caso radial, tal como se muestra en la Figura 5.25 y la Figura 5.26. Dada la pérdida de la cualquiera de las líneas ningún equipo o carga pierde conexión con la red. Debido a esto, ningún inversor pierde en ángulo de red necesario para su control, tal como el sistema no queda dividido en dos islas con el caso radial. El comportamiento de dos inversores de la red que en el caso radial quedan en islas distintas se muestra en la Figura 5.27 y en la Figura 5.28, donde inyectan corrientes de acuerdo con el código de red y las secuencias positivas y negativas de los voltajes que perciben en bornes.

Ante una falla del interruptor del bus 3, opera el sistema de protección secundario despejando tras 0.3 segundos.

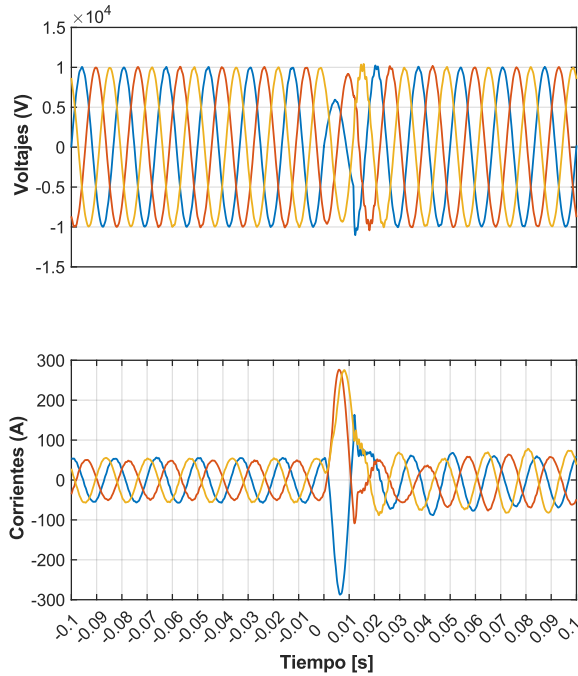


Figura 5.25: Voltajes y Corrientes para la línea 2-10 durante una falla en la línea 3-5 con operación efectiva del sistema de protección primario. Micro-red conectada y con estructura enmallada.

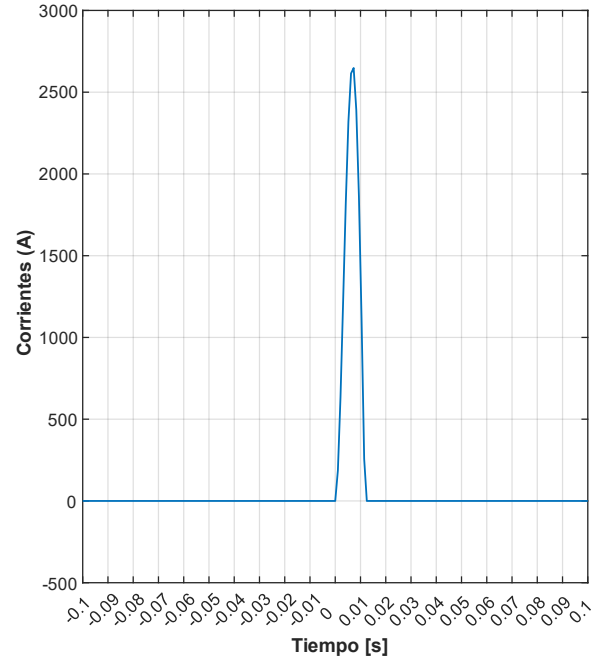


Figura 5.26: Corriente diferencial medida en el relé del bus 3 en la línea 3-5 con operación efectiva del sistema de protección primario. Micro-red conectada y con estructura enmallada.

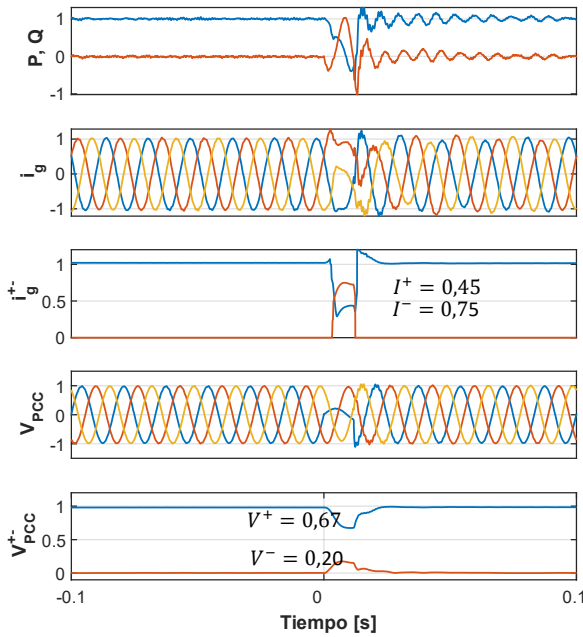


Figura 5.27: Potencias instantáneas, Corrientes inyectadas a la red, voltajes en el punto de conexión [p.u.]. Falla L-G  $0.001\Omega$ . Micro-red conectada, operación enmallada. Inversor 400kW, bus 5.

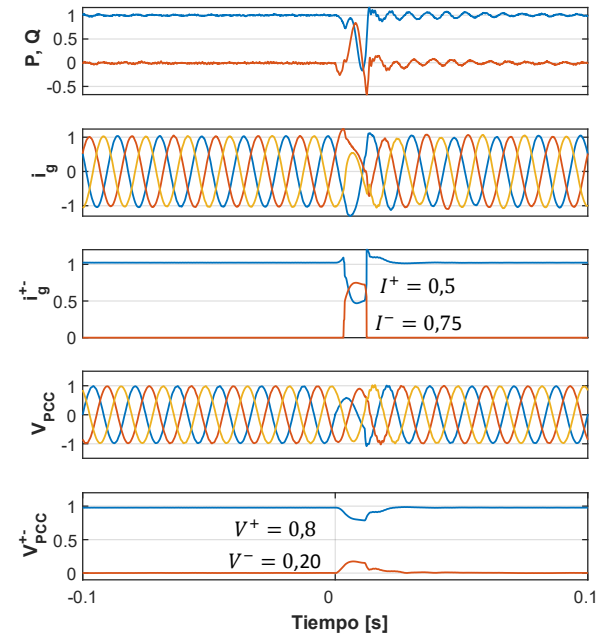


Figura 5.28 Potencias instantáneas, Corrientes inyectadas a la red, voltajes en el punto de conexión [p.u.]. Falla L-G  $0.001\Omega$ . Micro-red conectada, operación enmallada. Inversor 100kW, bus 10.

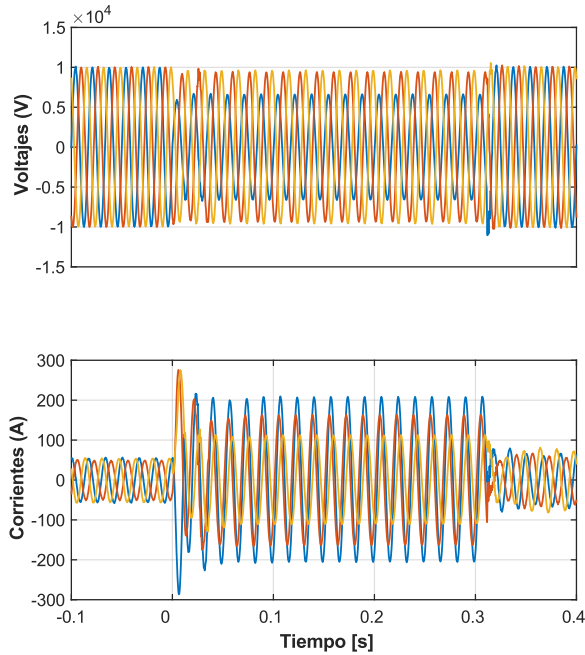


Figura 5.29: Voltajes y Corrientes para la línea 2-10 durante una falla en la línea 3-5 con operación efectiva del sistema de protección secundario. Micro-red conectada y con estructura enmallada.

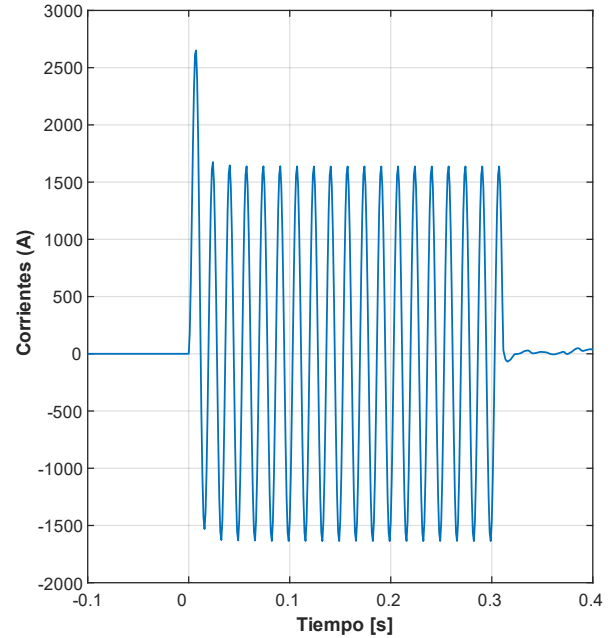


Figura 5.30: Corriente diferencial medida en el relé del bus 3 en la línea 3-5 con operación efectiva del sistema de protección primario. Micro-red conectada y con estructura enmallada.

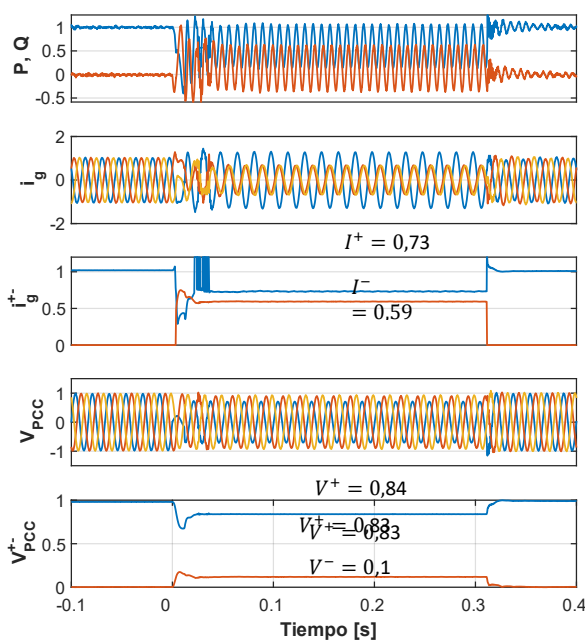


Figura 5.31: Voltajes y Corrientes para la línea 2-10 durante una falla en la línea 3-5 con operación efectiva del sistema de protección secundario. Micro-red conectada y con estructura enmallada.

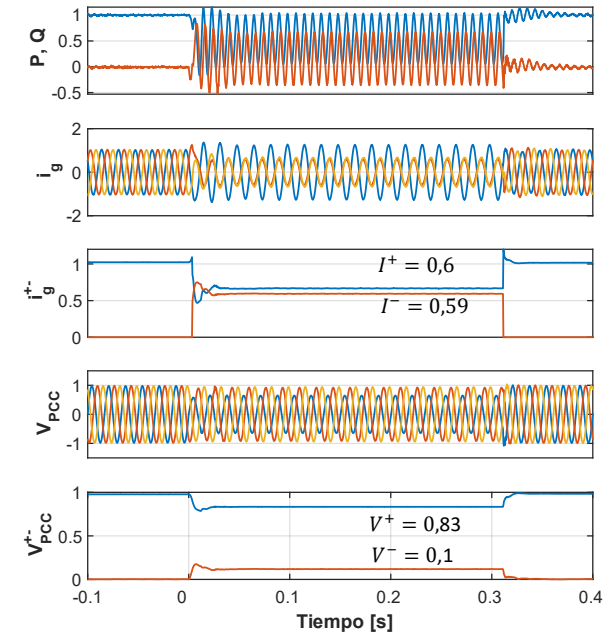


Figura 5.32: Potencias instantáneas, Corrientes inyectadas a la red, referencias de secuencia positiva y negativa, voltajes en el punto de conexión, voltajes secuencia positiva y negativa [p.u.]. Falla L-G  $0.001 \Omega$ . Micro-red conectada, operación enmallada. Inversor 100kW, bus 10. isla conectada a la red. Operación sistema de protección secundario

# Capítulo 6

## Conclusiones

Se identifican los esquemas propuestos de protecciones diferenciales en la literatura. Estos están enfocados en la protección de líneas de transmisión y dependen de un sistema de comunicación entre dos relés ubicados a los extremos de la línea. El sistema de comunicación en la literatura se considera ideal para líneas cortas y en muchos trabajos, se considera además existente en aplicaciones orientadas a Micro-redes. Existe preocupación debido al costo de esta solución de protección. Este tema es abordado desde un punto de vista de protecciones zonales, optimizando la ubicación de los dispositivos de protección y/o instrumentos de medida. Un enfoque distinto propone usar canales de comunicación de bajo ancho de banda. En base a los hallazgos de la revisión bibliográfica se implementa en esta memoria un esquema de protección diferencial básico, con relés en los extremos de todas las líneas del sistema.

Para evaluar el desempeño de esquemas de protecciones en Micro-redes, resulta imperativo reproducir los desafíos de protección presentes en las mismas. Gran parte de estos desafíos provienen del comportamiento de los inversores, interfaces entre los medios de generación distribuidos y la red. La tecnología dominante en inversores corresponde a los convertidores controlados por voltaje. Su comportamiento de falla está determinado por sus lazos de control y las exigencias de códigos de red. La tendencia en media y alta tensión de los últimos corresponde, en orden de dar soporte a la red, a exigir inyecciones de corriente de secuencia positiva y negativa; favorecer la inyección de potencia reactiva, inyectando con la capacidad restante potencia activa respetando los transitorios de corriente máximos de los inversores. Los modelos implementados en esta memoria consideran el control por el lado de red de los inversores y satisfacen códigos de red de siguiente generación, de acuerdo con las tendencias revisadas.

La plataforma de simulación para evaluar el desempeño debe considerar también los distintos modos de conexión de las Micro-redes y consecuentemente los distintos modos de operación de los inversores. En modo conectado a la red principal, los inversores se encuentran en modo P-Q o *Grid-Following*. En modo aislado de la red, los inversores se encuentran en modo *Grid-Supporting* y/o *Grid-Forming*. En la literatura aún no existe consenso de acuerdo con el esquema de control preferible para los inversores formadores de red, pudiendo ser P-Q o emular, a través de lazos de control, las características eléctricas y mecánicas de generadores síncronos. En este trabajo se implementan *Grid-Forming* del

tipo PQ. Así mismo, en el ambiente de Micro-red simulado se considera la red con topología radial y enmallada que, conjunto a los modos de operación, comprenden los casos de estudio para la plataforma de simulación. De esta forma se reproducen, en conjunto con las consideraciones de los inversores y códigos de red, un ambiente de Micro-red.

Reproducidos los desafíos de la Micro-red y satisfecha la elaboración de la plataforma de simulación, es posible evaluar el desempeño del sistema de protección diferencial propuesto en base de la revisión bibliográfica. El esquema propuesto permite despejar todos los tipos de fallas simétricas y asimétricas en las líneas de una Micro-red en estado conectado y aislado, cuyas fuentes de generación corresponden únicamente a inversores. Despeja con selectividad tanto en el caso de operación radial como enmallada.

Los resultados resaltan la importancia de los modos de control y los lazos de control de corriente de los inversores para determinar las corrientes de falla en una Micro-red. Se comprobó que la ubicación de generación y consumo para conseguir la confiabilidad N-2 puede factibilizar o imposibilitar la operación en islas tras una falla en operación radial de la Micro-red.

El esquema diferencial permite aprovechar los beneficios de operación enmallada al no tener problemas en detectar fallas en este tipo de operación. Es bien conocida la dificultad que tienen las protecciones de sobrecorriente para proteger Micro-redes enmalladas. El sistema acá propuesto es capaz de proteger la Micro-red enmallada incentivando y de esta forma permitiendo aprovechar sus beneficios:

Cualquier falla en una línea no deja fuera de servicio ningún consumo o generación factibilizando la operación tras una falla N-2. La operación enmallada con la Micro-red conectada aumenta la corriente de cortocircuito, facilitando su detección. En estado conectado permite que ningún inversor pierda el ángulo de red. Sin embargo, en el caso enmallado, toda la Micro-red estará sujeta a las condiciones de falla hasta el despeje de esta.

## Trabajo futuro

Más trabajos deben realizarse en lo que corresponde al modo de control de los inversores, y su cambio de modo online en la detección de una falla, pues corresponde a una suposición fuerte que se realizó en este trabajo para la modelación de los *Grid Forming Inverters*.

Conforme no exista consenso en la literatura y en la industria, más estudios debe realizarse acerca del comportamiento de falla del inversor *Grid Forming Converter* y de sus capacidades para formar red además de satisfacer códigos de red. Como mejora inmediata al modelo de Micro-red, de acuerdo con las tendencias de investigación reconocidas en el marco teórico, el *Grid-Forming Converter* en estado aislado podría cambiarse por el sistema propuesto en [28]. Simular las características de falla de una máquina síncrona

respetando las corrientes máximas transitorios de un inversor suponen un escenario que debe ser estudiado por cualquier sistema de protección que pretenda detectar fallas en una Micro-red aislada, dadas las actuales tendencias de investigación.

Tal como se definió en el marco teórico, la protección de un sistema eléctrico debe tener en cuenta su costo. Como trabajo futuro se debe desarrollar la optimalidad de la disposición de los relés de acuerdo con los trabajos de [12], [15], pudiendo llegar a compromisos intermedios y aun así aprovechar los beneficios de la operación enmallada de la Micro-red. En esta línea, más trabajos deben realizarse en torno a la costo-efectividad del sistema de comunicación piloto para la protección de líneas de distribución que requiere un esquema de protección diferencial.

# Capítulo 7

## Bibliografía

- [1] CIGRÉ, “Protection of Distribution Systems with Distributed Energy Resources - Final Report,” 2015, [Online]. Available: <https://e-cigre.org/publication/613-protection-of-distribution-systems-with-distributed-energy-resources>
- [2] E. S. N. Raju and T. Jain, *Distributed energy resources and control*. Elsevier Inc., 2019. doi: 10.1016/B978-0-12-817774-7.00002-8.
- [3] H. Nikkhajoei and R. H. Lasseter, “Microgrid Protection,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1332–1353, 2017, doi: 10.1109/JPROC.2017.2669342.
- [4] J. A. González, A. Dyoeko, and G. Lloyd, “The impact of renewable energy sources and distributed generation on substation protection and automation,” *Water and Energy International*, vol. 57 RNI, no. 3, p. 65, 2014.
- [5] A. Hooshyar and R. Iravani, “Microgrid Protection,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1332–1353, 2017, doi: 10.1109/JPROC.2017.2669342.
- [6] N. A. Silva Muñoz, “ESTUDIO E IMPLEMENTACIÓN DE PROTECCIONES ADAPTATIVAS PARA MICRO-RED DE LABORATORIO ANTE CAMBIOS TOPOLÓGICOS DEFINIDOS,” 2020. [Online]. Available: <http://repositorio.unan.edu.ni/2986/1/5624.pdf>
- [7] Moreno Gustavo, “Evaluación De Protecciones Adaptativas Para Una Micro-Red,” 2017.
- [8] O. F. Núñez Mata, “SISTEMA DE PROTECCIÓN ADAPTATIVO PARA MICRO-REDES BASADO EN OPTIMIZACIÓN ROBUSTA,” 2018.
- [9] S. A. Gopalan, V. Sreeram, and H. H. C. Iu, “A review of coordination strategies and protection schemes for microgrids,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 222–228, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.01.037.
- [10] M. Ramamoorthy and S. V. N. L. Lalitha, “Microgrid Protection Systems,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1332–1353, 2017, doi: 10.1109/JPROC.2017.2669342.
- [11] M. Dewadasa, A. Ghosh, and G. Ledwich, “Protection of microgrids using differential relays,” *2011 21st Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2011*, pp. 1–6, 2011.

- [12] E. Sortomme, J. Ren, and S. S. Venkata, "A differential zone protection scheme for microgrids," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–5, 2013, doi: 10.1109/PESMG.2013.6672113.
- [13] E. Sortomme, S. S. Venkata, and J. Mitra, "Microgrid protection using communication-assisted digital relays," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 4, pp. 2789–2796, 2010, doi: 10.1109/TPWRD.2009.2035810.
- [14] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad, "State of the art in research on microgrids: A review," *IEEE Access*, vol. 3, pp. 890–925, 2015, doi: 10.1109/ACCESS.2015.2443119.
- [15] B. Reimer, T. Khalili, A. Bidram, M. J. Reno, and R. C. Matthews, "Optimal Protection Relay Placement in Microgrids," *2020 IEEE Kansas Power and Energy Conference, KPEC 2020*, 2020, doi: 10.1109/KPEC47870.2020.9167553.
- [16] J. Nsengiyaremye, B. C. Pal, and M. M. Begovic, "Microgrid Protection Using Low-Cost Communication Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 4, pp. 2011–2020, 2020, doi: 10.1109/TPWRD.2019.2959247.
- [17] P. S. R. and C. C. S. C, "Microgrid Protection Systems," 2019.
- [18] S. S. Venkata, M. J. Reno, W. Bower, and ..., "Microgrid Protection: Advancing the State of the Art," *Sandia National ...*, no. May, 2019, [Online]. Available: [https://www.researchgate.net/profile/Matthew\\_Reno/publication/333264505\\_Microgrid\\_Protection\\_Advancing\\_the\\_State\\_of\\_the\\_Art/links/5ce547ad92851c4eabb542d0/Microgrid-Protection-Advancing-the-State-of-the-Art.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Matthew_Reno/publication/333264505_Microgrid_Protection_Advancing_the_State_of_the_Art/links/5ce547ad92851c4eabb542d0/Microgrid-Protection-Advancing-the-State-of-the-Art.pdf)
- [19] M. Rusell, *The Art & Science of Protective Relaying*. New York: John Wiley and Sons, Inc., 1956.
- [20] P. GAY, "On Good Behavior," *My German Question*, no. december, pp. 185–206, 2018, doi: 10.2307/j.ctt1nj35.14.
- [21] N. Tleis, *Power systems modelling and fault analysis: Theory and practice*. 2019. doi: 10.1016/C2017-0-02262-0.
- [22] R. Jadeja, A. Ved, T. Trivedi, and G. Khanduja, "Control of Power Electronic Converters in AC Microgrid," *Power Systems*, vol. 27, no. 11, pp. 329–355, 2020, doi: 10.1007/978-3-030-23723-3\_13.
- [23] M. Graungaard Taul, X. Wang, P. Davari, and F. Blaabjerg, "Current Reference Generation Based on Next-Generation Grid Code Requirements of Grid-Tied Converters during Asymmetrical Faults," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 8, no. 4, pp. 3784–3797, 2020, doi: 10.1109/JESTPE.2019.2931726.



- [24] P. Unruh, M. Nuschke, P. Strauß, and F. Welck, “Overview on grid-forming inverter control methods,” *Energies*, vol. 13, no. 10, 2020, doi: 10.3390/en13102589.
- [25] J. Jia, G. Yang, and A. H. Nielsen, “A Review on Grid-Connected Converter Control for Short-Circuit Power Provision under Grid Unbalanced Faults,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 2, pp. 649–661, 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2017.2682164.
- [26] M. T. Doyle, “Reviewing the impacts of distributed generation on distribution system protection,” *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, vol. 1, no. SUMMER, pp. 103–105, 2002, doi: 10.1109/pess.2002.1043186.
- [27] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodríguez, *Photovoltaic and*. 2011.
- [28] M. G. Taul, X. Wang, P. Davari, and F. Blaabjerg, “Current Limiting Control with Enhanced Dynamics of Grid-Forming Converters during Fault Conditions,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 8, no. 2, pp. 1062–1073, 2020, doi: 10.1109/JESTPE.2019.2931477.
- [29] P. Rodríguez, J. Pou, J. Bergas, J. I. Candela, R. P. Burgos, and D. Boroyevich, “Decoupled double synchronous reference frame PLL for power converters control,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, no. 2, pp. 584–592, 2007, doi: 10.1109/TPEL.2006.890000.
- [30] M. R. P. R. S. V. A. L. J. M. C. R. Teodorescu, “Decoupled Double Synchronous Reference Frame current controller for unbalanced grid voltage conditions,” *2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2012*, doi: 10.1109/ECCE.2012.6342184.
- [31] M. Reyes, P. Rodriguez, S. Vazquez, A. Luna, J. M. Carrasco, and R. Teodorescu, “Enhanced Decoupled Double Synchronous Reference Frame current controller for unbalanced grid voltage conditions,” *2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2012*, vol. 27, no. 9, pp. 4676–4682, 2012, doi: 10.1109/ECCE.2012.6342184.
- [32] M. Diaz and R. Cardenas, “Analysis of synchronous and stationary reference frame control strategies to fulfill LVRT requirements in Wind Energy Conversion Systems,” *2014 9th International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies, EVER 2014*, 2014, doi: 10.1109/EVER.2014.6844121.
- [33] Z. Hassan, A. Amir, J. Selvaraj, and N. A. Rahim, “A review on current injection techniques for low-voltage ride-through and grid fault conditions in grid-connected photovoltaic system,” *Solar Energy*, vol. 207, no. June, pp. 851–873, 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.06.085.

- [34] A. v. Timbus, P. Rodriguez, R. Teodorescu, M. Liserre, and F. Blaabjerg, “Control strategies for distributed power generation systems operating on faulty grid,” *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, vol. 2, pp. 1601–1607, 2006, doi: 10.1109/ISIE.2006.295711.
- [35] IEEE Standards Board, *IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis “Brown Book.”* 1974.
- [36] J. L. Blackburn and T. J. Domain, *Protective Relaying Principles and Applications*, vol. 86, no. 30. 2014. doi: 10.1021/cen-v086n030.p016a.
- [37] C. P. Systems, *Electrical Distribution-system Protection: A Textbook and Practical Reference on Overcurrent and Overvoltage Fundamentals, Protective Equipment and Applications.*
- [38] S. Mirsaeidi, D. Mat Said, M. Wazir Mustafa, M. Hafiz Habibuddin, and K. Ghaffari, “Progress and problems in micro-grid protection schemes,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 37, pp. 834–839, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.05.044.
- [39] B. J. Brearley and R. R. Prabu, “A review on issues and approaches for microgrid protection,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, pp. 988–997, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.047.
- [40] J. Shiles *et al.*, “Microgrid protection: An overview of protection strategies in North American microgrid projects,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2018-Janua, pp. 1–5, 2018, doi: 10.1109/PESGM.2017.8274519.
- [41] I. Serban, S. Cespedes, C. Marinescu, C. A. Azurdia-Meza, J. S. Gomez, and D. S. Hueichapan, “Communication requirements in microgrids: A practical survey,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 47694–47712, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2977928.
- [42] S. Ward, T. Dahlin, and B. Ince, “Pilot protection communication channel requirements,” in *57th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2004*, 2004, pp. 350–391. doi: 10.1109/CPRE.2004.238555.
- [43] K. Strunz, C. Abbey, C. Andrieu, R. C. Campbell, and R. Fletcher, *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*, no. July. 2009.
- [44] E. Sortomme, G. J. Mapes, B. A. Foster, and S. S. Venkata, “Fault analysis and protection of a microgrid,” *40th North American Power Symposium, NAPS2008*, pp. 1–6, 2008, doi: 10.1109/NAPS.2008.5307360.
- [45] “250-kW Grid-Connected PV Array [Matlab].” <https://www.mathworks.com/help/phymod/sps/ug/250-kw-grid-connected-pv-array.html>

# Anexo A

## Código MATLAB

A.1. Algoritmo de generación de referencias para los inversores en modo PQ, respetando códigos de redes de siguiente generación y corrientes máximas transitorios para cada fase.

```
%Estrategia FPNSC respetando codigos de red y limite de corriente.
function y = fcn(P,Q,k_mas,k_menos,I_lim,vd,vq,vd_minus,vq_minus,clock)
%Estrategia FPNSC + codigo de red.

if clock >= 0.05 %esperar la respuesta inicial del fitro.

    %Estrategia FPNSC que satisface requisitos de red.

    %Calculo de las referencias Pref,Qref

    %paso 1: capturar k_mas,k_menos,I_lim

    %paso 2: calcular las siguientes variables:
    V_mas = (vd^2+vq^2);
    V_menos = (vd_minus^2+vq_minus^2);
    phi_mas = atan(vq/vd);
    phi_menos = atan(vq_minus/vd_minus);

    sigma = ((abs(phi_mas) - abs(phi_menos) )/(2));
    s_a = sigma + 0 ;
    s_b = sigma - (2*pi)/3;
    s_c = sigma + (2*pi)/3;

    %definicion de k1,k2 de acuerdo a los objetivos de control
    %solo inyeccion de corriente activa.
    %k2 se va modificando de acuerdo a los desbalances de la red.
    k1 = 1;
    if k_menos == 0
        k2 = 0;
    elseif sqrt(V_menos) <0.1
        k2 = 1;
    else
        k2 = (k_mas*(1-sqrt(V_mas)))/(k_mas*(1-sqrt(V_mas))+k_menos*sqrt(V_menos) );
    end

    %paso 3, calcular Q_max (requerido para calcular las inyecciones finales de Q dado
    desbalances.)
    %teniendo en cuenta las corrientes maxima por fase.
```

```

if ((k2^2)*V_menos + ((1-k2)^2)*V_mas - 2*k2*(1-k2)*cos(2*s_a)*sqrt(V_mas)*sqrt(V_menos))> 0
    Q_a = sqrt(((I_lim^2)*V_mas*V_menos)/((k2^2)*V_menos + ((1-k2)^2)*V_mas - 2*k2*(1-
k2)*cos(2*s_a)*sqrt(V_mas)*sqrt(V_menos)));
else
    Q_a = 0;
end

if ((k2^2)*V_menos + ((1-k2)^2)*V_mas - 2*k2*(1-k2)*cos(2*s_b)*sqrt(V_mas)*sqrt(V_menos))> 0
    Q_b = sqrt(((I_lim^2)*V_mas*V_menos)/((k2^2)*V_menos + ((1-k2)^2)*V_mas - 2*k2*(1-
k2)*cos(2*s_b)*sqrt(V_mas)*sqrt(V_menos)));
else
    Q_b = 0;
end

if ((k2^2)*V_menos + ((1-k2)^2)*V_mas - 2*k2*(1-k2)*cos(2*s_c)*sqrt(V_mas)*sqrt(V_menos))> 0
    Q_c = sqrt(((I_lim^2)*V_mas*V_menos)/((k2^2)*V_menos + ((1-k2)^2)*V_mas - 2*k2*(1-
k2)*cos(2*s_c)*sqrt(V_mas)*sqrt(V_menos)));
else
    Q_c = 0;
end

if k2 == 1 %sin inyeccion de reactivos de secuencia negativa.
    Q_max = I_lim*sqrt(V_mas);
else
    Q_max = min([Q_a,Q_b,Q_c]);
end

%calcular la referencia de potencia reactiva Q* = Q_mas + Q_menos dado
%Q_max y dado Qref

%CODIGO DE RED

if sqrt(V_mas) > 0.9
    Q_mas = 0;
elseif (1 - (1/k_mas) < sqrt(V_mas)) && (sqrt(V_mas)< 0.9)
    Q_mas = k_mas*Q_max*(1-sqrt(V_mas));
else
    Q_mas = Q_max;
end

if sqrt(V_menos) < 0.1
    Q_menos = 0;
elseif (0.1 < sqrt(V_menos)) && (sqrt(V_menos) < (1/k_menos))
    Q_menos = k_menos*Q_max*sqrt(V_menos);
else
    Q_menos = Q_max;
end

%se define finalmente la Q referencia, Qref
if Q_mas + Q_menos + Q > Q_max
    Q_ref = Q_max;
else
    Q_ref = Q_mas + Q_menos + Q;
end

```

```

%calculamos capacidad activa restante dado Q_ref calculado:

P_a_a = ( ((k1^2)*V_menos + ((1-k1)^2)*V_mas + 2*k1*(1-
k1)*cos(2*s_a)*sqrt(V_mas)*sqrt(V_menos) ) / (V_mas*V_menos));
P_a_b = -Q_ref*( ((2*k1 + 2*k2 - 4*k1*k2)*sqrt(V_mas)*sqrt(V_menos)*sin(2*s_a)
)/(V_mas*V_menos)); %error y es probable q venga de otro lado. de la ecuacion de corriente.
P_a_c = Q_ref*( ((k2^2)*V_menos + ((1-k2)^2)*V_mas - 2*k2*(1-
k2)*cos(2*s_a)*sqrt(V_mas)*sqrt(V_menos) ) / (V_mas*V_menos));

if -4*P_a_a*(P_a_c - I_lim^2) + P_a_b^2 < 0
    P_a = 0;
else
    P_a = ((-P_a_b + sqrt(-4*P_a_a*(P_a_c - I_lim^2) + P_a_b^2 ) ) / (2*P_a_a));
end

P_b_a = ( ((k1^2)*V_menos + ((1-k1)^2)*V_mas + 2*k1*(1-
k1)*cos(2*s_b)*sqrt(V_mas)*sqrt(V_menos) ) / (V_mas*V_menos));
P_b_b = -Q_ref*( ((2*k1 + 2*k2 - 4*k1*k2)*sqrt(V_mas)*sqrt(V_menos)*sin(2*s_b)
)/(V_mas*V_menos));
P_b_c = Q_ref*( ((k2^2)*V_menos + ((1-k2)^2)*V_mas - 2*k2*(1-
k2)*cos(2*s_b)*sqrt(V_mas)*sqrt(V_menos) ) / (V_mas*V_menos));

if -4*P_b_a*(P_b_c - I_lim^2) + P_b_b^2 < 0
    P_b = 0;
else
    P_b = ((-P_b_b + sqrt(-4*P_b_a*(P_b_c - I_lim^2) + P_b_b^2 ) ) / (2*P_b_a));
end

P_c_a = ( ((k1^2)*V_menos + ((1-k1)^2)*V_mas + 2*k1*(1-
k1)*cos(2*s_c)*sqrt(V_mas)*sqrt(V_menos) ) / (V_mas*V_menos));
P_c_b = -Q_ref*( ((2*k1 + 2*k2 - 4*k1*k2)*sqrt(V_mas)*sqrt(V_menos)*sin(2*s_c)
)/(V_mas*V_menos));
P_c_c = Q_ref*( ((k2^2)*V_menos + ((1-k2)^2)*V_mas - 2*k2*(1-
k2)*cos(2*s_c)*sqrt(V_mas)*sqrt(V_menos) ) / (V_mas*V_menos));

if -4*P_c_a*(P_c_c - I_lim^2) + P_c_b^2 < 0
    P_c = 0;
else
    P_c = ((-P_c_b + sqrt(-4*P_c_a*(P_c_c - I_lim^2) + P_c_b^2 ) ) / (2*P_c_a));
end

P_excedente = min([P_a,P_b,P_c]);

if P_excedente > 1
    P_ref = P;
elseif P_excedente <= 0
    P_ref = 0;
else
    P_ref = P_excedente;
end

%calculamos las referencias dada la estrategia FPNSC

```

```

g = P_ref/((vd^2 + vq^2));
g_minus = P_ref/(vd_minus^2 + vq_minus^2);
b = -Q_ref/((vd^2 + vq^2));
b_minus= -Q_ref/((vd_minus^2 + vq_minus^2));

id =k1*g*vd - k2*b*vq;
iq =k1*g*vq + k2*b*vd;
id_minus = (1-k1)*g_minus*vd_minus - (1-k2)*b_minus*vq_minus;
iq_minus = (1-k1)*g_minus*vq_minus + (1-k2)*b_minus*vd_minus;

else

%filtro aun no listo
g = P/((vd^2 + vq^2)); %se requiere que esten definidas pero no se usan
g_minus = P/(vd_minus^2 + vq_minus^2);
b = Q/((vd^2 + vq^2));
b_minus= Q/((vd_minus^2 + vq_minus^2));

k1 = 1; %k1 & k2 entre 1 y 0.
k2 = 1; %k1 = 1 && k2 = 1 => FPNSC equivalente a BPSC
id = 1;
iq = 0;
id_minus = 0;
iq_minus = 0;
P_ref = 1;
Q_ref = 0;
Q_mas = 0;
Q_menos = 0;
Q_max = 0;
end

y = [g,b,id,iq,id_minus,iq_minus,k1,k2,P_ref,Q_ref,Q_mas,Q_menos,Q_max];

```