



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

**PLATAFORMA DE SIMULACIÓN PARA ESTUDIOS  
DE ESTABILIDAD EN UNA MICRORRED**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO**

**IGNACIO ANDRÉS ARMIJO LANDSKRON**

**PROFESOR GUÍA:  
PATRICIO MENDOZA ARAYA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
NICOLÁS MIRA GEBAUER  
RODRIGO MORENO VIEYRA**

**SANTIAGO DE CHILE  
2020**

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Eléctrico.  
**POR:** Ignacio Andrés Armijo Landskron  
**FECHA:** 08/04/2020  
**PROFESOR GUÍA:** Patricio Mendoza Araya

## **Plataforma de simulación para estudios de estabilidad en una microrred**

En las últimas décadas las microrredes han sido de enorme interés por los investigadores debido al gran aumento de generación distribuida y a la necesidad de electrificación de zonas aisladas. Más aún, el incremento de generación por medio de fuentes renovables ha generado mayores desafíos en esta área con respecto a mecanismos de control, arquitecturas de comunicaciones, estabilidad de tensión y frecuencia, entre otros.

Los diferentes esquemas de arquitectura y control que pueden existir en una microrred, así como también las diversas fuentes de generación que pueden operar, hace complejo actualmente modelar una plataforma que permita realizar estudios de estabilidad, de aquí nace la motivación y, a la vez, el objetivo principal del presente trabajo de título.

La plataforma se desarrolla en Simulink y se basa en un sistema uninodal que cuenta con un generador diésel con control P-Q y V-f según sea el caso, un generador eólico con pitch control, un generador solar de inyección fija y un sistema batería-inversor con control droop. También, como consumos, se modela un motor de inducción y una carga que refleja el consumo domiciliario.

Para evaluar el desempeño de la plataforma, se replica la operación real diaria de una microrred ubicada en el Norte de Chile en la comunidad de Huatacondo. Dicha microrred, opera de manera aislada de la red y su generación se basa en las mismas tecnologías implementadas en la plataforma donde el control de las variables eléctricas las realiza el inversor de las baterías y el generador diésel, el resto de los generadores se comportan como fuentes de corrientes.

De esta manera, se logra desarrollar una plataforma de simulación para estudios de estabilidad en una microrred con un alto grado de precisión de acuerdo con la operación real vista en Huatacondo. Además, se lograron simular algunos casos de interés como identificar las sobre corrientes en el proceso de sincronización del generador diésel. También, se analizó la importancia que cumplen los sistemas de almacenamientos conectado por medio de un inversor y la influencia que tiene la impedancia de conexión de este último sobre el control de tensión en la microrred. Por otro lado, hay que tener gran cuidado en el valor que se le asigna a los filtros de salida de los generadores ERNC ya que estos dependen del punto de operación haciendo un sistema inestable y con gran consumo de memoria computacional cuando se realiza una mala elección de valores. Finalmente, se muestra la relevancia que hay en realizar ajustes de control adecuados cuando se conectan dos o más máquinas rotatorias para amortiguar las oscilaciones de potencia generadas entre ellas.

# Agradecimientos

En primer lugar, quisiera agradecer a mi familia porque gracias a ellos he podido conseguir este gran logro. En toda la carrera me sentí apoyado por ustedes y siempre han estado acompañándome en las buenas y en las malas. Nada de esto sería posible sin ustedes.

En segundo lugar, y no menos importante, me gustaría agradecer a la persona que me empujó a finalizar este trabajo, Camille. Me diste la motivación para poder terminar esta etapa que tanto costó. Contigo empezamos una locura que poco a poco hemos ido construyendo en realidad.

También quisiera agradecer al profesor Patricio Mendoza por la confianza y ayuda brindada en el desarrollo de esta memoria. A Nicolás Mira por haberme ayudado en el desarrollo de los modelos y responderme cada vez que lo molesté con dudas. Y al profesor Rodrigo Moreno por querer participar dentro de la comisión.

Por último, muchas gracias a los amigos del colegio que siempre me han acompañado, a los compañeros eléctricos por las chelas y asados compartidos, al gran equipo de futbol Pikachu por todos esos campeonatos luchados, a los cabros del energylab y a todos los que estuvieron en este proceso y que quizás ahora nos hemos alejado por cosas de la vida.

Gracias totales!

# Tabla de contenido

1	Introducción.....	1
1.1	Motivación.....	1
1.2	Objetivos.....	2
1.2.1	Objetivo general .....	2
1.2.2	Objetivos específicos.....	2
1.3	Estructuras .....	3
2	Marco teórico.....	4
2.1	Microrredes.....	4
2.1.1	Arquitectura básica de las microrredes.....	4
2.1.2	Operación de una microrred .....	8
2.1.3	Arquitecturas de control de la microrred.....	9
2.1.4	Estrategias de control .....	11
2.2	Modelamiento matemático de elementos eléctricos.....	12
2.2.1	Generador Síncrono.....	12
2.2.2	Sistemas de almacenamiento.....	21
2.2.3	Sistema fotovoltaico [20] .....	26
2.2.4	Turbinas eólicas [21] .....	28
2.3	Problemas de calidad relacionadas a fuentes DG.....	29
3	Propuesta metodológica.....	30
3.1	Definición de caso estudio.....	32
3.2	Escenarios.....	33
4	Diseño de plataforma.....	36
4.1	Generador diésel [23] .....	37
4.2	Sistema batería-inversor .....	39
4.3	Panel fotovoltaico.....	42
4.4	Generador eólico.....	43
4.5	Demanda.....	44
5	Resultados y análisis.....	46
5.1	Escenario 1 – Sincronización generador síncrono.....	46
5.2	Escenario 2 – Variaciones de demanda .....	50
5.3	Escenario 3 – Alta inserción ERNC .....	53
5.4	Escenario 4 – Falla generador solar y encendido GS .....	56
6	Conclusiones.....	61

6.1 Principales conclusiones.....	61
6.2 Trabajos futuros.....	62
7 Bibliografía.....	63
A. Anexos.....	65
A.1. Valor de parámetros de los modelos.....	65

# Índice de figuras

Figura 2-1: Arquitectura de una microrred [4] .....	5
Figura 2-2: Microrredes con sistemas AC [6] .....	6
Figura 2-3: Arquitectura de control centralizado [12].....	10
Figura 2-4: Arquitectura de control distribuïda [12]. .....	11
Figura 2-5: Variables de entrada y salida generador síncrono [14].....	13
Figura 2-6: Elementos del sistema de excitación [15].....	14
Figura 2-7: Bloque transductor de tensión y lazo de compensación de carga.....	15
Figura 2-8: Diagrama de bloques para representar un sistema de control de excitación [16].....	17
Figura 2-9: Lazo de estabilización con retroalimentación derivativa [17].....	18
Figura 2-10: Configuración típica de turbina térmica [17].....	20
Figura 2-11: Diagrama de bloques típico de turbina térmica [17] .....	20
Figura 2-12: Diagrama de bloques típico de governor [17] .....	21
Figura 2-13: Diagrama de bloques inversor [19].....	23
Figura 2-14: Controlador de potencia inversor [19].....	23
Figura 2-15: Controlador de tensión del inversor [19] .....	25
Figura 2-16: Controlador de corriente del inversor [19] .....	26
Figura 2-17: Circuito equivalente de celda fotovoltaica [20].....	26
Figura 2-18: Problemas PQ relacionados a sistemas con generación distribuïda. ....	29
Figura 3-1: Diagrama de flujos de la metodología .....	31
Figura 3-2: Diagrama de la microrred de Huatacondo [22] .....	32
Figura 3-3: Operación de la microrred de Huatacondo .....	34
Figura 4-1: Modelo microrred en Simulink.....	36
Figura 4-2: Sincronizador generador síncrono .....	37
Figura 4-3: Modelo generador síncrono en Simulink.....	37
Figura 4-4: Sistema de control PQ y sincronización GS .....	38
Figura 4-5: Modelo sistema de excitación y AVR .....	38
Figura 4-6: Modelo PSS .....	39
Figura 4-7: Modelo motor diésel y governor en Simulink .....	39
Figura 4-8: Modelo sistema batería-inversor en Simulink .....	40
Figura 4-9: Modelo control de potencia inversor .....	40
Figura 4-10: Modelo control de voltaje inversor.....	41
Figura 4-11: Modelo control de corriente inversor .....	41
Figura 4-12: Modelo generador señal AC inversor .....	42
Figura 4-13: Modelo panel fotovoltaico en simulink .....	43
Figura 4-14: Modelo generador eólico en Simulink.....	43
Figura 4-15: Sistema interno generador eólico.....	44
Figura 4-16: Modelo bomba de agua en Simulink .....	45
Figura 5-1: Despacho potencia activa escenario 1. ....	47
Figura 5-2: Despacho potencia reactiva escenario 1 .....	47
Figura 5-3: Tensión de microrred escenario 1.....	48
Figura 5-4: Corriente de línea fase A escenario 1 .....	48
Figura 5-5: Sincronización generador escenario 1 .....	49
Figura 5-6: Despacho potencia activa escenario 2 .....	51
Figura 5-7: Despacho potencia reactiva escenario 2 .....	51

Figura 5-8: Tensión de microrred escenario 2.....	52
Figura 5-9: Corriente de línea por fase A escenario 2.....	52
Figura 5-10: Despacho potencia activa escenario 3.....	54
Figura 5-11: Despacho potencia reactiva escenario 3.....	55
Figura 5-12: Tensión de microrred escenario 3.....	55
Figura 5-13: Corriente de línea fase A escenario 3.....	56
Figura 5-14: Despacho potencia activa escenario 4.....	58
Figura 5-15: Despacho potencia reactiva escenario 4.....	59
Figura 5-16: Tensión de la microrred escenario 4.....	59
Figura 5-17: Corriente de línea fase A escenario 4.....	60

# 1 Introducción

## 1.1 Motivación

Los sistemas eléctricos de potencia se caracterizan por estar divididos en tres grandes bloques de estudio: generación, transmisión y distribución. La generación normalmente se encuentra en zonas alejadas de las grandes urbes por lo que se deben utilizar extensas líneas de transmisión para la alimentación de los hogares con energía eléctrica. Esto provoca un aumento en el costo para los clientes que incluso se hace imposible de costear en el caso de zonas rurales remotas. Es por esto por lo que comúnmente los proyectos de electrificación que se han desarrollado en estas zonas son en su mayoría vinculados a una sola fuente de energía y a nivel local (por ejemplo, motor diésel).

No obstante, dados los avances tecnológicos y el aumento de inversión, ha emergido un boom en el desarrollo de las energías renovables las cuales se pueden integrar fácilmente a los sistemas de potencia manteniendo la estabilidad y disminuyendo los costos de operación. En la actualidad incluso, gran parte de estas tecnologías se instalan en redes de distribución formando islas eléctricas o microrredes que pueden operar tanto conectadas como desconectadas de la red.

Una microrred se define como un sistema eléctrico constituido por generación distribuida e interconectada, cargas y unidades distribuidas de almacenamiento de energía eléctrica que pueden ser operados de forma controlada y coordinada entre sí comportándose colectivamente como un único sistema consumidor o productor, ya sea cuando están conectadas a la red o en modo isla. Además, una microrred incluye coordinación de los dispositivos de control y protección, así como funcionalidades de gestión energética y control inteligente [1].

Normalmente, dada la gran intermitencia de la energía ERNC, las microrredes tienen un generador de tipo diésel para alimentar a la microrred en aquellas horas donde las fuentes renovables son nulas. También cuentan con sistemas de baterías para almacenar las altas inyecciones de las renovables y cubrir las variaciones de demanda y/o generación que puedan ocasionarse en la microrred. Esto provoca diferentes puntos de operación de acuerdo con la unidad en servicio que haya. Los procesos de transición entre dos estados de operación conllevan consigo alteraciones en las variables eléctricas que, de no ser controladas por mecanismos de rápido accionamiento, pueden dañar los equipos de la microrred incluso llegando a un blackout para la zona aislada.

Actualmente, en la comunidad de Huatacondo en la zona Norte del País, existe una microrred que opera de manera aislada a la red. Este proyecto tiene por objetivo alimentar eléctricamente al poblado de la comuna durante las 24 horas del día para que puedan abastecerse con los servicios básicos del hogar. Las fuentes de generación de esta microrred han alcanzado un 60% [2] de penetración de renovable en base al siguiente portafolio de generación:

- Planta fotovoltaica principal de 22,68 kW con seguimiento en un eje.
- Grupo diésel de 120 kVA.
- Sistema de almacenamiento de energía de 129 kWh.



- Turbina eólica de 3 kW

Diversos desafíos se han abordado en dicha red tales como la implementación de estrategias de control para la gestión de la demanda, modelos de envejecimiento de baterías, monitoreo por medio de indicadores de resiliencia, diseño de vehículo eléctrico tipo V2G, entre otros. No obstante, siguen existiendo comportamientos indeseados transitorios entre diferentes estados de la microrred, especialmente, en el ámbito del control de tensión cuando se realiza la sincronización del generador diésel.

Esta es la motivación principal que desarrolla el presente trabajo de título, el cual consiste en la implementación de una plataforma de simulación de fácil aplicación y que permita identificar los problemas de una microrred. De esta manera, mejorar sus mecanismos de control que permitan otorgar electrificación en microrredes, especialmente en zonas aisladas de la red, de manera segura, confiable y económica.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo general**

El objetivo general del trabajo es desarrollar una plataforma de simulación para que sea utilizada en el desarrollo de diversos estudios de estabilidad en microrredes. De esta manera, se podrá obtener un análisis del comportamiento dinámico de las variables eléctricas ante pequeñas perturbaciones de la red tales como variaciones de demanda o conexión/desconexión de generador diésel, entre otros.

Este trabajo será modelado en la herramienta de Matlab llamada Simulink y evaluado a partir de la operación real de la microrred de Huatacondo.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

Los objetivos específicos del trabajo de título se detallan a continuación:

- Modelar la respuesta real de una microrred genérica.
- Simular con alta precisión el comportamiento de los equipos de una microrred.
- Encontrar mecanismos de cálculos de las variables eléctricas que permitan simular la operación real de la microrred.
- Desarrollar modelos de control para las unidades de generación del sistema.
- Identificar condiciones sistémicas que provoquen con alta probabilidad inestabilidades en la operación.

## 1.3 Estructuras

Este trabajo de título está conformado por 7 capítulos los cuales se describen brevemente en los siguientes párrafos.

En el Capítulo 1 se presenta una introducción donde se describe cuál es la motivación que mueve la realización de este trabajo y se fijan tanto el objetivo principal como los objetivos secundarios que se busca conseguir en esta memoria.

En el Capítulo 2 se definen los conceptos básicos de una microrred, entender las principales características para identificar los componentes básicos; analizar la operación durante el día para tener un primer apronte de los posibles escenarios de evaluación e inestabilidad; por último, se definen esquemas de control utilizados en la actualidad para que puedan ser aplicados en los modelos de simulación. Luego se describen con detalle las partes que componen tanto a los generadores síncronos y los inversores, desde el punto de vista mecánico, eléctrico y los mecanismos de control que operan en sus variables.

En el Capítulo 3 se define la metodología utilizada en el trabajo para obtener los diferentes modelos dinámicos que determinan a una microrred. También se presenta el caso de estudio seleccionado para evaluar la plataforma y cómo se obtuvieron los escenarios para verificar el correcto desempeño de los modelos.

En el Capítulo 4 se presenta el diseño de la plataforma de simulación, se detalla cada uno de los modelos utilizados y cuáles son los parámetros que se pueden modificar para darle uso a la plataforma.

En el Capítulo 5 se muestran los resultados experimentales de los modelos y se identifican los puntos de inestabilidad de las microrredes. Se da un análisis de los escenarios que permitirán desarrollar futuros trabajos de títulos.

Finalmente, en el Capítulo 6 se entregan las conclusiones obtenidas durante la memoria y se proponen un listado de trabajos futuros que puedan ser desarrollados por nuevos estudiantes y que permitan mejorar el desempeño de la plataforma de simulación.

## 2 Marco teórico

El presente capítulo se definen los conceptos básicos de una microrred: entender las principales características para identificarlos; analizar la operación durante el día para tener un primer apronte de los posibles escenarios de evaluación e inestabilidad; por último, se definen esquemas de control utilizados en la actualidad para que puedan ser aplicados en los modelos de simulación. Luego se describen con detalle las partes que componen tanto a los generadores síncronos y los inversores, desde el punto de vista mecánico, eléctrico y los mecanismos de control que operan en sus variables.

### 2.1 Microrredes

En el último tiempo, junto al creciente desarrollo de la generación solar domiciliaria y al cambio de paradigma de los sistemas eléctricos, es decir, la conformación de tres grandes bloques: generación, transmisión y distribución, nace la necesidad de estudiar con mayor detalle la distribución. El boom de la generación distribuida ha sido fuertemente impulsado en el mundo llegando incluso a conformar zonas donde el sistema eléctrico tradicional se torna irrelevante creando sistemas tipos islas. El término de sistema aislado con generación distribuida (DG) se define como microrredes.

Las microrredes se caracterizan por la interacción de diferentes medios de DG tales como generación eólica, generación solar fotovoltaica, centrales micro-hidráulicas, generadores diésel, entre otros. En particular, se pueden considerar 3 puntos importantes para definir una microrred:

- 1) Tienen generación distribuida y puntos de carga.
- 2) Tienen la habilidad para conectarse/desconectarse del sistema eléctrico de potencia.
- 3) Incluyen sistemas eléctricos locales e incluso pueden llegar a porciones de área del sistema.

Además, debido a la intermitencia e incertidumbre de los recursos naturales, como la energía solar y la energía eólica, generalmente se hace necesario contar con acumuladores de energía en la microrred (por ejemplo, bancos de baterías) para poder entregar un suministro constante, seguro y confiable [3].

Complementando lo anterior, existen muchos potenciales beneficios de las microrredes entre los cuales están mejorar la confiabilidad del sistema durante perturbaciones y/o fallas del sistema, resolver los tópicos de calidad de las redes reduciendo las distorsiones armónicas propias de la red y permitir mantenimientos en zonas del sistema mientras la microrred funciona aislada manteniendo la energía de los clientes.

#### 2.1.1 Arquitectura básica de las microrredes

La arquitectura básica de una microrred es presentada en la Figura 2-1, la cual muestra que una microrred está conformada generalmente por 4 partes: i) sistema de distribución, ii) fuentes de generación distribuida (iii) sistemas de almacenamientos de energía, iv) módulos de control y comunicación. La clasificación de una microrred está basada principalmente en la selección de

los componentes que se detallan más adelante en el presente informe y la integración de estos con el resto de la red. En la Figura 2-1 también se puede observar la estructura básica de una microrred de acuerdo con la integración de los componentes de ella. Considerando la integración a la red, una microrred puede estar conectada o aislada. Además, pueden operar como redes de distribución AC o DC. Por otro lado, basada en sus fuentes DG, ambas formas de operación (AC y DC) pueden ser divididas en tres tipos:

- 1) Totalmente convencional
- 2) Parcialmente convencional/renovable
- 3) Totalmente renovable

Las microrredes AC también pueden ser clasificadas de acuerdo con los niveles de frecuencia que utilizan, si están ajustados a la frecuencia de la red o utilizan valores de alta frecuencia (HFAC). Algunos de estos detalles son descritos a continuación.

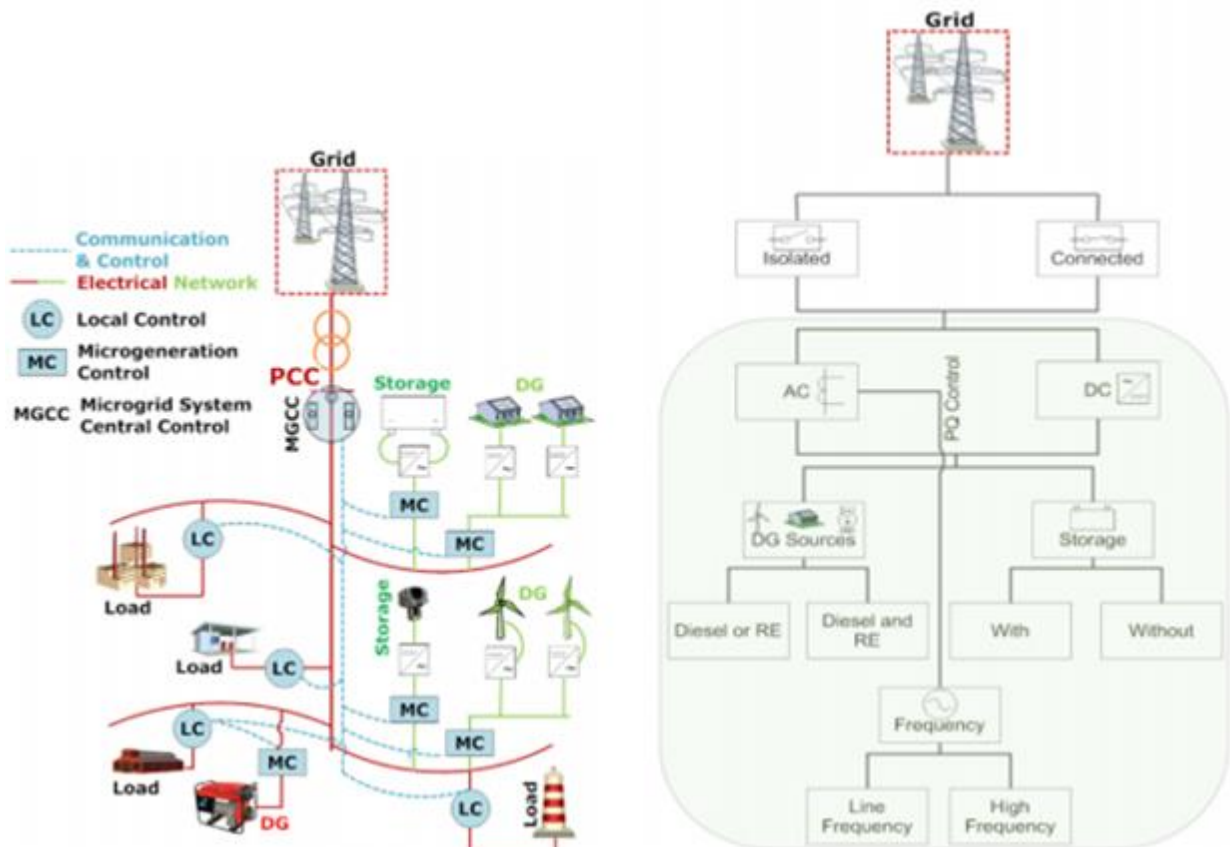


Figura 2-1: Arquitectura de una microrred [4]

### 2.1.1.1 Sistemas de distribución

La tecnología actual para microrredes es estudiada en [5] donde los sistemas AC y DC son consideradas tanto para los sistemas de transmisión como distribución. También existen investigaciones con respecto al transporte de energía en líneas AC de alta frecuencia por lo que

se pueden clasificar en 3 tipos los sistemas de distribución de acuerdo con la forma en que las fuentes DG son conectadas.

Los sistemas DC están ganando relevancia en la actualidad ya que la mayoría de las fuentes de generación renovables operan de esta forma por lo que tiene menos problemas de calidad de potencia. A pesar de lo anterior, las cargas generalmente son operadas de manera AC por lo que en la mayoría de los casos se deben utilizar convertidores electrónicos para abastecer la demanda. Algunas ventajas de las microrredes DC en comparación a las AC son:

- Se requieren menor cantidad de inversores, de esta manera se pueden reducir los costos y pérdidas del sistema.
- Cada generador conectado puede ser fácilmente operado de manera coordinada.
- Si la conexión al sistema AC falla debido a alguna perturbación, la red DC puede fácilmente desconectarse y operar en modo aislado.
- Se disminuye la cantidad de armónicos en las corrientes circulantes.

Con respecto a los sistemas que mantienen la frecuencia de la red o aislados a baja frecuencia, las fuentes de generación son conectadas en un punto en común a la microrred. Aquellas fuentes que generan en DC deben transformar su generación a 50 o 60 HZ mediante convertidores electrónicos y luego se transmiten a la carga. La Figura 2-2 presenta una microrred con sistema AC con diferentes combinaciones de DG tales como generación fotovoltaica, generación eólica, celdas de combustibles y motores diésel. Las baterías son usadas como un sistema de almacenamiento.

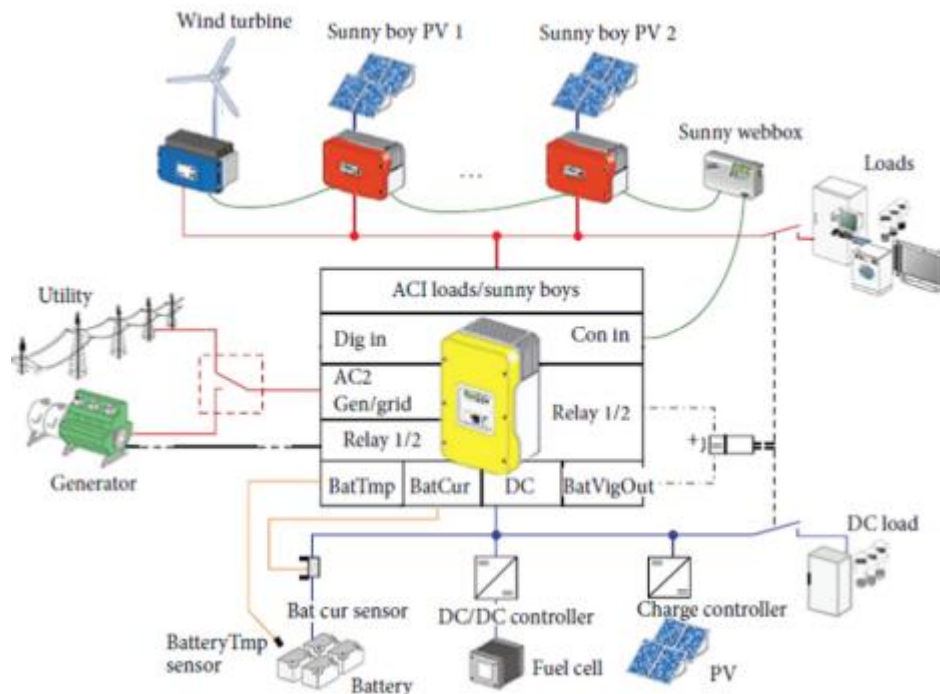


Figura 2-2: Microrredes con sistemas AC [6]

Finalmente, las microrredes con sistemas de alta frecuencia es un concepto nuevo el cual aún está bajo desarrollo. Los generadores son conectados a una barra común y sus inyecciones son convertidas mediante dispositivos electrónicos a valores de frecuencia del orden de los 500 Hz. Luego, para abastecer las cargas se utilizan otros convertidores AC-AC para llevar la frecuencia a 50 Hz. Esta forma de transmisión tiene las siguientes ventajas:

- A altas frecuencias, la calidad de la energía mejora ya que los armónicos son más fáciles de filtrar.
- Microrredes HFAC pueden mejorar el brillo y la eficiencia de las ampollas.
- Los transformadores y otros equipos pasivos de alta frecuencia son más pequeños.
- Las unidades de almacenamiento son fácilmente conectadas a este enlace mejorando la estabilidad y la confiabilidad.

El problema de esta forma de operación es que para altas frecuencias la reactancia de línea aumenta, incrementando las pérdidas en potencia. Esto último, también provoca caídas de tensión mayores en las líneas. Además, los dispositivos de control son mucho más complejos que para los sistemas AC de baja frecuencia.

#### ***2.1.1.2 Fuentes de generación distribuida***

La generación distribuida que puede ser aplicable en microrredes incluye un amplio rango de tecnologías: generadores eólicos, paneles fotovoltaicos, energía hidráulica, geotermia, biogás, energía mareomotriz y generadores de inducción y síncronos [7]. En el Capítulo 4, se presentan las fuentes modeladas en la plataforma de simulación, así como también, se detallan los diagramas de bloques que representan la dinámica de dichas tecnologías.

#### ***2.1.1.3 Dispositivos de almacenamiento***

Uno de los principales requerimientos para una operación exitosa de una microrred es la inclusión de un dispositivo de almacenamiento, el cual balancea la generación y la demanda. Estos dispositivos cumplen con las siguientes funciones [8]:

- Asegura el balance de potencia en una microrred a pesar de las fluctuaciones de carga y otros transientes. La generación distribuida con su baja inercia tiene menor capacidad de responder a estas perturbaciones.
- Cuando hay variaciones dinámicas en fuentes de energía intermitentes, ellos proveen capacidad ride-through y permite que puedan ser despachados las unidades de generación distribuida.
- Proveen los requerimientos iniciales de energía en la transición entre conectado a la red y operación en isla.

Cuando una nueva carga se conecta, resulta en un leve cambio en el sistema de frecuencia. Una microrred con muchas fuentes de generación distribuida diseñada para operar en isla debe proveer un sistema de almacenamiento para asegurar el balance de energía [9]. Debido a altos valores en constantes de tiempo (De 10 a 200 segundos) en la respuesta de algunos DG, las baterías deben ser capaces también de balancear las perturbaciones de potencia y/o grandes

variaciones de carga. En estos casos de situaciones de cambios, estos dispositivos actúan como una fuente de tensión AC. No obstante, tienen limitaciones físicas, es decir, almacenan una energía finita por lo que estos dispositivos cumplen la función de ser un apoyo para asegurar una ininterrumpida electrificación de la microrred. Considerando todo lo anterior, el sistema de almacenamiento ayuda a incrementar la estabilidad de la microrred y ayuda a mejorar la calidad de la señal.

Existen 4 tipos de metodologías de almacenamiento que han sido desarrolladas en los últimos tiempos: (i) mecanismo químico – baterías y celdas de combustible, (ii) mecanismo eléctrico – superconductor magnético y ultracapacitores, (iii) mecanismo mecánico – sistema de bombeo hidráulico, volantes de inercia y sistemas de compresores de aire, (iv) mecanismo térmico – aceites hervidos y/o sales fundidas. El más usado actualmente y estudiado es la batería. Las baterías almacenan la energía en forma química durante la carga y cuando se conecta una carga esta descarga su energía almacenada en forma eléctrica. En una microrred puede ser montado en un nodo DC de la microrred o puede ser usado como un sistema central de almacenamiento. Comparativamente, las baterías son más baratas que otras metodologías y tienen además el beneficio de ser capaces de reservar energía para la demanda futura, esto es la razón de la popularidad entre las microrredes. Las baterías de tipo plomo-ácido usualmente facilitan altas corrientes en un periodo corto de tiempo y así son las más capacitadas para la operación estable de una microrred.

### **2.1.2 Operación de una microrred**

Una microrred puede operar de forma (i) conectada a la red principal, (ii) como un sistema aislado, es decir, desconectada de la red principal o (iii) también como un híbrido entre las opciones anteriores, en particular, con la opción de hacer una transición de un estado a otro. Por lo tanto, dentro de las estrategias de control de la microrred también es necesario considerar estrategias para regular la conexión y desconexión de la red principal, cuando se requiera. Además, dependiendo de la forma en que opere la microrred, cambiarán las consignas de control de cada una de las unidades de generación/almacenamiento.

Cuando la microrred opera de forma conectada (sincronizada) a la red de distribución la mayoría de sus dinámicas (tensión, frecuencia, etc.) quedan establecidas por la red principal y no es necesario que la microrred regule estos parámetros ya que se considera que la capacidad de la red principal es mucho mayor que la capacidad de los elementos de la microrred. Por lo tanto, la microrred es vista como una fuente AC (o como una carga AC) por la red principal, y los inversores que hacen de interfaz de las unidades que componen la microrred operan como inversores de fuente de corriente (Current Source Inverters, CSI) orientándose en la tensión establecida por la red principal. En este caso, en los inversores se debe controlar la potencia activa que inyecta y la potencia reactiva que inyecta/absorbe cada unidad generadora a la microrred.

Por otro lado, cuando la microrred opera de forma aislada a la red principal, toda la dinámica de las variables eléctricas (tensión, frecuencia, etc.) debe ser regulada por los sistemas de control de los inversores y/o generador diésel (según la unidad en servicio). De este modo, la generación debe ser capaz de abastecer la potencia demandada por los consumos en todo momento y, en

caso de existir excedentes, estos se pueden disipar o almacenar en bancos de baterías o en algún otro tipo de elemento de almacenamiento.

En términos generales, se distinguen 5 funciones básicas de las microrredes:

- Mantener la frecuencia y la tensión en torno a sus valores nominales, cuando se opera en modo aislado de la red principal.
- Distribuir la potencia generada, tanto activa como reactiva, desde las unidades de generación hasta las unidades de consumo/almacenamiento, cuando se opera en modo aislado de la red principal.
- Asegurar que las unidades de generación compartan la potencia que generan en todo momento, de acuerdo a sus capacidades nominales, cuando se opera en modo aislado de la red principal. De esta forma se asegura que cada unidad aporta de forma proporcional a los consumos y no se lleva todo el trabajo una sola unidad.
- Realizar el intercambio de energía con la red principal, cuando se opera en modo conectado (sincronizado) a la red principal.
- Asegurar una transición suave desde/hacia el modo conectado a la red.

La gran diversidad de modos de operación y configuraciones posibles de las microrredes hacen que sea necesario identificar claramente el tipo de operación de ésta para poder diseñar el sistema de control, es decir, no existe un sistema de control único que se pueda aplicar de forma óptima a todo tipo de microrredes [10]. Es por esto que la principal desventaja de las microrredes es que se tiene que contar con un sistema de control avanzado, el cual debe ser diseñado para cada aplicación dependiendo de las características de ésta. Sin embargo, se plantean unas características básicas con las que debe contar el sistema de control [11]: se debe optimizar la operación de la microrred minimizando sus costos, se deben utilizar protecciones en la red de distribución y se debe contar con controladores locales en las unidades de generación.

### **2.1.3 Arquitecturas de control de la microrred**

La arquitectura de control puede ser definida mediante dos mecanismos: (i) una estructura de control secundario centralizada y (ii) una estructura de control secundario distribuida, las cuales se describen a continuación:

#### ***2.1.3.1 Microrredes con control centralizado***

La arquitectura de control centralizada corresponde a la estructura de control más utilizada en las microrredes de pequeña escala, su funcionamiento se basa en la acción de un controlador central que se encarga de modificar las consignas de los controladores locales (Local Controller, LC) presentes en las unidades de generación distribuida, tal como se muestra en la Figura 2-3. Las principales tareas del control secundario centralizado son:



- Mejorar la calidad de la potencia, al modificar las pendientes de las curvas de droop o corregir los offsets de tensión y frecuencia introducidos por el control primario.
- Corregir desbalances en la tensión.
- Compensar armónicos de tensión y/o corriente (en algunos casos).
- Mejorar el nivel en que las unidades de DG comparten la potencia reactiva.

Para que esta arquitectura de control opere en óptimas condiciones es necesario que la red de comunicaciones existente entre el controlador central y los controladores locales funcione correctamente. Por otro lado, en el caso de microrredes que abarquen grandes distancias el control centralizado podría volverse muy costoso y poco práctico, debido a los retardos en la comunicación y a la pérdida de datos, y se requiere un gran ancho de banda en la red de comunicaciones.

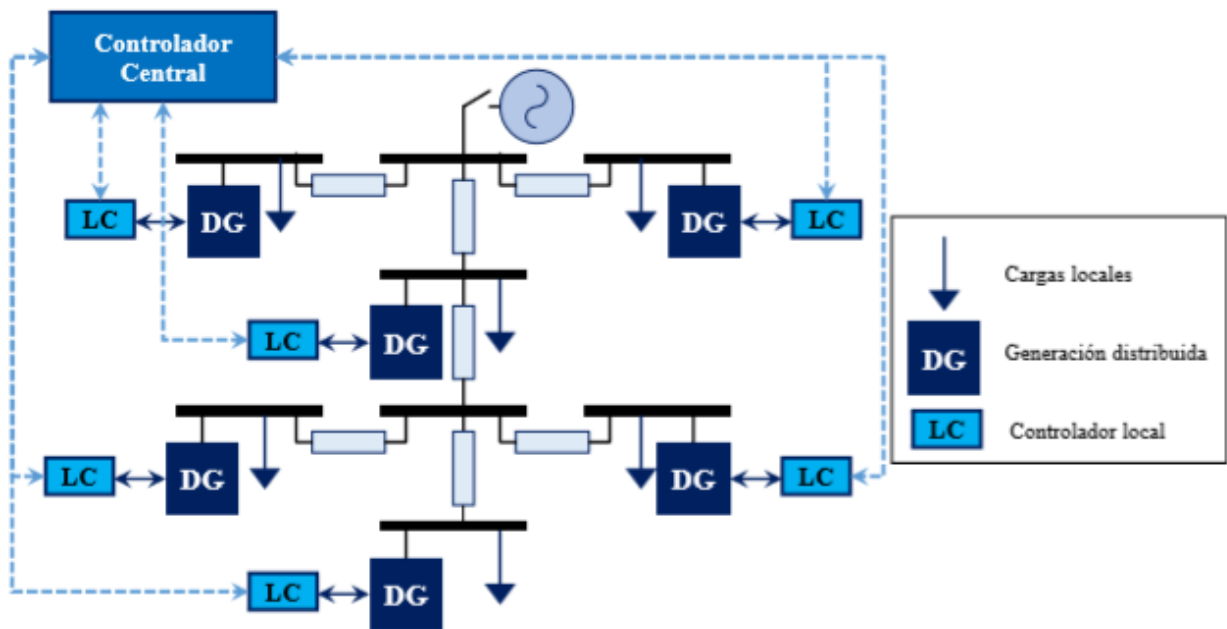


Figura 2-3: Arquitectura de control centralizado [12]

### 2.1.3.2 Microrredes distribuidas o con control descentralizado

Para la arquitectura de control distribuida (o descentralizada) no existe un controlador central y existen únicamente los controladores locales, los cuales sólo tienen redes de comunicación para intercambiar información global del sistema entre ellos (variables del control secundario y terciario), como se muestra en la Figura 2-4. La única manera para una unidad de DG de conocer el estado del resto de la microrred es mediante la medición de las variables eléctricas a su salida, de este modo, la forma que tiene una microrred con control distribuido de compartir potencia activa o reactiva, entre sus unidades de DG es mediante las curvas de droop (o estatismo).

Mediante la estructura de control descentralizada es posible evitar los problemas de comunicación que se pueden presentar en microrredes que abarcan una zona muy amplia, ya que no es necesaria una red de comunicaciones para que este esquema opere correctamente. Sin embargo, para evitar posibles problemas de inestabilidad del sistema al utilizar este esquema de control, debido a la ausencia de redes de comunicaciones con un alto ancho de banda entre las unidades, es recomendable realizar un análisis de estabilidad del sistema considerando los lazos de control locales de forma previa a la implementación, así será posible asegurar que el sistema operará de una forma segura y confiable.

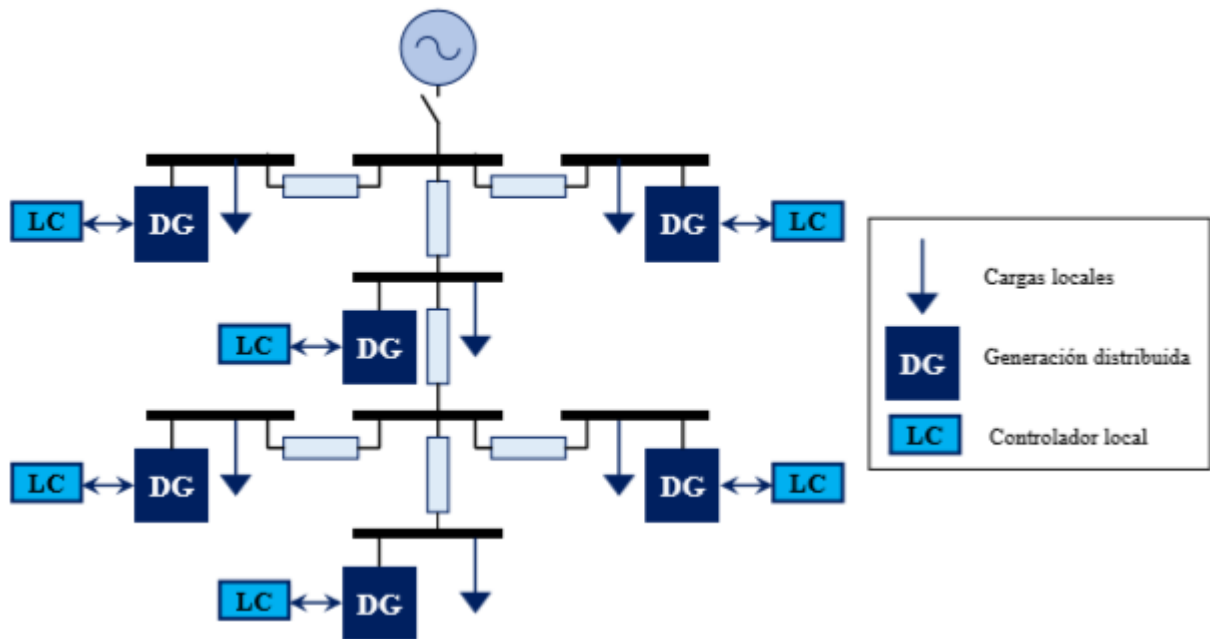


Figura 2-4: Arquitectura de control distribuida [12].

## 2.1.4 Estrategias de control

Las estrategias de control de microrredes se suelen dividir en niveles de control, lo que recibe el nombre de control jerárquico (Hierarchical Control). Este esquema consta de tres niveles de control: primario, secundario y terciario, donde estos se diferencian en su velocidad de respuesta, el marco temporal en el que operan y requisitos de infraestructura (por ejemplo, requisitos de comunicación). Esta estrategia de control jerárquico intenta hacer un mix entre los controles centralizados y descentralizados.

### 2.1.4.1 Control Primario

El control primario corresponde a un control local o interno del generador, es el primer nivel del control jerarquizado y presenta la respuesta más rápida. Este esquema opera en base a la información proveniente de la información local y no requiere comunicación. No obstante, en algunos casos como por ejemplo en el método maestro-esclavo, la comunicación se vuelve necesaria para realizar el control del sistema.

Debido a sus requisitos de velocidad y su dependencia de las mediciones locales, la detección de isla, el control de salida y el control de repartición de potencia (y equilibrio) se incluyen en este nivel [13].

En generadores síncronos, el control de salida y la distribución de potencia se realizan mediante el regulador de voltaje y la inercia de la máquina misma. En cambio, en convertidores, ya sea en topologías VSI o back-to-back, se requiere un diseño especial del control para simular la inercia de las máquinas síncronas.

#### ***2.1.4.2 Control Secundario***

En micro redes, generalmente se utiliza el sistema llamado EMS (Energy Management System), el cual es responsable de la seguridad, confiabilidad y una operación económica de la micro red. El objetivo de los EMS es buscar la operación económica óptima (o también Unit Commitment) y despachar los generadores disponibles. Este sistema si requiere comunicación entre las unidades locales y una unidad central, ya que es este último el que se encarga de llevar al sistema al punto de operación deseado.

El control secundario se encarga de restaurar las posibles desviaciones de tensión y frecuencia en régimen permanente, producidas por la acción del control primario. Además, para determinar el despacho y el Unit Commitment de la microred el esquema de control incorpora algoritmos de optimización de costos [13].

#### ***2.1.4.3 Control Terciario***

Corresponde al nivel más alto del control jerarquizado y establece la operación óptima a largo plazo de la micro red. También es responsable de coordinar la operación de múltiples micro redes que interactúan entre sí [13]. Este nivel de control es el más lento y normalmente opera en el orden de varios minutos, proporcionando señales a los controles de nivel secundario en micro redes y otros subsistemas que forman la red completa.

## **2.2 Modelamiento matemático de elementos eléctricos**

### **2.2.1 Generador Síncrono**

El generador síncrono es la máquina eléctrica encargada de transformar la energía mecánica proporcionada por una turbina de vapor o hidráulica en energía eléctrica. Esto lo hace mediante la formación de un campo magnético giratorio generado en el rotor que induce una tensión en las bobinas dispuestas en el estator. A su vez, este último es quien se conecta a la red para que pueda ser inyectada la energía generada. En dicho caso, la frecuencia de giro del rotor estará impuesta por la frecuencia de la red.

El rotor puede constituirse por un imán permanente o un electroimán (alimentación DC) y genera un campo magnético estacionario c/r al rotor. Mientras que el estator se compone de un material ferromagnético donde se instalan una serie de bobinas donde circula corriente alterna.

Está compuesto por 3 devanados separados entre sí por  $120^\circ$  lo cual genera un campo magnético rotatorio girando a velocidad síncrona. La velocidad de giro y la forma de dicho rotor definen a la frecuencia (o viceversa en caso de estar conectado a una barra infinita) de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$f = \frac{p \cdot n}{120}$$

Donde  $f$  es la frecuencia de la tensión inducida (o frecuencia de la red),  $p$  es la cantidad de polos magnéticos presentes en el rotor y  $n$  es la velocidad de giro del eje en rpm.

### 2.2.1.1 Control del generador síncrono dentro de un sistema

El generador síncrono debe trabajar normalmente en paralelo junto a otros generadores por lo que es importante asegurarse de que este gire a la misma velocidad y en igual sentido que los otros. En caso contrario, se deberá modificar convenientemente el torque motor. También se debe verificar que la tensión inducida sea igual a la existente en la barra, en caso contrario, se debe modificar la señal de la excitatriz.

Cuando el generador ya está sincronizado, los parámetros característicos de la operación de cada generador serán la tensión en bornes, la frecuencia, y la potencia activa y reactiva que inyecta a la red. Estas cuatro variables son controladas por medio del torque mecánico entregado por la turbina y la corriente de excitación entregado por la excitación según muestra la Figura 2-5.

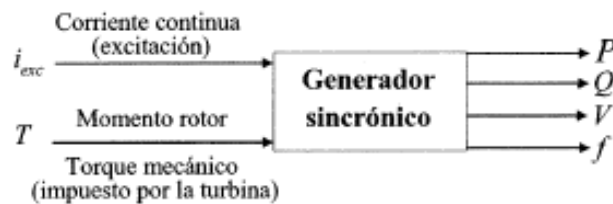


Figura 2-5: Variables de entrada y salida generador síncrono [14]

Según el tamaño del sistema, el grado de interacción entre las variables mostradas se va reduciendo. Es decir, en el caso de un sistema de potencia de gran escala la tensión y frecuencia se mantienen constante por lo que la corriente de excitación y el torque mecánico controlan la potencia activa y reactiva de salida del generador. En cambio, en el caso de una microrred donde el sistema no tiene gran inercia, hay una fuerte relación entre cada una de las variables del sistema.

Asumiendo un sistema de gran inercia y si suponemos una corriente de excitación constante, cualquier variación en el torque mecánico producirá una variación del ángulo de potencia ( $T = k_1 \sin \vartheta$ ). Normalmente,  $\vartheta$  tiene un valor inferior a  $30^\circ$  que implica en que  $\sin \vartheta$  varía en gran cantidad respecto al valor de  $\vartheta$  mientras que  $\cos \vartheta$  tiende a 1 para cualquier escenario. Considerando que  $P$  y  $Q$  tienen dependencia de  $\sin \vartheta$  y  $\cos \vartheta$ , respectivamente, es común que en

la literatura se vea que la potencia activa se controla por medio del torque mecánico mientras que la potencia reactiva se controla por la corriente de excitación.

Esto último, tal como se indicó en párrafos anteriores, para una microrred donde no existe un sistema robusto, es difícil lograr la independencia de las variables  $V$  y  $f$  por lo que se hace muy complejo desarrollar los sistemas de control sin comprometer la estabilidad de la señal.

### 2.2.1.2 Sistema de excitación

El sistema de excitación de una máquina corresponde al elemento que provee la corriente al enrollado de campo de un generador sincrónico. El requerimiento básico que debe cumplir un sistema de excitación es suplir y ajustar automáticamente la corriente de campo del generador para mantener la tensión en los terminales dentro de un rango aceptable por Norma Técnica. Normalmente, los rangos de la excitatriz varían entre 2 y 3,5 [kW/MVA] respecto a la capacidad del generador.

Dado lo anterior, es que el sistema debe contar con un conjunto de protecciones y limitadores que impidan exigir a la máquina operar fuera de sus límites de operación. La Figura 2-6 muestra la representación en bloques de las componentes del sistema de excitación.

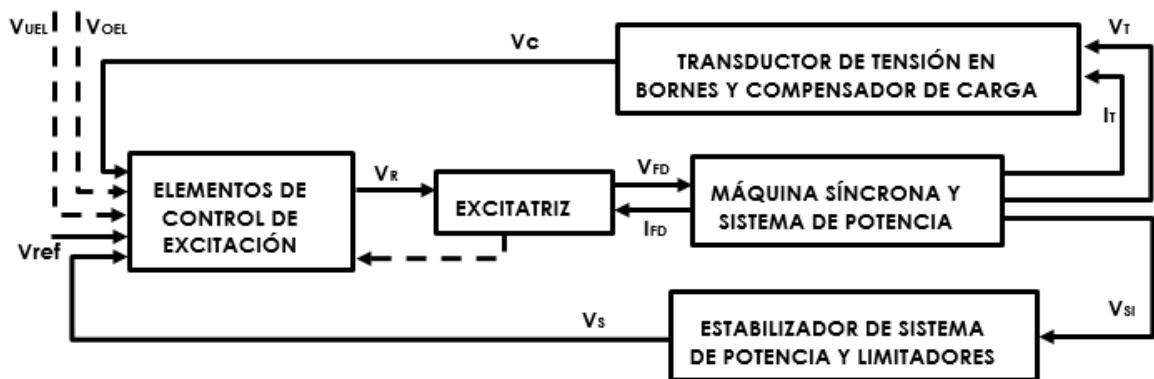


Figura 2-6: Elementos del sistema de excitación [15]

La excitatriz es la encargada de proveer la corriente continua al campo del generador sincrónico. Dentro de un sistema de potencia son usados diferentes tipos de excitatrices los cuales se pueden separar en tres modelos básicos según la fuente de excitación [15]:

- Tipo de excitación DC: Utiliza un generador de corriente DC como fuente de excitación la cual alimenta al campo mediante anillos rozantes. Esta forma de excitación representa a antiguos sistemas ya que en los años 60's fueron reemplazadas por la excitatriz AC en su mayoría.
- Tipo de excitación AC: Usa un alternador junto a rectificadores ya sean estacionarios o estáticos (controlados o no controlados) para producir la fuente DC necesaria para el generar el campo de la máquina sincrónica. Usualmente la fuente AC está acoplada al mismo eje de la turbina del generador formando las conocidas tipo Brushless.

- c) Tipo de excitación ST: La potencia de excitación es proporcionada a través de transformadores conectados directamente a los terminales del generador o mediante barras de servicio cercanas y rectificadores.

El bloque transductor de tensión sensa la tensión (y corriente en algunos casos), la rectifica y luego la filtra a un nivel DC comparable con la referencia y admisible en el sistema de control. Respecto al compensador de carga, este permite controlar la tensión en un punto diferente de los bornes de la máquina. Básicamente, corresponde a un bloque que representa la impedancia entre los bornes del generador y el punto deseado de control, este valor de impedancia lo refiere al lazo de control de realimentación. La Figura 2-7 muestra la ecuación matemática que describe al compensador de carga y transductor.

Los valores de  $R_x$  y  $X_c$  corresponden a la resistencia y reactancia equivalente entre los bornes y el punto de control deseado, respectivamente. Cuando el lazo de compensación no es empleado, se utilizan valores nulos de  $R_c$  y  $X_c$  lo cual reduce los bloques solo al retardo del sistema de medición.

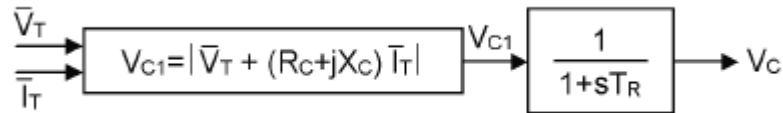


Figura 2-7: Bloque transductor de tensión y lazo de compensación de carga

El compensador de carga es normalmente usado en una de las siguientes dos situaciones:

- Cuando dos o más generadores están unidos sin impedancia entre ellos, el compensador permite crear una impedancia de acoplamiento artificial para que las máquinas se repartan la potencia reactiva de manera adecuada. En este caso  $R_c$  y  $X_c$  tienen valores positivos.
- Cuando un único generador está conectado a través de una impedancia significativa al sistema, o cuando dos o más máquinas están conectadas a través de transformadores individuales, puede ser deseable controlar la tensión en un punto más allá de los terminales de la máquina. Por ejemplo, puede querer compensarse la impedancia del transformador y regular la tensión en el lado de alta. Para estos casos,  $R_c$  y  $X_c$  tomarían valores negativos.

La señal de retroalimentación del AVR puede incluir entradas de otras máquinas sincrónicas que estén conectadas entre sí en un bus de baja tensión y comparten un transformador de salida principal común. Una forma general de la señal de realimentación para la unidad 1 se escribe como se muestra en la siguiente ecuación [15]:

$$V_{C1} = [V_T + (R_{C11} + jX_{C11})I_{T1} + (R_{C12} + jX_{C12})I_{T2}] \quad (2.1)$$

$V_T$ : Fasor de tensión en punto común a ambos generadores

$I_{Ti}$ : Flujo de corriente del generador  $i$

$R_{Cij}$ : Componente resistiva de compensación del generador  $i$  para flujo de corriente saliendo del generador  $j$

$X_{Cij}$ : Componente reactiva de compensación del generador i para flujo de corriente saliendo del generador j

La última ecuación presentada se puede extender fácilmente a más generadores incluyendo términos de compensación adicionales. En resumen, considerando que la componente resistiva es baja para líneas cortas, se puede separar el tipo de compensación basado en la componente reactiva como sigue:

- $X_{C11} > 0, X_{C12} = 0$ : Comúnmente denominado como *caída reactiva*. La tensión en bornes expondrá una característica decreciente a medida que la salida de reactivos incrementa.
- $X_{C11} < 0, X_{C12} = 0$ : Comúnmente denominado como *caída del transformador o compensación de línea*. La tensión en bornes expondrá una característica creciente a medida que la salida de reactivos incrementa.
- $X_{C11} \neq 0, X_{C12} \neq 0$ : Comúnmente denominado como *compensación cruzada de corriente o compensación diferencial de reactivos*. Eligiendo ambos coeficientes cuidadosamente, esta forma de compensación puede ser usada para eliminar la caída de voltaje característica mientras la corriente reactiva se comparte entre máquinas sincrónicas que se conectan en el mismo punto de baja tensión.

A pesar de las diferencias morfológicas de cada sistema, el funcionamiento mantiene los siguientes componentes básicos: el regulador, amplificador y excitatriz. El regulador mide la tensión regulada y determina la desviación presente respecto a la referencia. La señal de error producida por el regulador es luego amplificada para proveer la señal requerida para la salida de la excitatriz la cual resulta en un nuevo nivel de tensión a la salida del generador.

Los elementos de control de excitación proveen la tensión apropiada para mantener un voltaje deseado, usualmente en la barra de alta tensión de la planta. Una característica importante de estos sistemas de control es su habilidad para responder rápidamente a desviaciones de voltaje durante operaciones normales y emergencias del sistema.

La Figura 2-8 muestra las funciones de transferencias que describen al regulador, amplificador, excitador y lazo de estabilización. Este último modifica la respuesta eliminando las oscilaciones no deseadas y el sobrepaso de la tensión regulada. Las ecuaciones diferenciales de cada una de las funciones de transferencias se describen a continuación, respectivamente [16]:

$$\begin{aligned} \frac{dE^v}{dt} &= \frac{1}{T_R} (E_S - E_t - E^v) \\ \frac{dE^{iii}}{dt} &= \frac{1}{T_A} \left\{ K_A \left( E^v + \frac{E_o^{iii}}{K_A} - E^{iv} \right) - E^{iii} \right\} \\ \frac{dE_{fd}}{dt} &= \frac{1}{T_E} (E^{ii} - K_E E_{fd}) \end{aligned} \quad (2.2)$$

$$\frac{dE^{iv}}{dt} = \frac{1}{T_F} \left( K_F \frac{dE_{fd}}{dt} - E^{iv} \right)$$

Donde,

$E_S$  = Tensión de referencia en pu.

$E_o^{iii}$  = Tensión de salida del amplificador en pu previo a la perturbación.

$T_R$  = Constante de tiempo del regulador.

$K_A$  = Ganancia amplificador.

$T_A$  = Constante de tiempo del amplificador.

$K_E$  = Ganancia excitador.

$T_E$  = Constante de tiempo del excitador.

$K_F$  = Ganancia lazo estabilizador.

$T_F$  = Constante de tiempo del lazo estabilizador.

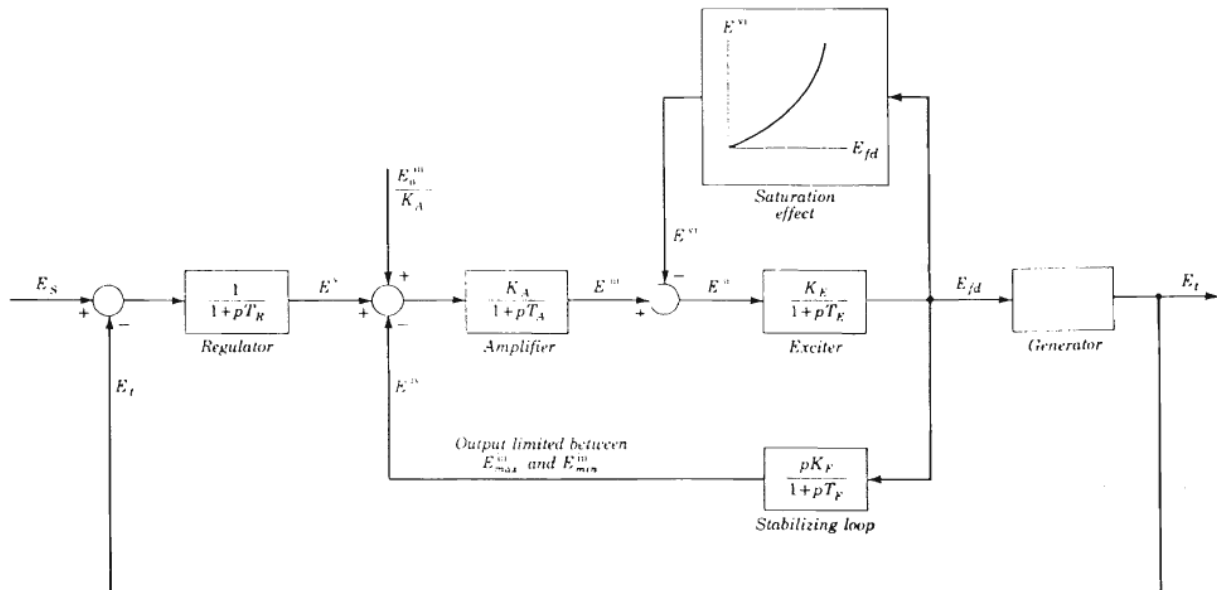


Figura 2-8: Diagrama de bloques para representar un sistema de control de excitación [16]

Para realizar estudios de estabilidad, los valores iniciales de las variables de estado son necesarias. Esto se hace ya que se asume que el sistema está inicialmente en estado de operación estable y, para este punto, todas las derivadas serán cero. Entonces, conociendo la tensión de campo inicial y la tensión en terminales, todas las otras variables pueden ser determinadas por lo que es esencial obtener las condiciones iniciales del problema mediante la solución de un flujo de potencia simple.

### 2.2.1.3 Regulador de tensión (AVR)

El AVR regula la tensión en terminales del generador mediante el control de la cantidad de corriente de los devanados del campo del generador que proporciona la excitatriz. Para ello, se mide la corriente, potencia, tensión y frecuencia de la máquina. La tensión en bornes se compara con respecto a una señal de referencia, la señal de error resultante es amplificada y usada para modificar la salida de la excitatriz, y posteriormente la corriente de campo. De esta manera el



error es eliminado. El proceso de regulación es estabilizado usando un lazo de retroalimentación denominado lazo de estabilización el cual es tomado directamente desde la salida de la excitatriz.

El sistema de excitación se compone de elementos que producen retardos significativos principalmente en las máquinas con excitación AC y DC. A menos que se use un valor de ganancia muy bajo, las máquinas estáticas también son inestables cuando el generador está en circuito abierto. Por lo tanto, el lazo de estabilización es esencial para obtener un correcto desempeño dinámico del sistema de control. La compensación más usada es el lazo derivativo el cual se presenta en la Figura 2-9. El efecto de la compensación es minimizar el cambio de fase introducido por los tiempos de retardo sobre un rango específico de frecuencias. Este resultado puede ser ajustado para mejorar el desempeño con la unidad generadora tanto conectado como desconectado de la red. Las máquinas estáticas comúnmente tienen un retardo despreciable por lo que los requerimientos de esta compensación no son obligatorios.

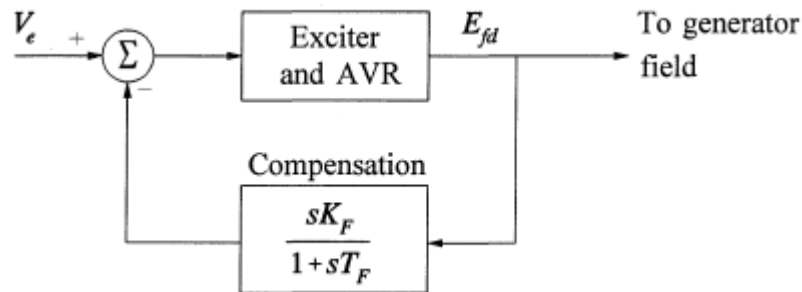


Figura 2-9: Lazo de estabilización con retroalimentación derivativa [17]

#### 2.2.1.4 Estabilizadores de potencia (PSS)

El estabilizador del sistema de potencia usa señales auxiliares para controlar el sistema de excitación, así como para mejorar el desempeño dinámico. Comúnmente sus señales de entrada son la velocidad de giro de la máquina, la frecuencia de la red y la potencia eléctrica. La dinámica es mejorada mediante el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia. Este método es muy efectivo para la estabilidad de pequeña señal.

#### 2.2.1.5 Limitador de sobre-excitación (Voel)

El propósito del limitador de sobre-excitación es proteger al generador de sobrecalentamientos debido a prolongados tiempos expuestos a sobrecorrientes de campo. El limitador también es conocido como limitador de máxima excitación. La actual implementación de esta función varía dependiendo del fabricante y antigüedad de la unidad. Típicamente detecta las altas corrientes de campo y posterior a un tiempo de retardo, actúa a través de un regulador AC aplicando una rampa a la excitación ante un valor seteado. Si esto no tiene éxito, opera el control del regulador DC, el cual reposiciona el seteo a un valor máximo. Si ambas funciones falla, la unidad activará un interruptor de excitación el cual tripeará.

Se utilizan dos tipos de tiempos: (a) tiempo fijo y (b) tiempo inverso. El limitador de tiempo fijo opera cuando la corriente de campo excede el valor máximo por un tiempo fijo,

independiente del grado de sobreexcitación. El limitador de tiempo inverso opera mediante una curva inversamente proporcional entre el tiempo y la capacidad térmica del devanado.

#### ***2.2.1.6 Limitador de sub-excitación (Vuel)***

El limitador de sub-excitación es el encargado de prevenir la reducción de la excitación del generador a un nivel donde no esté dentro de los límites de estabilidad. La señal de control del Vuel es derivada de una combinación entre la potencia activa y reactiva, sus límites son determinados cuando la señal excede un nivel de referencia. Hay muchas formas de implementación de esta función, algunas aplicaciones actúan sobre la señal de error de tensión del AVR; cuando el límite seteado es alcanzado, un elemento no lineal (como un diodo) comienza a conducir y la señal del limitador es combinada con otras señales de control del sistema de excitación. La forma más común es cuando la señal de salida del limitador alimenta un circuito accionador (High Value Gate) el cual da la orden al sistema de excitación que se ha alcanzado el límite.

#### ***2.2.1.7 Limitador de sobre-flujo (V/Hz)***

Esta función de protección es usada para proteger al generador y el transformador de subida de un daño debido al excesivo flujo magnético ante bajas frecuencias. La razón de tensión vs frecuencia, referida a valores V/Hz es una cantidad proporcional al flujo magnético.

La razón de bajo voltaje del transformador es comúnmente 5% bajo la razón del generador; por lo tanto, este limitador usualmente está determinado por el transformador. Sin embargo, si el generador y el transformador tienen razones iguales, la limitación del generador sería más restrictiva. El limitador tripea al generador, cuando el valor V/Hz excede un valor preseteado por un tiempo específico. Comúnmente, se proveen dos niveles de protección para este limitador, uno con un alto valor seteado de pickup e instantánea en tiempo y otro con un bajo valor de pickup, pero un tiempo largo se actuación.

#### ***2.2.1.8 Sistema motriz***

La turbina otorga la energía cinética utilizando como fuentes el caudal de un río o el vapor derivado de la quema de combustibles fósiles o fision nuclear. El giro puede ser controlado por un sistema de control denominado Governor de acuerdo con la potencia y frecuencia sensada. El modelo detallado de cada parte del sistema motriz puede ser encontrado en [17].

En las turbinas a vapor modernas el torque es proporcional al flujo de vapor entrante y este a su vez, es controlado por un servomotor que regula la compuerta de entrada. Tal como muestra la Figura 2-10, el vapor que entra de la caldera pasa por una especie de cofre para almacenar el vapor, luego por medio de diferentes tuberías pasa por una serie de calderas con diferentes presiones (HP, IP, LP) las cuales permiten optimizar la utilización del gas. Entre ellas existen zonas de recalentamiento y condensación que permiten finalmente devolver el fluido a la caldera para que vuelva a comenzar el ciclo.

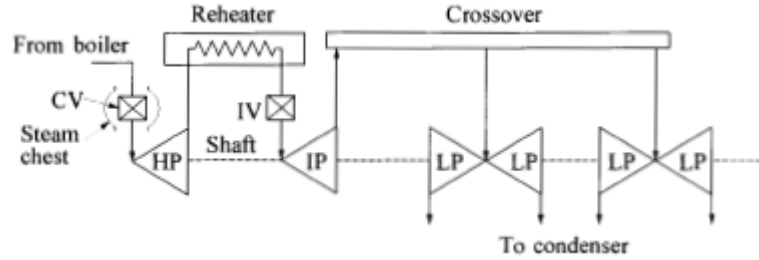


Figura 2-10: Configuración típica de turbina térmica [17]

El diagrama de bloques que muestra el comportamiento mecánico de la turbina se presenta en la Figura 2-11, donde cada una de las constantes representan los tiempos que toma cada uno de los procesos internos de la turbina.

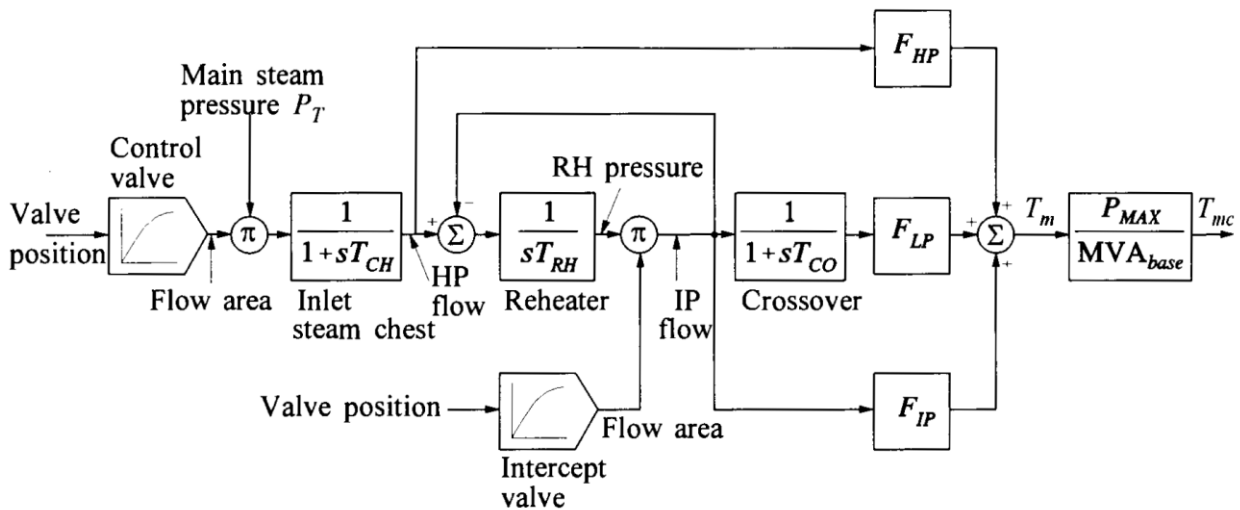


Figura 2-11: Diagrama de bloques típico de turbina térmica [17]

A partir del modelo anterior se logra tener una función de transferencia que relaciona la posición de la válvula con el torque mecánico. A su vez, la posición de la válvula se regula por medio del gobernador que se detalla a continuación.

### 2.2.1.9 Governor

El sistema del gobernador tiene como función controlar la velocidad de la máquina por medio del movimiento de la válvula de entrada del fluido, esto permite regular el torque mecánico ejercido y, en consecuencia, la potencia de salida.

El control de velocidad es un requerimiento fundamental para cada unidad generadora. En el caso de las turbinas a vapor, el gobernador puede entregar una caída de 4-5% de la velocidad. Esto permite operar al generador satisfactoriamente en paralelo con otras unidades dividiendo la carga. Además, el gobernador debe cumplir en una máquina con el control de sobrevelocidad el cual se debe mantener bajo un 120% de su velocidad nominal; control de sobrevelocidad de emergencia es otra característica del gobernador que es un backup en caso de falla del control de sobrevelocidad normal para mantener a salvo a la unidad generadora.

Típicamente, en una máquina son usadas varias válvulas en paralelo. Cada una de ellas es alimentada por medio de inyectores. Estos también tienen un mecanismo de control por lo que durante la partida de la unidad estos van regulando su ángulo de inyección para evitar un estrés sobre la máquina.

Los sistemas usados para el control de la turbina se han ido desarrollando con el paso de los años. Antiguamente, se utilizaban gobernador con control mecánico hidráulico. Luego, fueron introducidos los mecánicos de control electrohidráulico en los años 60's y han sido constantemente mejorados. En la actualidad, la mayoría de los sistemas son del tipo electrohidráulico o digitales. La Figura 2-12 muestra el diagrama de bloques de un sistema de control de velocidad. Se puede notar que se toman como referencia la velocidad y la apertura de las válvulas intermedias.

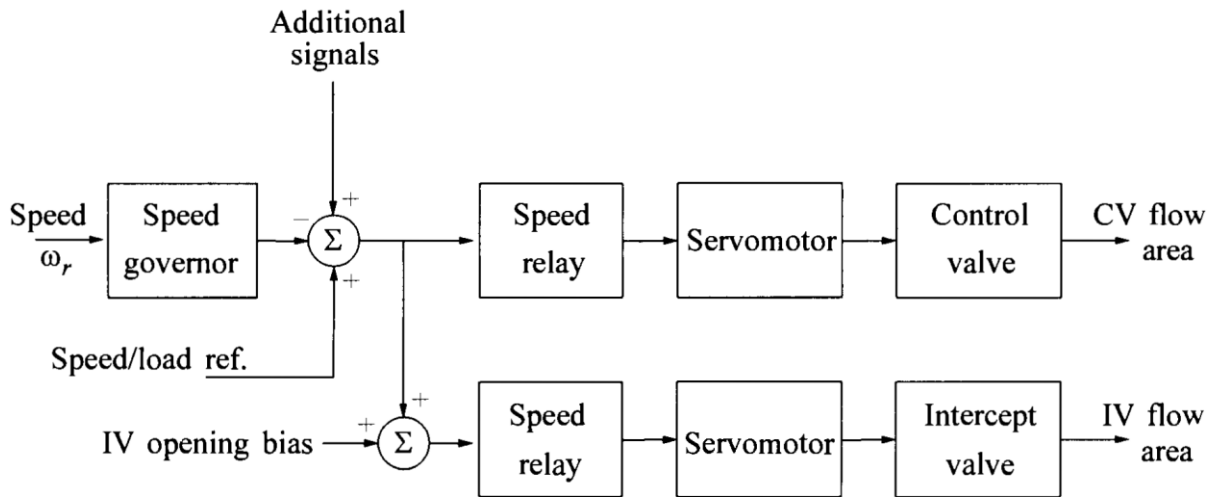


Figura 2-12: Diagrama de bloques típico de gobernador [17]

## 2.2.2 Sistemas de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento (Energy Storage System, ESS) son un conjunto de métodos y tecnologías usadas para almacenar energía. Hay diferentes maneras de almacenar energía tales como baterías de estado sólido, volantes de inercia, compresores de aire, etc. Durante los últimos años, estos sistemas han sido ampliamente investigados e utilizados ya que mejoran la estabilidad de la red. Sus principales ventajas son [18]:

- Aumenta de la penetración ERNC: Debido a la intermitencia de las tecnologías ERNC, como la eólica y solar, causa fluctuaciones en los niveles de tensión y frecuencia de la red. Esto representa la principal barrera en la incorporación de estas tecnologías. El uso de ESS puede mitigar estos problemas, ya que sirve como respaldo ante fluctuaciones de las ERNC y mantiene el equilibrio entre generación y demanda.

- Nivelación de la demanda: Este punto se refiere al almacenar energía durante horas de baja demanda para suplir las horas de alto consumo, esto reduce la operación de generadores en horas punta (donde generalmente son los más caros en su operación) y reduce la infraestructura de la red, al necesitar menos capacidad de transmisión de potencia.
- Arbitraje de la energía: El uso de ESS permite ganar excedentes al almacenar la energía en horas donde la electricidad es más barata y luego venderla cuando el precio aumenta. Esta función la realizan principalmente las centrales de bombeo que se caracterizan por tener una capacidad instalada del orden de los cientos de MW, donde su modelo de negocio es la compra y venta de energía bajo estimaciones de las variaciones futuras en los costos marginales del sistema. También un nuevo concepto es el uso de las baterías de los vehículos eléctricos como un insumo más en el mercado eléctrico.
- Servicios complementarios: Los ESS también pueden aportar en la regulación de las variables del sistema eléctrico, debido a su rápida respuesta pueden participar en el control de la tensión, control primario y secundario de la frecuencia.

Actualmente en las microrredes, el ESS de mayor uso corresponde a las baterías. Estas normalmente cuentan con un sistema de gestión particular (Battery Management System, BMS) para optimizar la operación e inyectan su energía por medio de inversores. El BMS se puede basar en algunos casos en el estado de carga de la batería (State of Charge, SOC) para controlar la tensión y frecuencia de la microrred, así como también la inyección del sistema hacia la red.

### ***2.2.2.1 Inversores***

Un inversor es el dispositivo eléctrico encargado de la transformación de la tensión DC, en este caso proveniente de las baterías, hacia un valor AC establecido. En general, también se emplean inversores para la inyección de generación renovable, pero para efectos del presente trabajo de título, estos no serán modelados y las inyecciones se representarán como fuentes constantes de corriente. Además, con respecto a los inversores asociados a las baterías, dependiendo del modo de trabajo, existen dos tipos de inversores: standalone o grid tie. Estos últimos, son aquellos que se conectan a la red y pueden utilizar técnicas de control al igual que un equipo inercial por medio de la electrónica de potencia.

Las técnicas de control basadas en un enlace de comunicación, como la técnica maestro-esclavo, puede ser establecida en sistemas donde la fuente es conectada a una barra lejana. Sin embargo, este tipo de comunicación vuelve al sistema más caro y menos confiable. Existen otras técnicas que utilizan medidas locales como el control droop que no requieren altos gastos en comunicación y tienen mayor facilidad de implementación.

La Figura 2-13 presenta el diagrama de bloques de un inversor como fuente de tensión conectado a una microrred. Este consiste en un inversor trifásico que en su salida se utiliza un filtro LC y una inductancia de acoplamiento. El sistema de control del inversor puede ser dividido en tres partes: Control de potencia que se encarga de fijar la magnitud de tensión y

frecuencia de la salida de tensión por medio de un control droop sobre la potencia reactiva y activa; los otros dos controles se refieren a la tensión y corriente, ambos están diseñados para rechazar las perturbaciones de altas frecuencias y proveen el suficiente amortiguamiento para el filtro de salida LC.

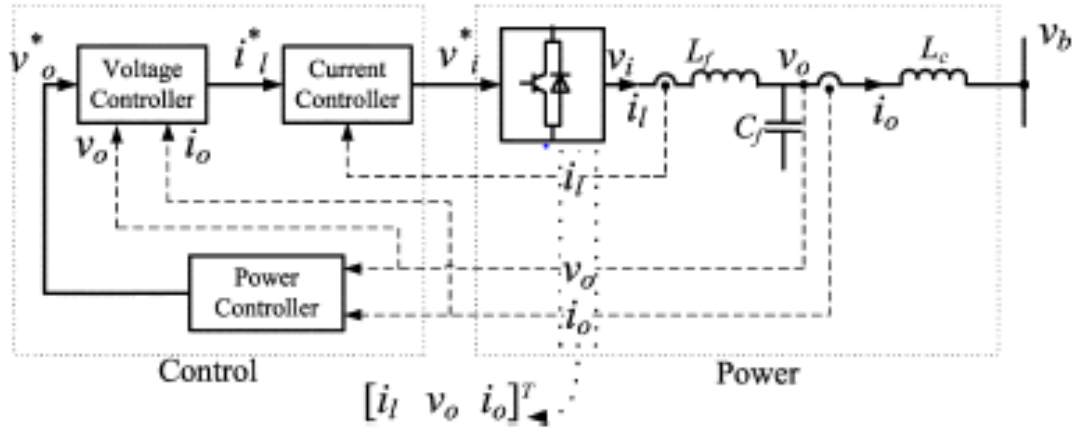


Figura 2-13: Diagrama de bloques inversor [19]

### 2.2.2.2 Control de potencia

La idea básica detrás del control droop es imitar al gobernador de un generador síncrono donde ante un aumento en la carga, se reparten los aportes en frecuencia de acuerdo con el estatismo de cada unidad. Este principio es utilizado dentro de los inversores tanto para la potencia activa como para la potencia reactiva.

Tal como muestra la Figura 2-14, la potencia instantánea tanto activa como reactiva son calculadas a partir de las tensiones y corrientes de salida en los ejes d y q de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

$$p = v_{od}i_{od} + v_{oq}i_{oq}$$

$$q = v_{od}i_{oq} - v_{oq}i_{od}$$

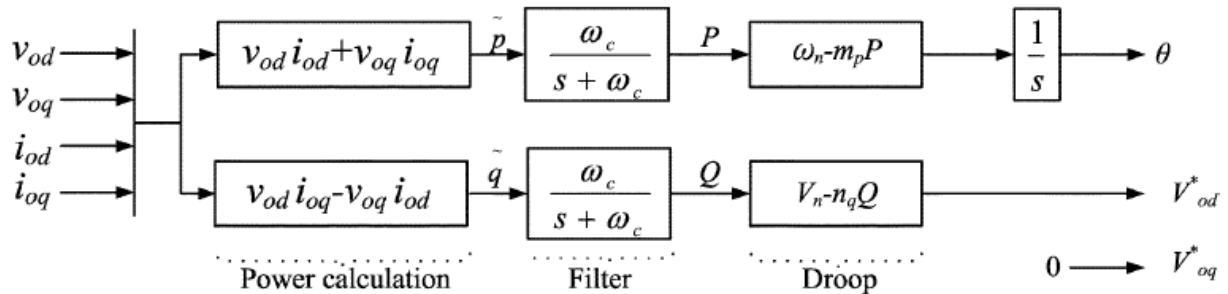


Figura 2-14: Controlador de potencia inversor [19]

La potencia instantánea pasa a través de un filtro pasabajo para obtener los valores de potencia P y Q. La componente  $\omega_c$  corresponde a la frecuencia de corte del filtro pasabajo.

$$P = \frac{\omega_c}{s - \omega_c} p$$

$$Q = \frac{\omega_c}{s - \omega_c} q$$

Finalmente, la potencia pasa por el control droop quien determina los valores de tensión y frecuencia requeridos. La frecuencia  $\omega$  es ajustada por la ganancia  $m_p$  y la fase se obtiene integrando el valor de la frecuencia. Esto permite replicar las características del governor e inercia de una máquina síncrona. En las siguientes ecuaciones,  $\omega_n$  representa la frecuencia nominal,  $\alpha$  es el ángulo de referencia del inversor visto como un eje rotacional a frecuencia nominal.

$$\begin{aligned} \omega &= \omega_n - m_p P \\ \dot{\theta} &= \omega, \quad \theta = \omega_n t - \int m_p P dt \\ \alpha &= - \int m_p P dt, \quad \dot{\alpha} = -m_p P \end{aligned}$$

En el caso de la potencia reactiva se utiliza el control droop, al igual que el caso anterior, para hacer una repartición de los montos entre los inversores. La referencia para la tensión en el eje d será la tensión nominal  $V_n$ . Mientras que la tensión en el eje q quedará seteada en 0 tal como se muestra a continuación.

$$v_{Od}^* = V_n - n_q Q, \quad v_{Oq}^* = 0$$

Por último, las ganancias del control droop se calculan a partir de los rangos máximos de frecuencia y tensión.

$$m_p = \frac{\omega_{max} - \omega_{min}}{P_{max}}, \quad n_q = \frac{V_{Odmax} - V_{Odmin}}{Q_{max}}$$

### 2.2.2.3 Control de tensión y corriente

Tal como se indicó anteriormente, la función principal de estos controles es evitar las señales de alta frecuencia y amortiguar las variaciones con respecto a la referencia para evitar gran estrés sobre los sistemas de rectificación.

La Figura 2-15 muestra el diagrama de bloque asociado al controlador de tensión del inversor. La tensión de salida es controlada por medio de un control tipo PI y las ecuaciones se describen a continuación.

$$\frac{d\phi_d}{dt} = v_{Od}^* - v_{Od}, \quad \frac{d\phi_q}{dt} = v_{Oq}^* - v_{Oq}$$

$$i_{ld}^* = Fi_{Od} - \omega_n C_f v_{Oq} + K_{pv}(v_{Od}^* - v_{Od}) + K_{iv}\phi_d$$

$$i_{lq}^* = Fi_{Oq} + \omega_n C_f v_{Od} + K_{pv}(v_{Oq}^* - v_{Oq}) + K_{iv}\phi_q$$

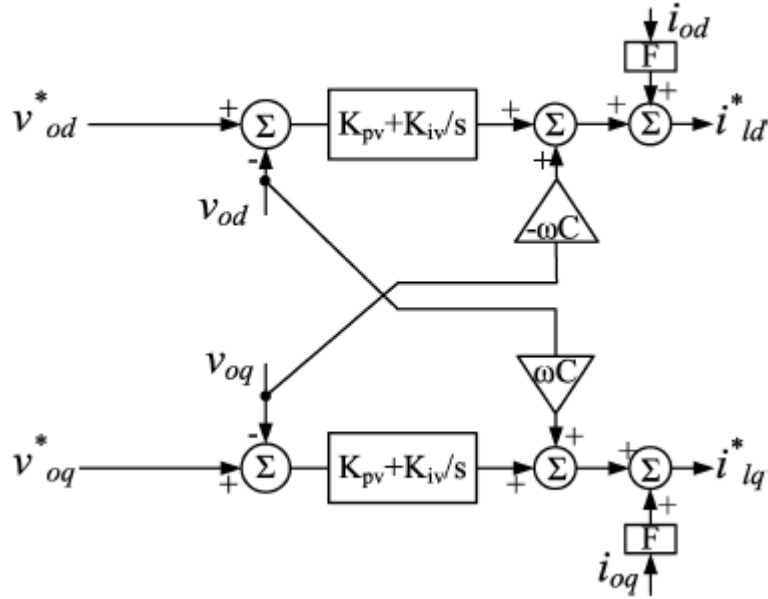


Figura 2-15: Controlador de tensión del inversor [19]

Por otro lado, la Figura 2-16 muestra el diagrama de bloque asociado al controlador de corriente del inversor. La tensión de salida es controlada por medio de un control tipo PI y las ecuaciones se describen a continuación.

$$\frac{d\gamma_d}{dt} = i_{ld}^* - i_{ld}, \quad \frac{d\gamma_q}{dt} = i_{lq}^* - i_{lq}$$

$$v_{id}^* = -\omega_n L_f i_{lq} + K_{pc}(i_{ld}^* - i_{ld}) + K_{ic}\gamma_d$$

$$v_{iq}^* = \omega_n L_f i_{ld} + K_{pc}(i_{lq}^* - i_{lq}) + K_{ic}\gamma_q$$

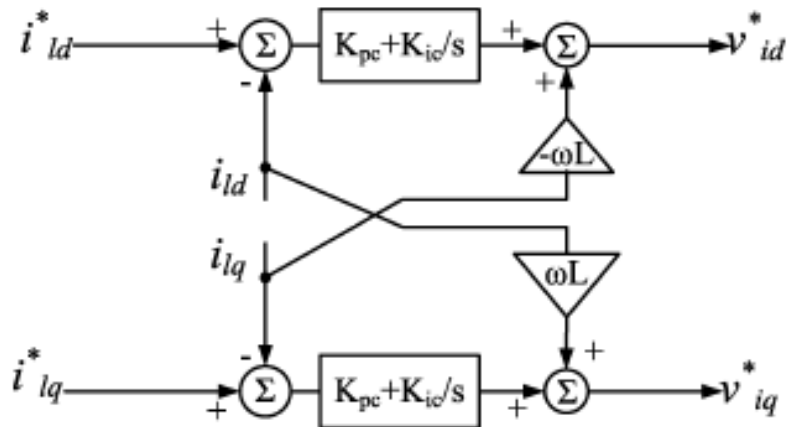




Figura 2-16: Controlador de corriente del inversor [19]

Finalmente, estas últimas ecuaciones son las señales que se rectifican para entregar una tensión alterna con la frecuencia de la red que pasa a través del filtro LC y la inductancia de acoplamiento.

### 2.2.3 Sistema fotovoltaico [20]

La generación fotovoltaica capta la energía proveniente del sol para transformarla en energía eléctrica es por esto mismo que puede exhibir altas variaciones en su potencia de salida debido a la intermitencia de la iluminación. Como el nivel de penetración de generación solar va en aumento, estas intermitencias van reduciendo cada vez más la calidad y confiabilidad de la señal especialmente para microrredes. Estas pérdidas pueden ser mitigadas en parte por el uso de un sistema de control seguidor del punto de máxima potencia (MPPT).

Dicho lo anterior, el desempeño de este sistema depende tanto de la geolocalización y las fuentes de información, así como de la intensidad del sol, nubosidad y temperatura. También es importante la eficiencia de los módulos PV, el convertidor DC-DC y el mecanismo de control empleado. Las fluctuaciones de irradiancia y nubosidad cumplen un rol fundamental en las perturbaciones de tensión generadas. Estas alteraciones pueden incluso desconectar el inversor de la red y, por ende, pérdidas del suministro.

Un panel solar consiste en una combinación de celdas fotovoltaicas que se describe por el circuito equivalente de la Figura 2-17. La corriente de salida está determinada por:

$$I_C = I_{ph} - I_0 \left\{ e^{\frac{E}{AkT_C}(V_C + R_S I_C)} - 1 \right\} - \frac{V_C + R_S I_C}{R_{sh}}$$

Donde:  $I_{ph}$  es la corriente inducida por el fotón;  $I_0$  es la corriente de saturación reversa;  $I_C$  es la corriente de operación;  $V_C$  tensión de operación;  $E$  es la carga elemental ( $1.106 \times 10^{-19}$ );  $k$  es la constante de Boltzmann ( $0.138 \times 10^{-23}$ );  $A$  es el factor de idealización del diodo;  $T_C$  es la temperatura ambiental;  $R_S$  resistencia serie de la celda;  $R_{sh}$  resistencia de fuga a tierra.

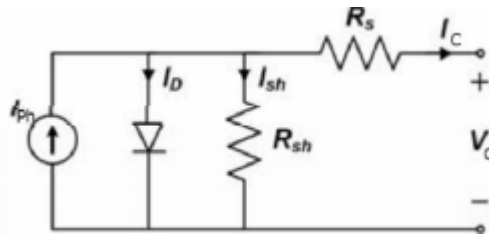


Figura 2-17: Circuito equivalente de celda fotovoltaica [20]

La última parte de la ecuación es insignificante ya que la resistencia a tierra es mayor que la resistencia en serie por lo que el término se desprecia quedando la siguiente ecuación:

$$I_C = I_{ph} - I_0 \left\{ e^{\frac{E}{AkT_C}(V_C + R_S I_C)} - 1 \right\}$$

De esta manera el circuito equivalente podría ser evaluado sin considerar la rama paralelo con la resistencia a tierra. Por lo tanto, la tensión de la celda fotovoltaica quedaría en función de la corriente de operación, y esta última es determinada por la corriente de carga, el nivel de aislamiento y la temperatura medioambiental:

$$V_C = \frac{AkT_C}{E} \ln\left(\frac{I_{ph} + I_0 - I_C}{I_C}\right) - R_S I_C$$

De acuerdo con lo anterior, el cambio en la temperatura tiene una influencia sobre la tensión de salida lo cual se denomina efecto térmico. Este es presentado en los modelos como coeficientes térmicos de tensión de salida  $C_{TV}$  y corriente inducida  $C_{TI}$ .

$$C_{TV} = 1 + \beta_T(T_C - T_\pi)$$

$$C_{TI} = 1 + \frac{\gamma_T}{S_C}(T_\pi - T_C)$$

Donde  $\beta_T = 0.004$  y  $\gamma_T = 0.06$  los coeficientes térmicos para  $T_p = 25^\circ C$ .

Finalmente, si el nivel de la temperatura medioambiental no sufre grandes cambios durante el día, el nivel de aislamiento solar está cambiando durante un día a causa del cambio de nivel de radiación y nubes. Esto provoca cambios en la temperatura de las celdas fotovoltaicas y por ende en la tensión de salida. El cambio del nivel de aislamiento solar puede ser descrito a través de las constantes  $C_{SV}$  y  $C_{SI}$ .

$$C_{SV} = 1 + \beta_T \alpha_s(S_X - S_C)$$

$$C_{SI} = 1 + \frac{1}{S_{CT}}(S_X - S_C)$$

Donde  $S_C$  es el nivel de aislamiento solar medida cuando  $T_p = 25^\circ C$ ,  $S_X$  es el nivel de aislamiento solar estimada para el día.

El cambio de la temperatura  $\Delta T_C$  causado por cambios en el nivel de aislamiento, está descrito a continuación.

$$\Delta T_C = \alpha_s(S_X - S_C)$$

Donde  $\alpha_s = 0.003$  y este describe el cambio de temperatura de trabajo causada por el cambio de aislamiento. Es posible obtener la tensión  $V_{CX}$  y la corriente inducida  $I_{phx}$  para una temperatura  $T_X$  y una aislamiento solar  $S_X$  usando los factores correctivos  $C_{TV}$ ,  $C_{TI}$ ,  $C_{SV}$  y  $C_{SI}$ .

$$V_{CX} = C_{TV} C_{SV} V_C$$

$$I_{phx} = C_{TI} C_{SI} I_{ph}$$

Por otro lado, un sistema fotovoltaico utiliza inversores para poder conectarse a la red el cual, de acuerdo a una señal de referencia y la generación de los paneles, inyecta a la red la energía a la frecuencia estipulada y con una amplitud determinada por el sistema.

#### 2.2.4 Turbinas eólicas [21]

Los sistemas de conversión de energía eólica (WECS por sus siglas en inglés) captan la energía del viento para transformarla en energía eléctrica. Como es muy bien sabido, el desarrollo y aprovechamiento de la energía eólica ha crecido considerablemente los últimos años, esto no se debe solamente las ventajas ambientales y económicas existentes, sino también ya que puede ser instalada en todas las regiones. Se pueden encontrar muchos tipos de aerogeneradores tales como generador síncrono de imanes permanentes (PMSG), generador de inducción de jaula de ardilla (SCIG), generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) y generador de inducción de rotor bobinado (WRIG). [21]

Generalmente, las principales partes que componen a un aerogenerador corresponden a la torre, el rotor y la góndola. Esta última contiene los componentes de transmisión de la energía y al generador. El rotor puede formarse por dos o más cuchillas. La turbina captura la energía cinética y del viento a través de las cuchillas y transfiere la energía al generador mediante una caja de cambios. Además, estas se pueden ser de dos tipos: eje horizontal o eje vertical.

La energía mecánica capturada por la turbina es expresa por la siguiente ecuación:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_w^3 C_p$$

Donde  $\rho = 1.225 \frac{kg}{m^3}$  es la densidad del aire,  $R(m)$  es el radio de las aspas y  $V_w$  es la velocidad del viento. En cuanto a  $C_p$  este se calcula a partir de  $C_q$  que representa el coeficiente de torque.

$$C_q = C_1(1 + C_2(\beta + C_3)^{0.5}) + \frac{C_4}{\lambda} C_5 \lambda_l(\lambda, \beta) - C_6 \beta - (C_7 \beta C_8) - C_9 e^{-C_{10} \lambda_l(\lambda, \beta)}$$

Donde:

$$\lambda_l = \frac{1}{(\lambda + 0.08\beta)} - \frac{0.035}{C_{11} + C_{12}\beta^3}$$

$C_1 = 0.005$	$C_2 = 1.53$	$C_3 = 0.5$	$C_4 = 0.18$	$C_5 = 121$	$C_6 = 27.9$
$C_7 = 198$	$C_8 = 2.36$	$C_9 = 5.74$	$C_{10} = 11.35$	$C_{11} = 16.1$	$C_{12} = 201$

Con  $\beta$  como el pitch angle y  $\lambda$  es la razón de la velocidad de punta, el cual se puede calcular de la siguiente manera en función de la velocidad del rotor  $W_w$ .

$$\lambda = \frac{W_w R}{V_w}$$

Finalmente, el valor del coeficiente de potencia y torque recibido por la turbina puede ser calculado de la siguiente manera.

$$C_p = C_q \lambda$$

$$T_w = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 V_w^2 C_q$$

Este valor es el utilizado como entrada al generador que dependen del tipo de aerogenerador las ecuaciones matemáticas que lo representan.

### 2.3 Problemas de calidad relacionadas a fuentes DG

La calidad en microrredes ha sido un t3pico importante con la penetraci3n de fuentes de generaci3n distribuida, tanto conectadas a la red como partes de una microrred. La generaci3n solar, e3lica y di3sel son las fuentes DG m3s comunes. Los problemas de calidad relacionados a estas fuentes son mostrados en la Figura 2-18. Esta tabla indica que las fuentes ERNC solar y e3lica pueden causar casi todos los problemas PQ, as3 como aumento o ca3da de tensi3n, arm3nicos de corriente y tensi3n, flickr y sub/sobre tensi3n. Por otro lado, los motores di3sel tambi3n presentan problemas asociados a sub/sobre tensi3n y flickr. La principal desventaja de esta fuente es que emite altas cantidades de CO2. Dicho lo anterior, para estabilidad y confiabilidad de estos sistemas, el control PQ incluido la gesti3n de fallas es uno de los criterios b3sicos a considerar y, por lo tanto, m3s 3nfasis debe ser dado para mejorar estos problemas de control en microrredes.

PQ Problems	Wind Energy	Solar Energy	Micro/ Small Hydro	Diesel
Voltage Sag/Swell	•		•	•
Over/Under Voltage	•			•
Voltage Unbalance		•		
Voltage Transient	•			
Voltage Harmonics	•	•	•	
Flicker	•	•		•
Current Harmonics	•	•	•	
Interruption	•	•		

Figura 2-18: Problemas PQ relacionados a sistemas con generaci3n distribuida.

### 3 Propuesta metodológica

En el siguiente capítulo se presenta la metodología empleada para el desarrollo de la memoria la cual tiene por objetivo el desarrollo de una plataforma de simulación para estudios de estabilidad en una microrred. Posteriormente, esta será evaluada bajo diferentes escenarios obtenidos a partir de la operación de una microrred que opera aislada de la red en la comunidad de Huatacondo en el norte de Chile.

La plataforma de simulación consiste en un modelo de una red unilineal que cuenta con diferentes elementos típicos existentes en una microrred. Como fuentes de generación cuenta con un generador diésel, generador solar y generador eólico; como demandas tiene una carga fija y un motor de inducción; además posee un sistema de almacenamiento a partir de baterías que inyecta su energía por medio de un inversor. Este modelo puede ser modificado para ser adaptado a diferentes tipos de microrredes de acuerdo con su capacidad y elementos que esta posea.

Para lograr el diseño y evaluación de la plataforma de simulación, en primer lugar, se realiza una búsqueda bibliográfica para determinar los conceptos básicos de las microrredes, así como también la operación y elementos que la componen generalmente.

Luego, se determinan los dispositivos eléctricos y el programa en el cual se desea realizar la plataforma de simulación los cuales fueron detallados anteriormente. Siguiendo a esto, utilizando lo descrito en el marco teórico, se comienzan a diseñar modelos genéricos dentro de la plataforma de Simulink. Primero, se comienza con el generador síncrono, una vez finalizado el diseño, se prueba mediante un flujo de potencia simple con variaciones de demanda para proceder a la sintonización de controladores y cálculo de variables de interés que permita obtener una respuesta acorde a lo esperado. De esta misma manera se procede con cada uno de los elementos en cuestión para finalmente realizar una prueba con el sistema completo.

En particular, para esta memoria, la evaluación de la plataforma se realizó utilizando la operación real de la microrred de Huatacondo. A partir de ella, se obtuvieron 4 escenarios posibles para corroborar si los modelos se ajustan a la respuesta real de un día cualquiera.

Finalmente, los resultados y análisis se desprenden de la respuesta de la plataforma en contraste con la operación de la microrred de Huatacondo donde, además, se entrega un breve análisis de algunos casos de interés que se presentarán en el siguiente capítulo.

En la Figura 3-1 se muestra un resumen de la metodología de trabajo que se seguirá en este proyecto y que se describió en los párrafos anteriores.

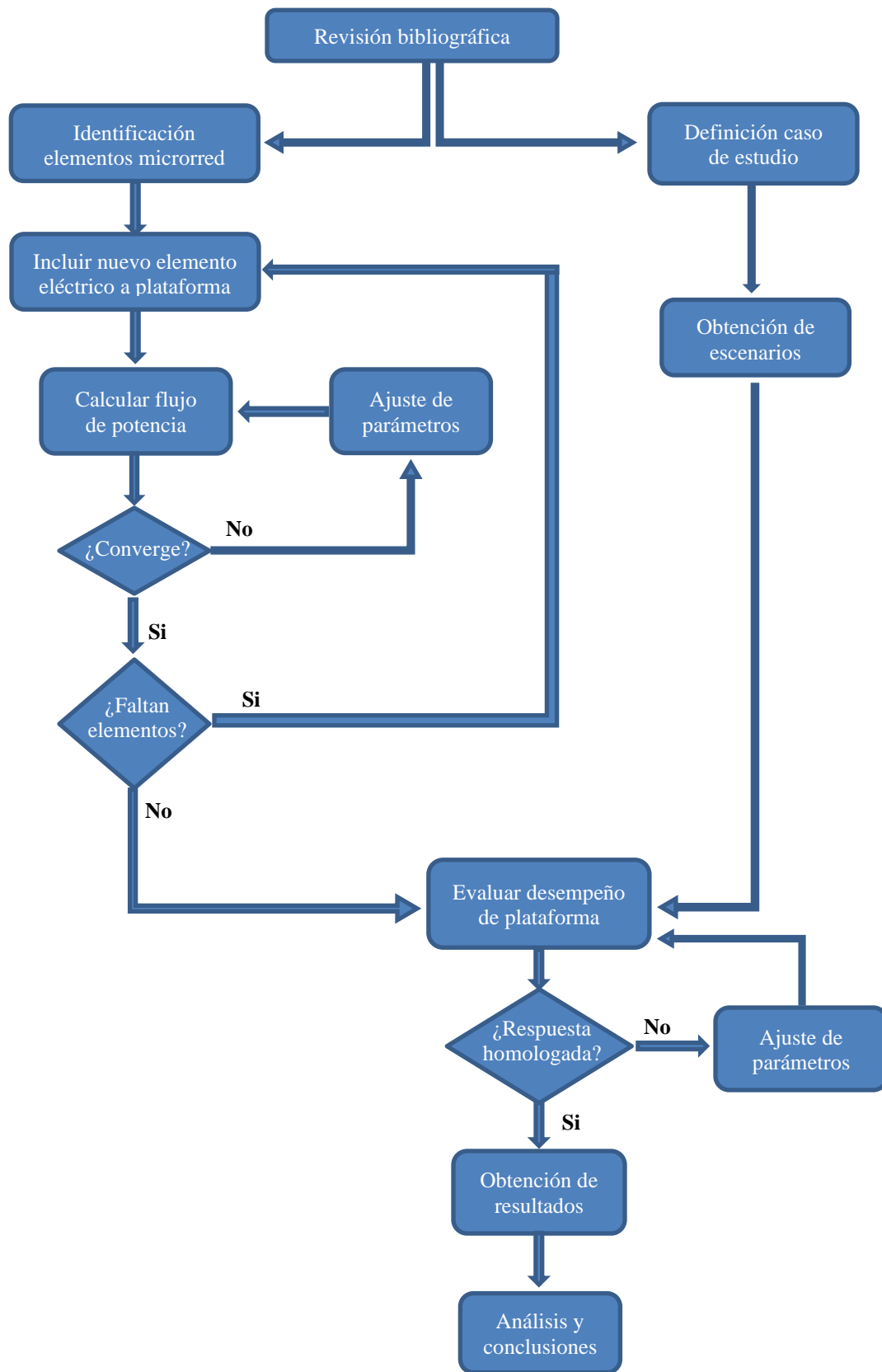


Figura 3-1: Diagrama de flujos de la metodología

Es importante destacar que, con respecto al caso estudio, este solo es utilizado para evaluar si la plataforma responde a la operación real de una microrred. En el Capítulo 4 se detalla con mayor claridad cada uno de los componentes de la plataforma y el modo de uso de ella para adaptarla a diferentes Casos de Estudio.

### 3.1 Definición de caso estudio

La microrred de Huatacondo es una red eléctrica implementada en un pequeño pueblo de 30 familias que se ubica en el desierto de Atacama, Chile. Su red eléctrica está aislada de la red principal y originalmente tenía sólo 10 horas por día de electricidad que era suplida por un generador diésel. Actualmente, gracias a la microrred, desarrollada por el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, y las perfectas condiciones existentes para la generación ERNC, el sistema cuenta con servicio eléctrico las 24 horas del día.

La red eléctrica opera con una red a 380 V y 50 Hz, y la energía es suministrada por un sistema fotovoltaico, un generador diésel, un sistema de almacenamiento de baterías conectado por medio de un inversor y una turbina eólica. La demanda corresponde a los consumos eléctricos de los hogares y una bomba de agua que pueden ser controlados mediante un mecanismo de gestión de demanda que indica a los habitantes como gestionar sus consumos. La Figura 3-2 muestra esta microrred en detalle con cada uno de sus parámetros.

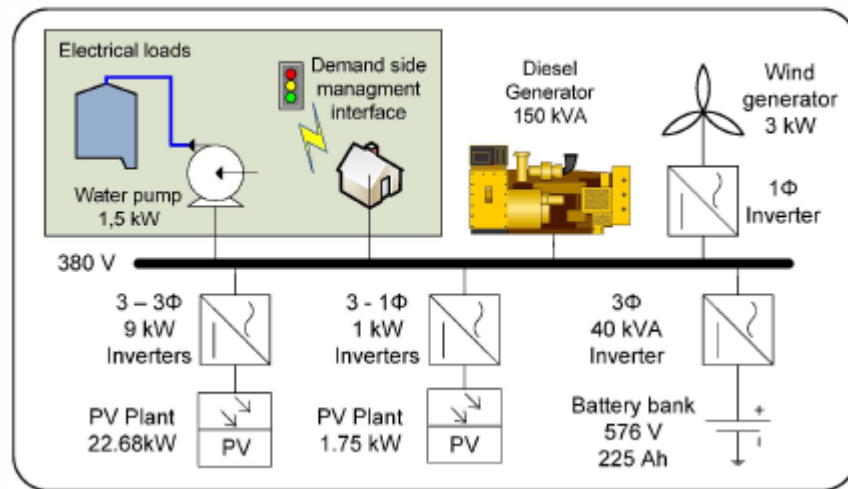


Figura 3-2: Diagrama de la microrred de Huatacondo [22]

Para el control de la generación, la microrred tiene implementado un Energy Management System (EMS) que entrega los puntos de operación para el generador diésel y el BESS. En cuanto al BESS, usa una curva de control droop como estrategia para controlar la tensión y frecuencia del sistema.

El generador diésel tiene una capacidad de 150 kVA con un controlador Woodward Easygen, el cual puede realizar la sincronización de la máquina. Para esto, utiliza una medida adicional de voltaje en una fase del sistema para llevar a cabo la sincronización. La planta fotovoltaica tiene una capacidad de 22 kW y se conecta a la microrred por medio de un inversor

Sunny Island de una fase. En cuanto al generador eólico, tiene una capacidad de 3 kW, este se acopla con un inverter grid-tied el cual tiene configurado el algoritmo de MPPT. Finalmente, respecto a los sistemas de almacenamiento, el poblado de Huatacondo tiene un banco de baterías de tipo plomo-ácido con una capacidad de almacenamiento de 225 Ah conectado por medio de un inversor trifásico de 40 kVA con amplias capacidades de control, donde se puede configurar algoritmos de tipo maestro-esclavo y control droop. Adicionalmente, se cuenta con un vehículo eléctrico que se conecta por medio de un inversor de 15 kVA de capacidad a la red. Con respecto a la demanda, esta no supera los 18 kW de potencia en la máxima alcanzada a la fecha lo cual incluye una bomba de agua de 1.5 kW.

### **3.2 Escenarios**

Los escenarios que se evaluarán en la memoria se extraen de la gráfica de la Figura 3-3. Esta imagen muestra la operación real de la microrred de Huatacondo para el día 11 de julio de 2014. La curva de color verde corresponde al valor de demanda diario el cual tiene un valor promedio de 10kW por día. La curva de color negro muestra la generación del motor diésel el cual está en servicio entre las 20:00 y las 02:00 hrs a un valor promedio de 20 kW. La curva de color azul representa la operación del conjunto batería-inversor quien es cumple la función de ser el centro de control de la microrred ya que mantiene la tensión y frecuencia de la red a un valor deseado y, además, realiza los balances de potencia tanto activa como reactiva. Como se puede ver en el gráfico, esta se carga cuando está encendido el generador diésel y/o en horas donde hay alta inyección de generación ERNC solar. En el resto de las horas inyecta la energía almacenada. Por último, las curvas de color rojo y rosa corresponden a las fuentes de ERNC donde se visualiza una gran inyección solar durante las tardes alcanzando máximas de alrededor de 14 kW mientras que la generación eólica, dada su baja capacidad, no supera los 3 kW de inyección.



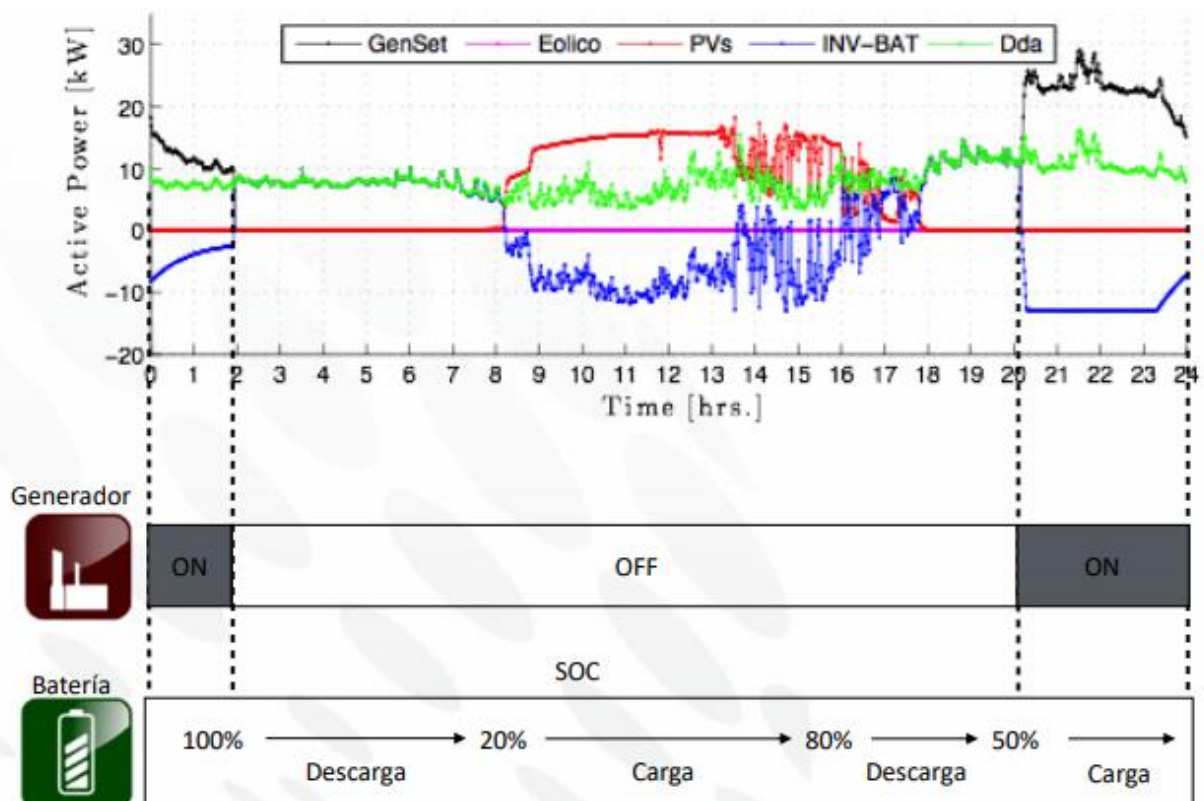


Figura 3-3: Operación de la microrred de Huatacondo

De esta manera, de acuerdo con el análisis de la figura anterior, se pueden desprender tres escenarios posibles para evaluar el comportamiento del modelo realizado en Simulink, los cuales serán del análisis de esta memoria.

- **Escenario 1:** El objetivo es simular entre las 18:00 y 02:00 hrs de acuerdo con el gráfico anterior. Con esto se podrá analizar la sincronización del generador diésel y la coordinación entre sus controles.
- **Escenario 2:** El objetivo es simular entre las 02:00 y 08:00 hrs la operación de la microrred de Huatacondo para poder obtener el comportamiento del conjunto batería-inversor ante variaciones de demanda tales como el encendido de la bomba de agua.
- **Escenario 3:** El objetivo es simular entre las 08:00 y 18:00 hrs la operación de la microrred de Huatacondo. De esta manera, se obtienen los resultados en horas donde existe alta inserción ERNC que deben ser controladas por el inversor. A la vez, este comienza un proceso de carga constante de la batería para ser empleada durante la transición entre la bajada de renovables y el encendido del motor diésel.
- **Escenario 4:** Finalmente, con los escenarios anteriores se logra simular la operación completa del día. No obstante, se define este escenario para poder obtener la

respuesta de la microrred cuando se produce una falla cuando la inyección de renovables es máxima y la batería no tiene la carga suficiente para aguantar hasta la noche por lo que se debe encender de emergencia el generador diésel.

## 4 Diseño de plataforma

La plataforma de simulación se implementa en el software Simulink de Matlab en su versión 2018a. En particular, se busca implementar un modelo que pueda simular la operación real de cualquier microrred ajustando los parámetros básicos de cada dispositivo que se detallará en los siguientes apartados. El diseño de la microrred puede ser observado en la Figura 4-1 donde se destacan 5 subsistemas (de izquierda a derecha): *Generador diésel*, *panel fotovoltaico*, *generador eólico*, *motor de inducción (bomba de agua)* y *sistema batería-inversor*. Además, hay que destacar que se consideró un sistema unilineal por simplicidad de cálculo y optimización de recursos computacionales.

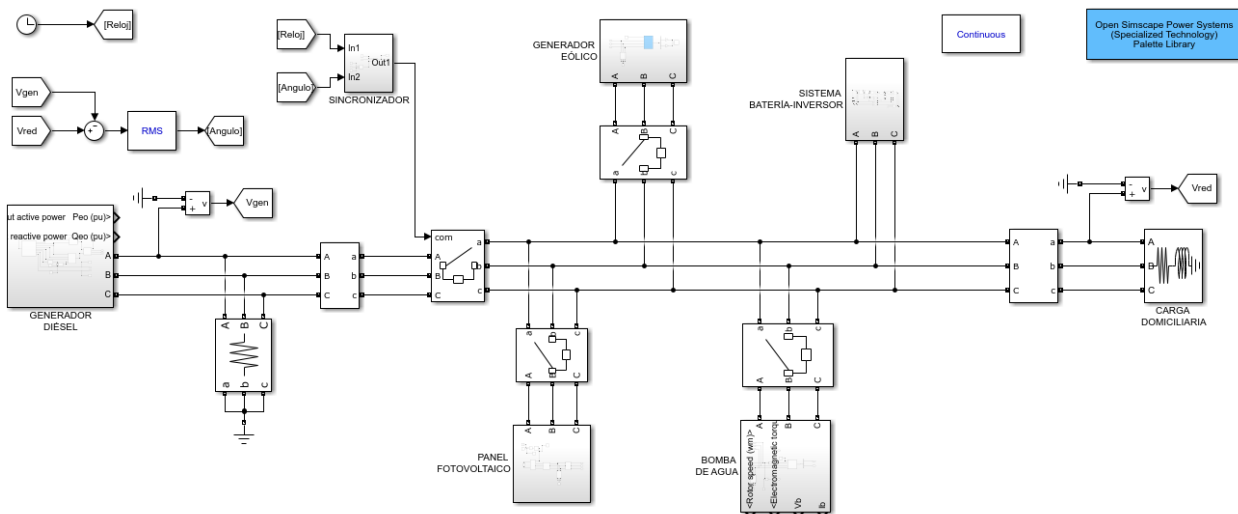


Figura 4-1: Modelo microrred en Simulink

Cada uno de estos subsistemas, con excepción del sistema batería-inversor, está conectado a la red por medio de un interruptor el cual está configurado a cerrarse de acuerdo con los diferentes escenarios en estudio (parámetro configurable). El sistema batería-inversor se encuentra siempre en servicio ya que este equipo es el controlador de las variables eléctricas de la microrred y está configurado para mantener la tensión y frecuencia requerida.

Con respecto al interruptor asociado al generador síncrono, este opera mediante un control externo. La señal externa procede del bloque sincronizador descrito en la Figura 4-2.

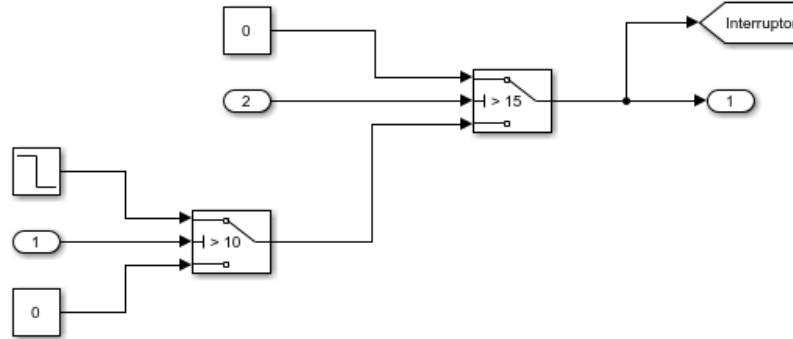


Figura 4-2: Sincronizador generador síncrono

Como se puede notar, las entradas 1 y 2 corresponden al reloj y desviación entre las tensiones del generador y de la red, respectivamente. La condición de sincronización se establece cuando la diferencia entre las tensiones es menor a 15 y el tiempo supera un valor en particular en segundos, según escenario de estudio (valor ajustable). A continuación, se detallarán las partes internas de cada uno de los subsistemas mencionados en el primer párrafo del capítulo.

#### 4.1 Generador diésel [23]

Para simular el funcionamiento del generador diésel se utiliza un bloque predefinido de Simulink llamado “*Synchronous Machine*”, el cual modela el comportamiento de una máquina síncrona. Este bloque tiene como parámetros de entrada la potencia mecánica y la tensión de excitación de campo los cuales son entregados por la turbina y el sistema de excitación, respectivamente. La Figura 4-3 muestra el modelo interno del generador síncrono con cada uno de los bloques.

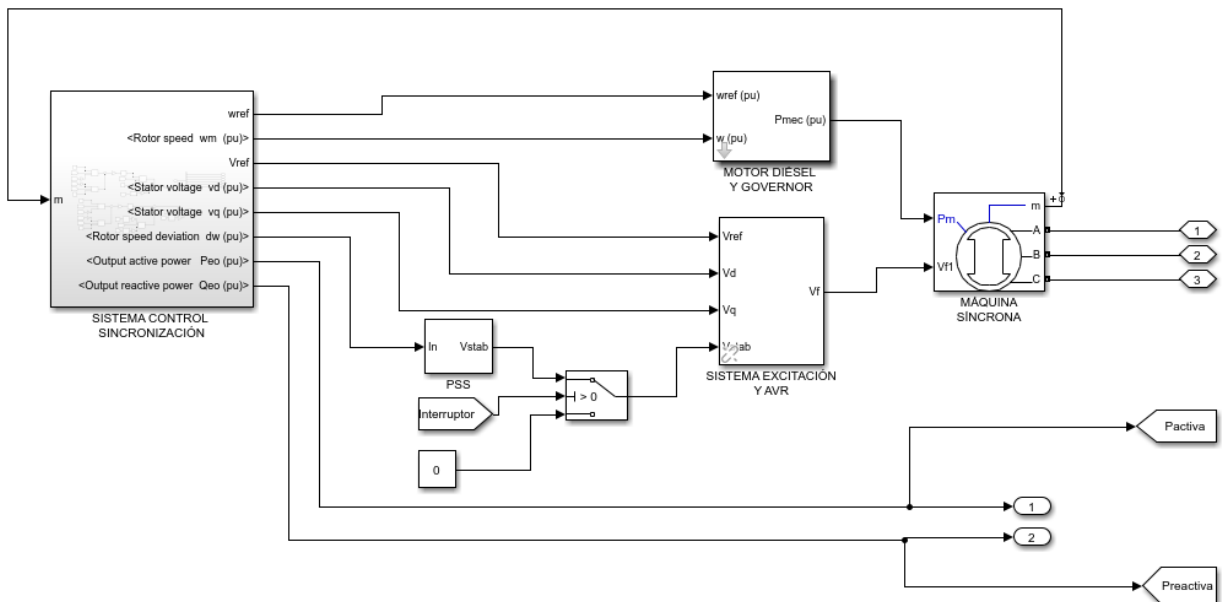


Figura 4-3: Modelo generador síncrono en Simulink

Básicamente, el funcionamiento del subsistema consiste en el control mediante el bloque “Sistema control sincronización” de las referencias de tensión y velocidad mecánica. Dichas señales, son los parámetros de entrada para los bloques “Motor diésel y gobernador” y “Sistema excitación y AVR”. La Figura 4-4 muestra el bloque de control de las referencias.

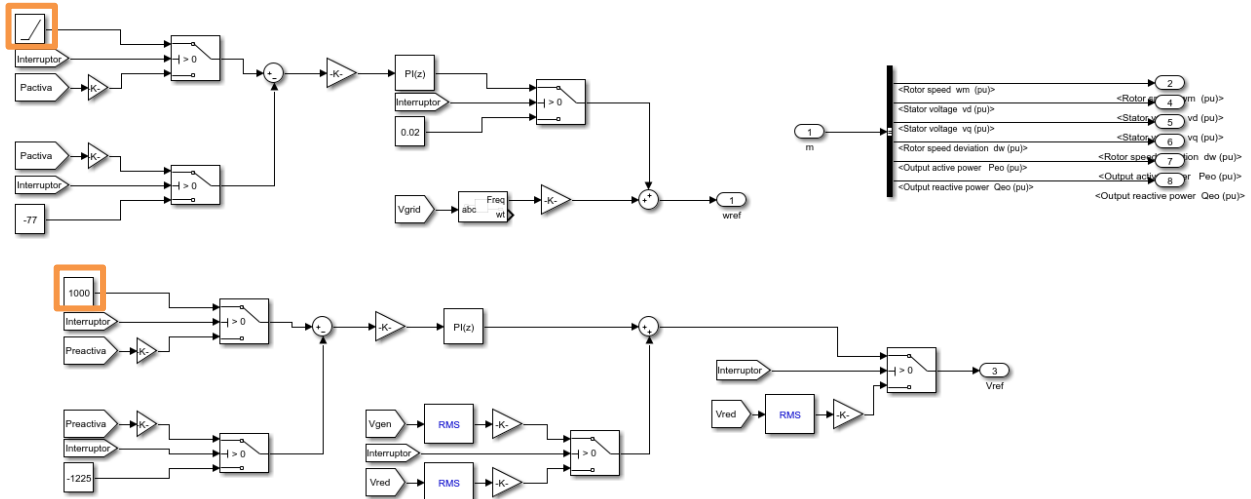


Figura 4-4: Sistema de control PQ y sincronización GS

Este bloque se puede separar en dos formas de control: control  $V-f$  realizado previo a la sincronización y control  $P-Q$  realizado una vez que el interruptor da la señal de cierre. Bajo el sistema de control  $V-f$  se toma como referencia la frecuencia y tensión de la red. Mientras que para el sistema de control  $P-Q$  se toma como referencia un valor fijo de potencia activa y reactiva los cuales se pueden modificar en los recuadros de color naranja (valor ingresado equivale a 1/3 del despacho deseado), se calcula el error de esta señal luego se controla mediante un controlador PI y se adiciona a la señal de los parámetros de la red.

Con respecto al sistema de excitación y AVR, la Figura 4-5 presenta los bloques internos utilizados. Como base se utiliza el bloque predefinido de simulink llamado “Excitation System” que tiene como entrada la tensión de referencia, tensión  $Vd$  y  $Vq$  y  $Vstab$ . Esta última señal corresponde al valor entregado por el bloque del PSS.

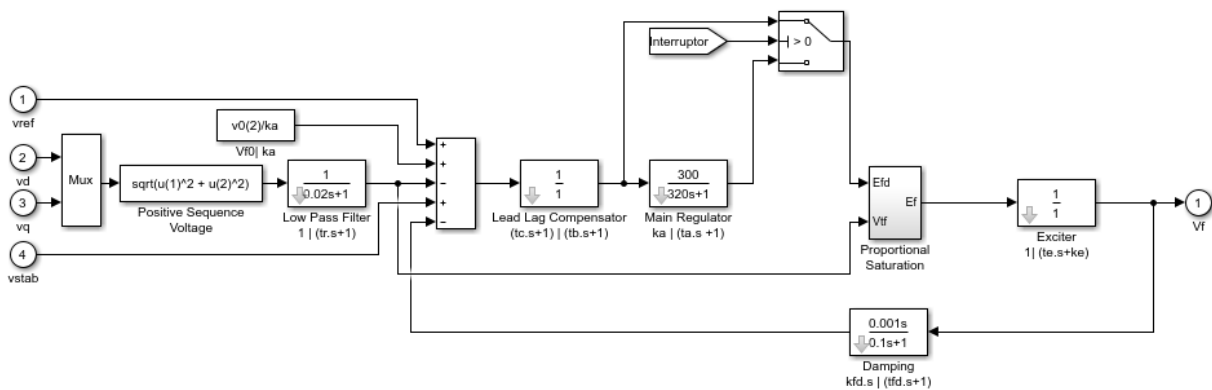


Figura 4-5: Modelo sistema de excitación y AVR

El bloque “*Main Regulator*” modela el comportamiento del conjunto Regulador Automático de Voltaje (AVR) y bloque PI. Por esta razón es que cuando el sistema sincroniza, la señal debe ser desviado ya que pasa a un sistema de control diferente determinado por el bloque de sincronización.

La Figura 4-6 presenta el modelo del PSS donde se utilizó el bloque predefinido en Simulink llamado “*Generic Power System Stabilizer*”. Este modelo tiene un switch de operación ya que solo se conecta una vez que el generador síncrono está sincronizado con la red y permite atenuar las oscilaciones de potencia generadas en el rotor. Tiene como entrada la desviación de velocidad medida en bornes de la red y entre una señal de tensión a la excitación.

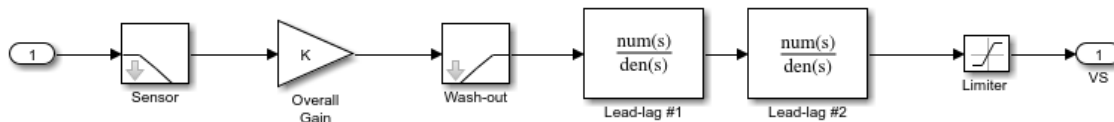


Figura 4-6: Modelo PSS

Por último, el bloque del sistema motriz está basado en el bloque predefinido de Simulink llamado “*Diesel Engine Governor*”. Este bloque modela tanto el control de velocidad como el motor diésel y se encarga de generar la señal de potencia mecánica a la máquina síncrona tal como se muestra en la Figura 4-7. Cabe destacar que se implementa un switch que servirá para la transición del esquema de control  $V-f$  al esquema de control  $P-Q$ . Esto se realiza anulando el efecto del bloque PID del lazo de control de velocidad cuando el generador está sincronizado con la red.

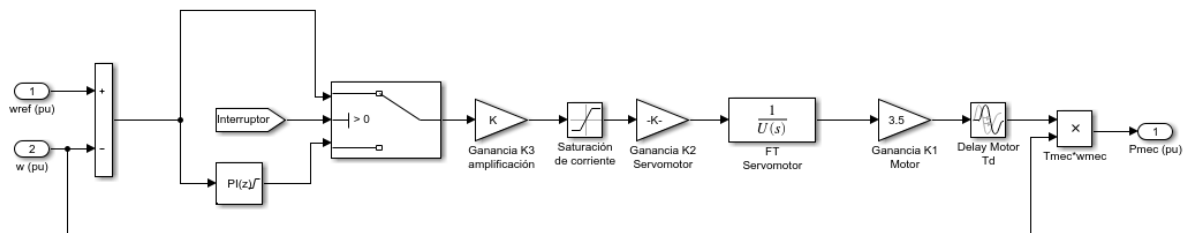


Figura 4-7: Modelo motor diésel y gobernador en Simulink

En resumen, este subsistema cuenta como entrada con el P y Q deseado. También se pueden ajustar los valores de los controles PI detallados en el bloque de sincronización como también los parámetros del sistema de excitación, gobernador y propios del generador. El resultado de este bloque entrega una inyección a la red de potencia activa y reactiva bajo un valor de tensión y frecuencia definidos por la misma microrred, según sea el caso.

## 4.2 Sistema batería-inversor

El bloque del sistema batería-inversor se presenta en la Figura 4-8 el cual está compuesto por 4 modelos internos: Control de potencia, control de corriente, control de voltaje y generador de señal. Gracias a ello, puede generar una señal a la microrred utilizando un mecanismo de control

tipo  $P-Q$  o  $V-f$ . En este caso, el sistema se mantiene controlando tensión y frecuencia. En su punto de conexión se ubican una serie de filtros que permiten atenuar los armónicos de los dispositivos semiconductores existentes en la generación de la señal. La matemática que modela cada uno de estos bloques se puede encontrar en detalle en el Capítulo 2.2.2.

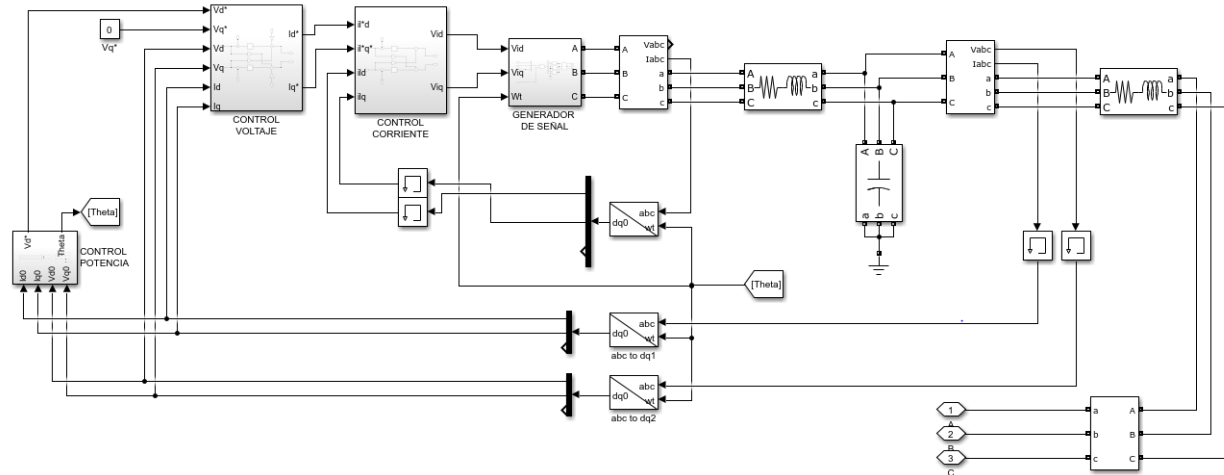


Figura 4-8: Modelo sistema batería-inversor en Simulink

El modelo de control de potencia visto en la Figura 4-9 es realizado mediante control droop para tensión y frecuencia. Esto entrega una señal de tensión en el eje d y de ángulo theta para que sirva como entrada del control de voltaje y generador de la señal. El recuadro de color naranja presenta la función donde se aplica el control droop para ambas señales, en este bloque puede modificarse las pendientes de la curva para el control droop y definir los valores de frecuencia y tensión a los que se desea despachar el inversor.

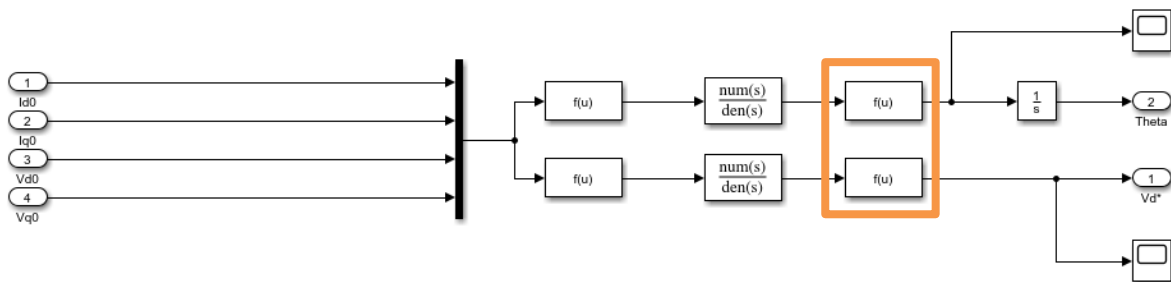


Figura 4-9: Modelo control de potencia inversor

Luego, en la Figura 4-10 y Figura 4-11, se muestra el mecanismo de control de corriente y tensión de acuerdo con lo descrito en el Capítulo 2.2.2. Ambos mecanismos utilizan un control de tipo PI para controlar la señal de error de tensión y corriente en los ejes d y q.

El resultado obtenido tras el paso por estos bloques corresponde a un valor de tensión controlada en los ejes d-q que se utiliza como entrada, junto al valor del ángulo theta, para el bloque generador de la señal de referencia AC inyectada por el sistema batería-inversor a la microrred.

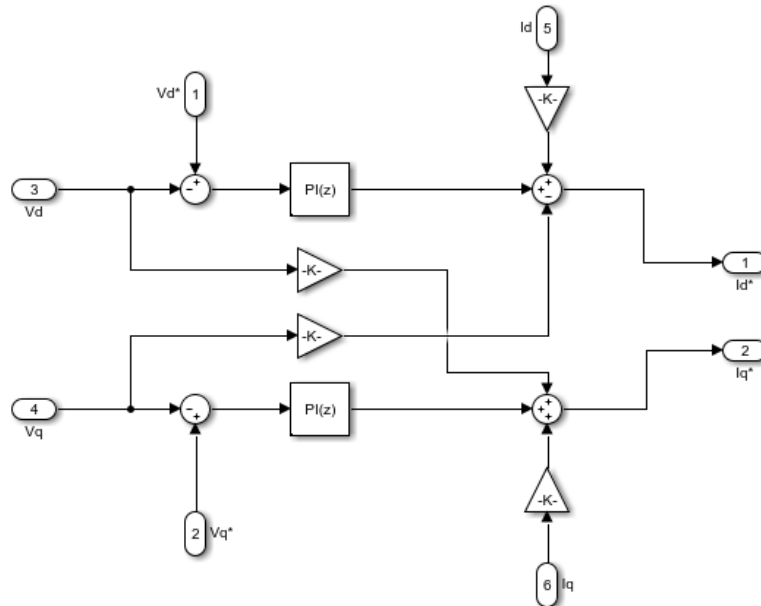


Figura 4-10: Modelo control de voltaje inversor

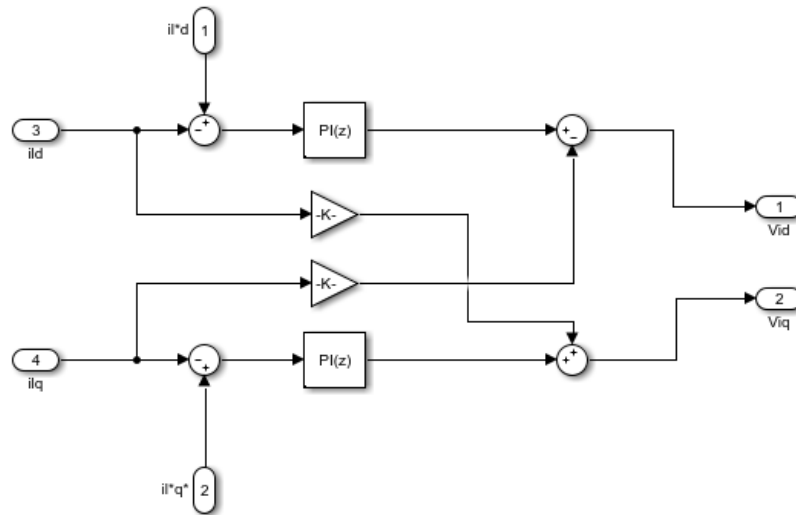


Figura 4-11: Modelo control de corriente inversor

Finalmente, en la Figura 4-12 se muestran los bloques internos del generador de señal. Tal como se indicó anteriormente, las entradas de tensión en ejes d-q y ángulo son utilizadas para obtener una señal en los ejes reales. Este valor de amplitud de la tensión es la encargada de definir el valor de potencia activa y reactiva que el sistema entrega al sistema o recibe en caso de haber excesos de potencias en la red.



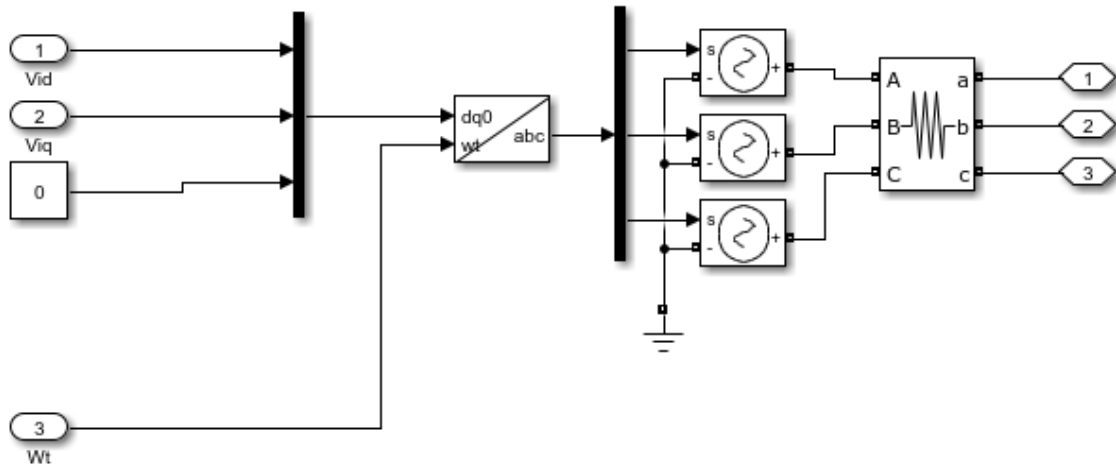


Figura 4-12: Modelo generador señal AC inversor

En resumen, en este subsistema se pueden ingresar los datos de frecuencia y tensión que queremos que regule el inversor. También se pueden ajustar los parámetros de control droop de acuerdo con la pendiente con que queremos controlar dichas variables. El resultado de este proceso es entregar una señal de referencia de tensión y frecuencia a la microrred. Además, realiza el balance de potencia ya sea absorbiendo o entregando carga según sea la operación del sistema.

### 4.3 Panel fotovoltaico

El modelo del sistema fotovoltaico se presenta en la Figura 4-13. Este se compone de una fuente ideal de tensión, un sistema de rectificación controlado por una señal de entrada que determina la amplitud y frecuencia de la señal y una serie de elementos pasivos que son utilizados como filtros. El sistema está diseñado para entregar una potencia constante de acuerdo con el valor ingresado en la fuente de tensión. En particular, para el presente trabajo de título se ajustó un valor de 550 [Vdc] que se representa por una inyección de 20 [kW] a la microrred.

En resumen, este subsistema de acuerdo con el valor ingresado en la fuente de tensión, puede ajustar la inyección de potencia activa que se desea en la red. Se pueden ajustar también los valores de los filtros para obtener un mejor desempeño computacional del modelo.

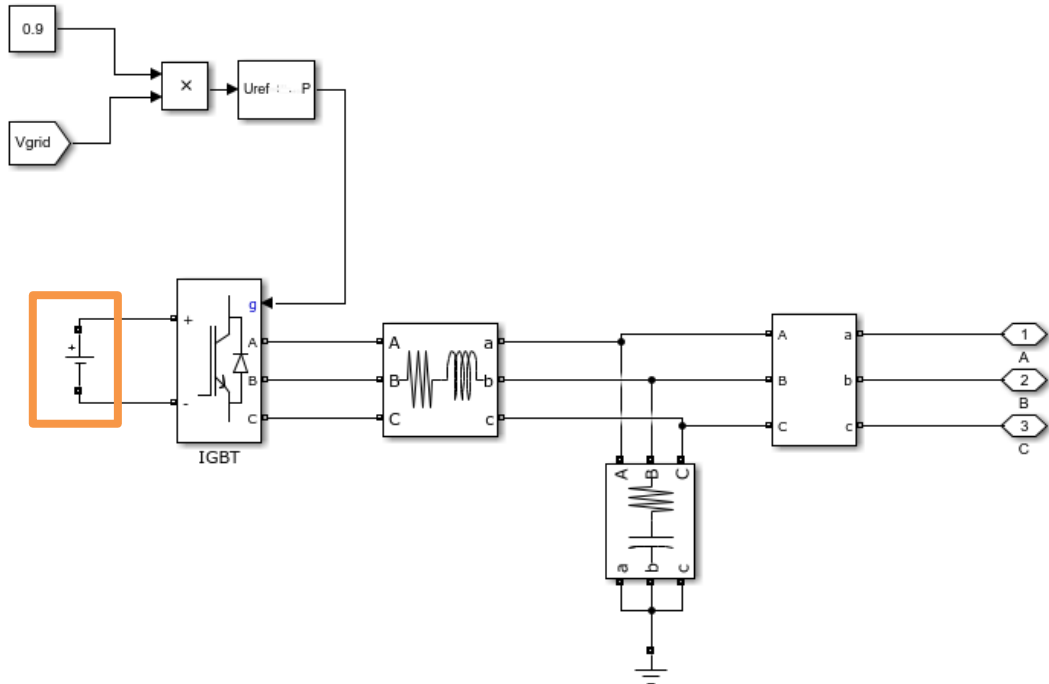


Figura 4-13: Modelo panel fotovoltaico en simulink

#### 4.4 Generador eólico

En el caso del generador eólico, se utiliza un modelo predefinido en Simulink denominado “*Wind Turbine Induction Generator (Phasor Type)*”, este se presenta en la Figura 4-14. Como entrada, se define la velocidad del aire mediante un escalón que se modifica de acuerdo con el escenario de estudio en cuestión.

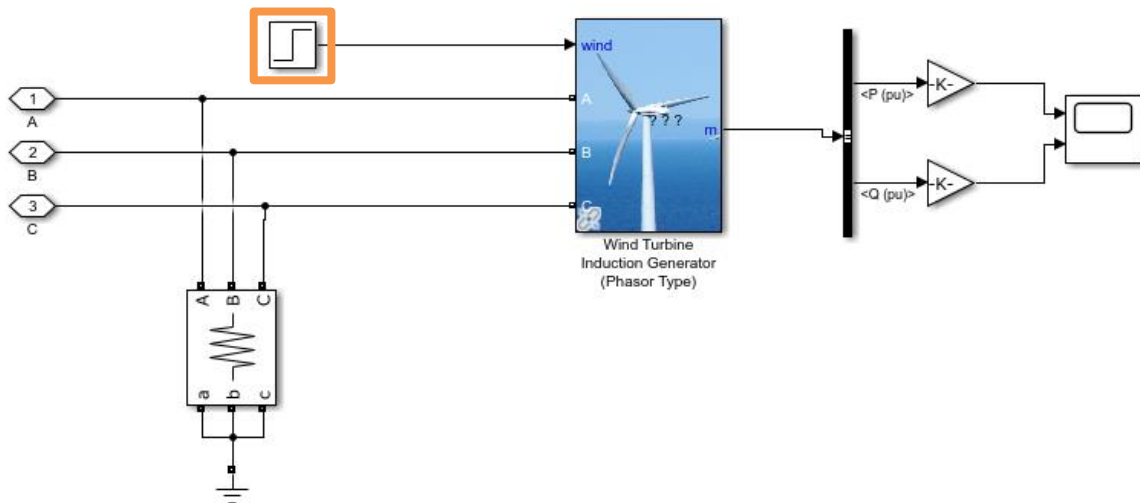


Figura 4-14: Modelo generador eólico en Simulink

Internamente, el modelo del generador eólico cuenta con 3 grandes bloques que son presentados en la Figura 4-15. El primer bloque corresponde a la adquisición de los datos el cual determina las señales entregadas al sistema y una señal de potencia. Esta última, se compara con respecto a los valores nominales de potencia el cual es controlado por un control PI para obtener la señal adecuada de pitch angle. Esta señal ingresa a un bloque que determina el torque mecánico final a partir de la velocidad del viento. Por último, la señal de torque mecánico es la entrada para el bloque “*Asynchronous Machine*” que simula la dinámica del generador eólico para entregar una potencia determinada por la velocidad del viento.

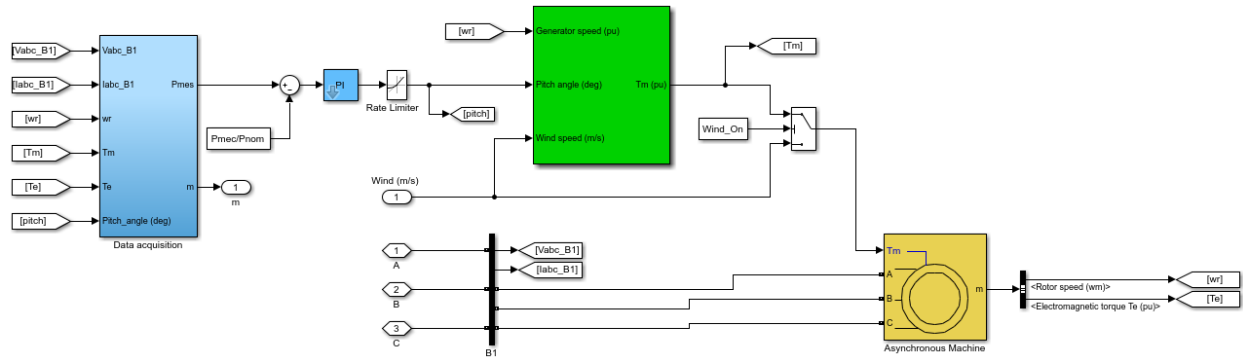


Figura 4-15: Sistema interno generador eólico

## 4.5 Demanda

La demanda de la plataforma de simulación cuenta con una carga que refleja los consumos residenciales y un motor de inducción que simula una carga altamente inductiva como por ejemplo una bomba de agua. Con respecto a los consumos residenciales, este es modelado mediante el bloque en Simulink “*Three Phase Series RLC Load*” el cual permite ajustarle un nivel de potencia activa y reactiva, además de definir los valores nominales de tensión y frecuencia de la red.

Con respecto al motor de inducción presentado en la Figura 4-16, este responde al comportamiento de un motor asíncrono por lo que es diseñado mediante el bloque predefinido de Simulink llamado “*Asynchronous Machine pu Units*” el cual recibe como entrada el valor de torque mecánico aplicado sobre el motor. Además, al igual que el resto de los bloques, se utiliza un filtro a la salida del motor para mitigar los armónicos producidos que en muchos casos provocan inestabilidad en la respuesta de los modelos.

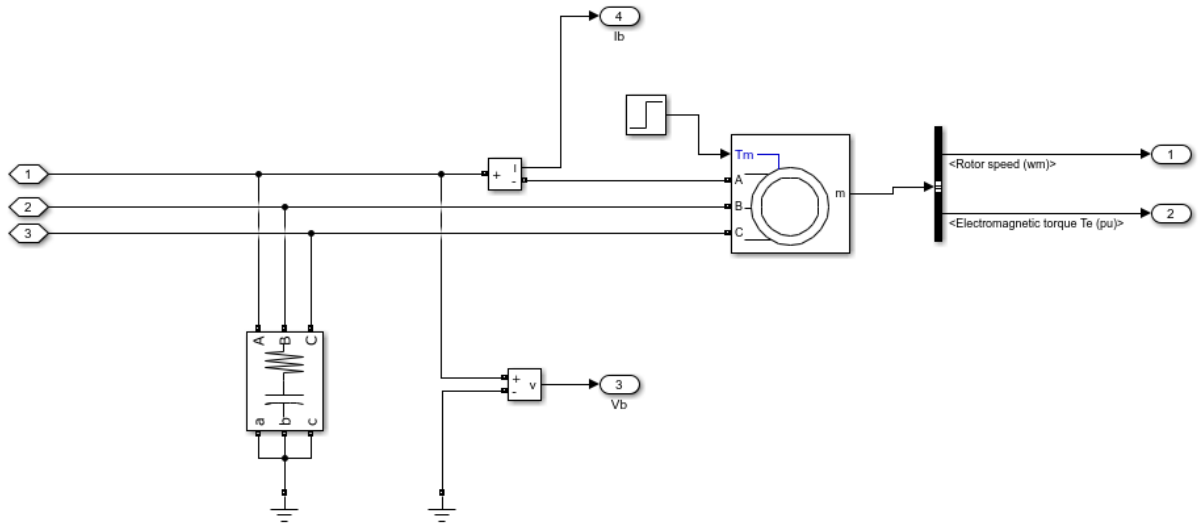


Figura 4-16: Modelo bomba de agua en Simulink

En caso de interesarse en el uso de la presente plataforma, es importante mencionar que el valor de cada uno de los parámetros del modelo utilizados para replicar la operación de la microrred de Huatacondo, se pueden extraer de la sección de Anexos.

## 5 Resultados y análisis

En el presente capítulo, se presentan los resultados obtenidos para los escenarios definidos en la Sección 3.2. Además, se realizan los análisis de cada una de las respuestas de acuerdo con el comportamiento teórico esperado y si este cumple con la respuesta esperada por la microrred.

Es importante mencionar que para cada escenario se consideró como positivo las inyecciones a la red mientras que negativo las extracciones de la red para cualquier variable eléctrica. Es decir, ejemplificando, en el caso de las demandas su valor de potencia activa es negativo ya que extrae energía desde la red.

### 5.1 Escenario 1 – Sincronización generador síncrono

El objetivo de este escenario consiste en simular la sincronización del generador síncrono a la microrred pasando la batería de un periodo de descarga a otro de carga. Este modo de operación produce principalmente a partir de las 20:00 hrs cuando las fuentes de energía ERNC desaparecen y la demanda del poblado de Huatacondo aumenta.

Para cumplir con lo anterior, se mantienen en servicio el sistema batería-inversor, la carga domiciliaria y el generador síncrono para analizar el comportamiento de las variables eléctricas de la red antes, durante y post sincronización. Los parámetros de despacho utilizados fueron los siguientes:

- Inversor
  - Control  $V-f$  previo a impedancia de salida.
  - Tensión de referencia en 380 [V]
  - Frecuencia de referencia en 50 [Hz]
  
- Carga domiciliaria
  - Consumo potencia activa de 14 [kW]
  - Consumo potencia reactiva (inductivo) de 6 [kVAr]
  - Tensión nominal 380 [V]
  - Frecuencia nominal 50 [Hz]
  
- Generador Síncrono
  - Control  $P-Q$  activado
  - Inyección de potencia activa 20 [kW]
  - Inyección de potencia reactiva 3 [kVAr]
  - PSS activado

La simulación se realiza por 20 segundos, esta comienza poniendo en servicio el sistema batería-inversor alimentando la carga domiciliaria. A la vez, desde este momento comienza la partida del motor diésel para que sincronice a lo que la diferencia entre las tensiones sea menor a 15 [V] considerando fase y amplitud. Una vez sincronizado el generador síncrono, se cierra el switch y se le aplica una consigna de 20 [kW] y 3 [kVAr] de despacho hasta los 7 segundos. Luego de este periodo se le aplica una rampa de bajada a la consigna de despacho para disminuir

lentamente la potencia entregada hasta el segundo 15 donde se desconecta y se vuelve a la situación inicial con el inversor alimentando la carga. Los resultados obtenidos de la simulación para potencia activa, reactiva, tensión de la microrred y corriente de línea se muestran en la Figura 5-1, la Figura 5-2, la Figura 5-3 y la Figura 5-4, respectivamente.

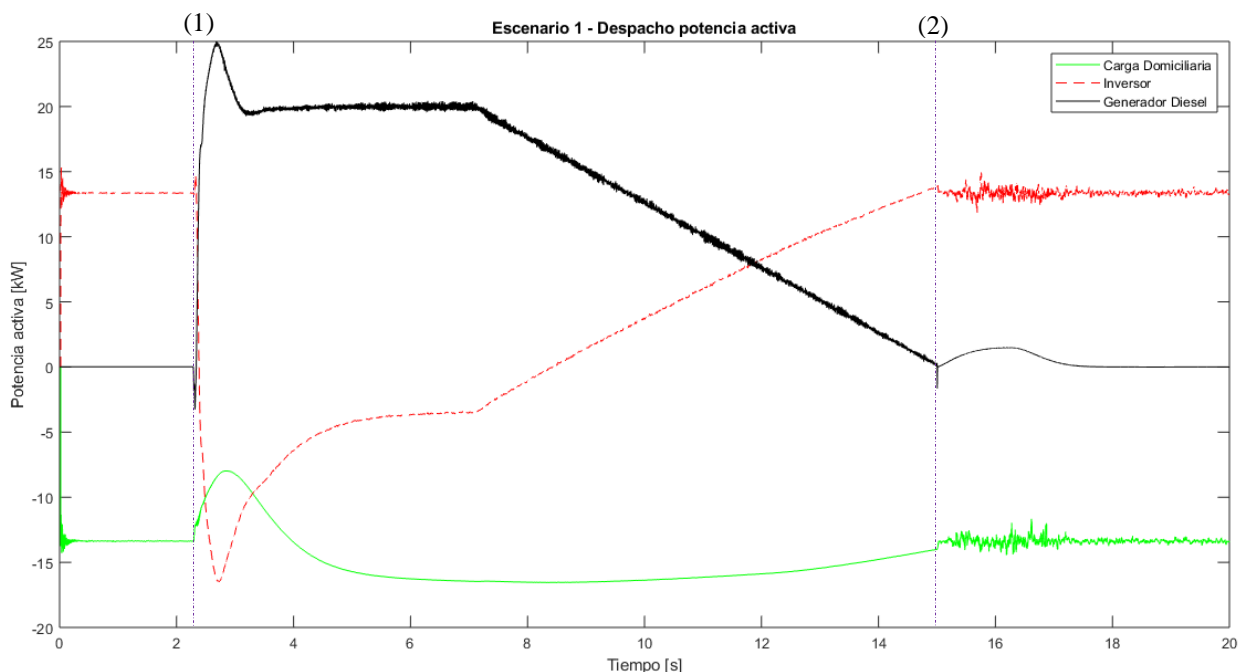


Figura 5-1: Despacho potencia activa escenario 1.  
(1) Sincronización generador diésel. (2) Apagado generador diésel

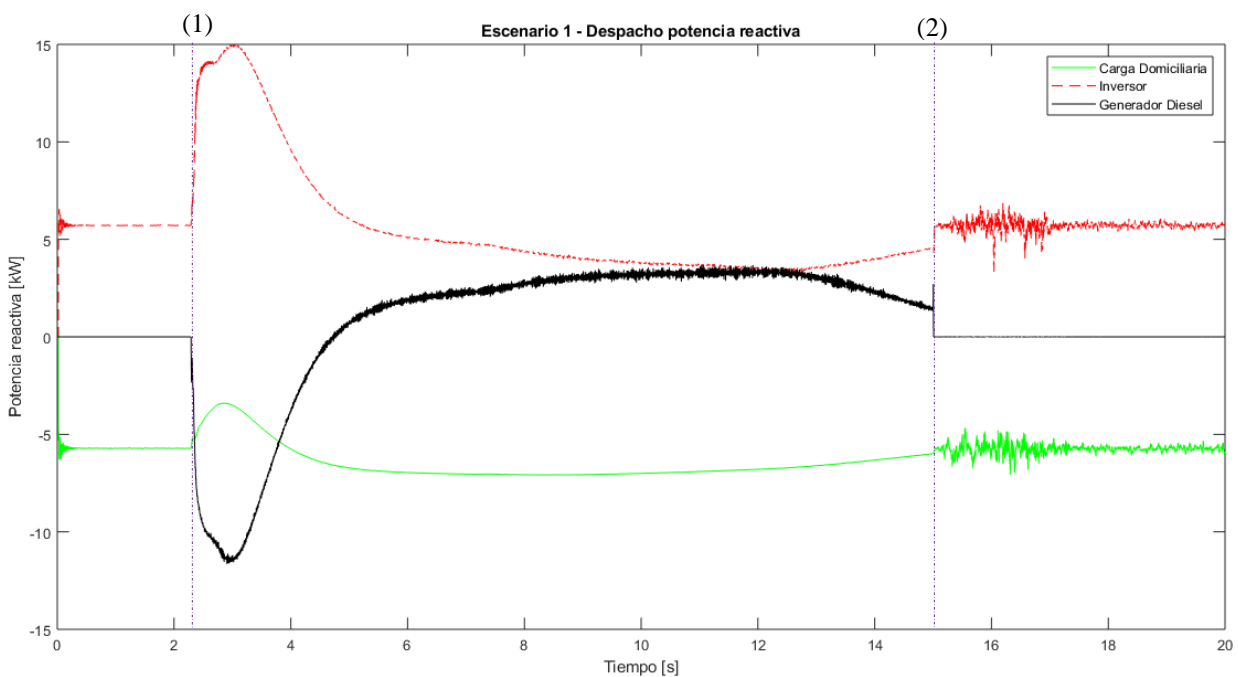


Figura 5-2: Despacho potencia reactiva escenario 1  
(1) Sincronización generador diésel. (2) Apagado generador diésel

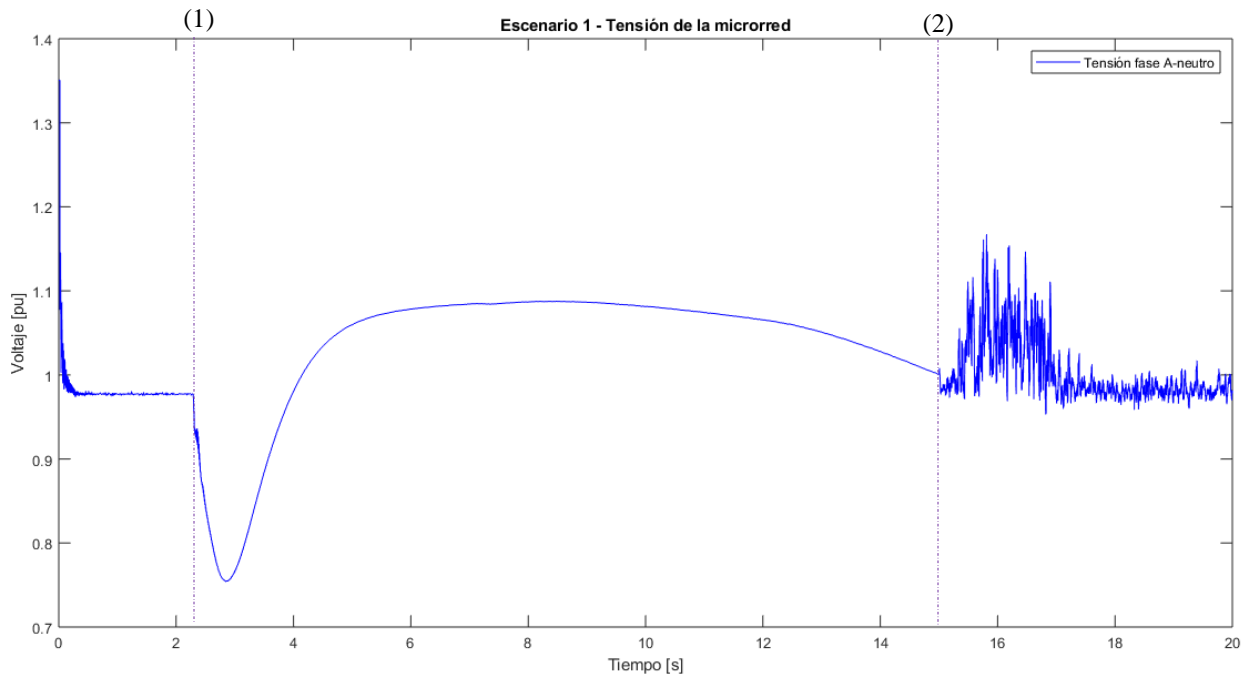


Figura 5-3: Tensión de microrred escenario 1  
 (1) Sincronización generador diésel. (2) Apagado generador diésel

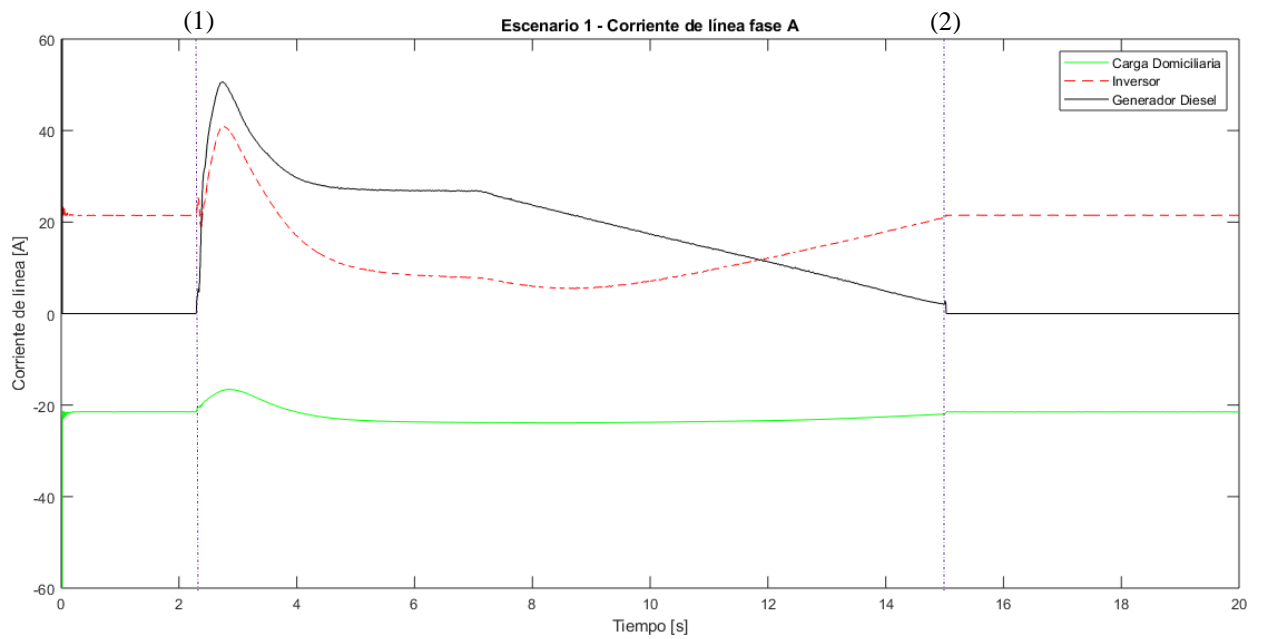


Figura 5-4: Corriente de línea fase A escenario 1  
 (1) Sincronización generador diésel. (2) Apagado generador diésel

Se puede observar que el momento previo a la conexión, la carga es alimentada solamente por la batería manteniendo una tensión cercana a 1 pu. En este proceso, comienza la partida del generador síncrono bajo un esquema de control  $V-f$  para poder alcanzar la frecuencia y tensión de la red. En este momento se realiza la sincronización y pasa a un esquema de control  $P-Q$ . La

Figura 5-5 muestra este proceso en donde en el gráfico de más arriba se observa cómo la tensión del generador (curva roja) va acoplándose a la tensión de la red (curva azul). En el segundo gráfico se observa la diferencia entre ambas tensiones, en el momento en que esta diferencia es menor a 15 se da la señal al switch presentado en la figura inferior para que envíe la señal de cierre. Este proceso toma en total aproximadamente 2.3 segundos lo que refleja el proceso de partida del generador diésel.

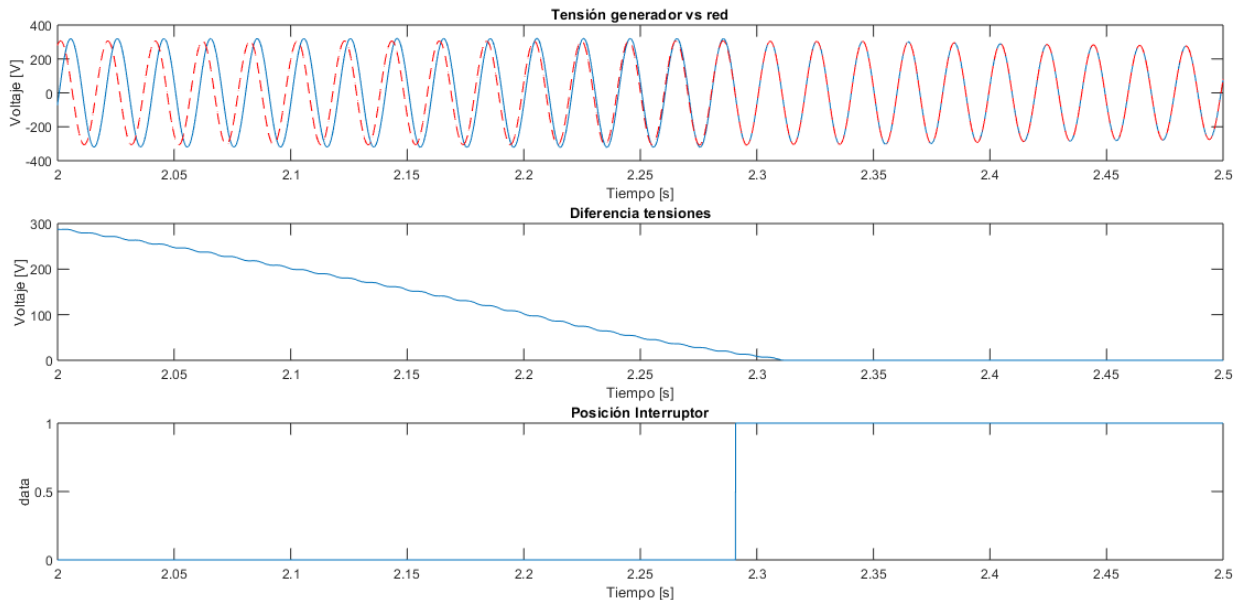


Figura 5-5: Sincronización generador escenario 1

Posterior al momento en que se logra sincronizar y conectar a la red el generador síncrono, se puede observar en la Figura 5-4 que existe un peak de corriente que alcanza los 50 [A] en el generador síncrono y 40 [A] en el inversor. Esto provoca una caída de tensión que baja los 0.8 pu por alrededor de 1 segundo visto en la Figura 5-3 lo que puede provocar problemas operacionales en la microrred. Este problema detectado, responde fielmente a la operación real de la microrred de Huatacondo y es tema de diversos estudios en la actualidad.

Luego del peak de corriente generado, el sistema sigue la referencia de potencia designada la cual la alcanza posterior a 2 segundos su conexión. En este momento, el sistema batería-inversor pasa a absorber los excesos de potencias, es decir, la batería comienza su proceso de carga hasta el momento en el que el generador síncrono es desconectado de la red.

Otro punto importante que destacar corresponde a las variaciones de tensión existentes en la microrred. En el momento en que el generador síncrono está funcionando, hay un aumento de la tensión de 0.1 pu lo cual se explica ya que el inversor controla su tensión previa a las impedancias de salida por lo que, al haber menor inyección de corriente de su parte, la caída de tensión generada es menor aumentando de esta manera la tensión de la microrred.



## 5.2 Escenario 2 – Variaciones de demanda

El objetivo de este escenario consiste en simular las horas del día donde el sistema batería-inversor abastece por si solo a la demanda, es decir, cuando la batería realiza su proceso de descarga principalmente entre las 02:00 y las 08:00 hrs del día en el poblado de Huatacondo.

Para cumplir con lo anterior, se mantienen en servicio el sistema batería-inversor, la carga domiciliaria y la bomba de agua para generar las variaciones de demanda durante el día y ver de qué manera responde el control del inversor sobre ellas. Los parámetros de despacho utilizados fueron los siguientes:

- Inversor
  - Control  $V-f$  previo a impedancia de salida.
  - Tensión de referencia en 380 [V]
  - Frecuencia de referencia en 50 [Hz]
  
- Carga domiciliaria
  - Consumo potencia activa de 14 [kW]
  - Consumo potencia reactiva (inductivo) de 6 [kVAr]
  - Tensión nominal 380 [V]
  - Frecuencia nominal 50 [Hz]
  
- Bomba de agua
  - Consumo potencia activa 10 [kW]
  - Consumo potencia reactiva 10 [kVAr]

La simulación se realiza por 10 segundos, esta comienza poniendo en servicio el sistema batería-inversor alimentando la carga domiciliaria. A los 2 segundos se cierra el switch que conecta a la bomba de agua para comenzar su proceso de partida. Posteriormente, a los 4 segundos se le asigna un Torque Mecánico de 0.6 [pu] que se refleja en el despacho anteriormente descrito. Finalmente, a los 7 segundos sale de servicio la bomba volviendo a la situación inicial.

Los resultados obtenidos de la simulación para potencia activa, reactiva, tensión de la microrred y corriente de línea se muestran en la Figura 5-6, la Figura 5-7, la Figura 5-8 y la Figura 5-9, respectivamente.

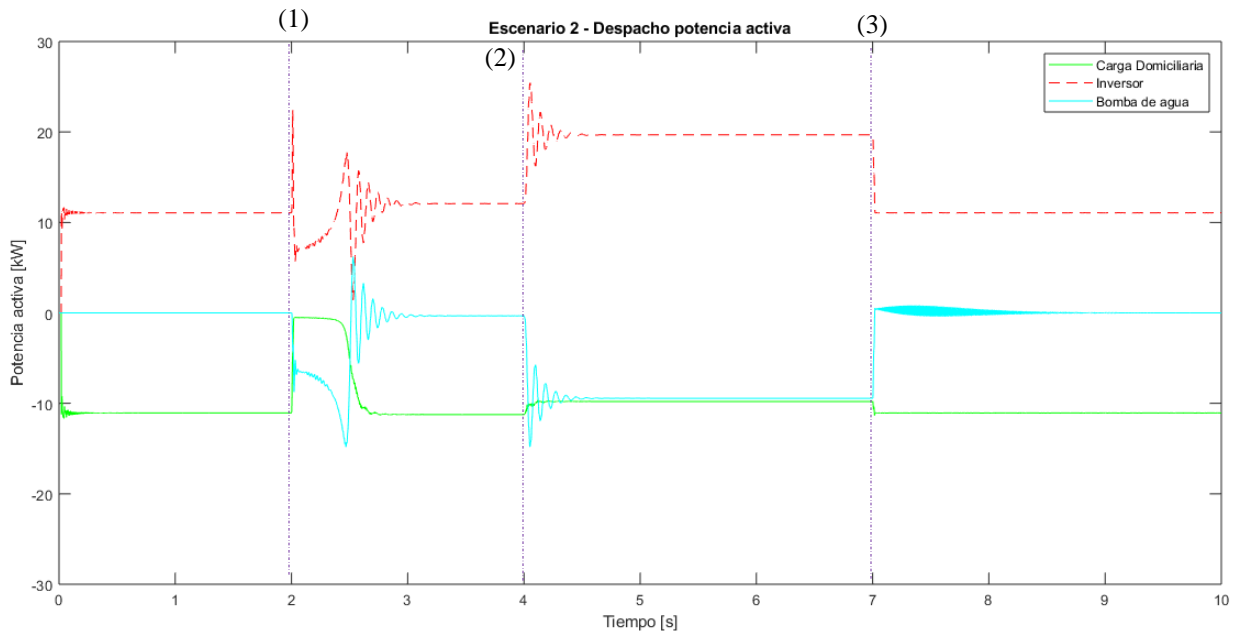


Figura 5-6: Despacho potencia activa escenario 2  
 (1) Conexión bomba de agua. (2) Consumo bomba de agua. (3) Apagado bomba de agua

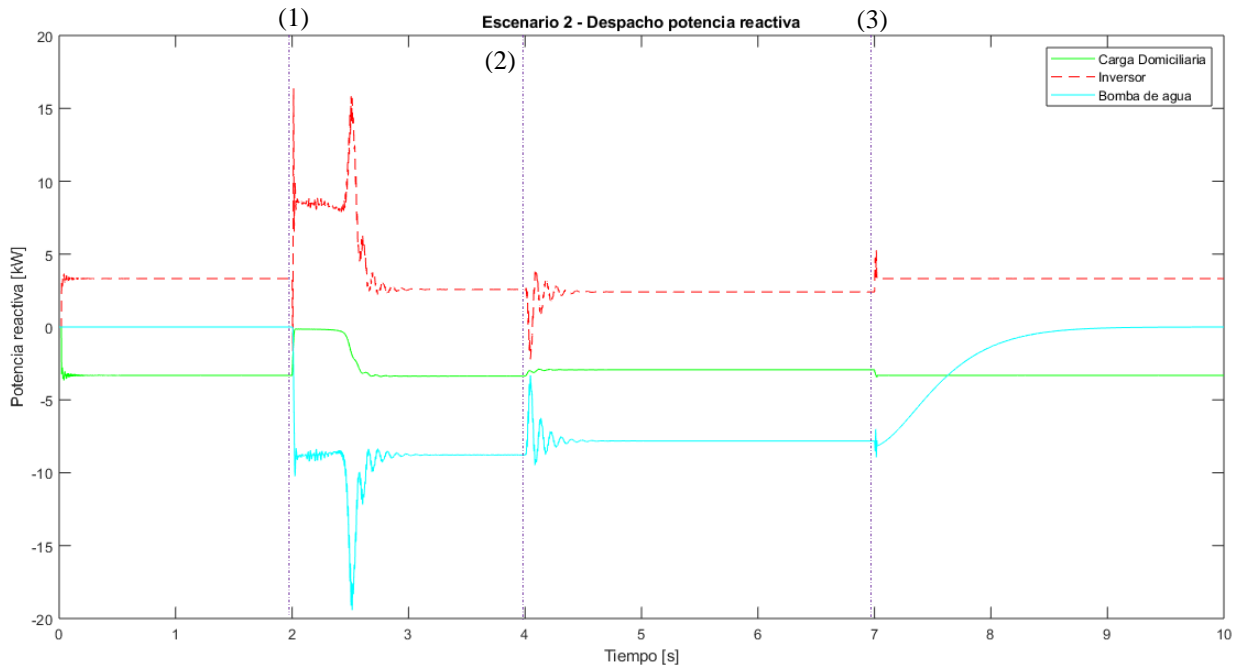


Figura 5-7: Despacho potencia reactiva escenario 2  
 (1) Conexión bomba de agua. (2) Consumo bomba de agua. (3) Apagado bomba de agua

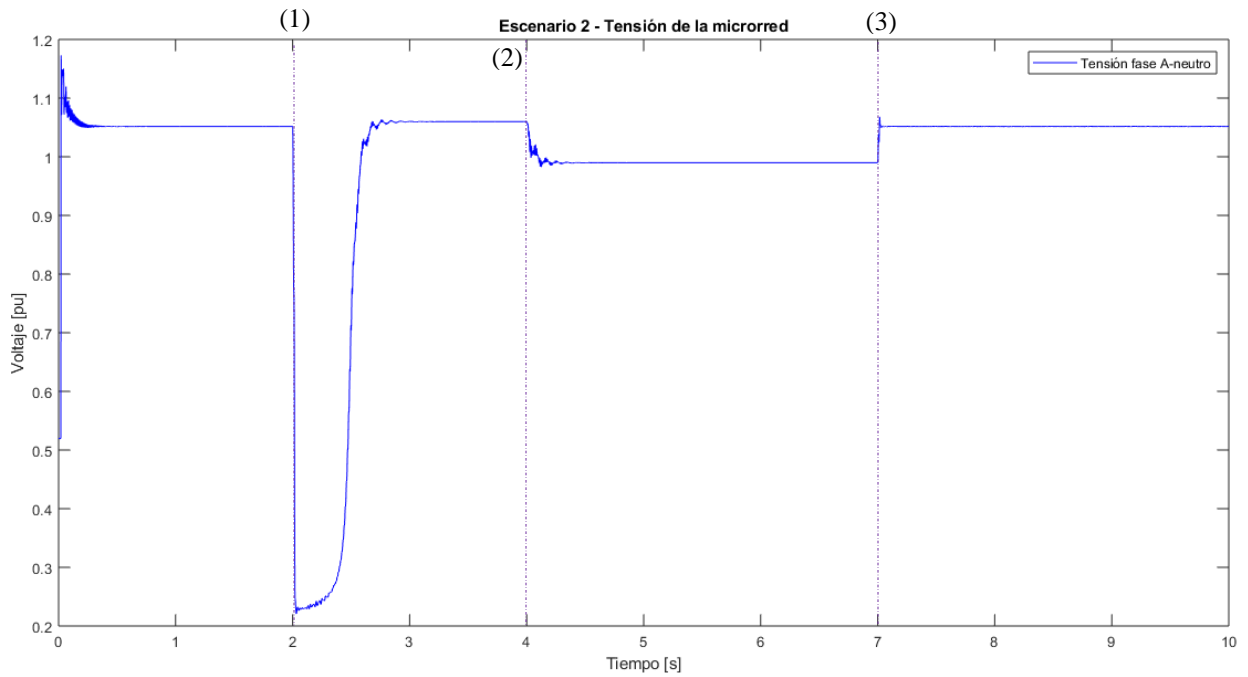


Figura 5-8: Tensión de microrred escenario 2  
 (1) Conexión bomba de agua. (2) Consumo bomba de agua. (3) Apagado bomba de agua

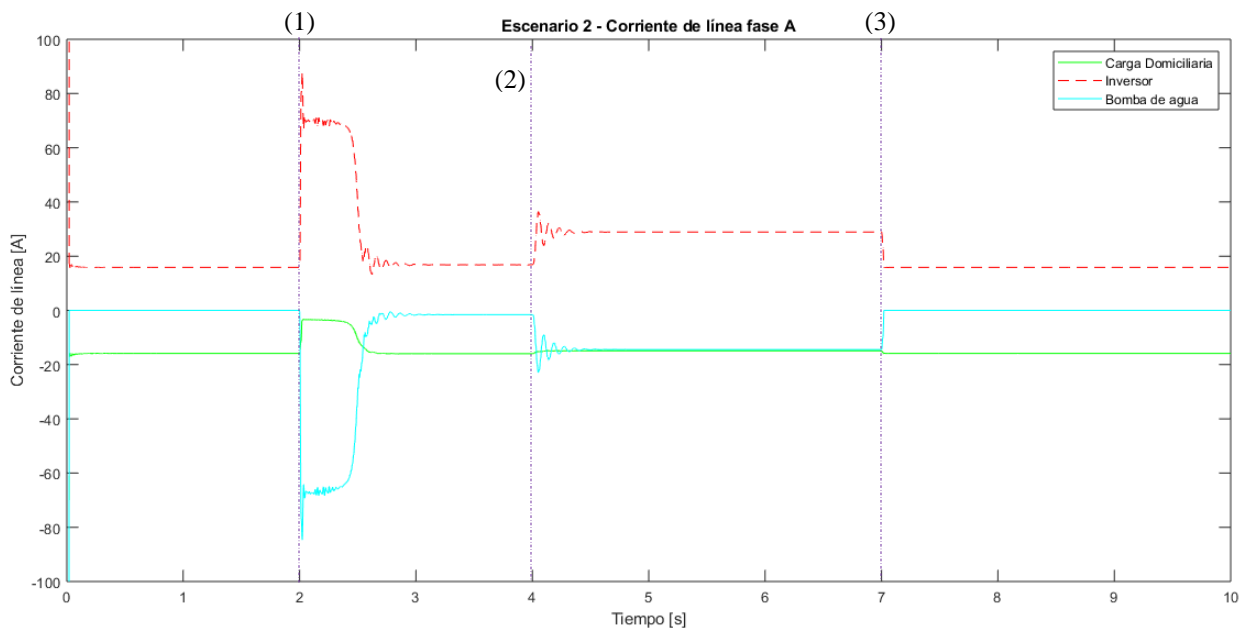


Figura 5-9: Corriente de línea por fase A escenario 2  
 (1) Conexión bomba de agua. (2) Consumo bomba de agua. (3) Apagado bomba de agua

Se puede observar en la Figura 5-8 que la tensión de la microrred inicial corresponde a 1.05 pu. Luego, la conexión de la bomba de agua genera una corriente inicial de gran magnitud superando los 60 [A] que debe ser provista por el inversor. Esto provoca que la caída de tensión por la impedancia del inversor sea aún mayor llevando a la microrred a un valor de 0.25 pu

durante los primeros 0.5 segundos post conexión bomba de agua. Luego, el sistema se recupera para realizar el cambio en la consigna del torque de la bomba de agua pasando a consumir 10 [kW] a partir de los 4 segundos. Cuando esto sucede, al haber una mayor corriente circulante por el inversor, se genera una leve caída de tensión llevando el valor a 1 pu durante el periodo de simulación en que se encuentra en servicio la bomba. Finalmente, al segundo 7 cuando la bomba sale de servicio, el sistema retoma su condición inicial rápidamente sin generar problemas de sobretensión y/o sobrecorrientes.

### 5.3 Escenario 3 – Alta inserción ERNC

El objetivo de este escenario consiste en simular las horas del día donde se produce una gran inyección de energías renovables, es decir, en este periodo nuevamente la batería funciona regulando carga absorbiendo los excedentes provocados por la gran capacidad solar instalada. El escenario de operación simula las horas del día comprendidas entre las 08:00 y las 18:00 hrs del día en Huatacondo.

Para cumplir con lo anterior, se mantienen en servicio el sistema batería-inversor, la carga domiciliaria, el generador eólico y la planta fotovoltaica para simular la gran inyección ERNC necesaria, alcanzando en algunas horas los 30 [kWh] gran parte de la cual es absorbida por la batería. Los parámetros de despacho utilizados fueron los siguientes:

- Inversor
  - Control  $V-f$  previo a impedancia de salida.
  - Tensión de referencia en 380 [V]
  - Frecuencia de referencia en 50 [Hz]
- Carga domiciliaria
  - Consumo potencia activa de 14 [kW]
  - Consumo potencia reactiva (inductivo) de 6 [kVAr]
  - Tensión nominal 380 [V]
  - Frecuencia nominal 50 [Hz]
- Panel Fotovoltaico
  - Función como fuente de corriente
  - Inyección de potencia activa 24 [kW]
  - Inyección de potencia reactiva 3 [kVAr]
  - Tensión de referencia 380 [V]
  - Frecuencia nominal 50 [Hz]
- Generador Eólico
  - Función como fuente de corriente
  - Cuenta con pitch control
  - Potencia nominal 6 [kW]
  - Velocidad máxima 9 [m/s]
  - Inyección de potencia activa 6 [kW]
  - Absorción de potencia reactiva 3 [kVAr]

La simulación se realiza por 20 segundos, esta comienza poniendo en servicio el sistema batería-inversor alimentando la carga domiciliaria. A los 3 segundos se cierra el switch que conecta al panel solar para comenzar su inyección. Posteriormente, a los 6 segundos se cierra el interruptor asociado al generador eólico para comenzar su proceso de partida el cual finaliza a los 9 segundos. En este momento, se le aplica un escalón indicando que la velocidad del viento es 9 [m/s] para que inyecte su potencia máxima. Luego, a los 12 segundos de simulación se desconecta la inyección de energía solar y a los 16 segundos se realiza lo mismo con respecto a la generación eólica, terminando la simulación con el estado inicial.

Los resultados obtenidos de la simulación para potencia activa, reactiva, tensión de la microrred y corriente de línea se muestran en la Figura 5-10, la Figura 5-11, la Figura 5-12 y la Figura 5-13, respectivamente.

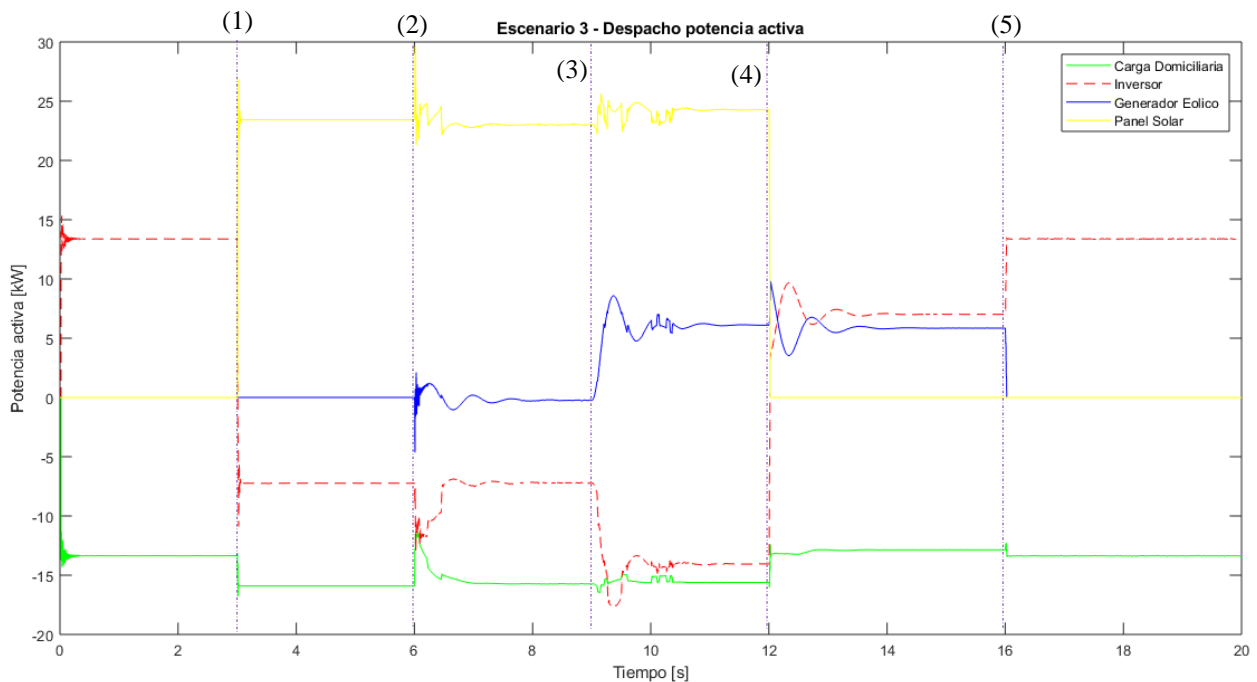


Figura 5-10: Despacho potencia activa escenario 3

(1) Conexión solar. (2) Encendido eólica. (3) Inyección eólica. (4) Desconexión solar. (5) Desconexión eólica.

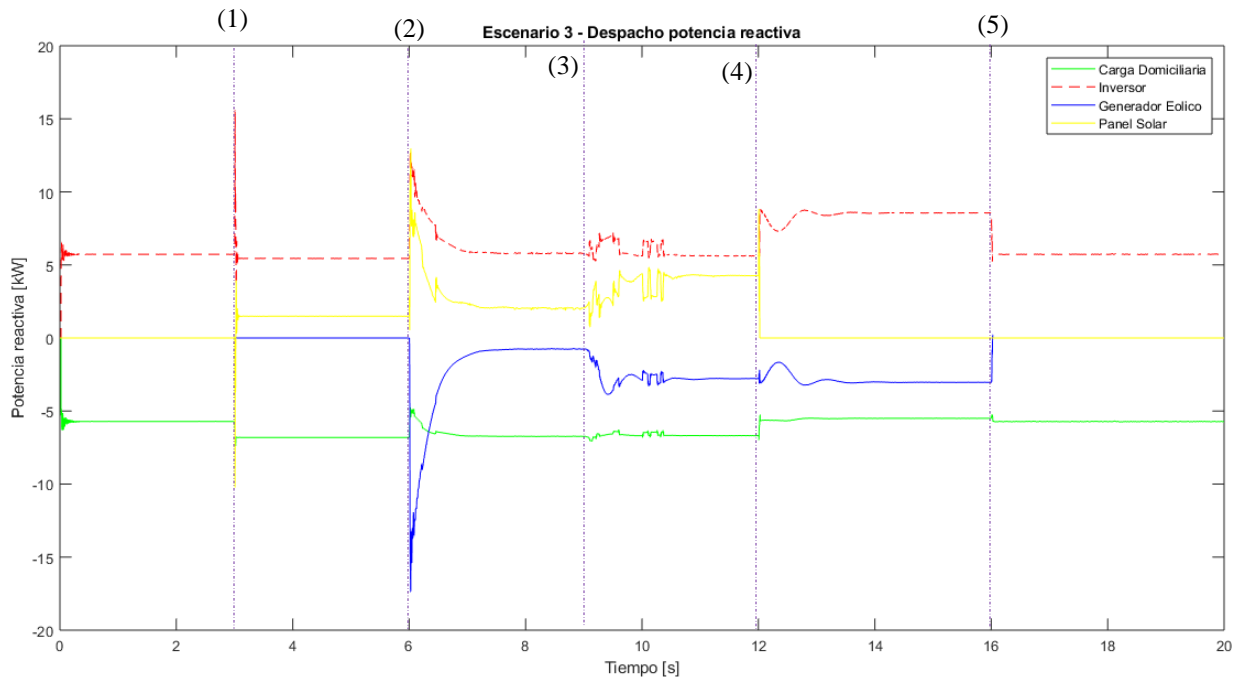


Figura 5-11: Despacho potencia reactiva escenario 3

(1) Conexión solar. (2) Encendido eólica. (3) Inyección eólica. (4) Desconexión solar. (5) Desconexión eólica.

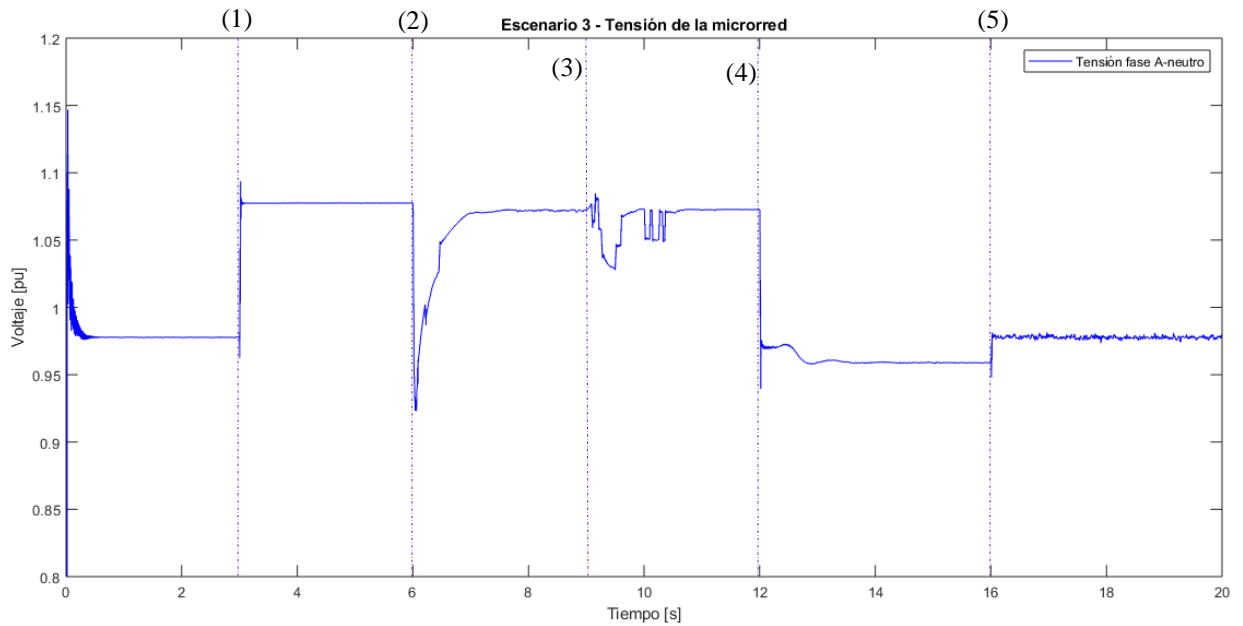


Figura 5-12: Tensión de microrred escenario 3

(1) Conexión solar. (2) Encendido eólica. (3) Inyección eólica. (4) Desconexión solar. (5) Desconexión eólica.

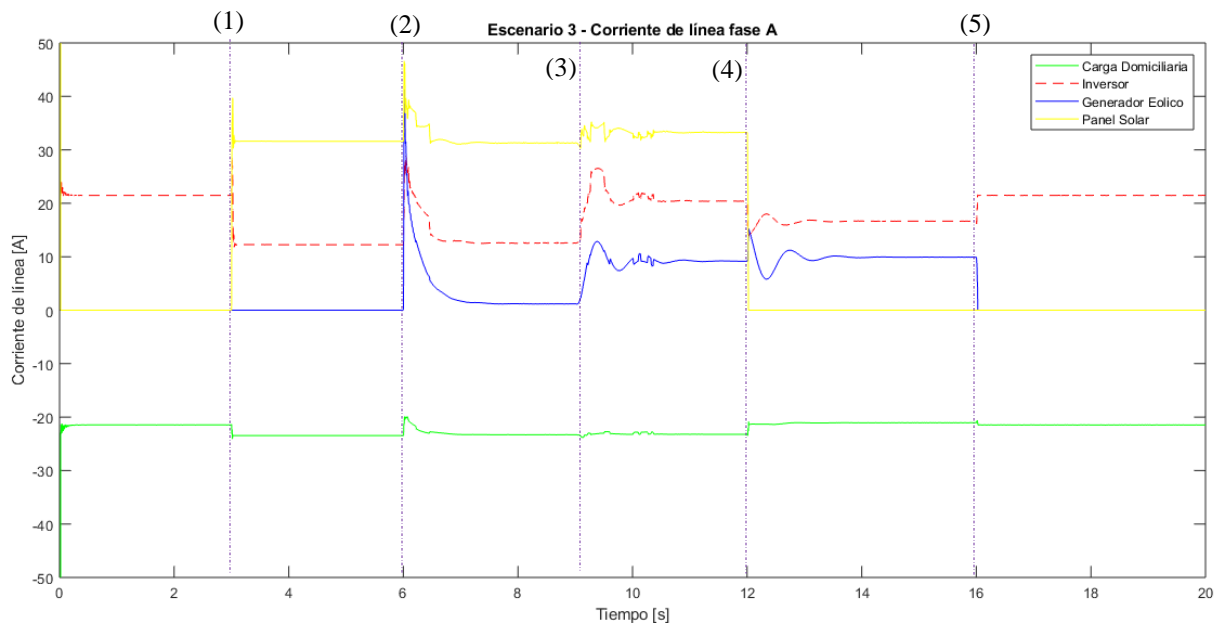


Figura 5-13: Corriente de línea fase A escenario 3

(1) Conexión solar. (2) Encendido eólica. (3) Inyección eólica. (4) Desconexión solar. (5) Desconexión eólica.

De acuerdo con las figuras anteriores, se observa un periodo de simulación de 20 segundos donde se refleja la operación de dos fuentes de ERNC y su operación en la microrred de Huatacondo. En primer lugar, se puede notar la variación de tensión existente cuando se conectan los diferentes equipos. La conexión del panel solar invierte la operación de la batería pasando a un periodo de carga. Esto disminuye la caída de tensión de la impedancia interna y, en consecuencia, aumenta la tensión de la microrred como se puede observar en la Figura 5-12.

Por otro lado, se obtiene la respuesta dinámica que genera sobre la microrred la conexión del generador eólico. En este punto, al igual que en el escenario 1, la conexión de un elemento rotatorio que tiene configurado un valor de inercia provoca gran oscilación sobre la microrred las cuales deben ser amortiguadas con sistemas de control apropiado o, incluso en algunos casos, con equipos de compensación.

Por último, es importante destacar la importancia que tienen los valores de las impedancias de conexión para cada uno de los elementos para obtener una correcta simulación. De acuerdo con los puntos de operación de las unidades estos deben ajustarse para escapar de puntos inestables de operación que computacionalmente se enlentece la obtención de resultados de calidad generando una señal contaminada con ruido procedente de los elementos semiconductores de los equipos no rotatorios.

## 5.4 Escenario 4 – Falla generador solar y encendido GS

El último escenario evaluado corresponde a un mix entre el escenario 1 y 3. Bajo un punto de operación con alta inserción de energía renovable se simula una falla en el panel fotovoltaico cuando la batería no se encuentra cargada por lo que se debe encender de emergencia el generador diésel para suplir la diferencia de potencia del sistema. El objetivo de este escenario

consiste en simular la dinámica cuando el sistema es más robusto debido a que existen mayor cantidad de elementos conectados, así como también analizar la respuesta del sistema de control batería-inversor ante variaciones grandes de potencia.

Para cumplir con lo anterior, se mantienen en servicio el sistema batería-inversor, la carga domiciliaria, la bomba de agua y el generador eólico, el panel fotovoltaico y el generador diésel. Los parámetros de despacho utilizados fueron los siguientes:

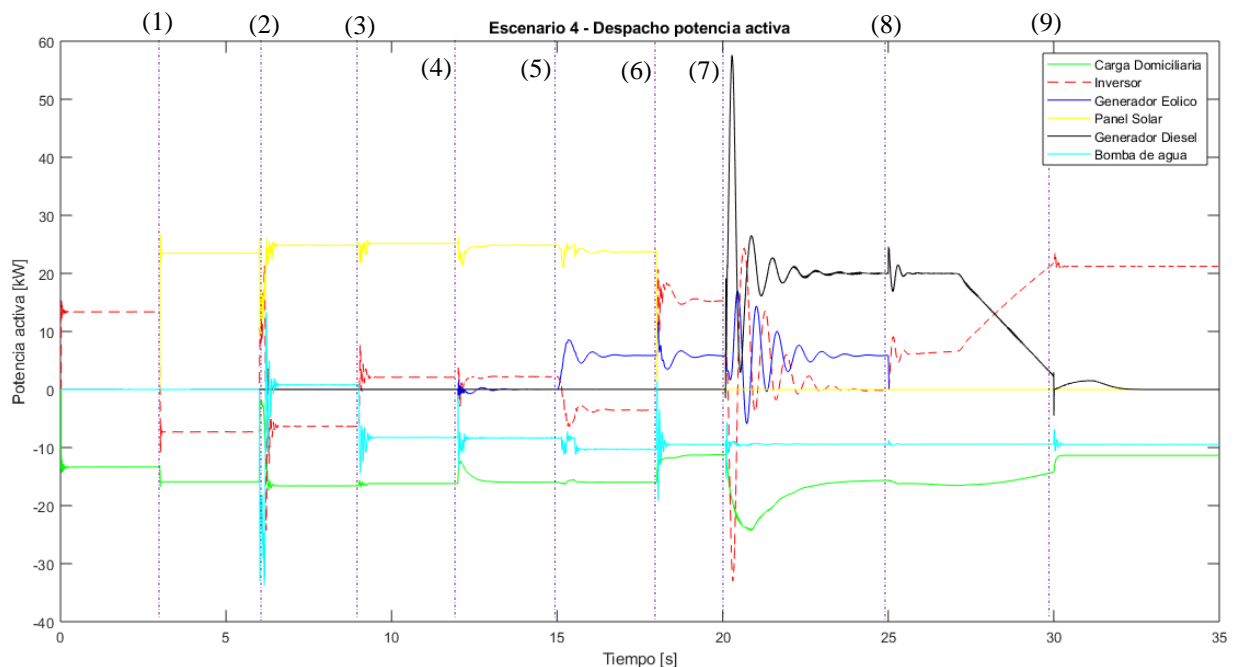
- Inversor
  - Control  $V-f$  previo a impedancia de salida.
  - Tensión de referencia en 380 [V]
  - Frecuencia de referencia en 50 [Hz]
  
- Carga domiciliaria
  - Consumo potencia activa de 14 [kW]
  - Consumo potencia reactiva (inductivo) de 6 [kVAr]
  - Tensión nominal 380 [V]
  - Frecuencia nominal 50 [Hz]
  
- Panel Fotovoltaico
  - Función como fuente de corriente
  - Inyección de potencia activa 24 [kW]
  - Inyección de potencia reactiva 3 [kVAr]
  - Tensión de referencia 380 [V]
  - Frecuencia nominal 50 [Hz]
  
- Generador Eólico
  - Función como fuente de corriente
  - Cuenta con pitch control
  - Potencia nominal 6 [kW]
  - Velocidad máxima 9 [m/s]
  - Inyección de potencia activa 6 [kW]
  - Absorción de potencia reactiva 3 [kVAr]
  
- Generador Síncrono
  - Control  $P-Q$  activado
  - Inyección de potencia activa 20 [kW]
  - Inyección de potencia reactiva 3 [kVAr]
  - PSS activado
  
- Bomba de agua
  - Consumo potencia activa 10 [kW]
  - Consumo potencia reactiva 10 [kVAr]

La simulación se realiza por 35 segundos, esta comienza poniendo en servicio el sistema batería-inversor alimentando la carga domiciliaria. A los 3 segundos se cierra el switch que



conecta al panel fotovoltaico para que inyecte su energía. Posteriormente, a los 6 se conecta la bomba de agua para estabilizar el encendido de la máquina lo cual dura hasta el segundo 9 momento en que se le asigna un Torque Mecánico de 0.6 [pu]. A los 12 segundos, comienza el proceso de partida del generador eólico el cual comienza a inyectar su energía a los 15 segundos. A los 18 segundos se simula la falla del panel solar teniendo que comenzar el proceso de sincronización del generador diésel. Este logra realizar su conexión a los 20.1 segundos. Finalmente, a los 25 segundos sale de servicio el generador eólico y a los 30 segundos el generador síncrono para terminar en la situación inicial de simulación con la batería abasteciendo la demanda.

Los resultados obtenidos de la simulación para potencia activa, reactiva, tensión de la microrred y corriente de línea se muestran en la Figura 5-14, la Figura 5-15, la Figura 5-16 y la Figura 5-17, respectivamente.



*Figura 5-14: Despacho potencia activa escenario 4*

- (1) Conexión solar. (2) Conexión bomba de agua. (3) Consumo bomba de agua. (4) Conexión eólica.  
 (5) Inyección eólica. (6) Falla solar. (7) Sincronización diésel. (8) Desconexión eólica. (9) Desconexión diésel.

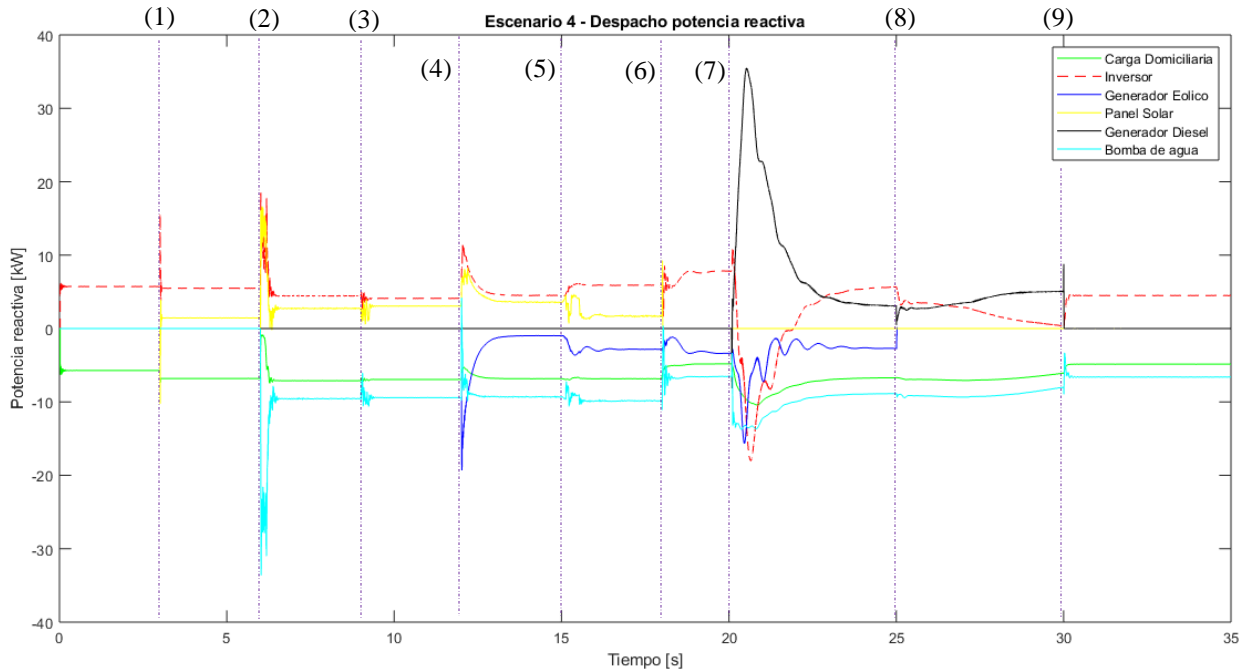


Figura 5-15: Despacho potencia reactiva escenario 4

(1) Conexión solar. (2) Conexión bomba de agua. (3) Consumo bomba de agua. (4) Conexión eólica. (5) Inyección eólica. (6) Falla solar. (7) Sincronización diésel. (8) Desconexión eólica. (9) Desconexión diésel.

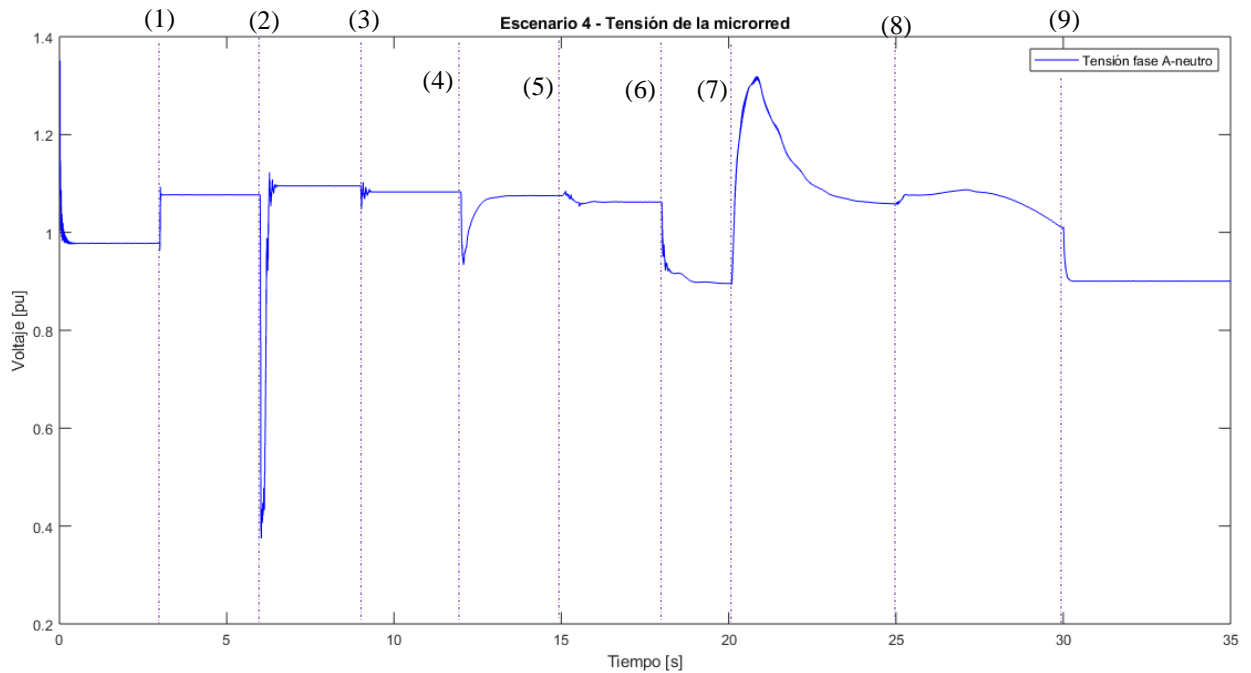


Figura 5-16: Tensión de la microrred escenario 4

(1) Conexión solar. (2) Conexión bomba de agua. (3) Consumo bomba de agua. (4) Conexión eólica. (5) Inyección eólica. (6) Falla solar. (7) Sincronización diésel. (8) Desconexión eólica. (9) Desconexión diésel.

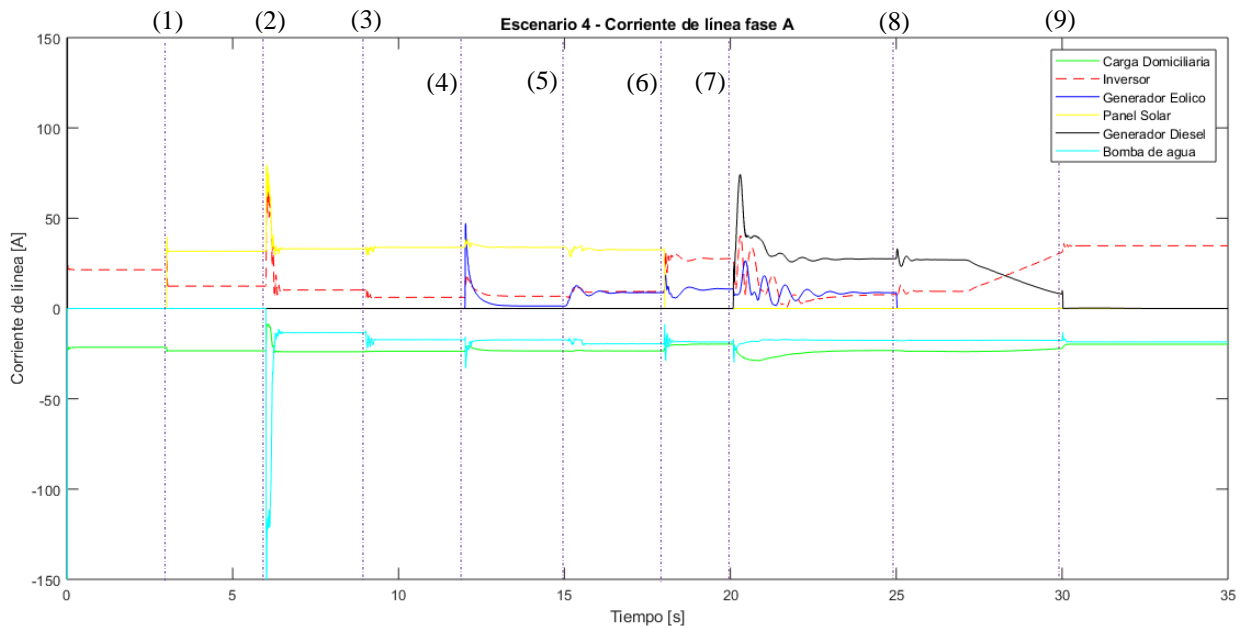


Figura 5-17: Corriente de línea fase A escenario 4

- (1) Conexión solar. (2) Conexión bomba de agua. (3) Consumo bomba de agua. (4) Conexión eólica.  
 (5) Inyección eólica. (6) Falla solar. (7) Sincronización diésel. (8) Desconexión eólica. (9) Desconexión diésel.

En primer lugar, se puede observar como el modelo de simulación logra identificar las falencias existentes en la operación de una microrred. Con respecto a la operación, la alta inserción de energía solar provoca una disminución en los flujos de potencia del inversor por lo que hay un aumento en la tensión de la microrred. Luego, la conexión de la bomba de agua, al igual que el escenario 2, provoca un peak de corriente que supera los 100 [A] lo cual hace caer la tensión a valores de 0.3 pu. Este peak de corriente afecta tanto al panel solar como al inversor por lo que es importante asociar un conjunto de protecciones que proteja los equipos de puntos de operación anormales y dañinos.

Por otro lado, la falla del sistema solar es bien atenuada por la rápida actuación del inversor siendo casi imperceptible la variación de 20 [kW]. Posteriormente, el generador diésel necesita un tiempo aproximado de 2.5 segundos para lograr su sincronización lo que permite restablecer la operación normal de la microrred y continuar el periodo de carga de la batería. Al momento de la sincronización, el generador diésel provoca un peak de corriente debido a la gran cantidad de reactivos que inyecta para elevar la tensión de la microrred tras la salida del panel fotovoltaico.

Finalmente, es importante destacar que cuando en la microrred solo existen equipos generadores por electrónica de potencia como el inversor o panel solar, existe una actuación rápida ante las variaciones y baja nivel de inercia lo que permite retomar fácilmente la señal original. Sin embargo, cuando están en operación máquinas rotatorias en paralelo, como en este caso cuando están en servicio el generador diésel, la bomba de agua y el generador eólico, restablecer la señal y evitar las oscilaciones de potencia se vuelve un tema bastante complejo.

## 6 Conclusiones

A continuación, se presentan las principales conclusiones extraídas del trabajo de título y de la plataforma de simulación para estudios de estabilidad en una microrred. También se incluyen los trabajos a futuros que permitirán seguir perfeccionando los modelos diseñados para obtener una respuesta con mayor similitud a la realidad y optimizando los recursos computacionales.

### 6.1 Principales conclusiones

El objetivo principal del trabajo de título consistió en desarrollar una plataforma de simulación que pueda ser utilizada en estudios de estabilidad de microrredes. Se logra diseñar un modelo genérico aplicable a diferentes tipos de microrredes que puede ser adaptado modificando los parámetros descritos en los capítulos anteriores.

En particular, para evaluar la dinámica de la plataforma en esta memoria se utilizaron los parámetros de la microrred de Huatacondo, de donde se extrajeron los escenarios para evaluar. Esta microrred cuenta con un generador diésel como unidad térmica, fuentes ERNC solar y eólica, también un sistema de almacenamiento que se conecta a un inversor que realiza el control de la microrred. Con respecto a las demandas, se modela el consumo domiciliario mediante una carga variable y un motor de inducción que representa la bomba de agua.

Con respecto al generador síncrono, se le asocian 4 bloques: Sistema motriz y governor, sistema de excitación y AVR, PSS y sistema de sincronización. Este último, permite sincronizar al generador mediante el cambio del de un esquema de control de tipo  $V-f$  a otro de tipo  $P-Q$  cuando la máquina está sincronizada. Este proceso toma alrededor de 3 segundos y genera un peak de corriente que alcanza los 50 [A] lo cual debe ser imperiosamente resguardado por los sistemas de protección para evitar problemas mayores en la máquina.

En cuanto al sistema batería-inversor, este modelo cuenta con un esquema de control droop que permite configurar un esquema de control de tipo  $V-f$  o de tipo  $P-Q$  según sea el caso. El control de los parámetros se realiza en bornes previo a las impedancias de salida por lo que la operación del inversor influye enormemente en la tensión de la microrred. Es decir, cuando hay mayor corriente circulante, la caída de tensión es mayor por lo que la tensión de la microrred es más baja. Esto toma gran relevancia cuando se conectan equipos de gran envergadura y la batería pasa de un periodo de descarga a otro de carga.

En cuanto a la conexión de ERNC, estas fueron modeladas como fuentes de corriente por lo que solo se encargan de la inyección de energía a la microrred, incluso para el caso del generador solar solo es posible una inyección fija de corriente sin esquema de control. Por otro lado, es importante destacar que existe una gran relación entre los parámetros de los filtros (impedancias) de salida de cada uno de estos equipos y el punto de operación del elemento. Estos por un lado permiten mitigar los armónicos que ingresan a la red, pero también, en el caso de ser mal diseñados, pueden tornar una operación inestable en la simulación y utilizar mayores recursos computacionales por lo que se debe ser precavidos en la elección de estos parámetros.

En cuanto a la bomba de agua y los equipos inerciales de la microrred, estos provocan mayor robustez en la microrred ante grandes cambios. Sin embargo, generan grandes oscilaciones de potencia por las inercias existentes en sus modelos lo cual provoca mayores tiempos de establecimientos en las señales.

Finalmente, se pudo comprobar que la arquitectura de la microrred debe contar con un equipo de respaldo como lo es el generador diésel y un sistema de almacenamiento ya sea batería u otro para aprovechar los recursos de fuentes renovables que, por un lado, disminuyen los costos operacionales, pero también tienen gran variabilidad y mal desempeño de sus sistemas de control. También, en el caso de simular una falla, el sistema de respaldo y la fuente de almacenamiento permiten suplir las grandes diferencias de potencia con una rápida actuación de sus esquemas de control pudiendo mantener energizado las 24 horas del día a la microrred manteniéndose aislada del sistema de potencia.

## **6.2 Trabajos futuros**

Tras el desarrollo de esta memoria, existe gran variedad de posibilidades para poder seguir complementando y perfeccionando el modelo empleado para obtener respuestas más precisas y con menores tiempos de simulación. A continuación, se detallan algunas de las propuestas futuras que podrían seguir implementándose en el modelo:

- Encontrar esquemas de control que permitan mitigar el peak de corriente provocada por la sincronización y conexión del generador diésel a la microrred.
- Desarrollar un esquema de control droop para el generador diésel que represente de mejor manera la operación real del sistema.
- Modelar el sistema de almacenamiento (batería) de acuerdo con los estados de carga, rampas de subida/bajada de potencia y eficiencia de su operación.
- Diseñar modelo de panel fotovoltaico que permita obtener una potencia de acuerdo con los parámetros de radiación y temperatura. Además, aplicar un esquema de MPPT a las fuentes renovables para obtener la mayor extracción de los recursos tanto eólico como solar ajustando las variables eléctricas.
- Analizar el efecto existente entre las inercias reales de las máquinas y las inercias ficticias asignadas por los dispositivos electrónicos. Además, encontrar una manera de mitigar esto mediante un esquema secundario de control.
- Realizar un análisis de la operación desbalanceada de la microrred ante cambios en los despachos de las unidades.
- Configurar un sistema de EMS (Energy Management System) en la simulación para optimizar los despachos de las unidades luego de cambios en los puntos de operación.

## 7 Bibliografía

- [1] T. Tolón, Operación y gestión de microrredes energéticas urbanas en un entorno de sostenibilidad energética y ambiental, Barcelona, 2013.
- [2] «Energy Smart Communities Initiative (ESCI),» 2010. [En línea]. Available: <https://www.esci-ksp.org>. [Último acceso: diciembre 2019].
- [3] E. Ospina, «Control Droop por fase aplicado a microrredes de 4 hilos,» Universidad de Chile, Santiago, 2017.
- [4] L. Mariam, M. Basu y M. Conlon, «Microgrid: Architecture, policy and future trends,» *Science Direct*, 2016.
- [5] E. Planas, J. Andreu, J. Gárate, I. Martínez y E. Ibarra, «AC and DC technology in microgrids: a review.,» *Renew Sustain Energy*, 2015.
- [6] T. Remus, «Industrial PhD course on Microgrids "Microgrids Overview",» Alborg University.
- [7] N. Lidula y A. Rajapakse, «Microgrids Research: a review of experimental microgrids and test systems,» *Renew Sustain Energy*, pp. 186-202, 2011.
- [8] S. Chakraborty y M. Simoes, «Experimental evaluation of active filtering in a single phase high frequency AC Microgrid,» *IEE Trans Energy Convers*, 2009.
- [9] O. Palizban, K. Kauhaniemi y J. Guerrero, «Micro grids in active network management Part I: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants and market participation,» *Renew Sustain Energy*, 2004.
- [10] T. Green y M. Prodanovic, «Control of inverter based microgrids,» *Electrical power system response*, pp. 5-10, 2007.
- [11] R. H. Lasseter, «Microgrids,» *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meet Conference Proc.*, vol. 1, pp. 305-308, 2002.
- [12] T. Morstyn, B. Hredzak y V. G. Agelidis, «Control strategies for microgrids with distributed energy storage systems: An overview,» *IEEE Trans, Smart Grid*, vol. 3053, pp. 1-1, 2016.
- [13] D. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. Etemadi, C. Cañizarez, R. Iravani, M. Kazerani, A. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saadifard, R. Palma-Behnke, G. Jimenez-Estevéz y N. Hatziargyriou, «Trends in microgrid control,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, pp. 1905-1919, 2014.
- [14] W. Brokering, R. Palma-Behnke y L. Vargas, *Ñom Lufke (El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia*, Santiago de Chile: Prentice Hall - Pearson Educación, 2008.
- [15] IEEE Power Engineering Society, «IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies,» IEEE, Inc., New York, 25 Oct 2005.
- [16] G. Stagg y A. El-Abiad, *Computer Methods in Power System Analysis*, New York: McGraw-Hill Kogakusha, Ltd., 1968.
- [17] P. Kundur, *Power system stability and control*, McGraw-Hill, 1994.
- [18] G. Cruz, «Desarrollo de un sistema de almacenamiento de baterías con conexión flexible a microrredes,» 2018.
- [19] N. Pogaku, M. Prodanovic y T. Green, «Modeling, Analysis and Testing of autonomous

- Operation of an Inverter-Based Microgrid,» IEEE, 2007.
- [20] T. Teregulov, B. Sharifov y A. Valeev, «Simplified Solar Panel Modeling in MATLAB/Simulink Considering Bashkortostan Republic (Russia) Environment Characteristics,» IEEE, 2016.
- [21] R. B. Ali, H. Schulte y A. Mami, «Modeling and Simulation of a small Wind Turbine sistem based on PMSG generator,» 2017.
- [22] A. Vargas, D. Sáez, L. Reyes, B. Severino, R. Palma y R. Cárdenas, «Design and Experimental Validation of a Dual Mode VSI Control System for a Micro-grid with Multiple Generators,» IEEE, 2012.
- [23] C. Carmona, «Implementación y evaluación de desempeño de un generador diésel conectado a una microrred,» 2019.
- [24] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, «Definition and Classification of Power System Stability,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, n° 2, May 2004.
- [25] A. G. Expósito, *Sistemas Eléctricos de Potencia*, Madrid: Prentice Practica, 2003.
- [26] Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile, «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» Santiago, Chile, Enero de 2016.
- [27] IEEE Standard, «IEEE Guide for Identification, Testing and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems,» 1990.
- [28] W. Tan, Unified tuning of PID load frequency control for power systep vía IMC, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2010.
- [29] I. O. Akwukwaegbu y O. G. Ibe, «Concepts of Reactive Power Control and Voltage Stability Methods in Power System Network,» *IOSR Journal of Computer Engineering (IOSR-JCE)*, vol. 11, n° 2, pp. 15-25, May. - Jun. 2013.
- [30] A. Khodabakhshian y N. Golbon, Unified PID design for load frequency control, *IEEE Proceedings*, 2004.
- [31] C. T. Pan y C. M. Lâaw, An adaptative control for power systep load-frequency control, *IEEE Transactions on Power Systems*, 1989.
- [32] J. Machowski, J. Bialek y J. Bumby, *Power system dynamics: Stability and Control*, United Kingdom: Wiley, 2008.
- [33] J. C. Basilio y S. R. Matos, Design of PI and PID control with transient performance specification, *IEEE Transactions on Education*, 2002.
- [34] T. V. Cutsem y C. Vournas, *Voltage stability of electric power systems*, Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- [35] Y. Yamakawa, Y. Okada, T. Yamazaki y S. Kurosu, Tuning method of PI control with desired damping coefficient for a first-order lag plus deadtime system, 2012.

## A. Anexos

### A.1. Valor de parámetros de los modelos

#### Máquina Síncrona

Rotor Type	Salient pole	Td'	0.03
Potencia Nominal	100000	Td''	0.008
Tensión fase-fase	400	Tq''	0.008
Frecuencia	50	Rs	0.029
Xd	2.2	H	0.1036
Xd'	0.17	F (fricción)	0.02032
Xd''	0.12	Polos	2
Xq	1.01	Load Flow	PV
Xq''	0.15	Rsalida	10000
Xl	0.06		

#### Sistema motriz

Kp (ganancia PI)	30
Ki (ganancia PI)	130
K3	7
K2 (servomotor)	83.3
K1 (motor)	3.5
FT servomotor	1 / [0.07 1]
Time delay	0.024

#### Sistema excitación

Tr (filtro)	20e-3	Ke	1
Tc (lead-lag)	0	Te	0
Tb (lead-lag)	0	Efmin	0
Ka (Main Regulator)	300	Efmax	6
Ta (Main Regulator)	320	Kfd	0.001
Kp (Saturación)	0.024	Tfd	0.1



## PSS

Tsensor	30e-3
K	50
Twashout	2
Tleadlag1	[50e-3 20e-3]
Tleadlag2	[3 5.4]
Vsmin	-0.15
Vsmax	0.15

## Sistema sincronización

Pcompensacion	-77
Kpi (P)	0.00001
Tpi (P)	0.98
Kp	1/100000
Qcompensacion	-1225
Kpi (Q)	0.009
Tpi (Q)	0.09
Kq	1/850

## Inversor

Mp (Droop)	9.4e-5	L	1.35e-3
Nq (Droop)	1.3e-3	Frec nom	50
Wc (Frec. Corte)	31.41	Rgen	0.1
Kp (Control V)	0.05	Rf1	1.35
Ti (Control V)	390	Lf1	1.35e-3
C	50e-6	Cf	70e-5
F	0.75	Rf2	0.5
Kp (Control I)	10.5	Lf2	1e-2
Ti (Control I)	16e3		

## Panel Fotovoltaico

Vdc	550
Rs (IGBT)	1e5
Cs	inf
Ron	1e-3
Freq (PWM)	1980
Rf	0.8
Lf	8e-3
Rfc	1
Cf	30e-5

## Generador Eólico

Potencia Nominal	6000
Tensión Nominal	400
Rs	4.8e-3
Ls	0.1248
Rr	4.3e-3
Lr	0.1791
Lm	6.77
H	5.04

F (fricción)	0.01
Polos	3
Vel Nom	9
Kp (pitch)	5
Ti (pitch)	25
Max pitch	70
Rate pitch	2
Rf	10000

## Bomba de agua

Rotor Type	Squirrel-cage
Pnom	15000
Vnom	400
Rs	20e-3
Ls	29e-3
Rr	20e-3
Lr	29e-3

Lm	1.89
H	0.083
F (fricción)	0.015
Polos	2
Rf	1
Cf	1.7e-4