

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Electricidad y Computación

Regulación de frecuencia en microrredes eléctricas en operación aislada.

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Electricidad

Presentado por:

Marlon Diego Ojeda Suárez

Marcos Joel Vera Tumbaco

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2020

DEDICATORIA

El presente proyecto se lo dedico primero a Dios, luego a mis padres y abuelos por ser mis guías y los pilares fundamentales en mi camino, se lo dedico a toda mi familia la cual me brindó un permanente apoyo incondicional en este largo trayecto, se lo dedico también a cada persona que de alguna manera u otra aportó e hizo posible la llegada a esta etapa final.

Por último y no menos importante, se lo dedico a mis amigos que hicieron llevadera la carrera brindando aliento y palabras de apoyo en los momentos complicados, especialmente a mi hermano de otra madre, Marcos, con quien empezamos la carrera universitaria, pasando por victorias y derrotas hasta finalmente llegar a la culminación de nuestra carrera con el presente trabajo.

Marlon Diego Ojeda Suárez

DEDICATORIA

El presente proyecto se lo dedico a Dios, por llenarme de fortaleza y ayudarme en las adversidades para poder culminar esta etapa. De forma encarecida a mis padres Marcos Vera y Dora Tumbaco y tíos Celina Vera y Antonio Tumbaco quienes me han brindado su apoyo incondicional durante toda la vida. A mis hermanas Arianna y Shantal para ser su ejemplo, verlas triunfar en el futuro y poder guiarlas en el camino del aprendizaje.

Finalmente, a mis amigos (as), quien me han inspirado a continuar, sobre todo a mi amigo y hermano de otra madre, Marlon, quien ha sido una pieza clave a lo largo de mi carrera universitaria, con el cual he sabido sobrellevar y cumplir metas.

Marcos Vera Tumbaco

AGRADECIMIENTOS

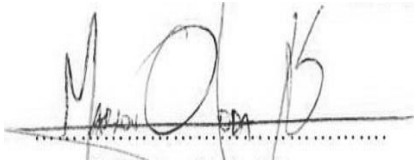
Queremos manifestar nuestros más sinceros agradecimientos a nuestro tutor MSc. Johnny Rengifo Santana, que con sus conocimientos y guía nos ha permitido desarrollar este proyecto, pero más valioso aún sus palabras de aliento cuando nos vimos derrotados.

De igual forma a cada uno de los docentes que imparten conocimientos y se interesan por formar profesionales de calidad para el futuro.

Finalmente, queremos agradecer al PhD. Sixifo Falcones Zambrano, quien con su explicación y aporte permitió darle un mejor enfoque a la finalización de este proyecto.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Marlon Diego Ojeda Suárez y Marcos Joel Vera Tumbaco damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Handwritten signature of Marlon Diego Ojeda Suárez in black ink, written over a horizontal line.

Marlon Diego Ojeda Suárez

Handwritten signature of Marcos Joel Vera Tumbaco in black ink, written over a horizontal line.

Marcos Joel Vera Tumbaco

EVALUADORES

MSc. Fernando Vaca Urbano

PROFESOR DE LA MATERIA

MSc. Johnny Rengifo Santana

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

En el presente trabajo se muestra el estudio del control de frecuencia en una microrred operando en modo aislado por medio del control secundario de fuentes de generación distribuida. Para cada una de las fuentes de generación distribuida se modela un controlador adecuado que regula la potencia activa y reactiva como control de nivel primario, mientras que para el control de nivel secundario se implementa el método droop considerando la relación presente entre Potencia Activa-frecuencia y Potencia Reactiva-Voltaje para finalmente regular la frecuencia y el voltaje. El software MATLAB-SIMULINK nos permite diseñar, simular y conseguir los resultados del comportamiento de la microrred para 3 escenarios de operación. Finalmente, con el análisis de los resultados obtenidos se corrobora el correcto funcionamiento de los niveles de control de la microrred diseñada ya que tanto la potencia, frecuencia y voltaje siguen la referencia necesaria para mantener la estabilización de los parámetros del sistema, sin embargo, el control diseñado presenta desventajas en el estado transiente como diferencias considerables de frecuencia y voltaje respecto a valores nominales.

Palabras Clave: Microrred, frecuencia, potencia, controlador, generadores distribuidos

ABSTRACT

This paper shows the study of frequency control in a microgrid operating in isolated mode by means of secondary control of distributed generation sources. For each of the distributed generation sources a suitable controller is modeled to regulate the active and reactive power as primary level control, while for the secondary level control the droop method is implemented considering the present relationship between Active Power-Frequency and Reactive Power-Voltage to finally regulate the frequency and voltage. The MATLAB-SIMULINK software allows us to design, simulate and obtain the results of the microgrid behavior for 3 operation scenarios. Finally, the analysis of the obtained results corroborates the correct operation of the control levels of the designed microgrid since the power, frequency and voltage follow the necessary reference to maintain the stabilization of the system parameters, however, the designed control presents disadvantages in the transient state as considerable differences of frequency and voltage with respect to nominal values.

Keywords: *Microgrid, frequency, power, controller, distributed generators.*

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
<i>ABSTRACT</i>	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VI
ÍNDICE DE TABLAS	VIII
1. PLANTEAMIENTO Y MARCO TEÓRICO.....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Descripción del problema	1
1.3 Justificación del problema	2
1.4 Objetivos.....	2
1.4.1 Objetivo General.....	2
1.4.2 Objetivos Específicos	2
1.5 Marco teórico.....	2
1.5.1 Retroalimentación [1].....	3
1.5.2 Evolución de los sistemas de potencia hacia la GD	4
1.5.3 Fuentes de energía distribuida	5
1.5.4 Concepto de Microrred	5
1.5.5 Estructura de una Microrred	6
1.5.6 Desventajas de las Microrredes	8
1.5.7 Funciones de una Microrred	8
1.5.8 Esquema de control.....	9
1.5.9 Puentes convertidores DC/AC.....	9
1.5.10 Niveles jerárquicos de control.....	10
1.5.11 Control Droop [12]	11
1.5.12 Control Secundario	12

1.5.13	Control terciario de importación de potencia	13
1.5.14	Transformada de Park [12].....	13
1.5.15	Modelamiento de una microrred básica [12].....	14
2.	METODOLOGÍA	16
2.1	Selección de la herramienta	16
2.2	Bloque de generación principal	16
2.3	Bloque Generación distribuida.....	17
2.4	Impedancia de línea	18
2.5	Bloque de carga	19
2.6	Bloque de medición	20
2.7	Control Primario.....	21
2.8	Bloque de medición	24
2.9	Estimación de PID	25
2.10	Microrred Utilizada	28
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS	30
3.1	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.....	30
3.2	Primer escenario de operación: Operación de la microrred en modo isla. 30	
3.3	Segundo escenario de operación: Aumento de carga en la microrred en modo isla. 36	
3.4	Tercer escenario de operación: Reducción de carga en la microrred en modo isla. 38	
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	41
4.1	Conclusiones.....	41
4.2	Recomendaciones.....	42
5.	BIBLIOGRAFÍA.....	43
6.	APÉNDICES	44

ABREVIATURAS

GD	Generación distribuida
SEP	Sistema eléctrico de potencia
PCC	Punto de conexión común
PLL	Phase Locked Loop
GP	Generador Principal
f	frecuencia
kW	Kilo Watt
kVAR	Kilo Voltio Amperio Reactivo
V	Voltaje
Hz	Hertz
s	Segundos
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Esquema tradicional del sistema eléctrico	4
Figura 1.2 Estructura típica de una red	7
Figura 1.3 Inversor Monofásico	10
Figura 1.4 Puente Inversor Trifásico	10
Figura 1.5 Curva control Droop para W-P	11
Figura 1.6 Curva control Droop para V-Q	12
Figura 1.7 Relación entre el sistema abc y el sistema dq	14
Figura 1.8 Esquema de una microrred simple	14
Figura 1.9 Control de lazo interno.	15
Figura 2.1 Bloque de generación principal	17
Figura 2.2 Conjunto Generación Distribuida y Control	17
Figura 2.3 Inversor e Impedancia de choque	18
Figura 2.4 Impedancias de Línea y Barras	19
Figura 2.5 Bloque control de carga	20
Figura 2.6 Bloque de medición	20
Figura 2.7 Composición del bloque de medición	21
Figura 2.8 Control Primario	22
Figura 2.9 Composición del control primario	22
Figura 2.10 Bloque control Droop	23
Figura 2.11 Control Droop – Control P-f	23
Figura 2.12 Control Droop – Control Q-V	24
Figura 2.13 Bloque de mediciones de parámetros	25
Figura 2.14 Flujo de potencia del sistema base	26
Figura 2.15 Ingreso de función tomada	27
Figura 2.16 Estimación de funciones de transferencia	27
Figura 2.17 Importación de función más acertada	28
Figura 2.18 Dimensionamiento del controlador	28
Figura 2.19 Microrred propuesta1	29
Figura 3.1 Curvas de Potencia Activa y Reactiva del Generador Principal.	31
Figura 3.2 Potencia Activa y Reactiva del Generador Distribuido 1	32
Figura 3.3 Potencia Activa y Reactiva del Generador Distribuido 2	32
Figura 3.4 Respuesta de Frecuencia y Voltaje en PCC de GD1	33
Figura 3.5 Respuesta de Frecuencia y Voltaje en PCC de GD2.	34
Figura 3.6 Potencia Activa y Reactiva del Generador Principal.	34

Figura 3.7 Potencia Activa y Reactiva del Generador Distribuido 1.....	35
Figura 3.8 Potencia Activa y Reactiva del Generador Distribuido 2.....	35
Figura 3.9 Respuesta de la frecuencia y Voltaje en los PCC.	36
Figura 3.10 Potencia Activa y Reactiva GD1 en ingreso de carga.....	37
Figura 3.11 Potencia Activa y Reactiva GD2 en ingreso de carga.....	37
Figura 3.12 Frecuencia y Voltaje en los PCC en ingreso de carga.....	38
Figura 3.13 Potencia Activa y Reactiva GD1 en salida de carga.....	39
Figura 3.14 Potencia Activa y Reactiva GD2 en salida de carga.....	39
Figura 3.15 Frecuencia y Voltaje en los PCC en salida de carga.....	40

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Parámetros del Generador	16
Tabla 2.2 Parámetros Generador Distribuido	18
Tabla 2.3 Parámetros de Línea.....	19
Tabla 2.4 Controladores del Control Primario	22
Tabla 2.5 Parámetros de Control Droop.....	24
Tabla 3.1 Valores de parámetros establecidos para el primer escenario. ...	31

1. PLANTEAMIENTO Y MARCO TEÓRICO

1.1 Introducción

La progresión demográfica ha provocado el desarrollo de las ciudades causando que las personas se vean en la necesidad de adquirir el servicio eléctrico para su uso cotidiano. Ya sea para uso domiciliario, industrial, alumbrado público, entre otras; existe la necesidad de utilizar la energía eléctrica para la realización de las actividades cotidianas la cual se ha visto afectada por las limitaciones que posee el sistema eléctrico.

El sistema de electrificación del país se encuentra conformado por varias centrales de generación que buscan suplir la demanda energética de cada uno de los usuarios que se encuentran conectados a esta red. Sin embargo, pese a las expansiones de las generadoras, el sistema de transmisión y distribución, aún existen limitantes, tales como descontentos debido a la calidad del servicio eléctrico, niveles de tensión por debajo del valor nominal, reducción de la confiabilidad del sistema, etc.

1.2 Descripción del problema

La sociedad ecuatoriana ha incrementado constantemente en una tasa exponencial, mientras que el ámbito industrial se ha desarrollado y en algunos casos ha abarcado nuevos mercados de acción. Por tal motivo, el sistema energético se ha visto en la necesidad de expandirse, de tal manera que pueda brindar servicio a nuevos abonados, agregando centrales de generación, tramos de conexión, equipos de elevación o reducción de tensión, entre otros, finalmente se le añaden tecnologías, las mismas que permiten realizar análisis continuos e inmediatos ante afectaciones o sucesos naturales capaces de alterar el rendimiento en toda la red.

La energía eléctrica originada desde las centrales de generación hacia los consumidores finales. Se ha visto afectada a lo largo del proceso generación-recepción entre las centrales y los consumidores, ya que existen pérdidas de energía debido a los grandes tramos de separación.

A esto se suman las propiedades constructivas de los elementos y equipos que incurren en el proceso de transmisión, originándose de esta forma descontentos debido a la calidad del servicio prestado y consecuentemente reduciendo la confiabilidad del sistema.

El sistema eléctrico tras el incremento de carga en horas pico del día, representa el funcionamiento de las centrales hidroeléctricas a su máxima capacidad de generación, en estos casos es necesario el ingreso de otro tipo de centrales que ayuden a suplir la demanda energética y evitar la inestabilidad del sistema.

1.3 Justificación del problema

Las interrupciones repentinas del servicio eléctrico, las variaciones de voltaje, la contaminación atmosférica, entre otras, se encuentran entre las afectaciones en el servicio energético las cuales deben ser mitigadas de la red para mejorar la calidad de este. Para esto, promover el uso de microrredes que ayuden en el aporte de activos o reactivos en la red mediante el control de frecuencia, de tal manera que se asegure su estabilidad y aproveche el uso de la energía natural promovidas por otras fuentes.

El presente proyecto permitirá a los abonados contar con un servicio óptimo de energía que cumpla con los niveles adecuados de energización. De esta manera incluir una forma de generación limpia y disponible para su uso en cualquier instante del día.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Desarrollar un sistema de control de frecuencia en una microrred en operación aislada enfocado al control de potencia activa y reactiva generada por cada fuente de generación distribuida.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Plantear un modelo de un sistema eléctrico en configuración anillo considerando generación principal, impedancias de líneas y barras con bloques de carga.
- Modelar un sistema de generación distribuida considerando sus lazos de control de potencia activa y reactiva para su integración a sistemas eléctricos.
- Diseñar un sistema de control de una microrred aislada manteniendo el control de frecuencia durante la desconexión de la red o variación en la demanda.
- Evaluar el desempeño del sistema control acoplado al sistema eléctrico analizando el comportamiento de la frecuencia y el voltaje de la microrred.

1.5 Marco teórico

En esta sección se muestran los conceptos que se realizarán en el desarrollo del proyecto, los cuales serán de ayuda para una mejor comprensión.

1.5.1 Retroalimentación [1]

La Generación Distribuida (GD) muestra el cambio de orientación a la generación de energía eléctrica convencional, sin embargo, sus inicios se dieron de alguna manera al mismo instante de la generación eléctrica.

Inicialmente la generación de energía partió desde el lugar de mayor consumo. Claramente tras el crecimiento de las sociedades, se notó el claro incremento de los usuarios motivo que conlleva a cubrir mayor cantidad de servicios, de esta forma se introdujo el concepto de generación centralizada, mismo que ubica a la central eléctrica en el centro geométrico de la ciudad, mientras el crecimiento poblacional iba en aumento en los límites exteriores de la misma.

Luego de décadas y mejoras, se ha logrado diseñar y estructurar el sistema eléctrico a lo que es actualmente, es decir, generación de corriente alterna, equipos de elevación y reducción de tensión, líneas de transmisión. De esta manera se puede transmitir la energía eléctrica a cualquier parte de la red, de esta manera se eliminó el concepto de generación centralizada.

Para los años 70's surge la necesidad de utilizar fuente de energía alternativas, esto a causa del cambio climático, crisis por combustibles fósiles, mayor demanda energética, entre otras. Entre las expectativas planteadas la capacidad de suministrar energía de forma eficaz, maximizar la eficiencia de las fuentes energéticas, la calidad energética sea mucho mayor, entre otras [2] .

Si se considera cada una de las partes que componen el sistema eléctrico, es claro que el nivel de la inversión es considerable, anexándose los gastos en el desarrollo de las centrales, ubicación de líneas de transmisión, transformadores y concluyendo en los sistemas de distribución. Agregando a esto los análisis de los posibles fenómenos ambientales y las consecuencias que conlleva su impacto en el sistema. El impacto ambiental cuyo objetivo principal es reducir los niveles de emisión de CO_2 y finalmente la calidad y confiabilidad que necesita entregar a los usuarios sobre todo aquellos que utilizan tecnologías sensibles ante variaciones de voltaje.

Entonces, entre tantas nuevas tecnologías existentes y en desarrollo surge la idea de colocar fuentes de energía en las cercanías o en el propio centro de consumo, de esta forma se integra una fuente de energía convencional, fuentes de energía renovables, cogeneración o producción de forma independiente.

1.5.2 Evolución de los sistemas de potencia hacia la GD

El sistema eléctrico convencional estructurado por cuatro etapas: Generación, Transmisión, Distribución y Consumo, en la cual cada una de estas cumple con una función en específico, tal como se ilustra en la figura 1.1.

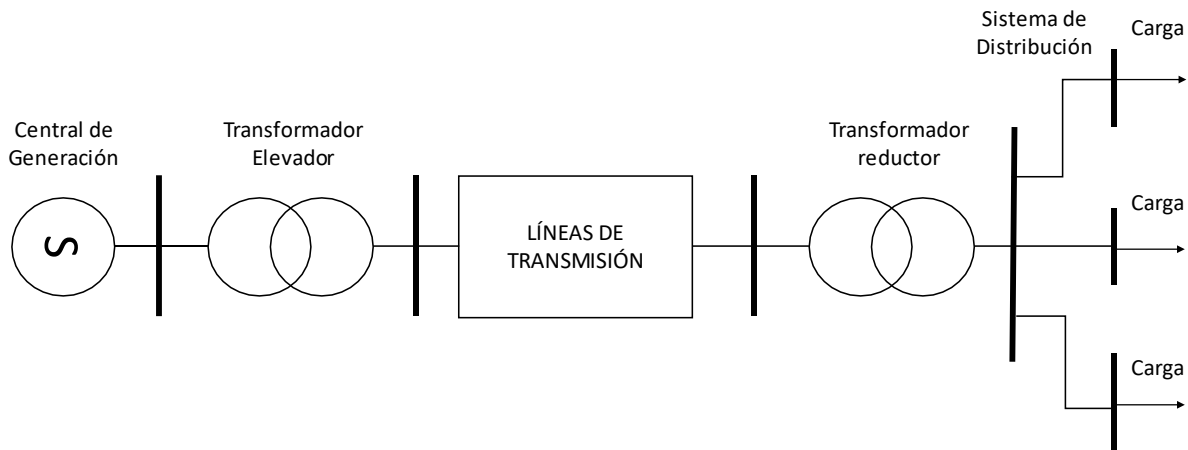


Figura 1.1 Esquema tradicional del sistema eléctrico

A través de lo mostrado se observa como el sistema eléctrico de potencia (SEP) en su gran mayoría de configuraciones muestra un sistema radial, es decir, sigue un esquema de alimentación unidireccional que va desde las centrales de generación hasta el punto más lejano para la alimentación de las cargas. Sin embargo, a nivel mundial en algún momento de la historia se carece de las fuentes de energía, en el caso de nuestro país el estiaje ha sido un problema habitual, los yacimientos de petróleo los cuales se escasearon por su continua explotación, entre otras [2].

El aumento de la temperatura ambiental, un aire más contaminado, el deterioro de las áreas verdes y la destrucción de los ambientes naturales, los cuales han sido mucho más notorios a medida que se desarrollan las industrias.

De esta manera surgen nuevos objetivos pensando en el desarrollo continuo y la reducción de las afectaciones medio ambientales, entre algunos de ellos tenemos:

- Mejorar la eficiencia del uso de la energía
- Cambiar las fuentes de energía primaria
- Promover el acceso a cada uno de los usuarios
- Sostenible, limpio y rentable utilizando fuentes renovables.

Bajo esta nueva primicia, el enfoque que toma el SEP cambia a ser un sistema bidireccional, es decir, el consumidor ya no solo utiliza la energía generada, sino que es capaz de producir su propia energía y entregarla a otras cargas que no poseen este tipo de tecnologías. Es entonces donde el SEP pasa a convertirse en una red y la generación distribuida toma mayor importancia en el mercado sobre todo en aquellos lugares que tienen mayor impacto en la sociedad debido a su importancia.

1.5.3 Fuentes de energía distribuida

La Generación Distribuida hace referencia a unidades de generación en tamaño reducido ubicados en las cercanías de sectores de consumo, generalmente las unidades de generación son capaces de entregar entre 1 kW y 5 kW. Estos sistemas pueden encontrarse conectados de dos formas distintas:

1. Conectados a las redes de distribución, ya sea esta, con el consumidor o con la empresa distribuidora de energía eléctrica.
2. Sin conexión, es decir, de manera aislada.

Este concepto puede verse relacionado con la generación dispersa, sin embargo, en este tipo de generación los equipos poseen una potencia mucho menor al igual que su tamaño, su principal uso es proveer energía a pequeños consumidores (viviendas) o negocios.

Para ellos los niveles de tensión a los que trabaja la GD son 230/415 V a 145 kV [3]. Debido a que ciertas industrias poseen demandas superiores durante determinados momentos del día, existe la posibilidad de conectarse al sistema de distribución para aportar en la estabilidad de este, transformándolos de esta manera en generadoras de menor escala.

1.5.4 Concepto de Microrred

La microrred es un sistema a pequeña escala compuesto por varios elementos que implementan tecnología moderna, misma que componen a otros equipos eléctricos como: generadores eólicos, paneles fotovoltaicos, máquinas, entre otros.

Las microrredes son esenciales en las redes distribución de activos porque esto permite la conglomeración de distintas cargas a niveles de voltaje de distribución. Las fuentes de energía utilizadas son generalmente energías renovables o fuentes de energía no convencionales, ambas en conjunto para generar energía a niveles de distribución, conjuntamente se minimizan los niveles de contaminación provocada por las centrales y equipos que utilizan carbón o combustibles fósiles como fuentes de

energía primaria, de esta forma el mercado adquiere nuevas tendencias para el crecimiento y evolución del sector eléctrico.

Entre las diferencias que poseen las redes convencionales y las microrredes tenemos [4]:

- La capacidad de las microrredes es mucho menor respecto a las centrales de generación.
- La ubicación de las fuentes es distinta, ya que las centrales se encuentran en zonas lejanas, mientras que las micro fuentes son instaladas en las cercanías de los usuarios.
- La energía generada es capaz de utilizarse a nivel de distribución.
- Cuentan con interfaces electrónicas y controles que permiten una operación simple y flexible.

Entre los beneficios que poseen las microrredes tenemos [5]:

- Aumento de la fiabilidad y calidad de la energía
- Minimización de las interrupciones del servicio
- Reducción del costo de la energía
- Incremento de la seguridad del sistema
- Monitoreo y control más efectivo
- Disminución de emisiones de gases contaminantes de efecto invernadero
- Regulación en los niveles de tensión
- Abastecimiento de energía en zonas remotas

1.5.5 Estructura de una Microrred

La estructura típica de una Microrred se conforma por: alimentadores, fuentes de generación, cargas, equipos de almacenamiento de energía, entre otros, tal como se muestra en la Figura 1.2.

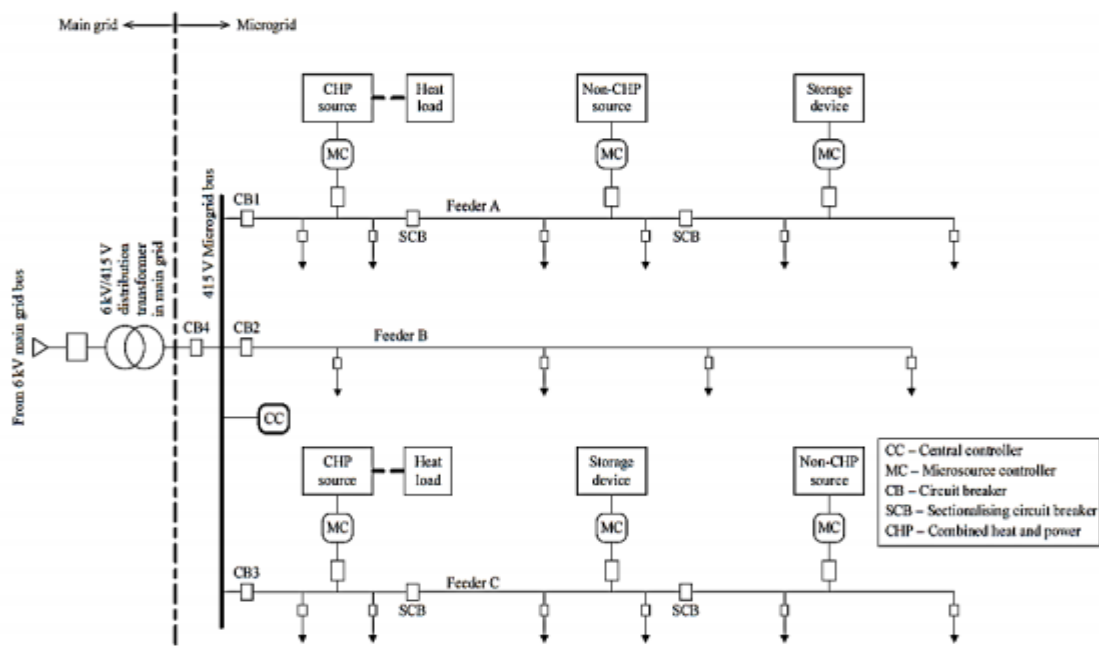


Figura 1.2 Estructura típica de una red [6]

En este caso se puede apreciar ciclos combinados empleando calor y energía, en este caso las micro fuentes y los almacenadores de energía se conectan en cada uno de los alimentadores empleando controladores. En el caso de las cargas se tienen cargas prioritarias (aquellas que no pueden quedarse sin energización) y no prioritarias. Las microrredes se conectan a la red de distribución por medio de un punto de acople común, en este caso un breaker según el estándar de regulación, este equipo se encarga de controlar a la microrred por completo según el modo de operación seleccionado.

A través del control del flujo de potencia y voltaje mediante sus perfiles a lo largo de los alimentadores es ciertamente complicada la operación en conjunto cuando varias micro fuentes se encuentran enlazadas.

Las microrredes poseen dos modos de operación:

- Conectado a la red
- De forma asilada

Al encontrarse en modo conectado con la red, la microrred permanece enlazada a la red principal total o parcialmente, e importa o exporta energía desde la fuente de generación hacia la red principal. Las microrredes en su estructura se encuentran estructuradas por varios sistemas de control, de manera que, al trabajar en operación en conjunto con la fuente de generación, la potencia activa y reactiva del sistema es capaz

de ser gobernada por estos de manera adecuada. Esto conlleva a obtener un sistema mucho más eficiente con altos índices de calidad de energía.

Al producirse cualquier tipo de perturbación en la red principal, la microrred cambia a modo independiente o isla, mientras se mantiene alimentando a la(as) cargas, entregándole una frecuencia correcta y un nivel de voltaje de operación adecuado. Si se desea el funcionamiento aislado sin la existencia de afectaciones, puede darse por medio de la apertura del breaker de conexión y la operación de las micro fuentes.

1.5.6 Desventajas de las Microrredes

Aunque este sistema muestre diversos beneficios en varios aspectos, existen algunos problemas que impiden su desarrollo. Entre algunas de ellas tenemos [7]:

- Elevada inversión para su desarrollo
- Surge la necesidad de contar con sistemas en anillo, para que existe un flujo bidireccional.
- Interconexión con la red de distribución
- Voltaje, frecuencia y calidad de energía son parámetros principales que deben ser considerados y controlados
- Coordinación y control entre las micro fuentes.
- Regulaciones por la tasa de consumo.

Microrredes con generadores distribuidos

La microrred cuenta con un bucle de fase Phase Locked Loop (PLL) por sus siglas en inglés permite seguir la frecuencia referenciada que tiene la red, de este modo el control y la red eléctrica se encuentran sincronizados.

1.5.7 Funciones de una Microrred

La función principal es operar de manera rápida y continua de los generadores distribuidos. Dado que la microrred funciona con un grupo de generadores de distintas capacidades, la señal de comunicación entre ellos se ve perturbada provocando que se sature, de este modo se elevan los errores en el envío y recepción de información. 15

Para la operación de microrredes en paralelo es indistinto el tipo de fuente de generador distribuido, ya que lo más importante es suplir la demanda energética requerida por la carga, esto puede conllevar la desconexión de cargas menos relevantes en el sistema. La microrred debe considerar distintas fuentes de alimentación para su funcionamiento, esto principalmente se debe al uso de los recursos renovables, ya que factores como el viento, el caudal, la luminosidad solar y otros mas no actúan de manera

continua, ni periódica, de manera que la energía debe ser almacenada en bancos de baterías que sirvan como medios de respaldo que brinden un servicio ininterrumpido de energía.

1.5.8 Esquema de control

Las microrredes en general utilizan estrategias de control, uno de ellos es el control externo el cual permite modificar las características de las máquinas para obtener así la máxima generación al momento de actuar [8]. Un segundo control corresponde al lazo de control interno orientado al control droop, en el cual se modifican los valores de potencia activa y reactiva del sistema usando las magnitudes de la frecuencia y voltaje que los generadores dependiendo del valor de la carga conecta.

La frecuencia del sistema se encuentra asociada a la potencia activa (P), de forma simultánea la tensión entregada a la carga se asocia a potencia reactiva (Q), de esta forma se puede mejorar el factor de potencia del sistema.

1.5.9 Puentes convertidores DC/AC.

Los inversores son configuraciones de elementos electrónicos que transforman una señal de corriente continua a corriente alterna, esto es implementado de forma general al momento de poseer equipos que requieren tensión alterna y se cuenta con una fuente de corriente continua. Generalmente estos elementos son implementados para equipos de medición ubicados en subestaciones, fuentes de energía permanente, entre otros. [9]

Las configuraciones implementan transistores como BJT, IGBT, MOSFETs que actúan en el proceso de inversión. Mediante la Figura 1.3 se ilustra un inversor monofásico, de manera que al accionar los interruptores S1 y S2 circula una corriente I_{12} hacia la carga, caso opuesto al accionarse los interruptores S3 y S4 por los cuales circula la misma corriente en sentido opuesto.

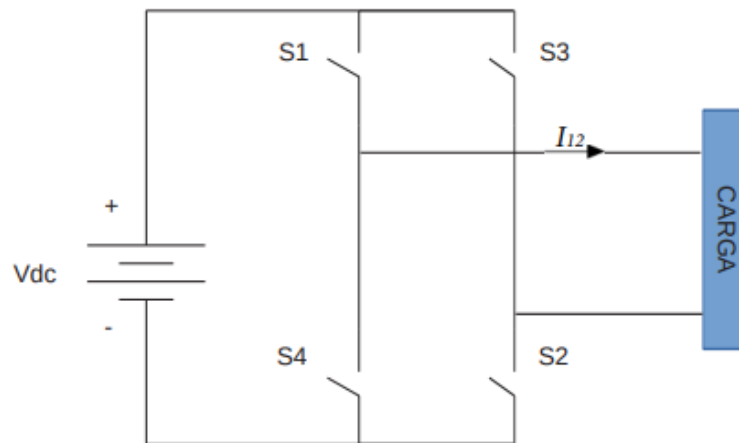


Figura 1.3 Inversor Monofásico [9]

De esta forma el inversor entrega una forma de onda cuadrada capaz de generar alteraciones en la carga, esto a causa de la acción de apertura y cierre de los interruptores. En nuestro caso de estudio se implementarán IGBT con diodos en conexión antiparalela, este último como protección del equipo. La Figura 1.4 muestra un generador trifásico, donde los IGBT reciben una señal conocida como disparo que les permita actuar de forma independiente, según las variables de disparo utilizadas indican que un dispositivo posee un pulso negativo al otro.

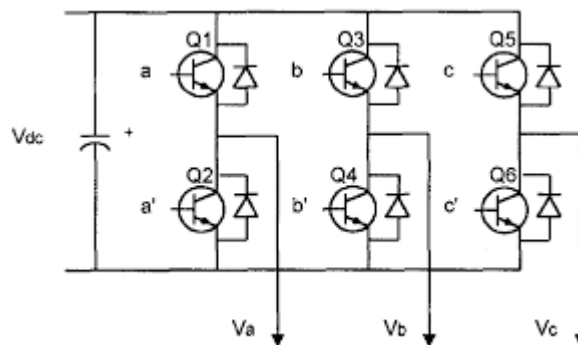


Figura 1.4 Puente Inversor Trifásico [10]

1.5.10 Niveles jerárquicos de control

Cada sistema de control que posee una microrred cumple una determinada función, sin embargo, no todos pueden operar de manera simultánea, de modo que deben seguir un orden adecuado para su ejecución. Este sistema jerárquico consta de tres niveles operativos [11]:

1. **Control primario:** Tiene como referencia el control droop, por lo que su función es verificar el suministro de potencia por cada fuente distribuida al punto en el que se conectan a la red.
2. **Control secundario:** Posee dos tipos de aplicaciones, el primero es realizar la sincronización entre las fuentes alternas y la generación distribuida, el segundo uso sucede ante perturbaciones de manera que se busca restablecer el sistema a condiciones nominales.
3. **Control terciario:** Se encarga de analizar las capacidades de generación por equipo, de esta forma se analiza el instante en el cual se aporta o no energía al sistema.

1.5.11 Control Droop [12]

Este tipo de control permite regular la cantidad de potencia aportada por las fuentes de energía distribuida, de esta manera el sistema retoma los valores nominales en el caso de verse afectado por algún tipo de perturbación. Dado que cada fuente distribuida se acopla al punto de conexión común (PCC), estos deben mantenerse en operación apropiada (frecuencia y voltaje). Si estos parámetros antes mencionados se encuentran fuera de rango, el control se encarga de su modificación hasta valores deseados.

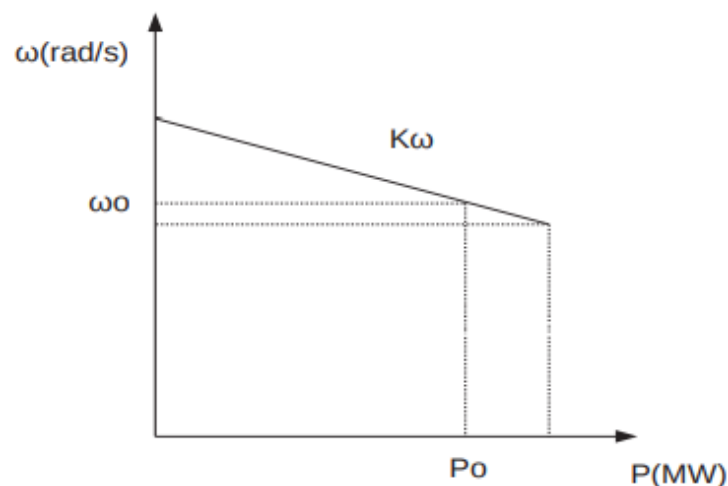


Figura 1.5 Curva control Droop para W-P [12]

$$f - f_0 = K_p (P - P_0) \quad (1.1)$$

Donde K_p corresponde al valor de la pendiente del control de potencia, f_0 y P_0 corresponde a los valores referenciales y f y P corresponde a valores medidos.

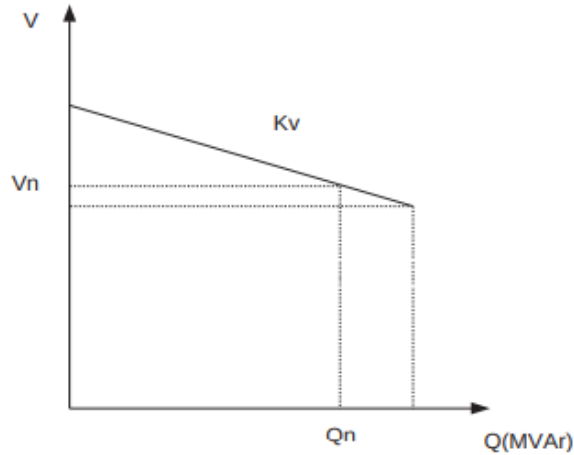


Figura 1.6 Curva control Droop para V-Q [12]

$$V_1 - V_2 = Kq (Q - Q_0) \quad (1.1)$$

Donde K_q corresponde al valor de la pendiente del control de potencia, V_1 y Q_0 corresponde a los valores referenciales y V_2 y Q corresponde a valores medidos.

Las Figuras 1.5 y 1.6 hacen referencia a los cambios que pueden ocurrir en el sistema, es decir, ante un aumento de la potencia activa en la carga, la frecuencia disminuye a un valor no apropiado en el sistema, de manera que el control se encarga de ajustar el sistema a una frecuencia referencial. De manera simultánea funciona el control de potencia reactiva, ya que, al existir mayor demanda de reactivos, los niveles de tensión disminuyen hasta que actúe el control y dirija el sistema hasta el valor referenciado.

1.5.12 Control Secundario

El uso adecuado se da en el momento de conexión o desconexión de la red de distribución, de manera que los niveles de tensión y frecuencia no se vean afectados pese a la existencia de cambios considerables de carga [12].

1.5.13 Control terciario de importación de potencia

Este último control hace referencia a la optimización de potencia, de manera que selecciona los equipos que deben estar en funcionamiento mediante un modelo económico seleccionado [12].

1.5.14 Transformada de Park [12].

La transformada de Park o conocida también como transformada d-q, es la encargada de cambiar mediciones sinusoidales trifásicas a un sistema de referencia en régimen permanente constante, el fin de esta es simplificar el diseño del controlador. Por lo tanto, se asegura una respuesta transitoria considerablemente rápida mediante lazos internos de corriente.

Tome en consideración la matriz de transformación [T], la cual nos permite obtener las componentes V_d y V_q , esto mediante la ecuación 1 detallada a continuación:

$$V_{dq} = [T] [V_{abc}] \quad (1.3)$$

Donde la matriz de transformación [T] está definida de la siguiente manera:

$$[T] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\theta) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \end{pmatrix} \quad (1.4)$$

El valor de θ corresponde al ángulo existente entre el eje directo (d) y la referencia trifásica (a), esto tomando en consideración dos fases. La variable $\omega = d\theta/dt$ corresponde a la velocidad relativa entre el sistema dq y el sistema abc.

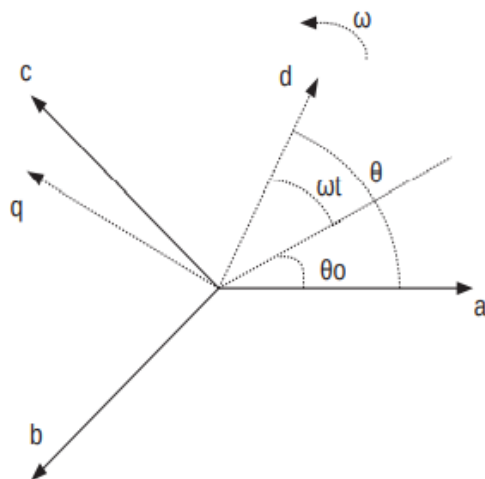


Figura 1.7 Relación entre el sistema abc y el sistema dq [12]

1.5.15 Modelamiento de una microrred básica [12]

Mediante la Figura 1.8 se muestra un modelo reducido de microrred, la cual funciona en conjunto a la red de distribución. Donde el bypass sirve como conexión entre la red y la(as) fuentes de generación distribuida, esto permite analizar la forma de actuar de la microrred de forma autónoma.

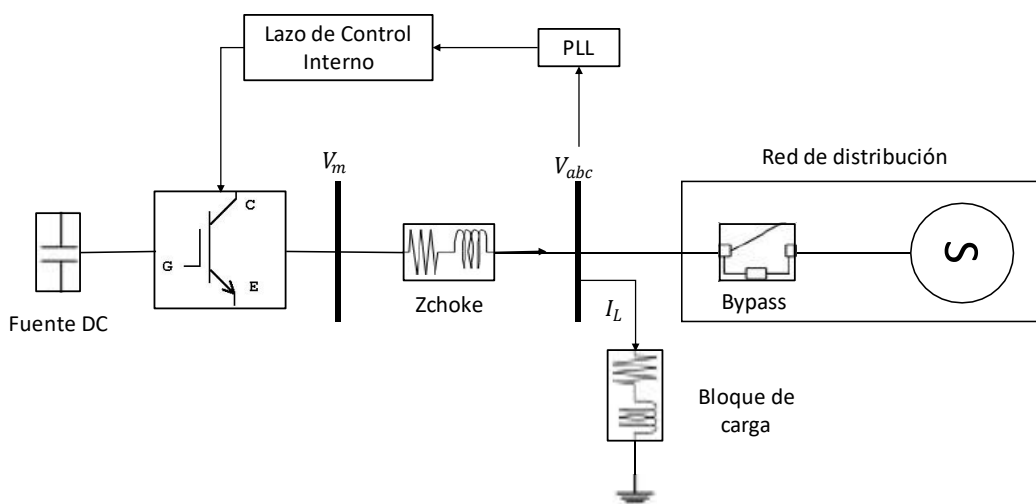


Figura 1.8 Esquema de una microrred simple

Si se toma como referencia los voltajes pico fase-neutro y considerando el sentido de la corriente como se muestra en la Figura 1.8 se logra:

$$V_m = L_m \frac{di_{m,abc}}{dt} + V_{abc} \quad (1.5)$$

Al aplicar la transformada dq sobre el sistema de ecuaciones resultante se logra:

$$\frac{di_{m,dq}}{dt} + j\omega i_{m,dq} = \frac{v_{m,dq}}{L_m} - \frac{V_{dq}}{L_m} \quad (1.6)$$

Separando en parte real y parte imaginaria:

$$\frac{di_{m,dq}}{dt} = \omega i_{m,q} + \frac{v_{m,d}}{L_m} - \frac{V_d}{L_m} \quad (1.7)$$

$$\frac{di_{m,dq}}{dt} = -\omega i_{m,q} + \frac{v_{m,q}}{L_m} - \frac{V_q}{L_m} \quad (1.8)$$

Mediante las ecuaciones (1.7) y (1.8), el término $\omega L m i_{d,q}$ se encuentran desfasados con respecto a su otro eje, por lo tanto, se utiliza un cambio de variable que permita obtener un controlador con la salida de tensión adecuada.

$$V_d = V_d + \omega L m i_{m,q} \quad (1.9)$$

$$V_q = V_q - \omega L m i_{m,d} \quad (1.10)$$

Este modelo permite diseñar el lazo de control interno, el mismo que nos permita controlar los pulsos de los IGBT. Mediante la Figura 1.9 se muestra el control de potencia activa y reactiva, es importante tomar en consideración las variables i_{dref} e i_{qref} las cuales ajustan las magnitudes de potencia.

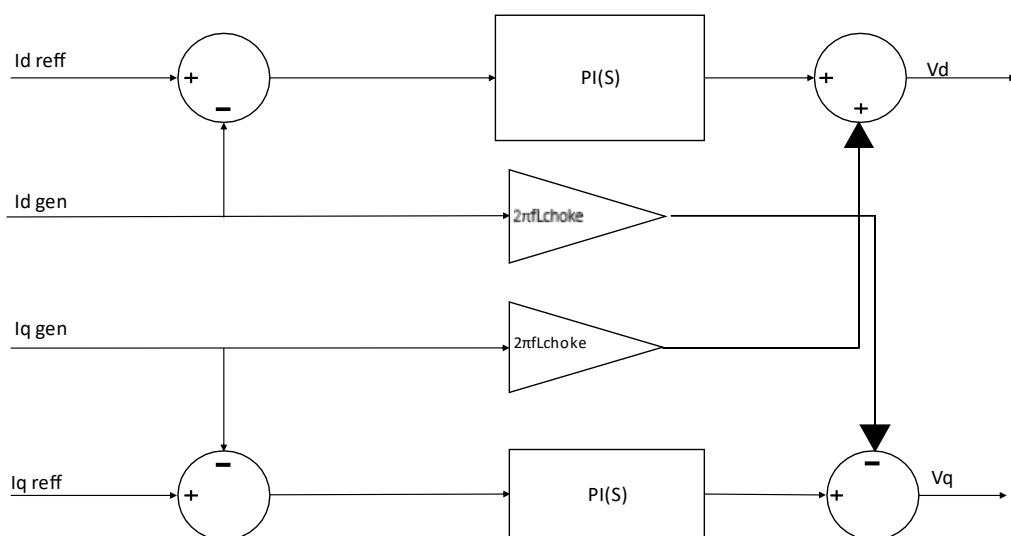


Figura 1.9 Control de lazo interno.

2. METODOLOGÍA

Este capítulo hace referencia a las herramientas necesarias para conseguir los objetivos planteados en este trabajo. Parte con una corta introducción de la metodología aplicada, seguido de las especificaciones de la metodología, concluyendo con la propuesta de los modelos. Los temas corresponden a la ejemplificación, ejecución y presentación de resultados mencionados a lo largo de esta sección los cuales serán desarrollados en el próximo capítulo.

El proyecto ha sido desarrollado en base a la metodología propuesta por (Morales R, 2015) y (Patel,2011). La misma que es detalla a continuación:

2.1 Selección de la herramienta

El diseño de este proyecto fue efectuado mediante la herramienta SIMULINK perteneciente a MATLAB, la misma fue seleccionada debido a la variedad y cantidad de elementos de los que dispone en cada una de sus librerías, agregando la capacidad de simular sistemas con un número considerable de elementos. Dicha herramienta posee varios esquemas predeterminados y nos permitió el estudio de modelos desarrollados por docentes de la facultad y de esta manera obtener un mejor enfoque de los componentes que conforman una microrred.

2.2 Bloque de generación principal

El bloque de generación principal simula una fuente generadora de energía alterna, la cual tiene la capacidad de alimentar cargas las cuales se encuentran conectadas en los nodos (barras) a un nivel de tensión y frecuencia deseado. La red en estudio posee unicamente una fuente de generación, de tal manera que este generador debe ser considerado del tipo slack, es decir, establece de forma general los parámetros del sistema principalmente la frecuencia. Los valores seleccionados para esta generación se detallan en la tabla 2.1 y han sido seleccionados considerando un sistema capaz de asemejar al sistema de distribución energética en baja tensión.

Parámetros del Generador	
Voltaje LL	208 V
Sbase	3.5 kVA
Frecuencia	60 Hz

Tabla 2.1 Parámetros del Generador

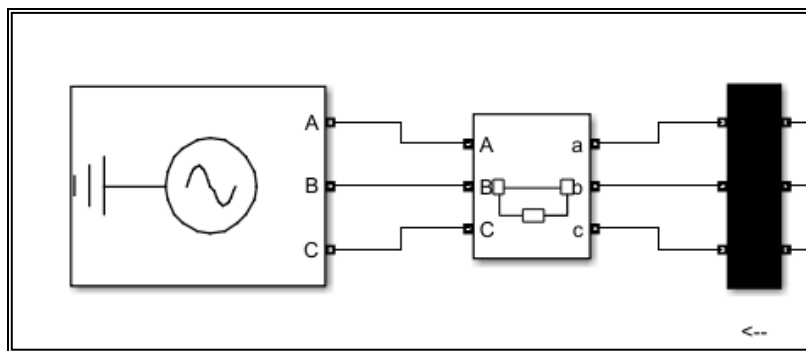


Figura 2.1 Bloque de generación principal

La Figura 2.1 muestra un esquema sencillo implementado en la simulación de los SEP convencionales, adicionalmente se muestra un interruptor trifásico que permite la conexión o desconexión de este bloque, de esta forma permite desarrollar varios casos de estudio en la microrred los cuales serán detallados en el siguiente capítulo, la barra de color negro hace referencia a un medidor, de esta manera se pueden adquirir valores reales para su posterior estudio.

2.3 Bloque Generación distribuida

El bloque correspondiente a generación distribuida hace referencia a la fuente renovable capaz de proporcionar la energía suficiente para suplir la demanda de la red tras alguna falla, perturbación o disminución del suministro por parte de la red eléctrica. Tal como se ilustra en la Figura 2.2, este bloque se conforma por un bloque principal y el bloque de control GD que será detallado posteriormente.

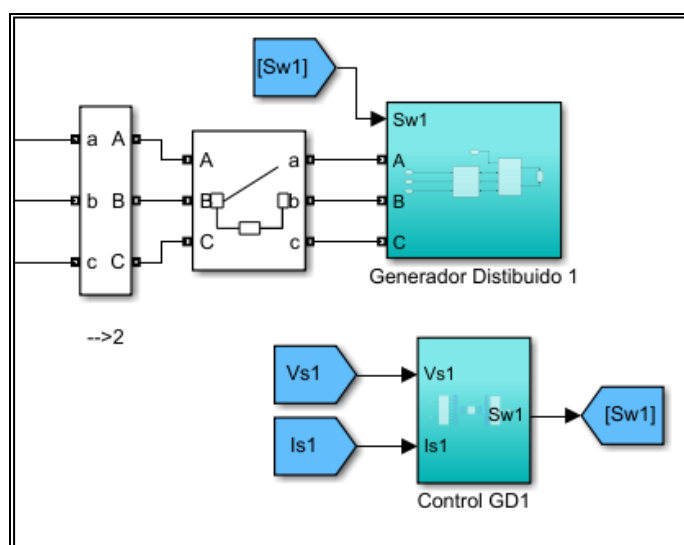


Figura 2.2 Conjunto Generación Distribuida y Control

Mediante la Figura 2.3 se detalla el bloque principal de la GD, la cual consta de un fuente DC, un inversor de IGBT con diodos en conexión antiparalelo y una impedancia de choque. De esta manera el puente inversor recibe la señal que necesita el sistema en determinado instante de tiempo y así proveer el nivel adecuado de tensión hacía la carga, al mismo tiempo la impedancia de choque colocada sirve como un filtro pasivo para entregar así una señal mejorada que minimice el ingreso de armónicos a la red.

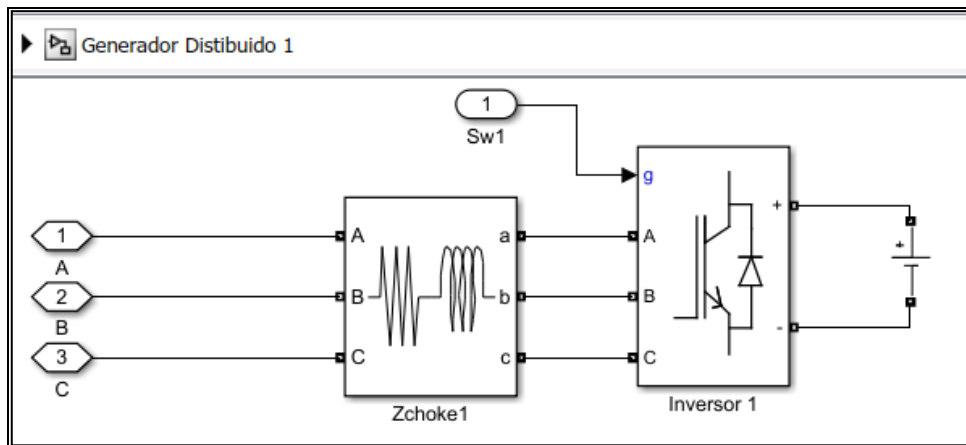


Figura 2.3 Inversor e Impedancia de choque

La tabla 2.2 muestra los parámetros y el tipo de elementos que han sido implementados, de manera que trabajen en conjunto con la generación principal sin provocar algún tipo de afectación.

Parámetros Generador Distribuido	
Voltaje Fuente DC	416 V
Dispositivo de Electrónica de Potencia	IGBT/Diodos
Resistencia de Choque	0.02 Ohm
Inductancia de Choque	0.014 H

Tabla 2.2 Parámetros Generador Distribuido

2.4 Impedancia de línea

La impedancia de línea viene dada por el bloque RL conectado entre los elementos como se muestra en la Figura 2.4, debido a que este sistema no es ideal, existen pérdidas debido a los tramos de conexión, las mismas que hacen referencia a las características de los elementos. Los valores asignados a la impedancia e inductancia son detallados en la tabla 2.3.

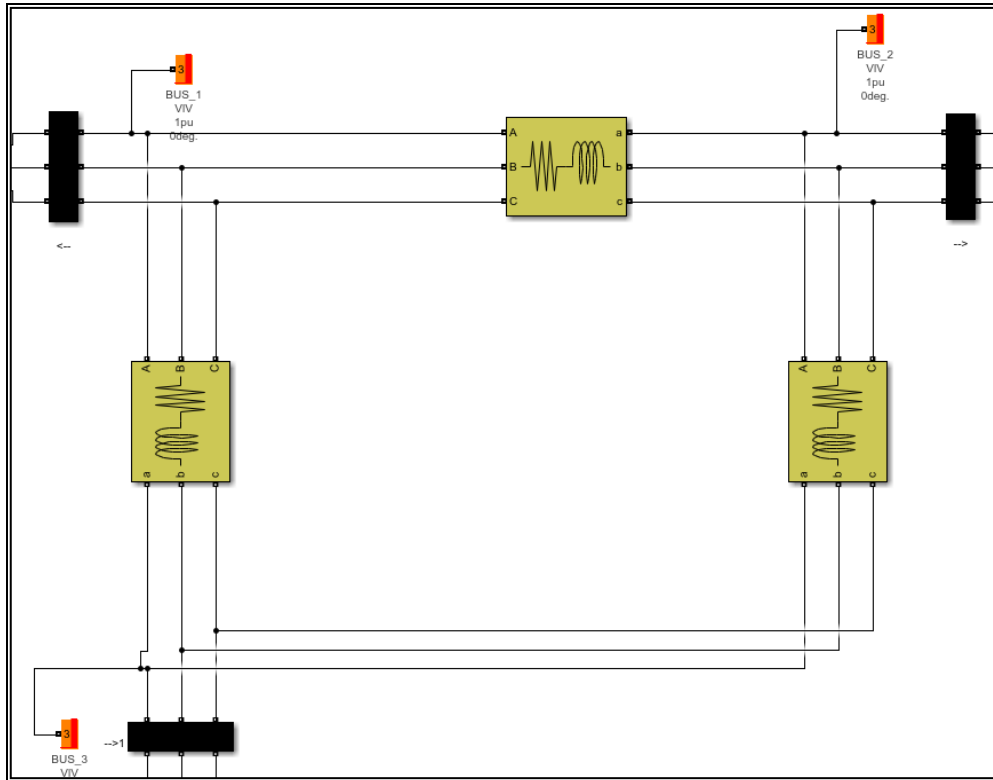


Figura 2.4 Impedancias de Línea y Barras

Parámetros Generales del Sistema	
Resistencia de Línea	0.5 Ohm
Inductancia de Línea	8.32e-04 H

Tabla 2.3 Parámetros de Línea

2.5 Bloque de carga

El bloque de carga es ilustrado en la figura 2.5, el mismo hace referencia a las impedancias conectadas en varias zonas de la microrred, de manera que provoquen caídas de tensión en el sistema y así verificar la respuesta del sistema ante su ingreso o salida del sistema. Este bloque fue desarrollado pensando en los cambios bruscos que puede sufrir el sistema, de manera que el (los) interruptor(es) colocado(s) se accionen en distintos tiempos para crear varios escenarios de estudio.

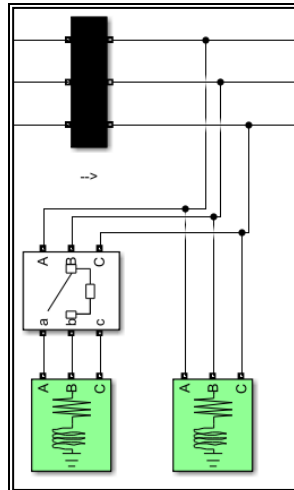


Figura 2.5 Bloque control de carga

2.6 Bloque de medición

El bloque de medición es ilustrado mediante la Figura 2.6, de forma general el bloque recibe los valores de voltaje y corriente medidos a la salida de la GD, estas señales ingresan a cada uno de los niveles según lo mostrado en la ilustración 2.7, el primero de los bloques en actuar corresponde a la transformación de la señal de voltaje en el sistema abc a las variables frecuencia y ωt , el segundo adquiere la misma señal de voltaje y la refiere al sistema de coordenadas dq0 implementando la transformada de Park expuesta previamente y así obtener una señal resultante mediante el modelamiento matemático de las señales obtenidas. Del mismo modo sucede con el tercer nivel el cual toma la señal de corriente y lleva la señal al sistema dq0. Finalmente el último bloque toma ambas señales entrantes y entrega valores de potencia activa y reactiva. Cada una de estas señales (9) originadas durante cada uno de los procesos servirán en los sistemas de control a detallar posteriormente.

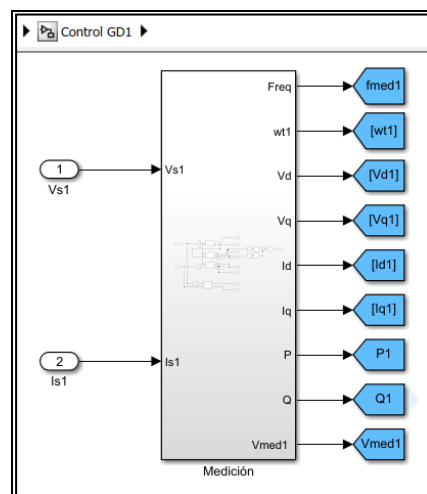


Figura 2.6 Bloque de medición

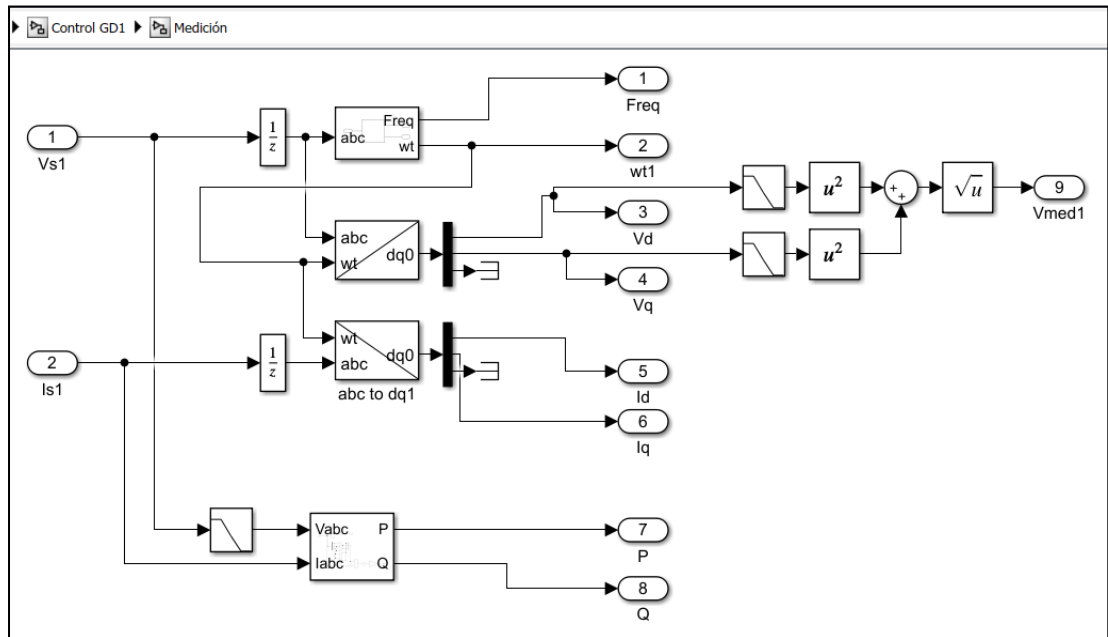


Figura 2.7 Composición del bloque de medición

2.7 Control Primario

El primer control que posee la microrred se basa en el análisis todas las señales obtenidas a través del bloque de medición, la finalidad de este bloque es determinar la señal de disparo que debe recibir el puente inversor y de esta manera entregar la potencia demandada por el sistema, esto puede observarse en la Figura 2.8.

Respecto a la Figura 2.9 muestra dos procesos, el primero de ellos encuentra el error de potencia activa provocado por la diferencia entre la señal referenciada y la potencia medida en dicho instante, obteniéndose así una señal de corriente respecto al eje d luego de la operación del PID. Esto permite obtener un error de corriente entre la referencia y el valor real, mismo que al ser afectado por el segundo PID nos permite obtener una señal de tensión respecto al eje d. El último bloque sumador es el encargado de entregar el voltaje de referencia de eje directo. De forma simultánea sucede para la obtención de la señal referencial de eje q, sin embargo, esta utiliza la potencia reactiva como señal de entrada.

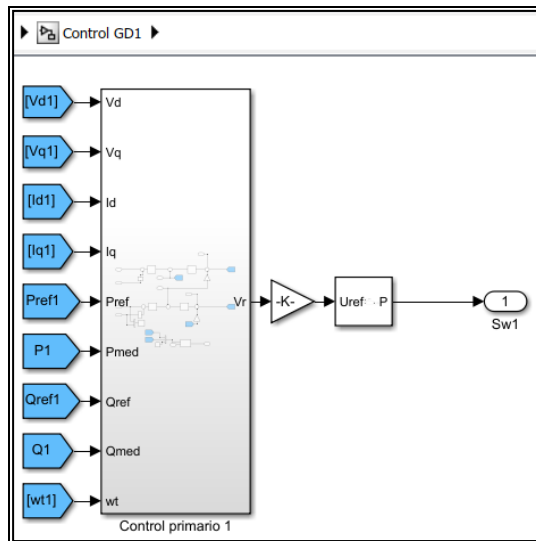


Figura 2.8 Control Primario

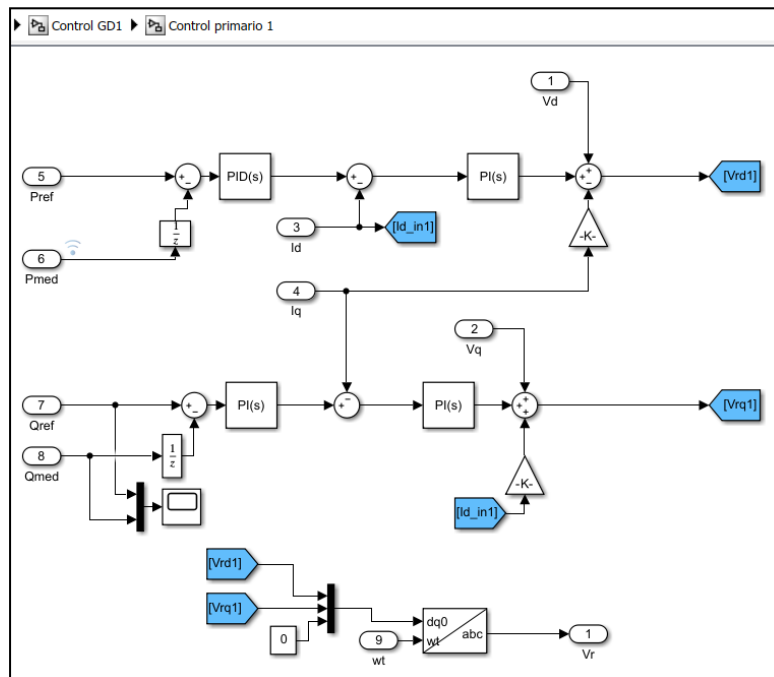


Figura 2.9 Composición del control primario

Parámetros de Control Primario		
Potencia Activa	P	0.93044
Potencia Reactiva	P	-0.12293
Corriente Id	P	94.51
	I	2.213e5
Corriente Iq	P	94.51
	I	2.213e5

Tabla 2.4 Controladores del Control Primario

El segundo sistema de control corresponde al control Droop o conocido también como control de potencia. La Figura 2.10 indica que este controlador recibe las señales de frecuencia y voltaje adquiridas por el control primario, para entregar finalmente los valores referenciales de potencia activa y reactiva.

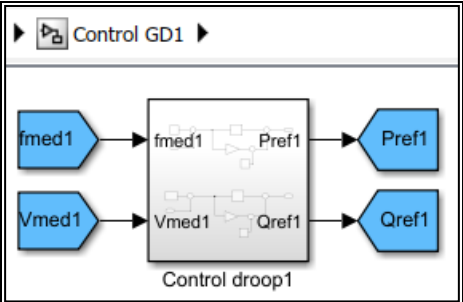


Figura 2.10 Bloque control Droop

Las Figuras 2.11 hace referencia al control de potencia activa a partir de la frecuencia, mientras la Figura 2.12 hace representa el control de potencia reactiva por medio de voltaje. Ambas parten encontrando sus respectivos errores (frecuencia y voltaje), el sumador ubicado en la parte inferior permite obtener el error de potencia potencia activa y reactiva respectivamente, esto se debe a que los steps almacenan valores referenciales de potencias calculados previamente a su implementación y que serán detallados posteriormente, mientras que la ganancia con pendiente m1 y m2 son los valores preestablecidos por el usuario e indican el rango máximo de operación de la red, generalmente no mayor al 5%. Finalmente la señal de referencia es obtenida mediante el error de potencia y la potencia obtenida mediante la actuación del PID calculado.

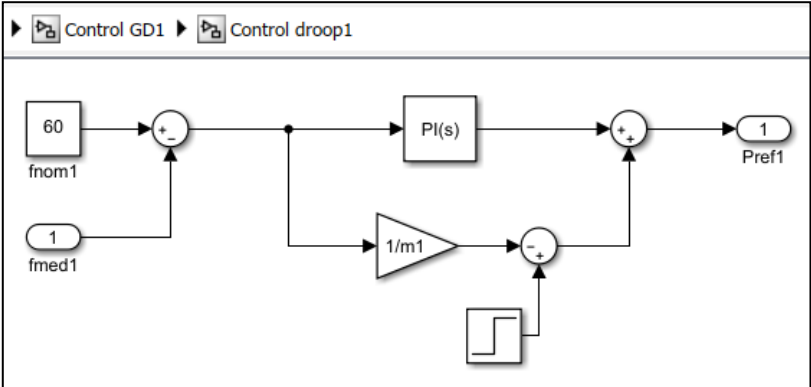


Figura 2.11 Control Droop – Control P-f

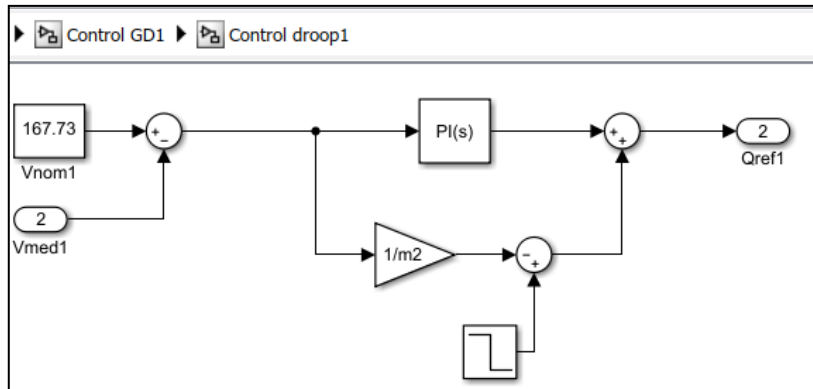


Figura 2.12 Control Droop – Control Q-V

Parámetros de Control Droop		
Potencia Activa – Frecuencia	P	-1.4041
	I	-29.9436
	m1	-400
	Fnom	60 Hz
Potencia Reactiva - Voltaje	P	-0.4041
	I	-19.9436
	m2	-272.7273
	Vnom	167.73 V

Tabla 2.5 Parámetros de Control Droop

2.8 Bloque de medición

Es el encargado de entregar al usuario la visualización correspondientes de las señales medidas y referenciales. De tal manera, los scopes permiten observar el comportamiento y los sistemas de control en funcionamiento. Esto puede tomar varios segundos antes de alcanzar la estabilidad del sistema.

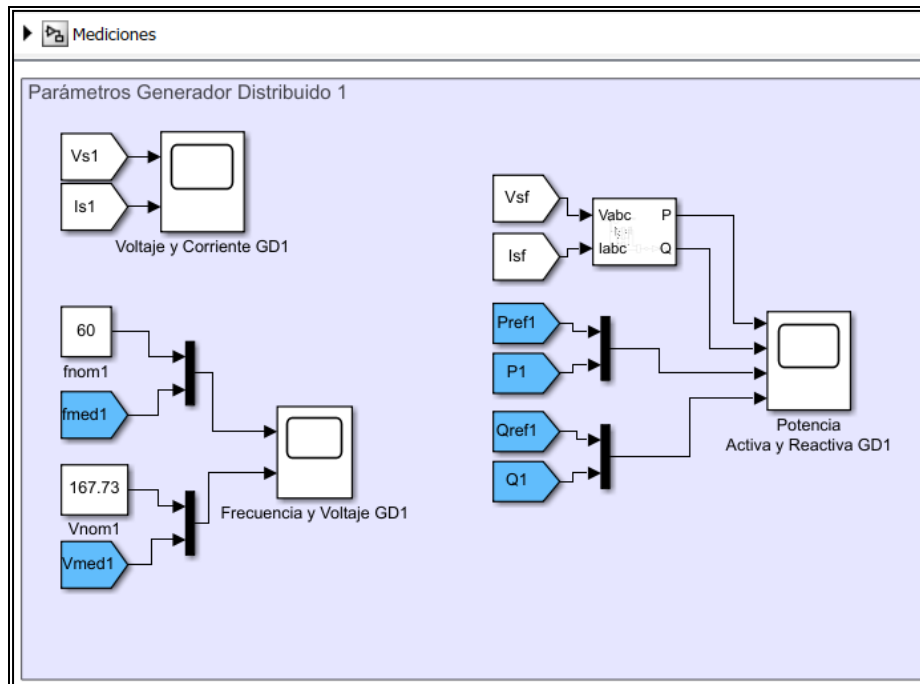


Figura 2.13 Bloque de mediciones de parámetros

2.9 Estimación de PID

Desconectar los puentes inversores y dejar el sistema aislado funcionando solo entre las cargas y la fuente de generación principal, luego de esto es necesario correr el flujo de potencia mediante el bloque powergui.

Defina cada una de las barras, para ello utilice la herramienta load Flow bus que permita identificar cada uno de los nodos, al concluir su ubicación es necesario configurar el bloque powergui con los valores correspondientes al sistema y finalmente correr el flujo de potencia, de esta manera se obtiene la información correspondiente al consumo de potencia activa y reactiva, la ventaja que da Matlab es que permite tomar estos valores como condiciones iniciales para el sistema, tal como se muestra en la Figura 2.14.

Block type	Bus type	Bus ID	Vbase (V)	Vref (pu)	Vangle (deg)	P (kW)	Q (kvar)	Qmin (kvar)	Qmax (kvar)	V_LF (pu)	Vangle_LF (deg)	P_LF (kW)	Q_LF (kvar)	Block Name
1	Bus	BUS_1	208.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.00	Load Flow Bus
2	Bus	BUS_2	208.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.00	Load Flow Bus1
3	Bus	BUS_3	208.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.00	Load Flow Bus2
4	RLC load PQ	*1*	208.00	1	0.00	0.70	0.53	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	Three-Phase Series RLC Load3
5	RLC load PQ	*2*	208.00	1	0.00	0.88	0.53	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	Three-Phase Series RLC Load
6	RLC load PQ	*3*	208.00	1	0.00	0.88	0.35	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	Three-Phase Series RLC Load2
7	RLC load Z	*4*	208.00	1	0.00	0.88	0.53	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	Three-Phase Series RLC Load1

Update Add bus blocks Compute Ready! Apply to Model Report Help Close

Figura 2.14 Flujo de potencia del sistema base

Mediante el uso de interruptores se ingresarán cada uno de los inversores en tiempos distintos tomando en consideración los valores medidos previamente ($P= 0.88$ kW y $Q= 0.53$ kVAR, los inversores a utilizar deben tener la misma potencia calculada de manera que la red no entregue potencia aun así se encuentre conectada, de esta forma puede salir de funcionamiento, ya que, la potencia aportada llegue a valores cercanos a cero.

Para saber los valores correctos de los PID a implementar en los controladores de potencia activa y reactiva respectivamente, es necesario realizar el siguiente análisis:

Partiremos el análisis por el control de potencia activa del primer inversor. Para esto tome en consideración el PID ubicado luego del diferencial de potencia, donde la señal saliente del mismo será reemplazada por una fuente generadora de pulsos (STEP).

Coloque un scope en el cual se visualicen las señales del step y la señal de referencia en la entrada, adicionalmente configure el elemento de manera que la información simulada pueda almacenarse en un arreglo dentro del workspace.

Mediante la extracción de los valores en variables aleatorias y simulándolas de manera adecuada en el intervalo correspondiente, se obtiene el comportamiento de la planta, de esta manera mediante las herramientas de Matlab se diseña un controlador que se ajuste al sistema y reduzca las perturbaciones de las señales.

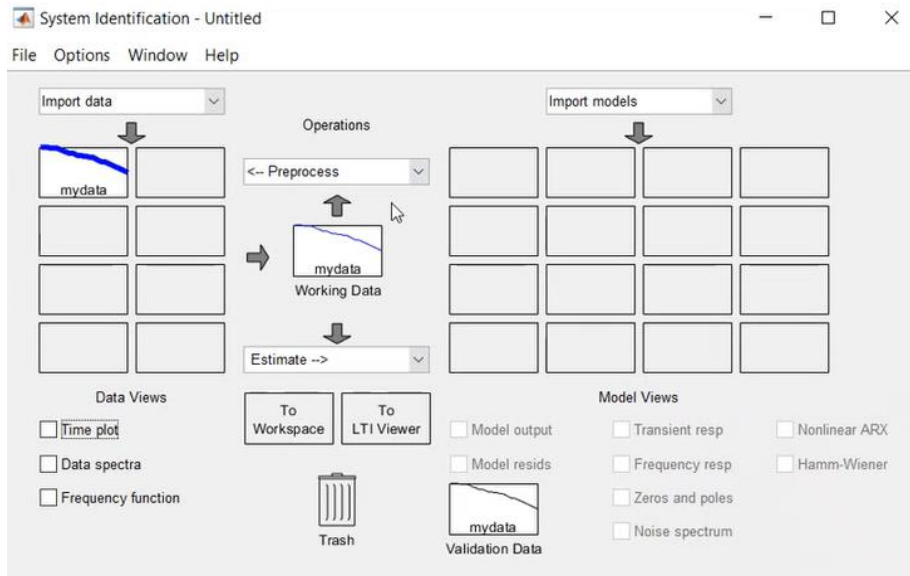


Figura 2.15 Ingreso de función tomada

Diríjase a la opción estimar → Transfer Functions → Modifique el número de polos y zeros a colocar en el controlador de manera que la función estimada tenga un alto nivel de similitud.

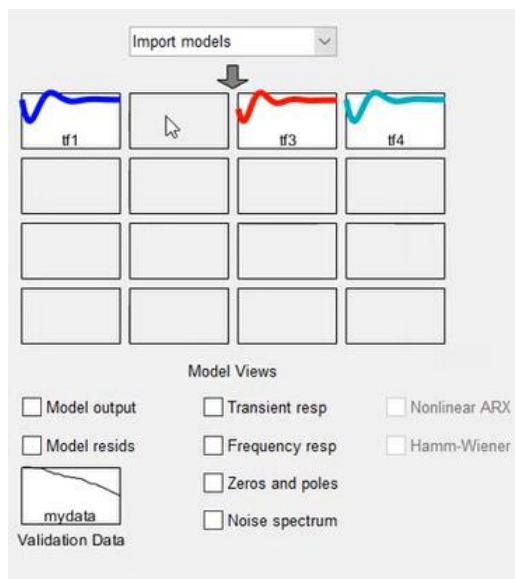


Figura 2.16 Estimación de funciones de transferencia

La mejor función de transferencia debe ser enviada al workspace, para su respectivo análisis mediante la herramienta PID Tuner de Matlab.

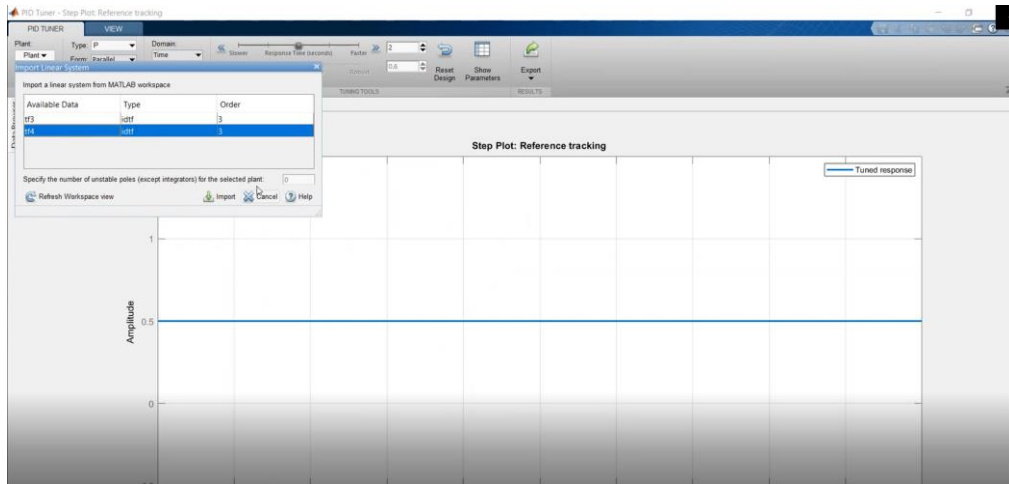


Figura 2.17 Importación de función más acertada

Importe la función previamente estimada y seleccione el tipo de controlador a implementar, ya sea P,I,D,PI,PID, entre otros. Es importante tomar en consideración valores referenciales como OverShoot y tiempo de actuación los cuales nos permiten tener un sistema mucho más rápido y efectivo. Tome los valores cálculos tal como se muestra en la Figura 2.18 e ingréselos en el controlador según el tipo escogido.

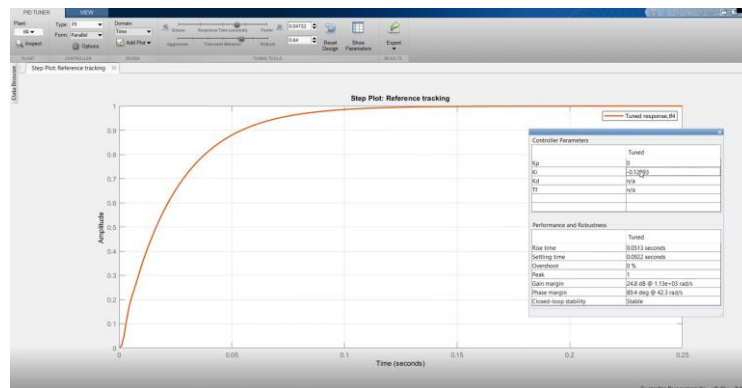


Figura 2.18 Dimensionamiento del controlador

Para finalizar reconecte el sistema del mismo modo en el que se encontraba operando previamente y corra la simulación. De esta forma se pueden estimar cada uno de los PID del sistema sin importa la clase de control usado, cabe mencionar que conocer la señal entrante tiene gran relevancia.

2.10 Microrred Utilizada

Por medio de la Figura 2.19 se hace referencia a la microrred propuesta para el presente proyecto, la cual consta de una fuente generadora, dos fuentes de generación

distribuida, líneas de conexión, dos bloques de carga. De manera que cada GD posee sus respectivos bloques de control.

El sistema muestra una conexión en anillo de manera que las cargas pueden ser alimentadas por una u otra fuente, de este modo se garantiza la continuidad del servicio ante la salida de la generación principal o algún suceso que afecte directamente el sistema.

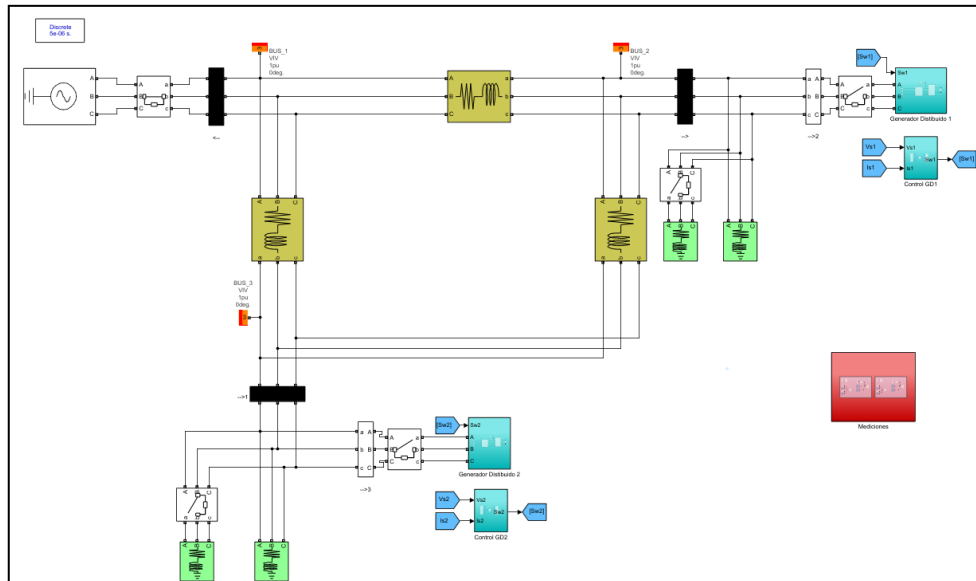


Figura 2.19 Microrred propuesta1

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

En el actual capítulo se presentan los resultados y el respectivo análisis de la respuesta de la microrred diseñada en el capítulo anterior ante 3 escenarios de operación distintos entre sí. El primer caso consistió en el reparto de la potencia demandada por la red entre los dos generadores distribuidos y la desconexión de la red convencional, con esto se consiguió que la microrred opere en modo isla; y para el segundo y tercer caso se observó el comportamiento de la microrred ante un ingreso y una salida de carga en el sistema de estudio, respectivamente.

3.2 Primer escenario de operación: Operación de la microrred en modo isla.

En este escenario los valores totales de potencia activa y reactiva demandados por la microrred fueron repartidos a los generadores distribuidos haciendo que la potencia entregada por la red convencional sea nula, siendo esta una condición adecuada para su desconexión de la microrred y así mantener la estabilidad.

Los tiempos para que GD1 y GD2 entren a operar en la microrred y para que la red convencional se desconecte fueron establecidos considerando que antes de su ingreso o salida los parámetros de la red hayan permanecido estables debido que la variación del estado de operación representa una perturbación para la microrred en análisis.

Así mismo, la potencia activa y reactiva que se les designó a cada GD para que suministre a la red fueron estimados manteniendo en cuenta las capacidades de estos y asegurándose de que la suma de las potencias designadas sea igual a la potencia total demandada por la microrred. Los valores de los parámetros que se mencionaron se presentan en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Valores de parámetros establecidos para el primer escenario.

Valores para el Primer escenario		
Generador Distribuido 1	Potencia Activa	0.863 kW
	Potencia Reactiva	0.280 kVAR
	Instante de ingreso	0.6 s
Generador Distribuido 2	Potencia Activa	0.863 kW
	Potencia Reactiva	0.280 kVAR
	Instante de ingreso	0.1 s
Red Convencional	Instante de salida	1.5 s

El análisis de los resultados del comportamiento de la microrred de este y demás escenarios, se realiza en base a los gráficos brindados por los scopes luego de la correspondiente simulación. Por lo tanto, para el actual caso de estudio se obtuvieron las curvas de potencia para el generador distribuido 1 y para el generador distribuido 2, evidenciando gracias a la Figura 3.3 que en el instante 0.1 s el GD2 se conectó a la microrred entregando los valores establecidos en la Tabla 3.1 llegando a estabilizarse alrededor del segundo 0.3 de la simulación, y como era de esperarse gracias a que el GD2 suministró parte de la demanda total de la potencia demandada, el aporte que realizaba el generador principal disminuyó a cerca de 0.85 kW y 0.25 kVAR, comportamiento notorio en la Figura 3.1. Luego, en la Figura 3.2 se observa que el GD1 ingresó a operar al segundo 0.6 en la microrred entregando la potencia suficiente para que el generador principal llegue a valores casi nulos.

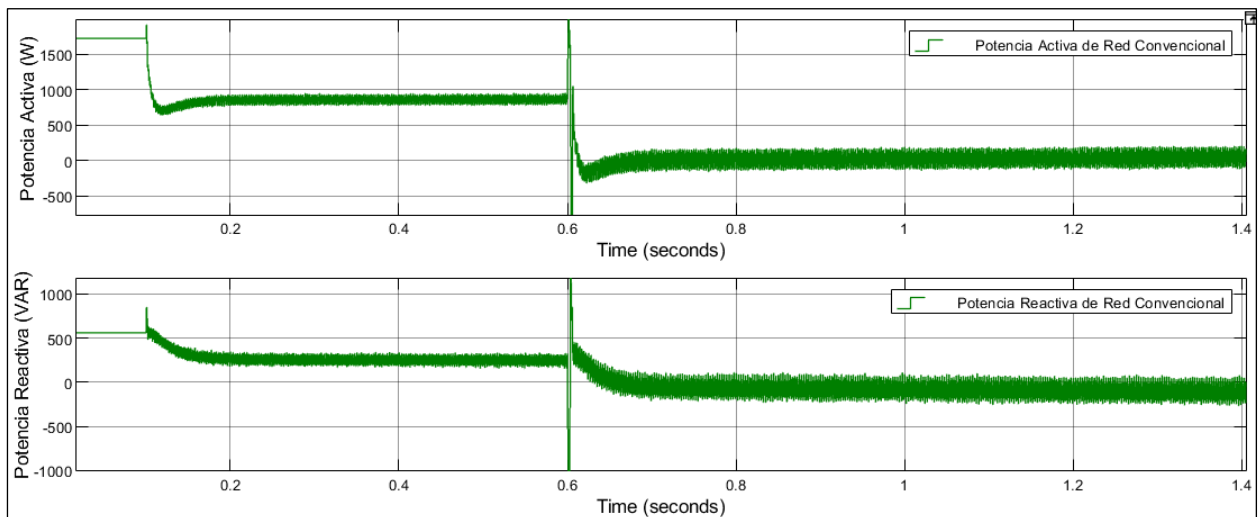


Figura 3.1 Curvas de Potencia Activa y Reactiva del Generador Principal.

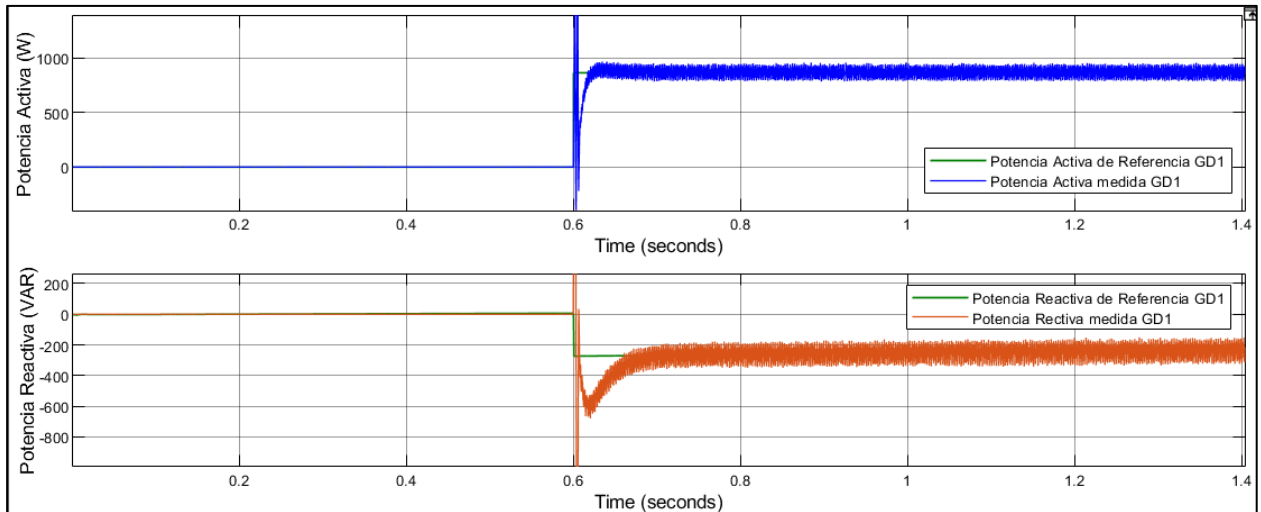


Figura 3.2 Potencia Activa y Reactiva del Generador Distribuido 1.

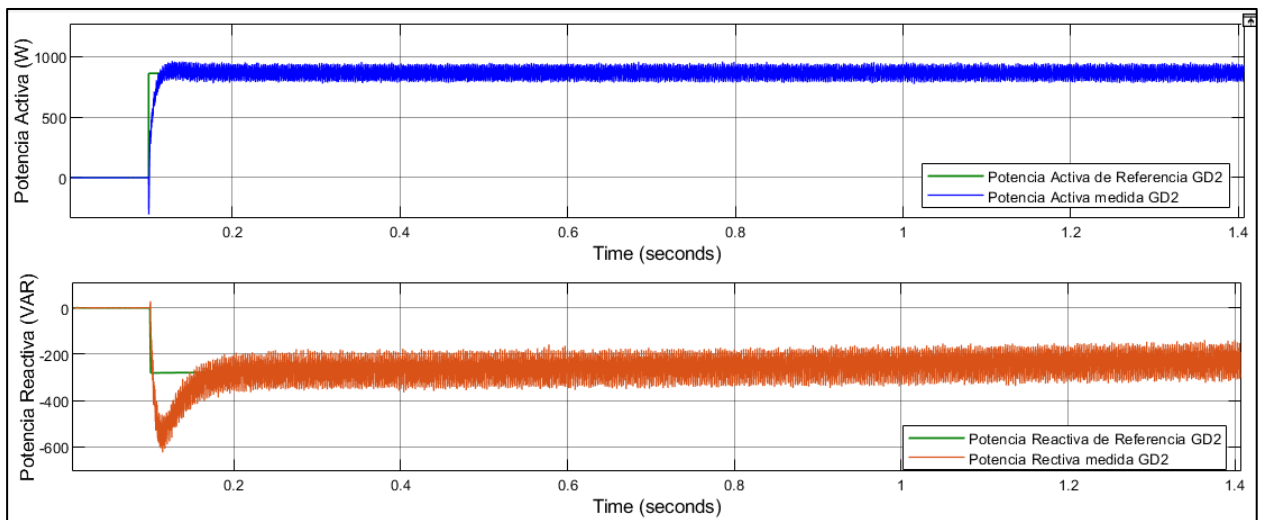


Figura 3.3 Potencia Activa y Reactiva del Generador Distribuido 2.

Ahora, para el análisis de los resultados del comportamiento de la frecuencia en la microrred, tema principal del presente trabajo, observamos la Figura 3.4 y Figura 3.5 en las cuales se nota que hasta antes de 1.5 s de simulación se presentaron 3 perturbaciones en la frecuencia, la primera por el transiente propio del sistema y luego otras 2 como consecuencia del ingreso de la generación distribuida, sin embargo, luego de que alcanzó picos máximos de 60.07 Hz y mínimos de 59.98 Hz, la frecuencia se logró estabilizar a un valor muy cercano a la referencia luego de 0.2 s después de cada alteración.

Además de la frecuencia, en la Figura 3.4 y Figura 3.5, se observa la respuesta del voltaje en el punto de conexión común de cada GD, los voltajes en los PCC luego de la primera perturbación a 0.1 s de simulación se estabilizaron en 119.1 V para GD1 y 119.6 V para GD2 tomándose 0.1 s para llegar a régimen estable, por otro lado, pasado 0.1 s de la

segunda alteración a 0.6 s de simulación alcanzaron la estabilización en 120.1 V para GD1 y GD2.

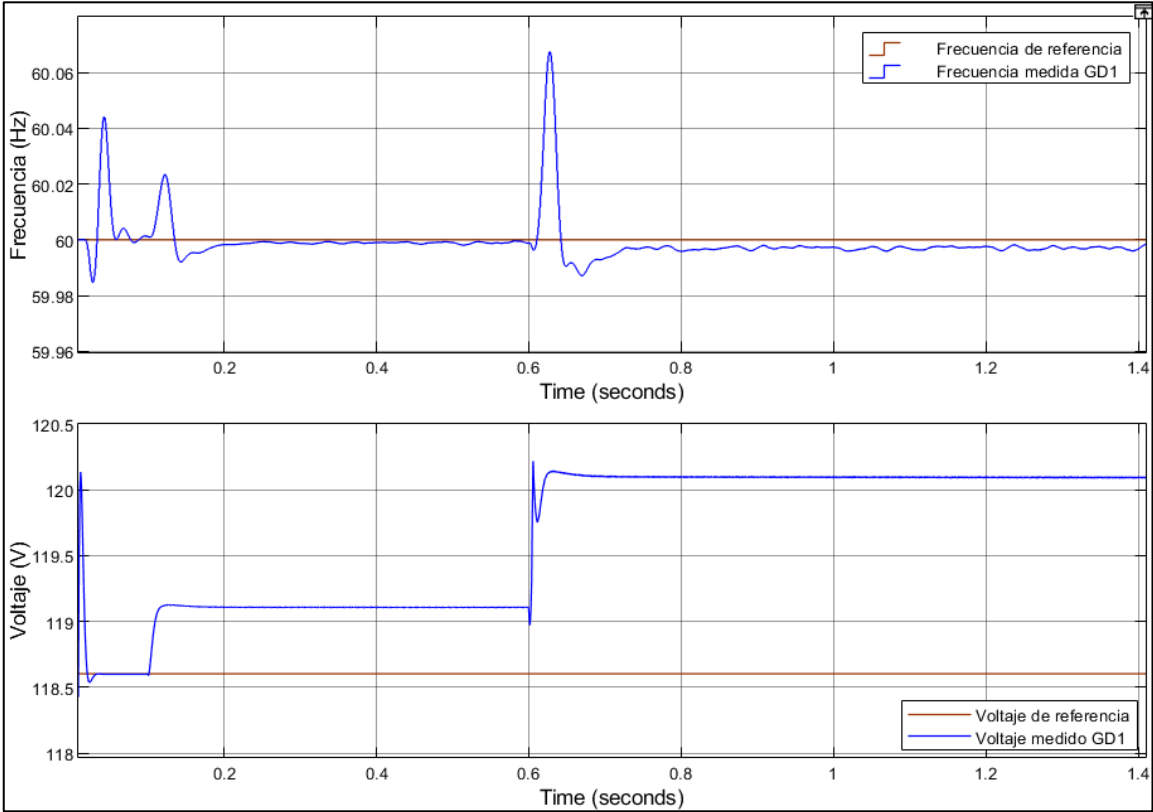


Figura 3.4 Respuesta de Frecuencia y Voltaje en PCC de GD1

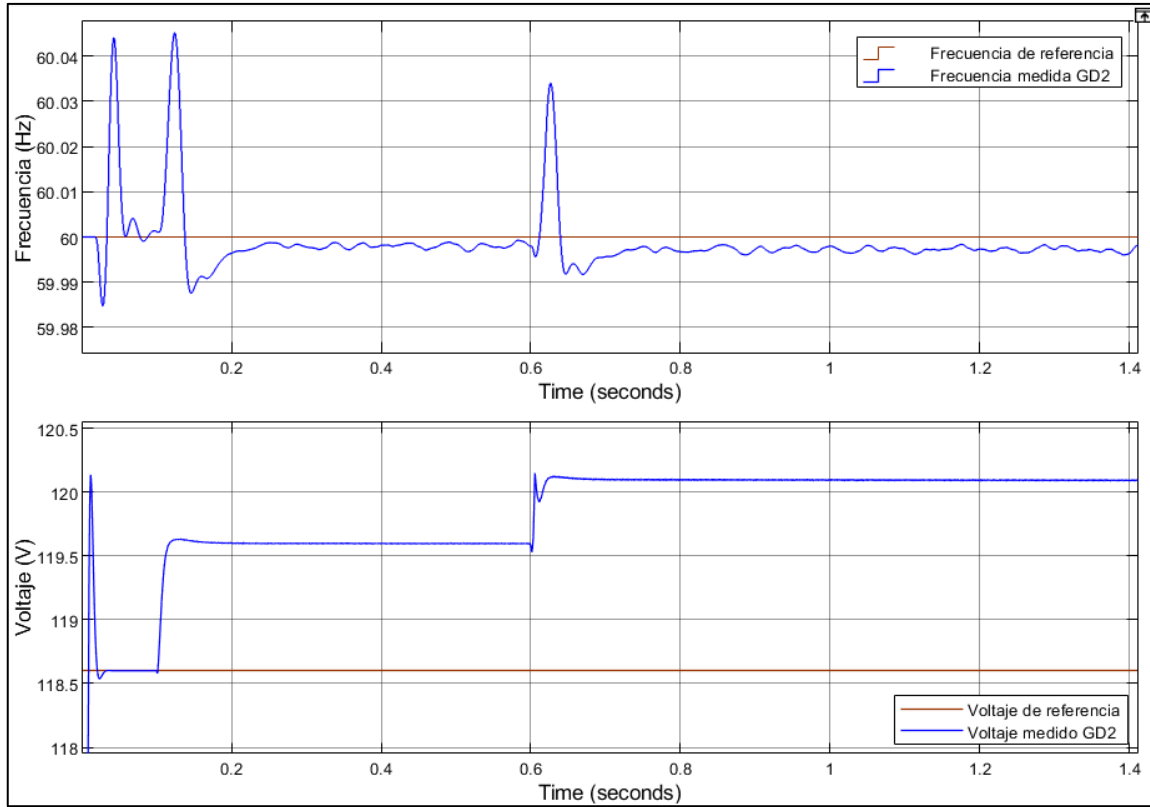


Figura 3.5 Respuesta de Frecuencia y Voltaje en PCC de GD2.

Los resultados revisados anteriormente fueron hasta antes de que el generador principal salga de servicio, es decir hasta antes de 1.5 s, ahora analizaremos los resultados que se obtuvieron luego de dicho acontecimiento.

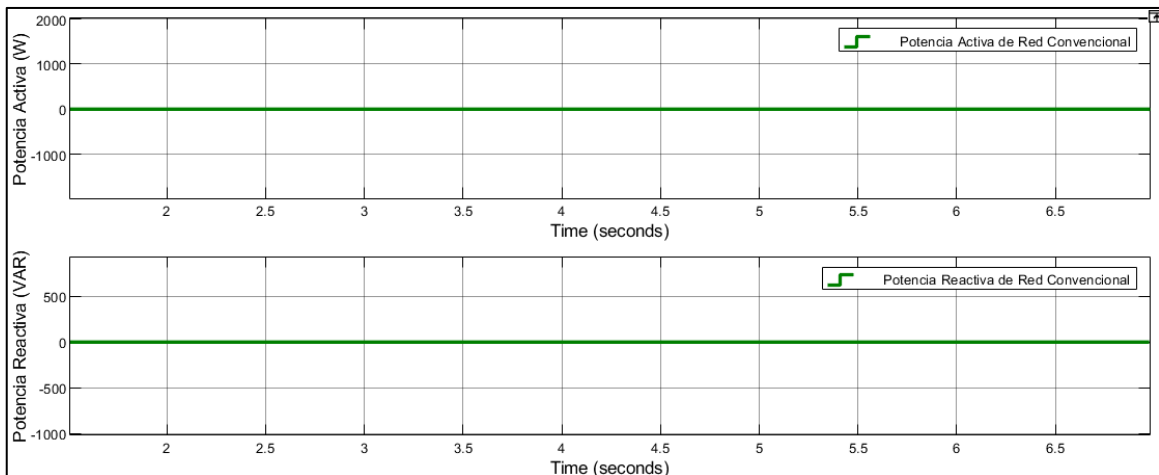


Figura 3.6 Potencia Activa y Reactiva del Generador Principal.

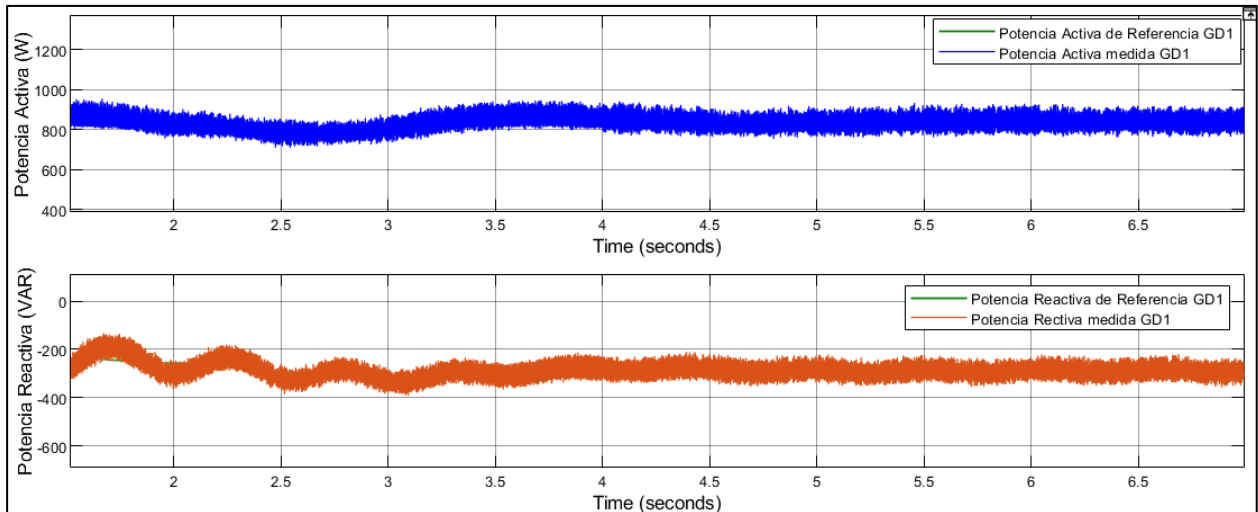


Figura 3.7 Potencia Activa y Reactiva del Generador Distribuido 1.

En la Figura 3.6 se aprecia como, después de 1.5 s, la potencia entregada por el generador principal fue 0 y en la Figura 3.7 vemos como se presentó una oscilación en el perfil de potencia activa y reactiva entregada por DG1 a la microrred que ya cerca de 6 s logró estabilizarse.

En la potencia activa y reactiva suministrada a la red por DG2, que se observa en la Figura 3.8, se presentaron oscilaciones similares a las presentes en DG1 y de igual manera se logró estabilizar a los 6 s de simulación. Es evidente que se llegó a que la microrred funcione en modo isla con dos generadores distribuidos.

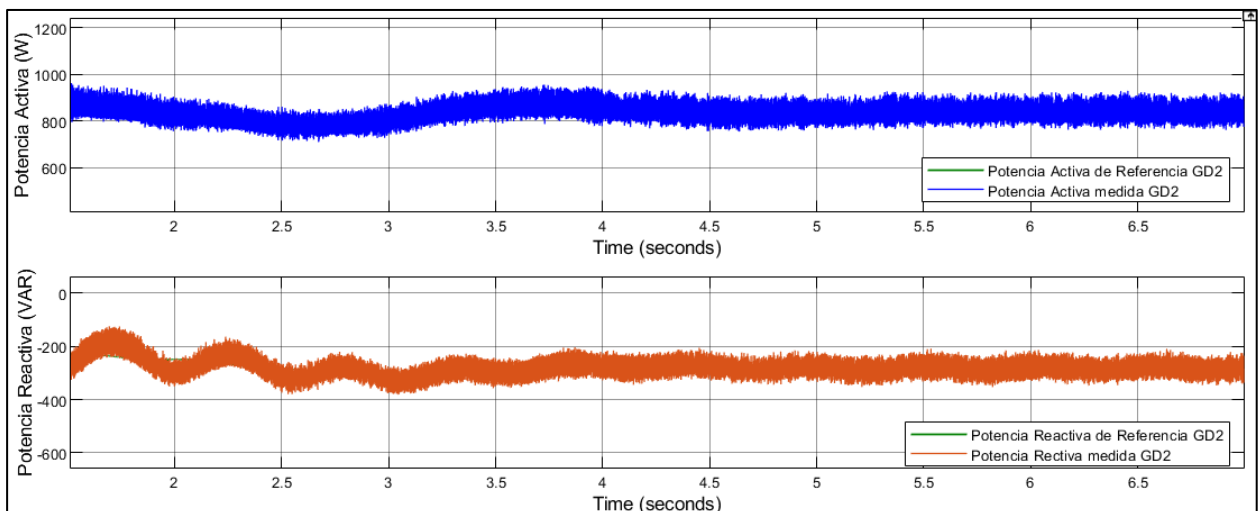


Figura 3.8 Potencia Activa y Reactiva del Generador Distribuido 2.

Y para finalizar los resultados que se obtuvieron en el presente caso de estudio, se aprecia en la Figura 3.9 la variación de la frecuencia y voltaje de la microrred en ambos

puntos de conexión común pertenecientes a cada generador distribuido luego de la desconexión de la generación principal.

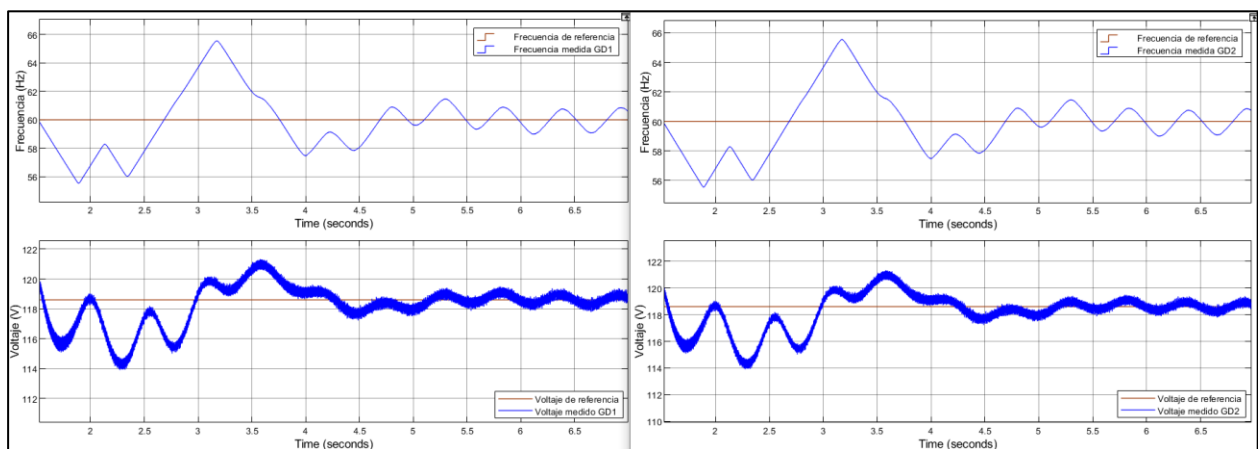


Figura 3.9 Respuesta de la frecuencia y Voltaje en los PCC.

Los parámetros medidos en ambos PCC presentaron similitudes en el comportamiento y en los valores alcanzados, es así como luego 1.5 s en el trayecto a la estabilización de la frecuencia se alcanzaron valores mínimos de 56 Hz y máximos de 65 Hz tomándose finalmente 5.5 s para llegar a una condición estable, se aprecia que luego de los 6 s simulados se mantuvo una oscilación en la frecuencia con valores entre 61 Hz y 59 Hz.

Por otro lado, la respuesta del voltaje luego de 1.5 s presentó picos mínimos de 114 V y picos máximos de 121 V llegando a estabilizarse luego de 7 s de simulación en donde luego conservó una oscilación de entre 119.5 V y 118 V.

3.3 Segundo escenario de operación: Aumento de carga en la microrred en modo isla.

Para conseguir resultados para este y el siguiente escenario de operación se considera a la microrred en modo de operación aislado, es decir, la demanda de potencia del sistema la suplían los dos generadores distribuidos y no existía conexión alguna de la microrred con el generador principal.

Para la simulación de este caso de estudio se consideró un aumento de carga a la microrred, esta alteración se la ingresó a los 7 s de la simulación

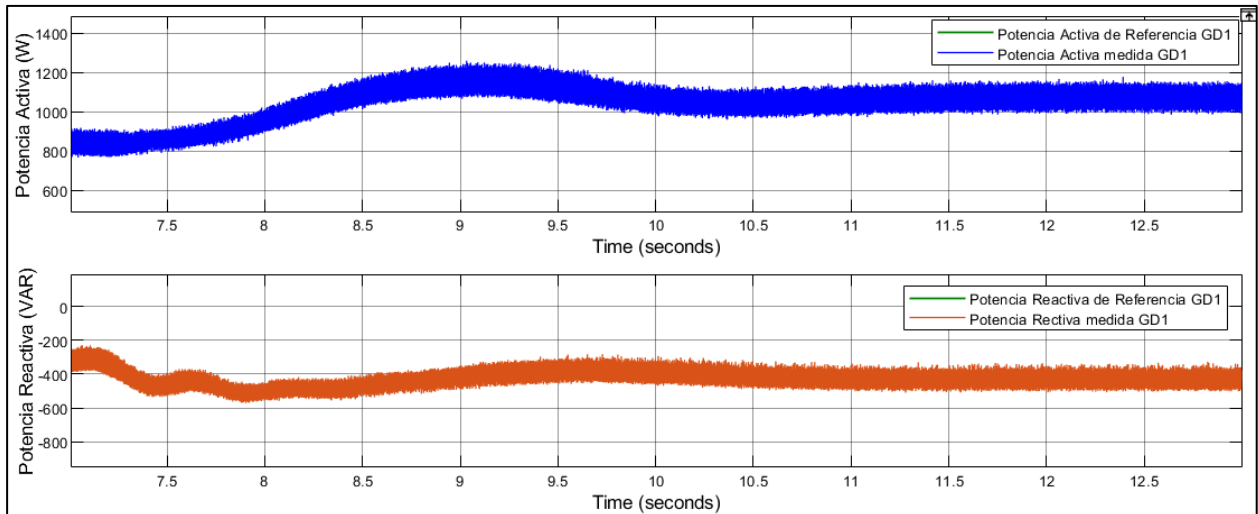


Figura 3.10 Potencia Activa y Reactiva GD1 en ingreso de carga.

En la Figura 3.10 y Figura 3.11 se logra apreciar cómo se comportó el aporte de activos y reactivos brindado por cada GD a la microrred aislada, se evidencia que luego de 7 s se presenta un disturbio que ocasionó una fluctuación en las curvas. Para ambos GD se presentó la misma oscilación, previo a la perturbación cada generador aportaba con 0.83 kW y 0.25 kVAR, luego de la potencia fluctuó alcanzando un pico máximo de 1.2 kW en activos y 0.53 KVAR en reactivos y finalmente alcanzó a estabilizarse luego de 4 segundos. Finalmente, ya en estabilización cada GD quedó entregando a la microrred cerca de 1.0 kW de potencia activa y 0.40 kVAR de potencia reactiva.

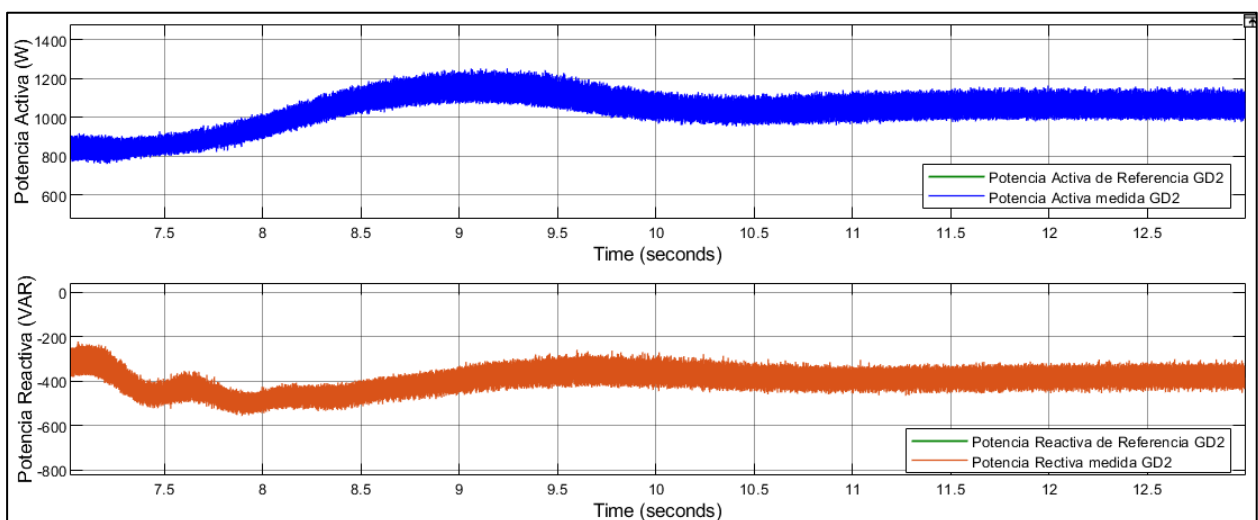


Figura 3.11 Potencia Activa y Reactiva GD2 en ingreso de carga.

Para la revisión del comportamiento de la frecuencia tenemos en la Figura 3.12 el cambio ocasionado por el ingreso de carga a la red en estudio, en ambos puntos de conexión común se notó una respuesta similar en la cual luego de la perturbación la frecuencia alcanzó un pico máximo de 70.6 Hz y un pico mínimo de 54 Hz y se logró

controlarse luego de 5 s llegando a la estabilización completa de los parámetros; respecto al voltaje se presentó una caída brusca de 118.6 V hasta 104.6 V, luego alcanzó un valor máximo de 123 V y finalmente alcanzó la estabilización a 118.5 V luego de 5 s.

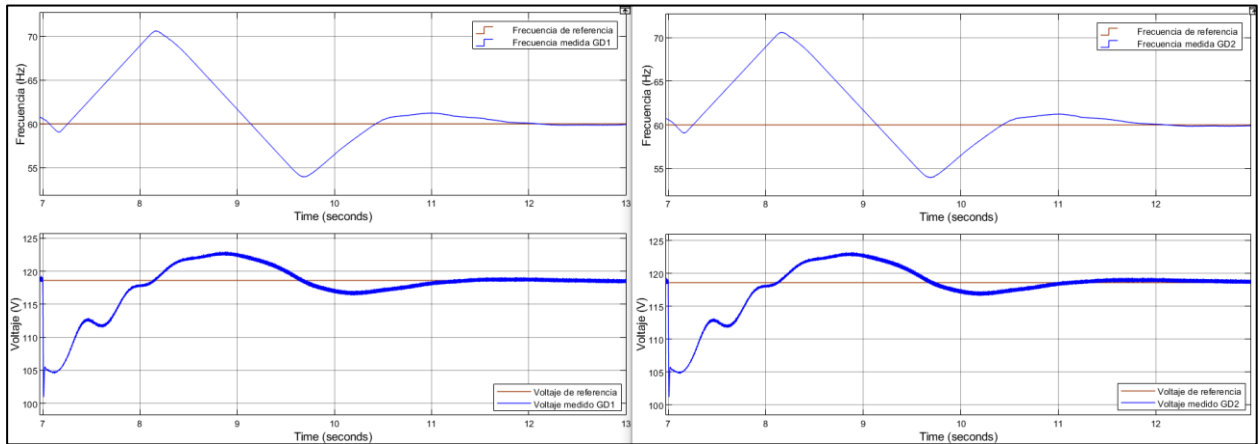


Figura 3.12 Frecuencia y Voltaje en los PCC en ingreso de carga.

3.4 Tercer escenario de operación: Reducción de carga en la microrred en modo isla.

Para la obtención de resultados del actual escenario de operación se consideró una salida de carga de la microrred a los 7 s de simulación. En la Figura 3.13 se evidencia el cambio en los valores de potencia, vemos que antes del evento anteriormente mencionado GD1 se encontraba aportando a la microrred 0.85 kW de potencia activa y 0.28 kVAR de potencia reactiva, luego de la salida de carga experimentó un transiente en donde alcanzó un pico mínimo de 0.7 kW y 0.3 kVAR en activos y reactivos, respectivamente.

Finalmente, para llegar a estabilizarse a un valor de 0.75 kW y 0.25 kVAR se tomó alrededor de 3 s. Este comportamiento presentó igualdad con el que experimentó la potencia del GD2, el cual se aprecia en la Figura 3.14.

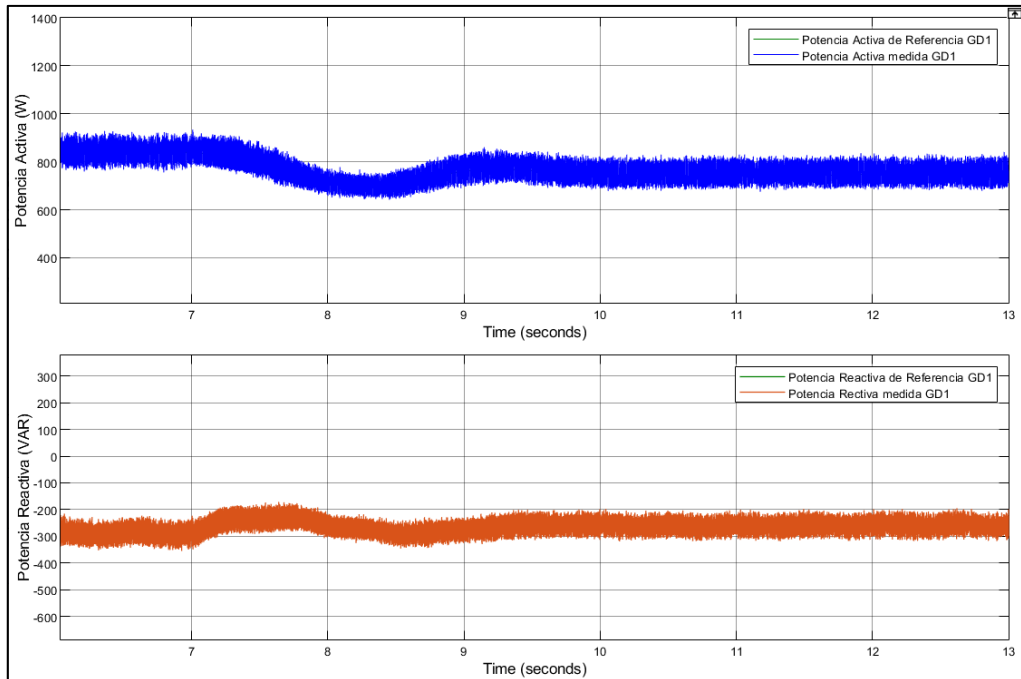


Figura 3.13 Potencia Activa y Reactiva GD1 en salida de carga.

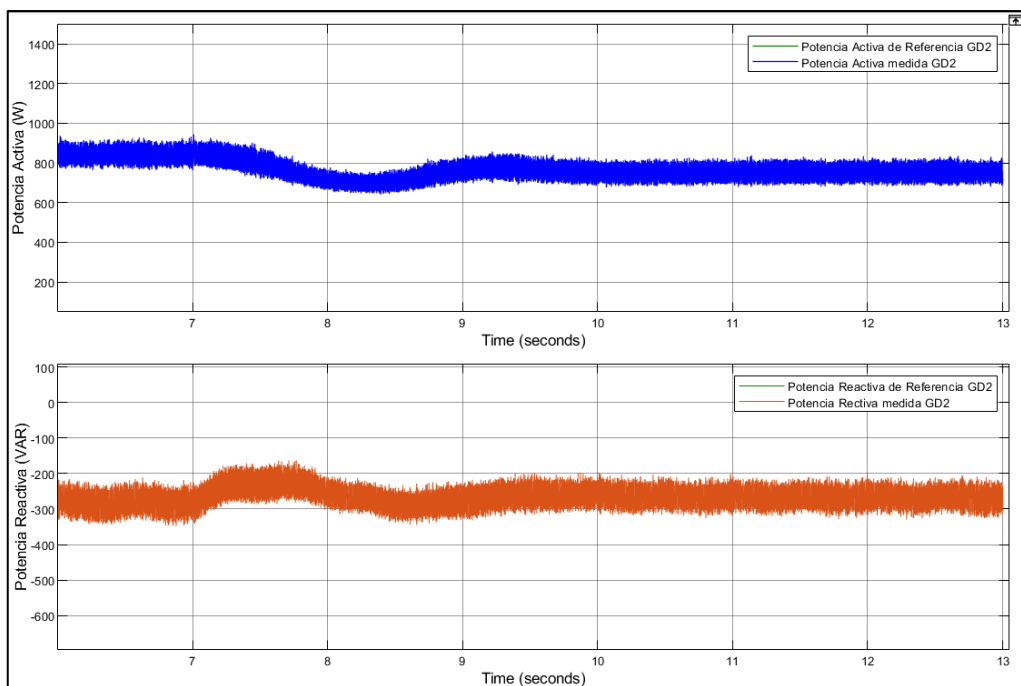


Figura 3.14 Potencia Activa y Reactiva GD2 en salida de carga.

En el análisis de la respuesta de la frecuencia de la microrred observamos la Figura 3.15, la cual nos brinda información del comportamiento de la frecuencia ante la perturbación de disminución de carga, se notó que luego de 7 s de simulación la frecuencia experimentó un transiente tomando valores mínimos de 53 Hz y máximos de 65 Hz y llegó a estabilizarse a un valor alrededor de los 60 Hz luego de 4 s transcurridos.

En la Figura 3.15 además de la frecuencia se analiza la respuesta del voltaje el cual alcanzó un pico máximo de 125 V luego pasó por un valor mínimo de 114 V y finalmente se estableció en 119 V como estabilidad luego de 12 s de simulación.

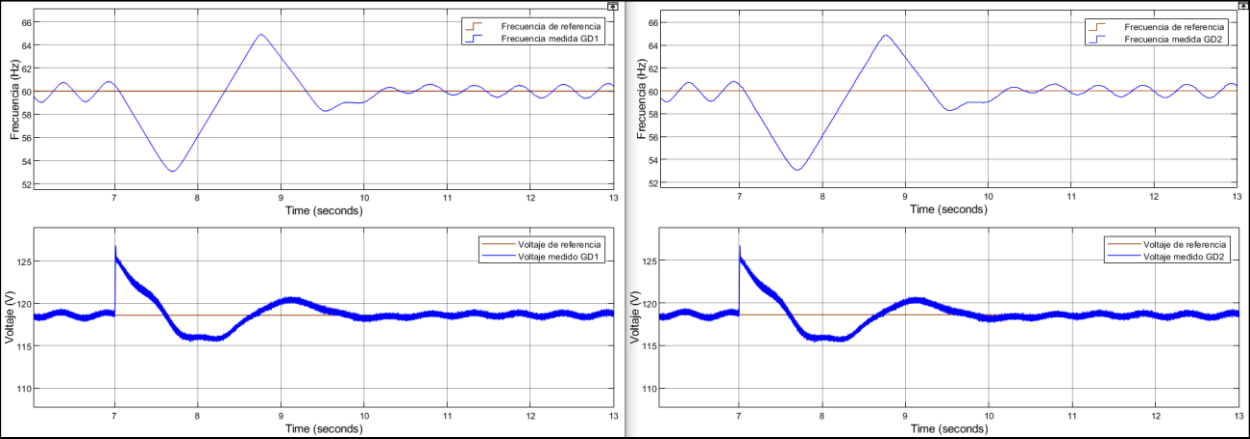


Figura 3.15 Frecuencia y Voltaje en los PCC en salida de carga.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

Se consigue desarrollar un sistema de control que permite la regulación de frecuencia en una microrred en operación aislada basado en la variación de la potencia activa y reactiva suministrada por fuentes de generación distribuidas ante la entrada o salida de carga garantizando la estabilidad de los parámetros de la microrred.

El sistema eléctrico inicial que se construyó para el posterior acoplamiento de los generadores distribuidos está constituido por un generador principal que equivale a la red convencional, además de 3 barras conectadas entre sí de las cuales 2 de ellas presentan bloques de carga conformando un sistema eléctrico en anillo con un voltaje base de 208 V, potencia base de 3.5 kVA y frecuencia de 60 Hz.

El modelamiento de las ecuaciones que rigen el control de parámetros de las unidades de generación distribuida considera lazos internos y externos de corriente y voltaje que junto al control droop P-f y Q-V establecidos y la estimación de los controladores PI definieron finalmente el comportamiento de los GD en el sistema en estudio. Con lo cual se consigue que las potencias suministradas por los GDs sigan las referencias necesarias para mantener la estabilidad del sistema.

Para que la microrred opere en modo isla se usa un generador principal que inicialmente suministra toda la demanda de potencia del sistema, luego los generadores distribuidos ingresan progresivamente encargándose de suministrar totalmente la demanda para así lograr que el aporte del generador principal sea nulo con lo cual se alcanza una desconexión controlada del GP asegurando una correcta transición de una microrred acoplada a una microrred autónoma. Este se considera como el primer escenario de operación en donde se analiza las perturbaciones ocasionadas en la conexión de los GDs y la desconexión del GP, obteniendo resultados apropiados respecto a la regulación de frecuencia en cada evento de conexión de GDs, en la cual se presenta una variación máxima de 0.06 Hz y un tiempo de estabilización de máximo 0.2 Hz. Sin embargo, el control del voltaje en los PCC no es el adecuado bajo estas condiciones debido a que el voltaje de estabilización que se llega a tener presenta una diferencia de hasta 3 V respecto a la referencia. El último evento de este escenario hace

referencia a la salida del GP llegando a tener una diferencia de hasta 5 Hz en la frecuencia, valor desfavorable debido a que una correcta regulación permite hasta un 5%.

Luego del análisis del segundo y tercer escenario de operación se concluye que el control de potencia realizado es el adecuado debido a que responde a el aumento y disminución de la potencia demandada por la microrred, sin embargo, en definitiva el control de la frecuencia frente a la perturbación ocasionada por salida del generador principal no es el mejor, se rescata la estabilización final a valores adecuados tanto de frecuencia como de voltaje en los PCC pero en el transiente se llegan a tener diferencias de hasta 10.6 Hz respecto a la referencia de 60 Hz y de hasta 14 V respecto a la referencia de 118.5 V.

4.2 Recomendaciones

Los resultados obtenidos en el presente trabajo dan paso a futuros análisis dirigidos al efecto que representa la variación de frecuencia y voltaje en las cargas, impedancias de línea, elementos basados en electrónica de potencia y demás componentes que forman parte de un sistema eléctrico.

Por otro lado, mediante el estudio de métodos de optimización es posible implementar un tercer nivel de control capaz de repartir de manera optima las cargas y obtener así la máxima eficiencia del sistema.

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Paolo Piagi and Robert H. Lasseter, "Autonomous Control of Microgrids," in Proceeding of IEEE/PES General Meeting, June 2006.
- [2] M. Cuenca, D. Figueroa, "Planeación estratégica del sector energético en Ecuador 2010-2030", Quito, 2012.
- [3] L. Philipson, "Distributed and Dispersed Generation: Addressing the Spectrum of Consumer Needs," in Proceedings of IEEE/PES Summer Meeting, vol. 3, pp. 1663- 1665, July 2000.
- [4] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, and P. Crossley, Microgrids and Active Distribution Networks. London, United Kingdom: IET, 2009.
- [5] R. H. Lasseter, "Microgrids," in Proceedings of IEEE/PES Winter Meeting, vol. 1, pp. 305-308, August 2002.
- [6] P, Prashant, "Modeling, Stability Analysis and Control of Renewable Driven Islanded and Grid Connected Microgrids", Indian Institute of Technology Hyderabad, Department of Electrical Engineering, June 2011.
- [7] K. A. Nigim and Wei- Jen Lee, "MicroGrid Integration Opportunities and Challenges," in Proceedings of IEEE/PES General Meeting, pp. 1-6, June 24-28, 2007.
- [8] A. M. A. el Motaleb, "Technical and economical analysis of isolated microgrids," Ph.D. dissertation, Universidad de Oviedo, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, de computadores y sistemas, March 2013.
- [9] D. Hart, Power Electronics. Tata McGraw-Hill, 2011.
- [10] R. Diaz, C. Davila, "Simulación y Análisis de un inversor trifásico usando Matlab/Simulink".
- [11] J. Vasquez, J. Guerrero, J. Miret, and Castilla., "Hierarchical control of intelligent microgrids," Industrial Electronics Magazine, IEEE, vol. 4, no. 4, pp. 23–29, Dec 2010
- [12] J. Morales R., "Operación y Control de Micro-Redes Operando en Modo Aislado", Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2015.

6. APÉNDICES

APÉNDICE A

Código para inicialización del sistema

```
% Parametros
Pmax    = 3500; %Potencia base del sistema
f       = 60; %frecuencia nominal del sistema
Rchoke  = 20e-3; %Resistencia de filtro
Lchoke  = 7e-3; %Inductancia de filtro
Ts      = 5e-6; %Tiempo de muestreo
Vl      = 208; % Voltaje linea a linea nominal
Sbase1=Pmax;
Vbase1=Vl;
Zbase1=(Vbase1^2)/Sbase1;
Rchokelpu=Rchoke/Zbase1;
Lchokelpu=(Lchoke*2*pi*60)/Zbase1;
Rl1=0.5; % Resistencia de linea
Ll1=0.314/(2*pi*60); % Inductancia de linea

m1=(1800-2000)/(60-59.5); % Pendiente control droop Pf
1/m1;

m2=(600-750)/(167.55-167);% Pendiente control droop QV
1/m2;

tin1=0.6; % Instante de ingreso DG1
tin2=0.1; % Instante de ingreso DG2
toutf=1.5; % Instante de salida Generador Principal
% Obtencion de funcion de transferencia de la planta para
posterior estimacion de controladores
% Se necesitan valores de entrada y salida, estos se
guardan en arreglos generados por Scopes PI1 para el
siguiente ejemplo
% t=PI1(:,1); %Se obtiene el vector tiempo
% m=t>=0.5; %Se obtiene el rango de tiempo en la cual
ocurre la perturbacion
% u=PI1(m,2);%Se obtiene el vector entrada en el rango de
tiempo escogido
% y=PI1(m,3);%Se obtiene el vector salida en el rango de
tiempo escogido
% t=PIDr(:,1);
% m=t>=4.5;
% u=PIDr(m,2);
% y=PIDr(m,3);
```