



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

IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DE UN GENERADOR DIÉSEL CONECTADO A UNA MICRO RED

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

CARLOS RODRIGO CARMONA ARRIAGADA

PROFESOR GUÍA:
PATRICIO MENDOZA ARAYA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PABLO MEDINA COFRE
JORGE REYES MARAMBIO

SANTIAGO DE CHILE
2019

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE: INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: CARLOS RODRIGO CARMONA
ARRIAGADA
FECHA: MARZO 2019
PROF. GUÍA: PATRICIO MENDOZA ARAYA

IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DE UN GENERADOR DIESEL CONECTADO A UNA MICRO RED

La integración de unidades de generación distribuida genera distintos desafíos los cuales que requieren el uso de modelos de simulación que representen fielmente la realidad, y por otro lado, de equipos que permitan realizar pruebas experimentales que puedan complementar y dar valor agregado a una investigación

En este trabajo se busca, en primera instancia, implementar el control de un generador diésel que posee el Centro de Energía de la Universidad de Chile, y ser integrado a la micro red del Laboratorio de Energía y Accionamiento. La implementación supone la instalación y configuración de un controlador de marca Woodward, modelo EasYgen-3200.

En segunda instancia, se busca obtener un modelo del generador a través del software Simulink de MATLAB, de modo que las simulaciones representen fielmente las pruebas de escalones de carga, tensión, frecuencia, potencias activa y reactiva y sincronización a la micro red.

El principal resultado de este trabajo consta de un generador diésel totalmente operativo, seguro e integrado, contando con una sintonización de sus lazos de control de manera que las respuestas sean rápidas y sin sobrepasos perjudiciales.

De manera adicional, se entrega un modelo de simulación que replica el comportamiento del generador. Se encuentran valores del bloque "tiempo muerto", coeficiente de inercia, ganancias de controladores PID para los lazos de control de velocidad, tensión, potencia activa y reactiva.

La comparación entre los datos simulados y experimentales para las pruebas de escalón de carga, tensión, frecuencia, potencia activa y reactiva y sincronización en condiciones de balance, muestran un comportamiento que se ajusta dentro de rangos máximos y mínimos obtenidos por el equipo de medición "Analizador de calidad de energía", sin embargo, existen diferencias entre los valores de las variables simuladas y medidas experimentalmente en la prueba sincronización en condiciones de desbalance, encontrándose errores relativos porcentuales de un 165% en la potencia activa.

Agradecimientos

Primero que todo quiero dar las gracias a mis padres, porque nada de esto habría sido posible sin la ayuda y apoyo de ellos. Gracias por toda la paciencia, comprensión y cariño.

También quiero y debo agradecer mi polola Valentina, quien me ha apoyado y aguantado en este proceso de trabajo de título. A mis amigos que siempre están en las buenas y en las malas, alegrando los días, compartiendo las cervezas, asados y cumbias (y en ese orden) o jugando una grata partida de AOE en el Energy Lab.

Tabla de Contenido

Agradecimientos.....	ii
Tabla de Contenido	iii
Tabla de Figuras.....	v
1. Introducción.....	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Objetivos.....	3
1.2.1. Objetivo general	3
1.2.2. Objetivos específicos	3
1.2.3. Estructura del trabajo.....	4
2. Marco Teórico.....	5
2.1. La máquina síncrona.....	5
2.2. Control de una máquina síncrona [6]	6
2.3. Sincronización de un generador síncrono [6].....	7
2.4. Control Primario [7].....	8
2.4.1. Conjunto regulador y máquina.....	9
2.4.2. Regulación Primaria	9
2.4.3. Regulación Secundaria	10
2.5. Control droop[8]	12
2.5.1. Control droop de frecuencia	12
2.5.2. Control droop de tensión.....	13
2.6. Estado del arte.....	14
2.6.1. Sincronización en una micro red balanceada [9]	14
2.6.2. Sincronización en una micro red desbalanceada.....	15
3. Modelo Simulink	18
4. Marco metodológico	27
4.1. Metodología de trabajo.....	27
4.2. Equipos e instrumentos.....	29
4.2.1. Grupo electrógeno	29
4.2.2. Controlador Woodward	29
4.2.3. Control de tensión.....	30
4.2.4. Sistema de control de velocidad.....	31
4.2.5. Analizador de calidad de energía.....	31
4.2.6. Osciloscopio	32
4.2.7. Micro red Laboratorio de Energía y Accionamiento[11]	33
4.2.8. Batería	34
4.2.9. Cargas.....	34
4.3. Procedimientos experimentales y de simulación	35
4.3.1. Obtención del tiempo muerto	35
4.3.2. Escalón de tensión	36
4.3.3. Escalón de frecuencia	36

4.3.4.	Escalón de potencia activa	37
4.3.5.	Escalón de carga.....	37
4.3.6.	Pruebas de sincronización	38
5.	Resultados y Análisis	40
5.1.	Controlador de velocidad	40
5.2.	Obtención del tiempo muerto	42
5.3.	Escalón de tensión.....	43
5.4.	Escalón de frecuencia.....	44
5.5.	Escalón de potencia	45
5.6.	Escalón de carga	48
5.7.	Pruebas de sincronización.....	49
5.7.1.	Sincronización en condición balanceada	49
5.7.2.	Sincronización en condición desbalanceada	54
6.	Conclusiones y trabajo futuro	65
7.	Bibliografía.....	68
Anexo A.	Active Microgrid Voltage Balancing for Smooth Synchronous Generator Synchronization	69
Anexo B.	Contenido armónico de generador diésel en modo isla suministrando 1,1 kW.	72

Tabla de Figuras

Figura 1: Esquema de rotor y estator de una máquina síncrona.....	5
Figura 2: Variables manipuladas y controladas de un generador sincrónico. .	6
Figura 3: Esquema de sincronización de un generador síncrono a una red. ..	7
Figura 4: Consigna de regulación.....	9
Figura 5: Regulación secundaria.	10
Figura 6: Control droop de frecuencia.	13
Figura 7: Control droop de tensión.....	14
Figura 8: Efectos transitorios durante la sincronización del generador diésel.	16
Figura 9: Peaks de potencia reactiva durante la sincronización.	17
Figura 10: Modelo del sistema simplificado.	18
Figura 11: Generador síncrono y bloque de control de velocidad y tensión.	19
Figura 12: Bloques del sistema de control del generador síncrono.....	20
Figura 13: Gobernador y motor diésel.	20
Figura 14: Bloque de excitación.....	21
Figura 15: Control de potencia activa.....	22
Figura 16: Control de potencia reactiva.	23
Figura 17: Sistema de detección de desfase de tensión.	24
Figura 18: Interior del bloque "Detector de desfase"	24
Figura 19: Sistema trifásico completo.	26
Figura 20: Diagrama de flujos de la metodología.	27
Figura 21: Grupo electrógeno 20 kVA.....	29
Figura 22: Controlador EasYgen 3200.	29
Figura 23: Regulador automático de voltaje SX440.....	30
Figura 24: Analizador de calidad de energía Hioki 3196.	31
Figura 25: Osciloscopio	32
Figura 26: Topología de la micro red.	33
Figura 27: Batería Cyclon TF120D.	34
Figura 28: Carga trifásica resistiva, inductiva y capacitiva.	34
Figura 29: Carga resistiva monofásica.....	35
Figura 30: Diagrama de circuito acondicionador.	40
Figura 31: Resultados de prueba de obtención de tiempo muerto	42
Figura 32: Resultados de prueba de escalón de tensión.....	43
Figura 33: Respuesta a escalón de frecuencia.	45
Figura 34: Resultados prueba de escalón de potencia. Arriba a la izquierda tensión fase neutro. Arriba a la derecha la potencia activa del generador. Abajo a la izquierda la corriente de estator. Abajo a la derecha la potencia reactiva.	46
Figura 35: Respuesta a escalón de carga resistiva.	48
Figura 36: Potencia activa por fase durante sincronización balanceada.	50
Figura 37: Comportamiento de la frecuencia del generador y la red durante la sincronización.	51

Figura 38: Potencia reactiva por fase durante sincronización balanceada. ..	52
Figura 39: Corrientes por fase durante la sincronización balanceada.	52
Figura 40: Tensiones por fase durante la sincronización balanceada.....	53
Figura 41: Tensiones y corrientes instantáneas durante la sincronización balanceada.	54
Figura 42: Potencia activa durante sincronización con desbalance de 2%...	55
Figura 43: Potencia reactiva durante sincronización con desbalance de 2%.56	
Figura 44: Corrientes durante sincronización con desbalance de 2%.	57
Figura 45: Tensiones durante sincronización con desbalance de 2%.....	58
Figura 46: Tensiones y corrientes instantáneas durante sincronización con desbalance de 2%.	59
Figura 47: Potencias activas durante sincronización con desbalance de 3%.60	
Figura 48: Potencia reactiva durante sincronización con desbalance de 3%.61	
Figura 49: Corrientes durante sincronización con desbalance de 3%.	62
Figura 50: Tensiones durante sincronización con desbalance de 3%.....	62
Figura 51: Tensiones y corrientes instantáneas durante la sincronización con desbalance de 3%.	63

1.Introducción

1.1. Motivación

En un comienzo, la industria que suministra electricidad era distribuida, es decir, la energía eléctrica era producida cercana a las cargas. Con el incremento de la demanda, se adoptó un sistema centralizado, con grandes instalaciones generadoras cercanas a las fuentes de los recursos primarios y largas líneas de transmisión para satisfacer la necesidad de electricidad.

Si se toma en cuenta la regulación de la industria y la demanda en constante crecimiento, nuevas centrales generadoras y grandes líneas de transmisión no son una vía factible en el corto plazo, por lo que la instalación de pequeños generadores distribuidos se vuelve un nuevo y atractivo enfoque para satisfacer las necesidades en el futuro [1].

El término Generación Distribuida (GD) no se encuentra únicamente definido, y cada país dentro de su legislación intenta de dar su propia definición. En diferentes países o regiones, es conocido como generación dispersada, generación embebida o generación descentralizada.

Una definición comúnmente utilizada es la de generación eléctrica situada dentro de la red de distribución o en el sector de la red del cliente o consumo. En el caso de Chile, la ley 19.940, otorga derechos para instalar medios de generación en la zona de distribución, cuyos excedentes de potencia suministrable al sistema eléctrico no superen los 9 MW [2]. Posteriormente, el Decreto 244 [3] los define como Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), incorporando normas sobre su operación, remuneración, entre otros.

Un generador distribuido puede ser de distintas tecnologías, tanto renovable o no renovable, y puede ser clasificada en tres categorías: síncrona, asíncrona y basado en inversor. Ejemplos de tecnología renovable son: motores stirlings, generadores diésel, turbinas del tipo "Combined heat and power (CHP)", etc. Arreglos fotovoltaicos, unidades eólicas y centrales de pasada son tecnologías las cuales otorgan energía eléctrica usando recursos de energía renovable.

La aplicación de la generación distribuida puede potencialmente reducir la necesidad de la tradicional expansión del sistema y conlleva a nuevos desafíos en la operación y control de la red de manera segura y eficiente.

Este desafío puede ser asumido por las llamadas micro redes, los cuales son entidades que coordinan los generadores distribuidos de una manera más

descentralizada, disminuyendo el control de carga por parte de la red y permitiendo obtener los máximos beneficios.

Una micro red comprende un grupo de generadores distribuidos localmente controlados, en baja o media tensión, los cuales se comportan, desde el punto de vista de la red principal o resto de la red, como un único productor o carga tanto eléctricamente como en mercados de energía. Este opera de manera segura y eficiente su propia red de distribución, siendo capaz de trabajar tanto de manera conectada o aislada del resto de la red [4].

Un ejemplo de micro red que opera de manera aislada es la micro red de Huatacondo, en la región de Tarapacá, norte de Chile. Este es un proyecto que desarrolla la primera micro red en Chile basada en energéticos renovables, considerando la participación de la comunidad en el uso eficiente de la energía y en la operación del sistema. Su objetivo es alimentar eléctricamente al poblado durante las 24 horas del día [5].

En la actualidad, este proyecto ha logrado un 60% de penetración renovable en base a la siguiente combinación energética:

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

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.

Actualmente existe un indeseado comportamiento transitorio cuando el grupo diésel es conectado a la micro red, específicamente cuando se realiza su sincronización bajo condiciones desbalanceadas.

Generalmente, para sincronizar una unidad generadora con la micro red, se implementan algoritmos y controladores a fin de alcanzar las condiciones propicias para una correcta conexión. Sin embargo, este enfoque no funciona adecuadamente cuando la micro red se encuentra desbalanceada.

El presente trabajo de título busca, en primera instancia, poner en marcha el control de un generador diésel a la red del Laboratorio de Energía y Accionamiento, situada en el cuarto piso del edificio de Electrotecnologías del Departamento de Ingeniería Eléctrica (DIE), de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas (FCFM) de la Universidad de Chile, para así investigar de manera empírica el fenómeno de la sincronización a una micro red desbalanceada y dar un valor agregado a los elementos disponibles para futuras investigaciones en cuanto a micro redes y generación distribuida.

En segunda instancia, se busca obtener un modelo computacional que represente el comportamiento de dicho generador diésel ante, por ejemplo, escalones de carga, cambio de consignas de variables eléctricas, entre otros.

El trabajo consta de dos etapas, la primera se realizará en el Laboratorio de Energía y Accionamiento y el Laboratorio de Micro redes, utilizando un generador diésel de 20 kVA y un controlador de marca Woodward, modelo EasYgen-3200, el cual es el encargado de controlar el generador diésel, como por ejemplo, el control de frecuencia y tensión, sincronización, entre otros.

Una segunda etapa se realizará mediante simulaciones, de la cual se pretende obtener un modelo que represente fielmente el comportamiento real del generador diésel.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

La presente memoria de título tiene por objetivo general la implementación y evaluación de desempeño de funcionamiento de un generador diésel, enfocándose en el comportamiento de las variables eléctricas ante pruebas de escalones de frecuencia, tensión, potencias activa y reactiva, de carga resistiva y proceso de sincronización ante una micro red balanceada y desbalanceada.

Como objeto de estudio, se considerará el generador diésel y el controlador de marca Woodward, modelo EasYgen-3200, ambos ubicados en el Laboratorio de Micro redes del DIE; y la micro red del Laboratorio de Energía.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos del presente trabajo son:

- Implementación de un tablero de control y fuerza del grupo electrógeno:
 - Cableado para el sistema de control y medición al controlador Woodward.
 - Implementación de protecciones.
 - Regulador automático de voltaje (AVR)
 - Implementación de circuito de fuerza para el gobernador.
- Identificación del circuito de fuerza y control que conecta el Laboratorio de Micro redes con el Laboratorio de Energía y Accionamiento.
- Configuración del controlador Woodward para el correcto funcionamiento (encendido, tiempos de espera, potencias nominales, entre otros).
- Sintonización de ganancias del control PID para los lazos de control de frecuencia, tensión, potencia activa y reactiva del equipo EasYgen.

- Implementación de servidor OPC para operación remota del generador diésel.
- Efectuar pruebas al grupo electrógeno para evaluar su desempeño, en especial ante cambios de consigna de tensión, frecuencia, potencia activa y reactiva, escalones de carga y sincronización a la micro red del Laboratorio de Energía y Accionamiento.
- Implementación de modelo mediante software Simulink del grupo electrógeno, con el fin de simular fielmente el comportamiento del generador diésel y sus distintas pruebas.
- Validar el modelo creado, buscando una similitud con las pruebas experimentales.

1.2.3. Estructura del trabajo

El trabajo se constituye de los siguientes 6 capítulos:

- Capítulo 1 Introducción: Se muestran las ideas principales y da un contexto general del trabajo, la motivación, objetivos generales y específicos de la memoria.
- Capítulo 2 Marco Teórico: Se presenta el sustento teórico del tema que abordará el trabajo de título, lo que corresponde al comportamiento de la máquina síncrona operada de manera aislada y conectada a una red, control de una máquina síncrona y proceso de sincronización.
- Capítulo 3 Modelo Simulink: En este capítulo se explica el modelo realizado en el software Simulink de MATLAB, detallando los parámetros y bloques relevantes.
- Capítulo 4 Marco Metodológico: En este capítulo se describe la metodología que se implementa para realizar la etapa experimental, los instrumentos a utilizar, así como también el procedimiento para realizar las simulaciones de las pruebas del grupo electrógeno.
- Capítulo 5 Resultados y Análisis: Se presentan los resultados de cada prueba realizada al grupo electrógeno con su respectivo análisis.
- Capítulo 6 Conclusiones: Finalmente se exponen las principales conclusiones de lo desarrollado en los capítulos precedentes. De igual forma se establece el trabajo futuro de manera de mejorar el modelo realizado y generar nuevas aplicaciones en el DIE.

2. Marco Teórico

2.1. La máquina síncrona

La máquina síncrona es una máquina de corriente alterna que se caracteriza por tener una velocidad del eje que se relaciona proporcionalmente con la frecuencia de las variables eléctricas. Éstas pueden trabajar tanto como generador, motor, inductor o condensador, donde el trabajo como generador trifásico representa una de principales aplicaciones en un sistema eléctrico de potencia.

Constructivamente, una máquina síncrona se compone básicamente de un rotor encargado de ofrecer un campo magnético giratorio, y un estator en el cual se inducen tensión en las bobinas dispuestas distribuídamente en su contorno, tal como se muestra en la Figura 1.

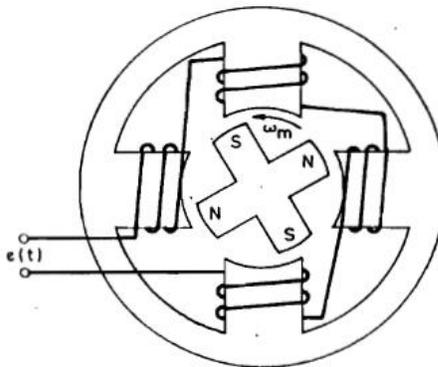


Figura 1: Esquema de rotor y estator de una máquina síncrona.

El rotor puede conformarse por un imán permanente o un electroimán. Este último corresponde a una bobina que envuelve un material ferromagnético y que es alimentada de corriente continua para formar así un campo magnético.

Por otra parte, el estator se compone de un material ferromagnético en el cual se instalan una serie de bobinas distribuidas en su contorno interno, en las que se inducirá una tensión debido al campo magnético rotatorio por parte del rotor.

La velocidad de giro y la forma de dicho rotor guardan una estrecha relación con la frecuencia de la tensión inducida en los devanados del estator, la cual se muestra en la siguiente ecuación:

$$f = \frac{p \cdot n}{120} \quad (1)$$

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

Por ejemplo, una máquina de 4 polos en el rotor requiere de una velocidad de 1500 rpm para que la tensión en bornes sea de 50 Hz.

2.2. Control de una máquina síncrona [6]

Un generador síncrono puede ser entendido como un sistema donde las variables manipuladas constan de la corriente de campo y el torque mecánico presente en el eje de la máquina. Por otro lado, las variables controladas son la tensión en bornes, frecuencia, potencia activa y reactiva. Esto queda esquematizado en la Figura 2.

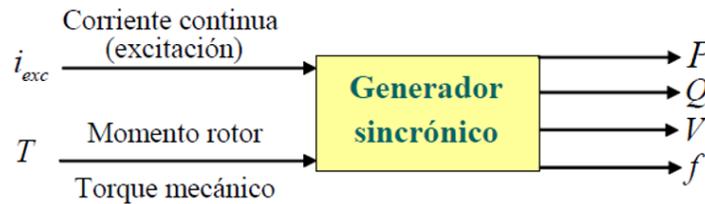


Figura 2: Variables manipuladas y controladas de un generador síncrono.

Debido al comportamiento físico inherente a la máquina síncrona, siempre habrá acoplamiento o interacción entre cada una de las dos variables manipuladas y las cuatro variables controladas. Por lo tanto, una variación de torque o de la excitación implicará un cambio simultáneo en P , Q , f y V .

Existe el caso donde es posible desacoplar la influencia de las variables manipuladas sobre la tensión V y la frecuencia f . Este caso se da cuando la máquina síncrona opera conectada a un gran sistema eléctrico o también llamada *barra infinita*.

Al ser un sistema de gran envergadura, poseerá a la vez un momento de inercia de iguales proporciones, por lo que la frecuencia podrá considerarse fija. Con esto no se modificará la frecuencia por la acción de un torque de una máquina comparativamente pequeña. Además, la reactancia propia del sistema será pequeña, y por lo tanto, la tensión V será constante y no variará aunque se modifique la excitación de la máquina.

De esta forma, para un generador síncrono conectado a un gran sistema eléctrico, las variables controladas se reducen a P y Q .

Adicionalmente, es posible mostrar que existe una predominante influencia de la corriente de excitación sobre la potencia reactiva y, por otro lado, del torque mecánico sobre la potencia activa generada.

En efecto, si se supone constante la corriente de excitación (y por ende la fem inducida), cualquier variación del torque mecánico producirá una variación en

el ángulo de potencia θ . Si el ángulo es inferior a 30° , como ocurre normalmente, el valor del $\cos(\theta)$ casi no variará al cambiar θ , mientras que $\text{sen}(\theta)$ se modificará fuertemente. Como consecuencia, la potencia activa P , que depende de $\text{sen}(\theta)$, variará considerablemente, mientras que la potencia reactiva Q casi no variará.

Por otra parte, si se supone constante el torque mecánico, cualquier variación de la corriente de excitación producirá también una modificación del ángulo de potencia θ , pero en sentido contrario al de la variación de dicha corriente. Se tiene que:

$$T = k_1 \text{sen}(\theta) \quad (2)$$

De modo que,

$$\text{sen}(\theta) = \frac{k_2}{E} \quad (3)$$

Como el torque es constante, no se modificará P . En cambio, la potencia reactiva Q sí será modificada, tanto en magnitud como en sentido. La máquina puede operar subexcitada, lo que equivale decir que absorbe potencia reactiva. Por otro lado, puede operar sobreexcitada, entregando potencia reactiva.

2.3. Sincronización de un generador síncrono [6]

Para poner en paralelo un generador síncrono a una red es necesario que:

- Su velocidad de giro se corresponda a la misma frecuencia de la red. Visto de otro modo, que la tensión generada sea de frecuencia igual a 50 [Hz].
- La magnitud de la tensión en bornes y de la red sean numéricamente iguales.
- Las tensiones generadas deben estar en fase con su correspondiente de la red. Esto implica que las fases tienen la misma secuencia.

En la Figura 3, cuando se cierra el interruptor, el generador G queda en paralelo con la red.

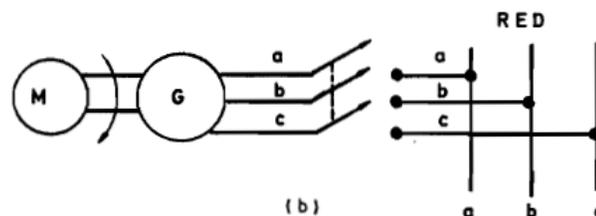


Figura 3: Esquema de sincronización de un generador síncrono a una red.

La velocidad y excitación del generador que se va a poner en paralelo con la red debe ajustarse hasta que se cumplan las condiciones mencionadas. El interruptor trifásico debe disponerse de modo tal que una vez cerrado queden

conectadas las fases respectivas correspondiendo a la misma secuencia, por ejemplo fases "abc" de la máquina y de la red.

Un frecuencímetro permite controlar la primera condición, un voltímetro la segunda y un secuencímetro para comprobar que la secuencia a uno y otro lado del interruptor sea la misma. Sin embargo, puede subsistir un desfase entre los dos voltajes de las fases correspondientes, lo que da origen a un voltaje entre dichas fases.

Comprobada entonces la secuencia a ambos lados del interruptor, hay que llevar los voltajes de las fases correspondientes al mismo valor con la misma frecuencia y con desfase, idealmente, cero entre ellos. Es necesario entonces tener un indicador que no sólo verifique el voltaje y la frecuencia a uno y otro lado, sino también el desfase entre las fases correspondientes, por ejemplo a_{red} y a_{gen} , de modo que cuando el desfase sea nulo se pueda cerrar el interruptor, completando la operación de puesta en paralelo.

2.4. Control Primario [7]

El correcto funcionamiento del sistema eléctrico se fundamenta en el equilibrio de la demanda y la generación eléctrica, de modo que la potencia demandada sea exactamente igual a la potencia generada.

El comportamiento de un sistema eléctrico cambia en todo momento, de manera aleatoria, debido a distintos factores como variación de la demanda, conexión y desconexión de cargas y/o unidades generadoras, entre otros. Estos cambios repercuten inicialmente a la energía cinética de las máquinas rotatorias, frenándolas o acelerándolas cuando la demanda eléctrica crece o disminuye respectivamente, esto determinado por la llamada ecuación del *swing*.

De esta forma, un buen índice que indica el equilibrio de la demanda con la generación es la velocidad con la que giran las unidades generadoras sincrónicas, las cuales oscilarán en torno a un valor nominal (50 Hz en el caso chileno).

Para lograr dicho nivel de frecuencia es necesario que las unidades generadoras posean un mecanismo de control de manera que se midan las variaciones de la velocidad de giro de los generadores, y un esquema de control que permita regular la velocidad ante cambios de carga, permitiendo la admisión de la turbina/válvula. Además, es necesario de un control secundario que permita restablecer la frecuencia y por ende, la velocidad de giro a valores nominales.

2.4.1. Conjunto regulador y máquina

A partir de los elementos constituyentes de un controlador de velocidad de una unidad generadora sincrónica, como por ejemplo el tacómetro, acelerómetro, sistema proveedor de energía, actuador, generador, es posible obtener una relación entre la variación de potencia entregada cuando la frecuencia cambia. Esta relación se muestra en la siguiente ecuación:

$$\Delta P_e = -K_G \Delta f \quad (4)$$

Donde K_G se denomina torque regulador o coeficiente de frecuencia de la máquina, el cual indica el porcentaje de variación de potencia entregada en régimen permanente cuando la frecuencia varía en un 1%, ΔP_e la potencia que entrega el grupo generador y Δf es la diferencia de frecuencia. Planteando la ecuación de la siguiente manera:

$$\Delta f = -\sigma \Delta P_e \quad (5)$$

Donde $\sigma = \frac{1}{K_G}$, llamado estatismo. Una vez en régimen permanente, se tiene que todo aumento de frecuencia Δf provoca una disminución de la potencia entregada por la unidad generadora. Esta relación de la potencia de salida en función de la frecuencia se conoce como consigna o ley de regulación de la máquina, el cual tiene el comportamiento que se muestra en la Figura 4:

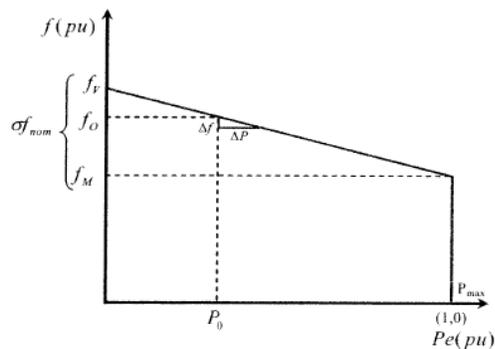


Figura 4: Consigna de regulación.

2.4.2. Regulación Primaria

Es importante notar que el control de frecuencia se realiza en un sistema donde existen un conjunto de generadores funcionando en paralelo, condicionando el funcionamiento de cada máquina según el sistema completo.

El aporte ΔP_{e_i} de una máquina frente a un cambio de la demanda ΔP_d toma en cuenta el estatismo σ_i de cada máquina y el torque regulador del sistema K_{sist} . Esto se traduce en la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{ei} = \frac{\Delta P_d}{\sigma_i K_{sist}} \quad (6)$$

Esto quiere decir que las máquinas se reparten la carga en función inversa de los respectivos estatismos, es decir, que las máquinas con menor estatismo se cargarán relativamente más. Este tipo de control se le llama regulación primaria o natural.

Se suele limitar con valores altos los estatismos de centrales las cuales carezcan de la capacidad de cambiar su despacho frente a variaciones de carga. Por otro lado, las máquinas con estatismos bajos se encargan en mayor parte en la labor de control de frecuencia. Incluso, se suele dejar una única máquina encargada en tomar las variaciones de carga, ajustando su estatismo en cero.

2.4.3. Regulación Secundaria

La regulación secundaria se encarga de controlar la transferencia de potencia entre dos sistemas eléctricos interconectados cuando existen cambios de la carga de manera que dichas potencias se mantengan en rangos adecuados por cada una de las líneas.

Este control es necesario, por ejemplo, cuando se interconectan sistemas grandes, pertenecientes a empresas o países distintos, ya que es deseable mantener la transferencia de potencia en valores prestablecidos.

La regulación secundaria toma en cuenta cada sistema como una máquina equivalente que representa la totalidad de las máquinas conectada en cada sistema. Varía la generación en cada sistema de manera que la transferencia se mantenga limitada en valores predeterminados, ajustándose cada vez que exista algún desajuste.

Este control se realiza de una forma más lenta que la regulación primaria, realizando una modificación de la velocidad en vacío de algunas máquinas que participen de la regulación secundaria. Se aprovecha una entrada independiente del control de carga-velocidad, designando un control aparte, llamado "regulador de área".

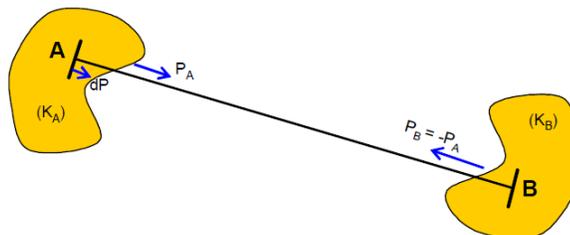


Figura 5: Regulación secundaria.

Sean dos subsistemas, A y B, como se muestra en la Figura 5, donde sus torques equivalentes son K_A y K_B respectivamente. Cuando existe una perturbación dP , por ejemplo en A, la regulación primaria modificará la frecuencia a régimen permanente del conjunto y existirá un reajuste de las potencias despachadas de ambas máquinas, modificando las transferencias entre los sistemas, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\Delta f = -\frac{dP}{\sum K} = -\frac{dP}{K_A + K_B} \quad (7)$$

En definitiva, la regulación primaria se encarga en controlar el intercambio de potencia entre las áreas, ya que la máquina en B, en este caso, también ayudaría a mantener la frecuencia ante el déficit en A, mediante la exportación

$$\Delta p = -K_B \Delta f = K_B \frac{dP}{K_A + K_B} .$$

La función principal de la regulación secundaria se centra en que se cumpla $\Delta p + K\Delta f = 0$ en cada una de las áreas. Se tiene que en el área B ya se cumple esto, ya que $\Delta p_B + K_B \Delta f = 0$, donde Δp_B es el flujo que proviene del área B hacia A.

Por otro lado, en el área A se cumple que $K_A \Delta f + (dP - \Delta p_A) = 0$, donde Δp_A es el flujo transferido desde A hacia B, donde se cumple que $\Delta p_A = \Delta p_B$, impidiendo que se cumpla la consigna necesaria.

Se tiene que Δp_A y Δf poseen el mismo signo. Si ambos son negativos, implicará que la carga de dicha área aumentó, por lo que correspondería aumentar la generación hasta volver al punto de operación a la consigna de área. Si ambos son positivos, se tiene que existe un exceso de generación, por lo que se deberán disminuir sus consignas.

En definitiva, cada regulador de área se encarga en calcular el término $\varepsilon = \Delta p + B\Delta f$. A medida que crece la generación de A, sube la frecuencia del conjunto, y disminuye el aporte de B, hasta que se llega al equilibrio cuando A recupera su consigna de área. El regulador secundario de B no interviene en ningún momento, ya que esa área cumple siempre su consigna.

2.5. Control droop[8]

2.5.1. Control droop de frecuencia

Un método convencional es el control droop de frecuencia, donde cada GD usa la frecuencia en el punto de conexión para inyectar la cantidad de potencia activa requerida. Así, la frecuencia del sistema actuará como señal de comunicación entre los GDs para compartir la potencia activa apropiadamente.

La característica convencional puede ser expresada como:

$$f^* = f_r + m \times (0.5P_r - P^*) \quad (8)$$

Donde f^* es la frecuencia instantánea configurada para cada generador, f_r es la frecuencia nominal del sistema, P_r es la potencia activa nominal del generador y P^* es la potencia activa medida a la salida del generador. El coeficiente droop es denotado por m .

El comportamiento del control droop de frecuencia es mostrada en la Figura 6. El rango de frecuencias es denotado por los términos f_{min} y f_{max} , según las frecuencias mínima y máxima permitidas en el sistema.

Cuando un generador opera en modo control droop de frecuencia, la frecuencia del sistema puede cambiar entre f_{min} y f_{max} dependiendo del valor de la salida de potencia activa. Un segundo control droop, más lento, puede ser usado para mover verticalmente la recta cambiando la potencia nominal para restaurar a un estado estable de frecuencia a un valor estándar.

El valor del coeficiente droop m puede ser calculado usando los valores definidos de máxima y mínima frecuencia y las potencias nominales del generador.

Los diferentes coeficientes droop m , permite compartir el requerimiento total de potencia activa entre los generadores acorde a una proporción predefinida. Por ejemplo, la carga total de la micro red puede ser compartida proporcionalmente a la potencia nominal de cada generador.

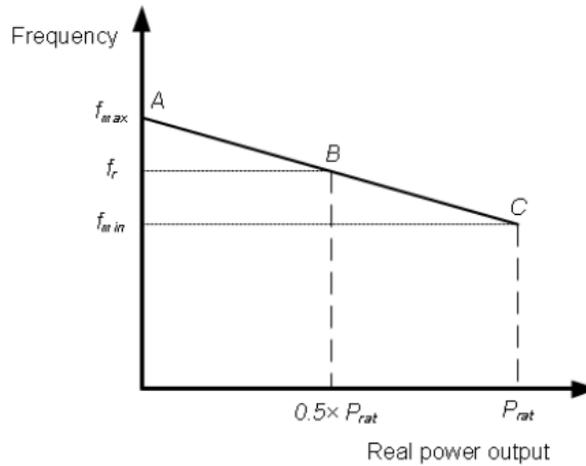


Figura 6: Control droop de frecuencia.

2.5.2. Control droop de tensión

La magnitud de salida de tensión de cada generador puede ser controlado para cambiar la potencia reactiva suministrada al sistema.

El control droop de tensión resulta como una vía para compartir la potencia reactiva que requiere el sistema para mantener la tensión en un nivel predefinido.

Una característica tradicional de control droop de tensión se muestra en la Figura 7 y está dado por:

$$V^* = V_r + n \times (0.5Q_r - Q^*) \quad (9)$$

Donde V^* es la magnitud de tensión instantánea, V_r es la tensión nominal del sistema, Q_r es la potencia reactiva nominal del generador y Q^* es la potencia reactiva nominal medida a la salida del generador. El coeficiente droop de voltaje es denotado por n .

Los valores mínimo y máximo de tensión permitidos en el sistema son representados por V_{min} y V_{max} respectivamente. El coeficiente n puede ser calculado usando la potencia reactiva nominal y los niveles máximo y mínimo de tensión.

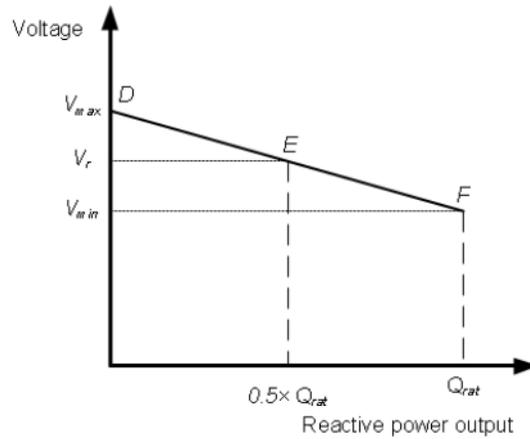


Figura 7: Control droop de tensión.

2.6. Estado del arte

2.6.1. Sincronización en una micro red balanceada [9]

En la literatura, se ha estudiado el fenómeno transitorio durante la sincronización de unidades de generación, en particular en micro redes. En [9], se estudia específicamente dicho fenómeno para equipos tanto inerciales como no inerciales.

Los autores detallan que, en su mayoría, las investigaciones sobre control de micro redes se basan en unidades generadoras con convertidores, pero que poco se investiga sobre el control y operación de micro red híbridas, es decir, que presenten equipos inerciales y no inerciales.

El propósito de este artículo es analizar la interacción de diferentes tipos de fuentes durante el proceso de compartimiento de carga en una red aislada para proponer mejores estrategias de control. Se considera dentro de la investigación el control descentralizado de GDs, sincronización de GDs y compartimiento de carga mediante controladores droop usando frecuencia y voltaje.

2.6.2. Sincronización en una micro red desbalanceada

La sincronización de un generador diésel en una red desbalanceada produce efectos transitorios de corriente reactiva durante la operación aislada de la red. En *Anexo A* se propone una metodología que consiste en compensar el voltaje en el punto de conexión, y una vez que la tensión es compensada, la sincronización es ejecutada. Esta propuesta metodológica es probada en una micro red real situada en Huatacondo, Chile.

Huatacondo es un pequeño y aislado pueblo situado en el desierto de Atacama, norte de Chile, que alberga unas 30 familias. Su micro red es compuesta en distintos fuentes de energía renovables y una variedad de cargas. Su principal fuente de energía es una planta fotovoltaica de 22 kW instalada. Otra fuente de energía es un sistema de generación eólica de 3 kW y un generador diésel de 100 kW. Adicionalmente, posee un sistema de baterías de plomo-ácido de una capacidad de 150 kWh y un vehículo eléctrico con un sistema de almacenamiento de 20 kWh.

El control primario se basa en el control droop, y solamente lo ejecutan el generador diésel y el sistema BESS. El resto de los inversores no participan en ningún tipo de regulación en la micro red.

Durante la sincronización del generador diésel en la micro red de Huatacondo, ocurre un excesivo consumo de potencia reactiva, tal como se muestra en la Figura 8.

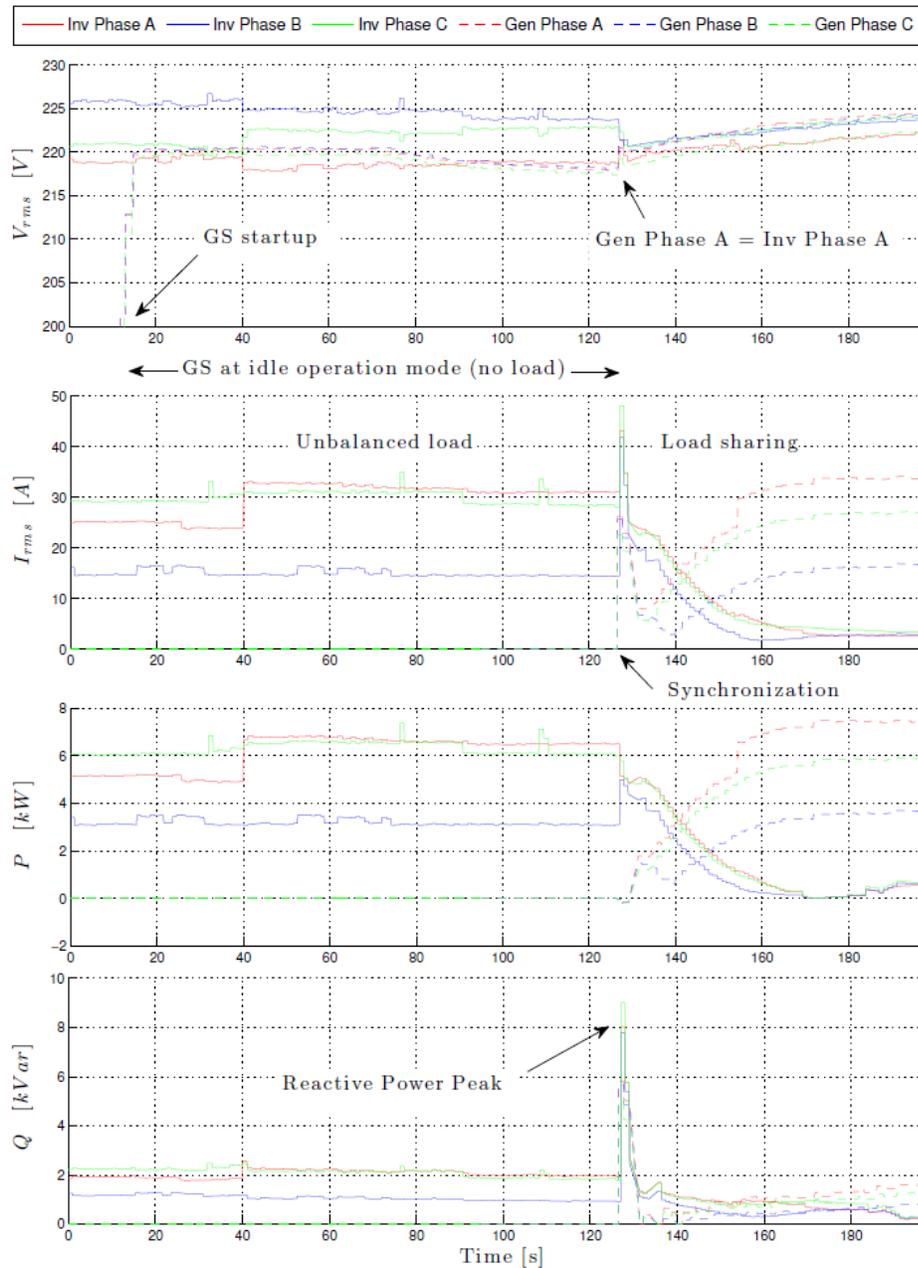


Figura 8: Efectos transitorios durante la sincronización del generador diésel.

Esta demanda de potencia reactiva es suministrada por el inversor del sistema BESS, el cual posee una capacidad limitada y, algunas veces, tiene a operar fuera de su capacidad de potencia aparente. En estas circunstancias, la demanda de potencia reactiva puede llevar al sistema a un punto crítico, en el cual no sea posible proveer peaks de corrientes como tampoco ofrecer un voltaje adecuado.

La Figura 8 muestra el comportamiento de las variables eléctrica durante la sincronización del generador diésel. En el primer gráfico, se puede observar una tensión fase-neutro desbalanceada, proveniente del sistema BESS.

El generador diésel es configurado para sincronizarse en función de la fase A, y esta sincronización se llevará a cabo a pesar de la diferencia de tensión y ángulo de las demás fases, produciéndose grandes flujos de corriente cuando la conexión en paralelo ocurre.

Para entender el impacto del desbalance de tensión en la micro red, se cuenta con datos históricos de 313 días entre Noviembre 2014 y Septiembre 2015. Estos datos consisten en formas de ondas en el tiempo de las corrientes, voltajes, potencias activa y reactiva y frecuencia para ciertas unidades en la micro red de Huatacondo.

De esos datos, 288 días presentaron un peak de potencia reactiva justo después de la sincronización. En la Figura 9 se presentan la magnitud de los peaks de potencia reactiva resultantes de la sincronización, en función del desbalance en las tensiones justo antes de la sincronización.

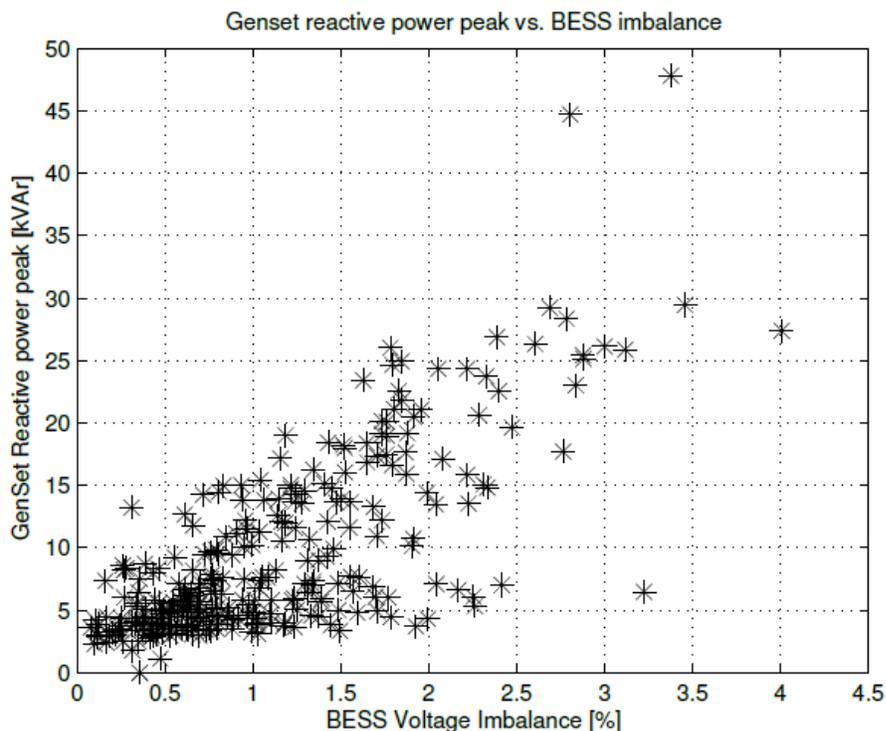


Figura 9: Peaks de potencia reactiva durante la sincronización.

Es posible observar una relación entre ambas variables, donde un bajo desbalance produce un bajo peak de corriente reactiva.

La metodología propone compensar previamente la tensión en el punto de conexión utilizando la potencia disponible en el inversor del sistema BESS o del vehículo eléctrico.

3. Modelo Simulink

Se utiliza el software Simulink de MATLAB para la simulación del comportamiento de la máquina síncrona, en su versión 2018b. En particular se busca implementar un modelo que permita replicar el comportamiento del generador diésel real, comparando los resultados de la simulación con los experimentales.

Para esto, se utiliza un bloque predefinido de Simulink llamado "Synchronous Machine", el cual modela el comportamiento de una máquina síncrona elemento que se busca sincronizar con la red mediante el cierre de un interruptor trifásico llamado "Generator Circuit Breaker" (GCB), tal como se muestra, de manera simplificada, en la Figura 10.

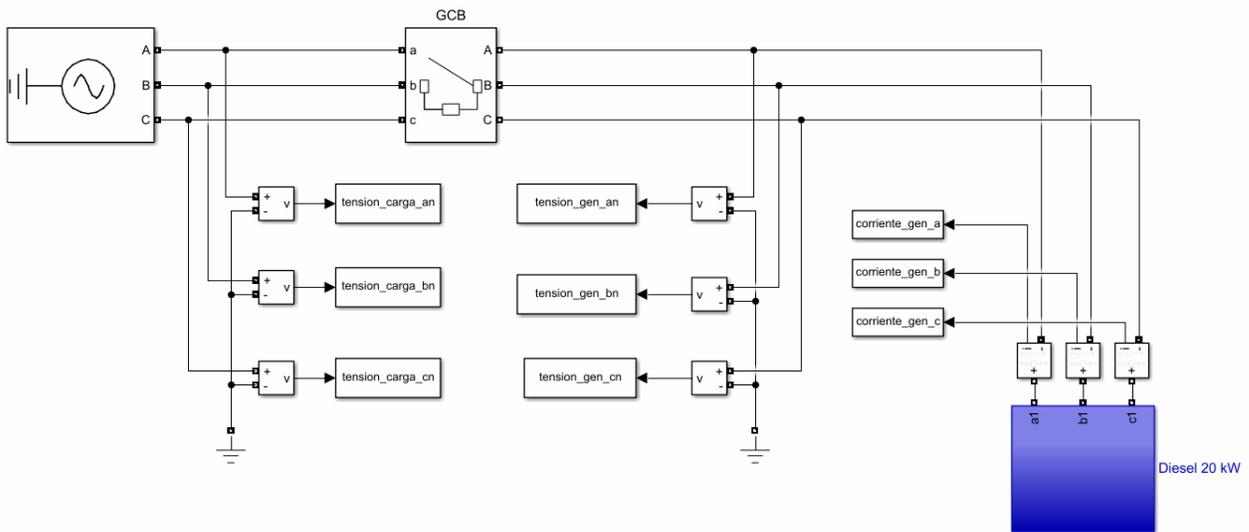


Figura 10: Modelo del sistema simplificado.

Al interior del bloque "Diesel 20 kW" se encuentra el bloque predefinido de Simulink del generador síncrono, el cual requiere como entrada la potencia mecánica P_m y la tensión de campo V_f , los cuales provienen del bloque llamado "Control de potencia mecánica y tensión de campo", tal como se muestra en la Figura 11.

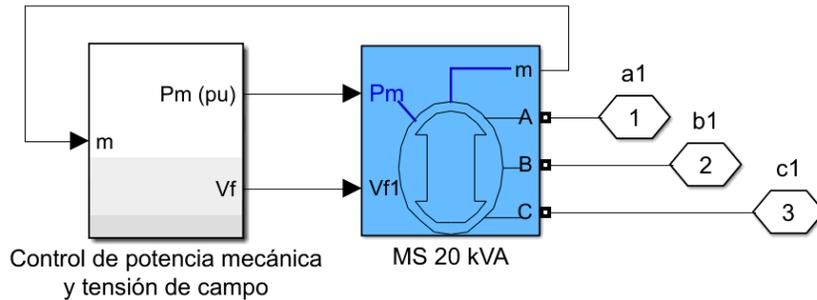


Figura 11: Generador síncrono y bloque de control de velocidad y tensión.

Se utiliza la configuración predefinida de una máquina síncrona de 16 [kVA] asumiendo que sus parámetros no difieren significativamente de los de un generador de 20 [kVA], excepto por los parámetros de resistencia de estator y coeficiente de inercia, los cuales se estimaron empíricamente.

Los valores de los parámetros del generador síncrono utilizados son los siguientes:

Tabla 1: Parámetros utilizados para el generador síncrono.

Potencia nominal [kVA]	20
Tensión nominal [V_{ff}]	400
Frecuencia [Hz]	50
Reactancias X_d ; X'_d ; X''_d ; X_q ; X''_q ; X_l [p.u.]	1,734 ; 0,177 ; 0,111 ; 0,861 ; 0,199 ; 0,07
Constantes de tiempo T'_d ; T''_d ; T''_q [s]	0,018 ; 0,0045 ; 0,0045
Resistencia de estator [p.u.]	0,0875
Coefficiente de inercia [s]	0,43355
Factor de fricción [p.u.]	0,02005
Pares de polos	2

Al interior del bloque "Control de potencia mecánica y tensión de campo" se encuentran los bloques: "Control de potencia activa", "Control de potencia reactiva", "Gobernador y motor diésel" y "Excitación" tal como se muestra en la Figura 12.

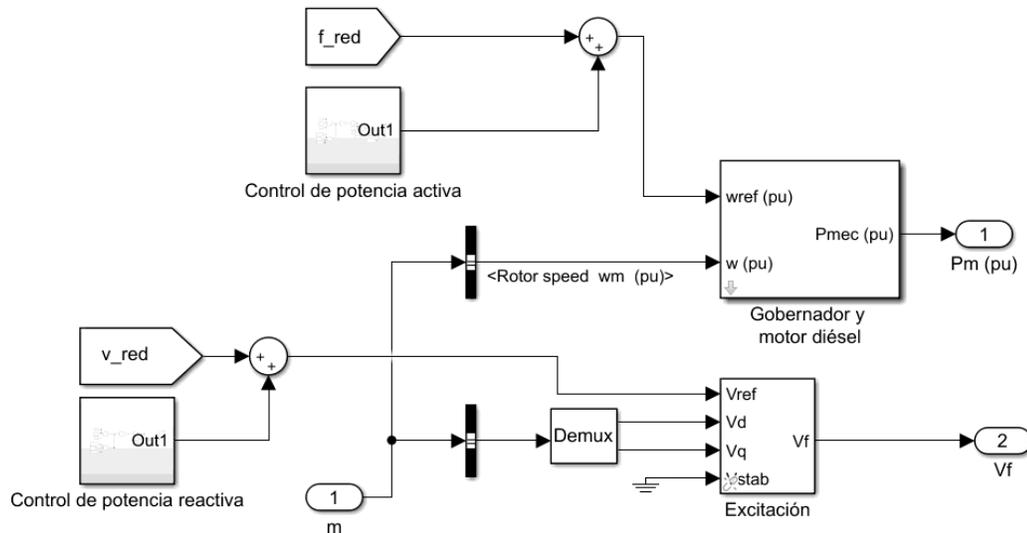


Figura 12: Bloques del sistema de control del generador síncrono.

El bloque "Gobernador y motor diésel" modela tanto el control de velocidad como el motor diésel y se encarga fundamentalmente de controlar la potencia mecánica mediante la manipulación del error de la frecuencia del generador y la frecuencia de la red procesado a través de un control PI tal como se muestra en la Figura 13.

La variable f_{red} proviene de la medición de la frecuencia de la tensión en el punto de conexión con la red, la cual está fijada en 1 p.u., mientras que la variable w es la velocidad de giro del generador en p.u.

Cabe destacar que se implementa un *Switch* ideal que servirá para la transición del esquema de control desde un control de velocidad a un control de potencia activa, por lo que se deberá anular el efecto del bloque PID del lazo de control de velocidad cuando el generador síncrono se encuentre sincronizado a la red.

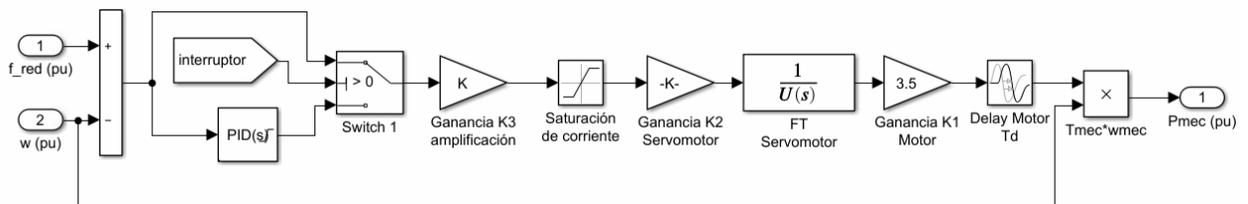


Figura 13: Gobernador y motor diésel.

Los valores de las ganancias del controlador PID del lazo de control de velocidad de la máquina síncrona son sintonizados de forma que reflejen de manera fiel el comportamiento real del generador síncrono a implementar. Dichas ganancias del controlador PID se indicarán en el capítulo de Resultados y Análisis.

En cambio los valores de las distintas ganancias y límites de saturación de corriente, se obtienen de [10], los cuales se muestran a continuación.

- Ganancia $K_3 = 0,7$
- Límite de saturación de corriente inferior y superior de 0 y 1 p.u. respectivamente.
- Ganancia del servomotor $K_2 = 2,5$, con un tiempo de retraso $t_2 = 70 \text{ ms}$.
- Ganancia del motor $K_1 = 3,5$, con un delay $T_d = 2,4 \text{ ms}$.

El bloque llamado "Excitación", como se muestra en la Figura 14, implementa una estrategia de control para la tensión del circuito de campo mediante la manipulación del error entre la tensión medida en la red y la tensión en el estator del generador.

Dicho error entra a un bloque llamado "Main Regulator", el cual modela el comportamiento del conjunto Regulador Automático de Voltaje (AVR) y bloque PI.

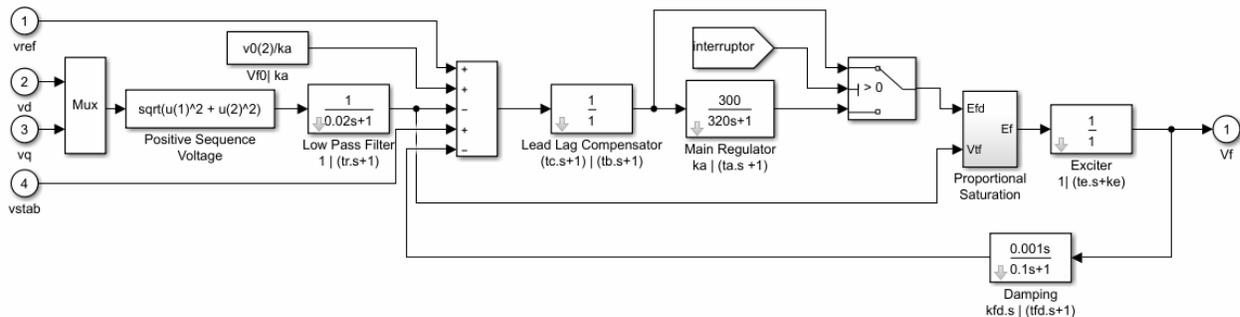


Figura 14: Bloque de excitación.

Adicionalmente, se implementa un *Switch* ideal, con el cual se busca pasar de un sistema de control de tensión a un sistema de control de potencia reactiva, anulando el bloque "Main Regulator" inmediatamente después ocurrida la sincronización del generador diésel a la red.

Los valores que representan la ganancia del controlador PID se obtienen de manera experimental, y será detallado en el capítulo de Resultados y Análisis.

Se implementa un bloque llamado "Control de potencia activa", tal como se muestra en la Figura 15, en la cual se implementa una estrategia de control de dos fases.

En primer lugar, antes de la sincronización, se controla la velocidad de la máquina mediante la adición de un $\Delta\omega$ proveniente del bloque llamado "Diferencia de frecuencia", el cual es sumado al valor de f_{red} , consiguiendo así que el generador alcance una frecuencia levemente mayor a la de la red.

Luego que se alcancen las condiciones de sincronización, el interruptor GCB cierra, habilitando el control de potencia activa. Se controla la adición de un

$\Delta\omega$ al valor de f_{red} mediante la manipulación del error de potencia activa inyectada y una potencia activa deseada, representados por los bloques "potencia_activa" y "P_ref", respectivamente.

De esta manera, inmediatamente después de ocurrida la sincronización, la adición de un $\Delta\omega$ al valor de f_{red} se traduce finalmente a un aumento de la apertura de la válvula de paso de combustible, produciendo así una mayor potencia mecánica al rotor, que por consiguiente generará un aumento en la potencia activa inyectada por el generador.

Debido a la implementación de un *switch* ideal en el bloque "Gobernador y motor diésel", se pierde la señal de su bloque PID luego de ocurrida la sincronización. Por esta razón se incluye un bloque llamado "P_i", el cual se encarga de adicionar y poder integrar un error en el lazo de potencia activa previo a la sincronización, de manera que, posterior a la sincronización, se adicione la pérdida de la señal descrita.

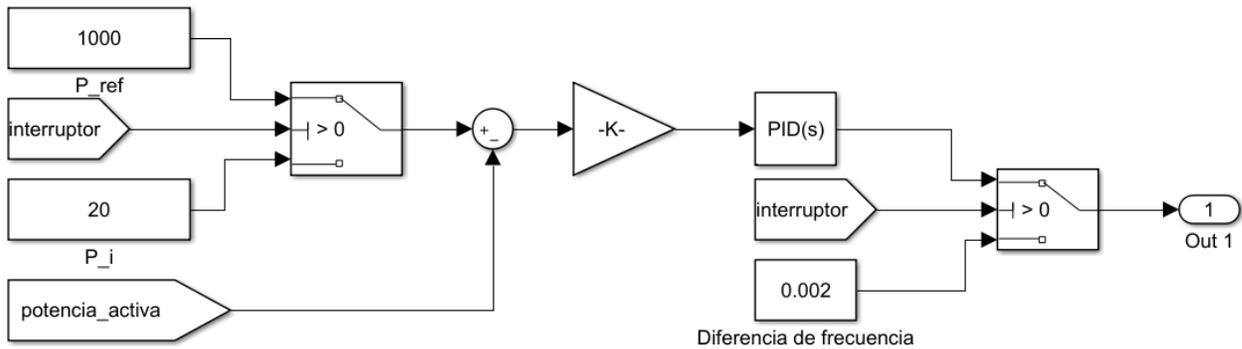


Figura 15: Control de potencia activa.

Previo a la sincronización el valor de $\Delta\omega$ toma un valor 0.002 p.u., lo que implica que el generador observará un valor de frecuencia de referencia de 50,1 Hz, permitiendo que exista una diferencia entre la frecuencia de la red y la frecuencia del generador. De esta manera se obtiene que las formas de onda de tensión, tanto de la red como la del generador, en algún momento se superpongan, permitiendo comandar el cierre del interruptor GCB.

De forma paralela, se implementa un bloque llamado "Control de potencia reactiva", tal como se muestra en la Figura 16, en la cual se implementa una estrategia de control de dos fases.

En primer lugar, antes de la sincronización, se impone una salida nula proveniente del bloque llamado "Diferencia de tensión", de manera que la medición V_{ref} sea igual a la medida en la red, logrando así que el generador alcance la tensión de referencia.

Luego que se alcancen las condiciones de sincronización, el interruptor GCB cierra, habilitando el control de potencia reactiva. Se controla la adición de un ΔV al valor de V_{red} mediante la manipulación del error de potencia reactiva inyectada y una potencia reactiva deseada, representados por los bloques "potencia_reactiva" y "Q_ref", respectivamente.

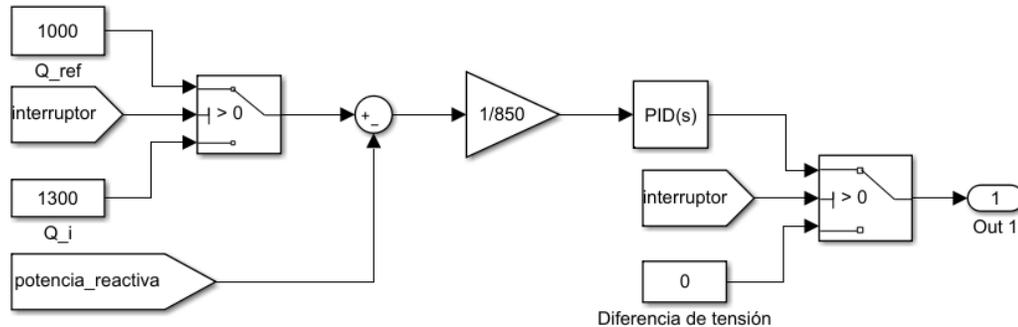


Figura 16: Control de potencia reactiva.

Debido a la implementación de un *switch* ideal en el bloque "Bloque de excitación", se pierde la señal de su bloque PID luego de ocurrida la sincronización. Por esta razón se incluye un bloque llamado "Q_i", el cual se encarga de adicionar y poder integrar un error en el lazo de potencia reactiva previo a la sincronización, de manera que, posterior a la sincronización, se adicione la pérdida de la señal descrita.

Por otro lado, es necesario implementar método que detecte el momento en el que se cumplan los criterios de sincronización y que comande el cierre del interruptor GCB.

Para este fin, se implementa un bloque llamado "Detector de desfase", el cual capta el tiempo y el valor RMS de la diferencia de tensión instantánea de la forma de onda entre la red y el generador en la fase A.

De esta manera, cuando el generador supere los 5 segundos y que las ondas de la tensión tengan una diferencia menor a 10 V instantáneos, se envíe una señal lógica "verdadera" al interruptor GCB, imponiendo el cierre del mismo. Lo anterior se muestra en la Figura 17 y Figura 18 de manera simplificada.

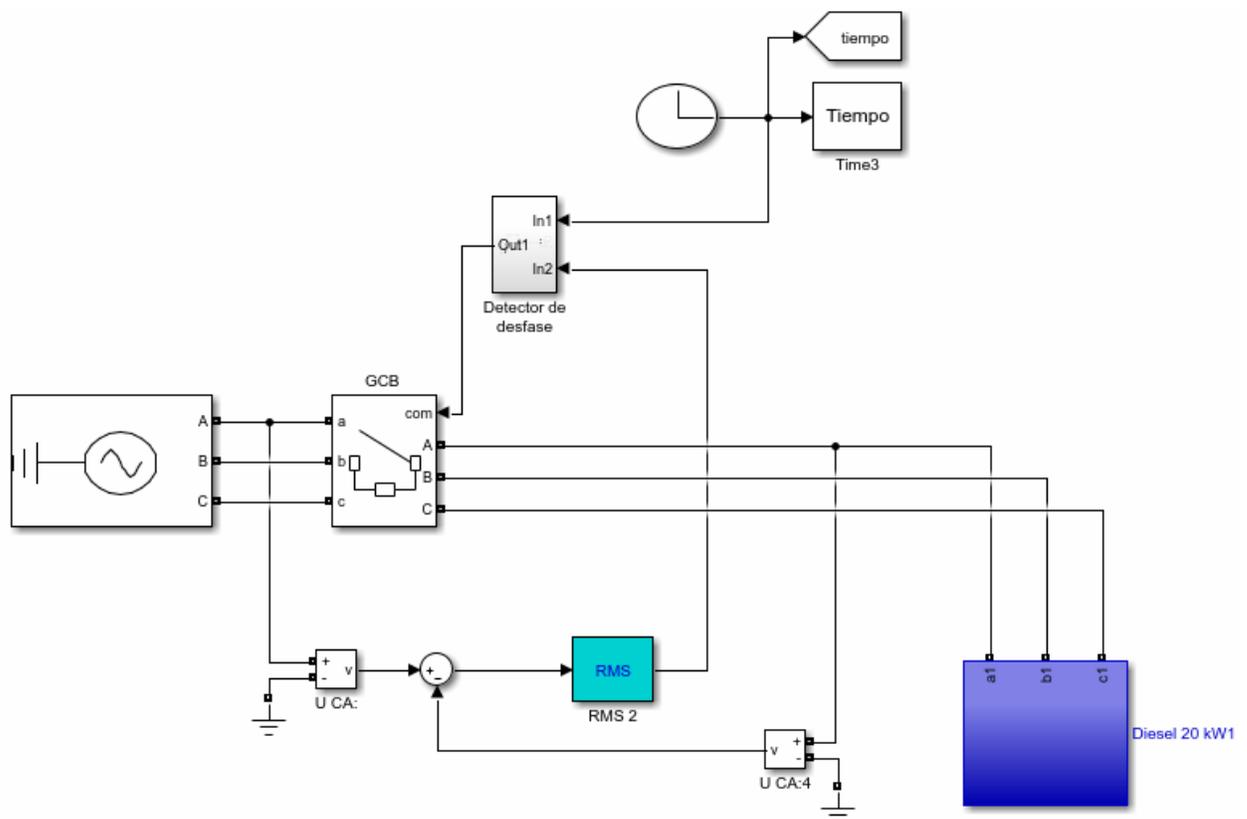


Figura 17: Sistema de detección de desfase de tensión.

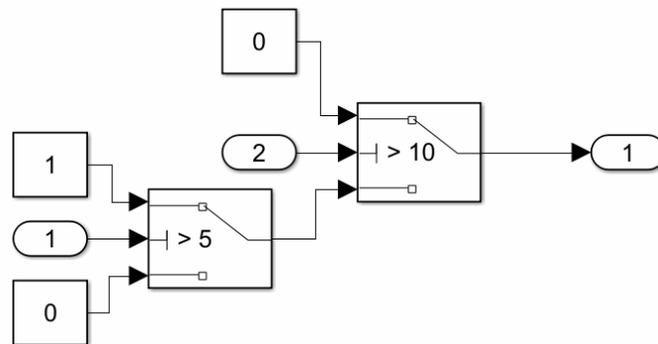


Figura 18: Interior del bloque "Detector de desfase"

El resto del sistema se compone por una red trifásica, un transformador de aislamiento, una carga resistiva trifásica, resistencia de conductor que permite la conexión entre los laboratorios y distintos equipos de medida, tales como amperímetros, voltímetros y un PLL para obtener la frecuencia de la red.

Los datos de interés de la placa de características del transformador de aislación se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2: Datos de placa característica del transformador de aislación.

Potencia nominal [kVA]	12
Tensión nominal primario [V]	380
Tensión nominal secundario [V]	380
Grupo de conexión	DY
Impedancia [p.u.] base propia	5,71

La resistencia estimada del conductor es de $0,4104 \Omega$. El sistema completo se muestra en la Figura 19.

4. Marco metodológico

Esta sección comienza con una descripción de la metodología necesaria para el cumplimiento de los objetivos planteados, para así evaluar el desempeño del grupo electrógeno frente a pruebas de cambio de consignas, escalones de carga y proceso de sincronización.

Posteriormente se presentan los equipos utilizados y por último, se explica el procedimiento a seguir durante cada prueba experimental y de simulación.

4.1. Metodología de trabajo

La Figura 20 muestra el esquema de la metodología utilizada a lo largo del trabajo, obteniendo finalmente la validación del modelo construido a partir de las diversas pruebas empleadas.

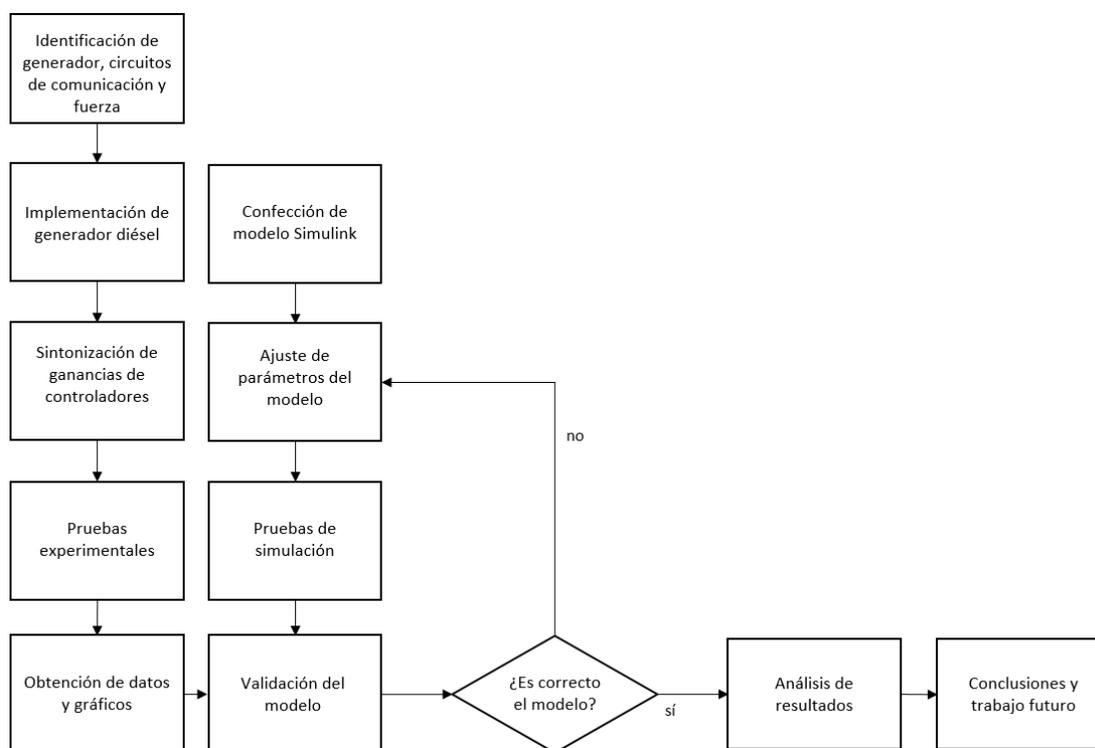


Figura 20: Diagrama de flujos de la metodología.

La presente memoria parte con la identificación del generador diésel, aprendiendo sobre su funcionamiento general, las partes constitutivas y la verificación del cableado de los relés para el encendido manual.

Luego se identifican los circuitos de comunicación y fuerza que existen entre el Laboratorio de Micro redes y el Laboratorio de Energía y Accionamiento, corroborando su correcto funcionamiento mediante pruebas de continuidad. Posteriormente se implementa el generador diésel en su totalidad, primero instalando el cableado necesario para el funcionamiento del controlador de marca Woodward, entre ellos los circuitos de encendido y apagado automático, circuitos de medición, integración de entradas digitales, configuración de salidas análogas, confección de circuito acondicionador para el circuito de fuerza del gobernador, implementación de servidor OPC para operación remota del generador diésel y configuración de protecciones.

Luego, se realizan pruebas experimentales, de manera de poder sintonizar las ganancias de los controladores de frecuencia, voltaje, potencia activa y reactiva.

Ya sintonizados los controladores, se realiza la prueba de sincronización del generador síncrono a la red del Laboratorio de Energía y Accionamiento, se obtienen los resultados y gráficos respectivos, permitiendo así pasar a la etapa de simulación.

En esta etapa de simulación se confecciona el modelo de cada prueba experimental mediante el software Simulink, tal como se explicó en el capítulo del Modelo Simulink.

Tras cada simulación se comprueban los comportamientos de cada variable eléctrica de interés, es decir, tensiones y corrientes eficaces e instantáneas, frecuencia y potencias para ser comparados con las mediciones reales realizados en la etapa experimental.

Si los resultados de simulación no corresponden a los resultados experimentales se procede a ajustar en la simulación las ganancias y/o funciones de transferencia de su respectivo lazo de control.

Una vez que los resultados de simulación correspondan a los resultados experimentales, se sigue con el análisis de resultados y sus respectivas conclusiones.

4.2. Equipos e instrumentos

4.2.1. Grupo electrógeno

Se utiliza un grupo electrógeno de 20 kVA mostrado en la Figura 21. Se puede apreciar en la parte izquierda la parte del motor de combustión de tres cilindros y en la parte derecha, acoplado al eje del motor, el generador síncrono.



Figura 21: Grupo electrógeno 20 kVA.

4.2.2. Controlador Woodward

Se utiliza un controlador EasYgen-3200 de la marca Woodward para monitorear y controlar el generador, el cual es utilizado específicamente para aplicaciones de un generador diésel.



Figura 22: Controlador EasYgen 3200.

Con dicho controlador, mostrado en la Figura 22, es posible realizar aplicaciones tales como: encendido y apagado automático, control de frecuencia y tensión, operación en modo isla y en paralelo a una red, control droop, sincronización automática, operación remota a través del protocolo MODBUS, implementación de protecciones, entre otros.

Dependiendo de la prueba, el controlador Woodward se configura de manera que el generador pueda funcionar de manera aislada de la red, para así poder realizar pruebas de cambios de consigna de frecuencia, tensión y escalones de carga.

Por otra parte, para las pruebas de escalones de potencia, tanto activa como reactiva, es necesario ejecutar la sincronización a la red.

4.2.3. Control de tensión

El control de tensión lo realiza internamente el equipo Woodward gracias a su aplicación de control de voltaje.

Mediante una salida análoga de tensión del equipo EasYgen, que corresponde a la señal que sale del control PID, se aprovecha para conectarla a una entrada analógica al equipo llamado "Regulador automático de voltaje" o AVR.

Se utiliza el AVR existente en el tablero de control, de marca Stamford, modelo SX440 el cual se muestra en la Figura 23.



Figura 23: Regulador automático de voltaje SX440

Este equipo tiene la capacidad de obtener energía de la magnetización remanente del estator del generador, aprovechándola para inyectar corriente continua al circuito de campo del generador síncrono. Esta cualidad permite que el generador pueda partir en negro siempre y cuando el estator se encuentre magnetizado.

4.2.4. Sistema de control de velocidad

El control de velocidad o frecuencia lo realiza internamente el equipo Woodward gracias a su aplicación de control de frecuencia.

Se utiliza una salida análoga, en particular una señal PWM de 10 V, de la cual se va ajustando el ciclo de trabajo, con el fin de comandar el movimiento de un motor de corriente continua con el cual se abre o cierra la válvula para el paso de combustible.

Para realizar lo anterior es necesario acondicionar la señal PWM de poca capacidad de corriente a una señal de mayor potencia. Para esto, se implementa un circuito para acondicionar y aislar apropiadamente la señal PWM a la salida del equipo Woodward y poder entregar una señal apropiada para el funcionamiento del motor de corriente continua que permite la apertura y cierre de la válvula de paso de combustible.

Dicho circuito es detallado en el capítulo de Resultados y Análisis.

4.2.5. Analizador de calidad de energía

Se utiliza un equipo llamado "Analizador de calidad de energía" de la marca HIOKI, modelo 3196, con el fin de medir las variables eléctricas de interés, tales como, tensiones y corrientes tanto eficaces como instantáneas, potencias, frecuencias y nivel de armónicos.



Figura 24: Analizador de calidad de energía Hioki 3196.

Este equipo, mostrado en la Figura 24, es capaz de ser configurado de manera que capte la onda de tensión y corriente ante un determinado evento, como puede ser la caída de tensión, cambios de frecuencia, entre otros.

Esta cualidad es utilizada para obtener la forma de onda de la corriente y tensión cuando el generador es sincronizado, y así poder compararla con las simulaciones.

Cabe destacar que la mínima resolución para las mediciones eficaces es de 1 s, en la cual entrega un valor promedio, máximo y mínimo.

4.2.6. Osciloscopio

Se utiliza un osciloscopio de la marca GWINSTEK, modelo GDS-2104A, mostrado en la Figura 25, con el propósito de obtener la forma de onda de la tensión del generador, la tensión observada en el circuito acondicionador fabricado, entre otros.



Figura 25: Osciloscopio

Adicionalmente, se utiliza para la medición de la forma de onda de la tensión para la prueba del "Tiempo muerto" del generador diésel. Para esto, se utiliza la función "External triggered" para gatillar el comienzo del muestreo.

4.2.7. Micro red Laboratorio de Energía y Accionamiento[11]

La topología de la micro red del Laboratorio de Energía y Accionamiento se muestra en la Figura 26.

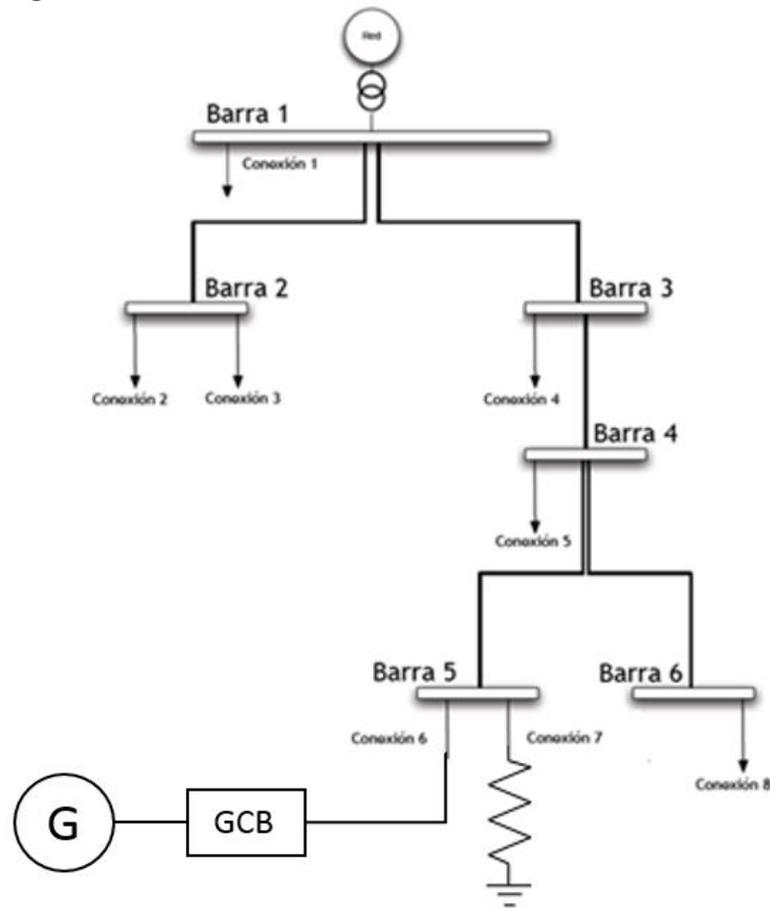


Figura 26: Topología de la micro red.

El sistema consta de seis barras y ocho puntos de conexión, donde cada uno cuenta con una unidad de medición de variables eléctricas de la marca Schneider, modelo PM750.

Entre cada barra es posible adicionar cargas resistivas e inductivas, de manera de emular líneas de transmisión o de distribución. Los valores de cada parámetro se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3: Parámetros de líneas de la micro red

Línea	R [Ω]	X [Ω]
L12	0,78590384	0,37474596
L13	0,88565017	0,72806038
L34	1,00113985	0,48939002
L45	1,27147659	0,55283342
L46	0,83676405	0,35729613

Cabe destacar que es posible monitorear las variables eléctricas de la micro red y controlar la apertura y cierre de distintos contactores mediante un servidor OPC instalado en un computador del Laboratorio de Energía y Accionamiento.

Adicionalmente, se configura dicho servidor OPC de manera que se pueda monitorear y controlar el funcionamiento del generador diésel y el GCB de manera remota, a través de protocolo de comunicación MODBUS.

4.2.8. Batería

El generador diésel cuenta con una batería de la marca Cyclon, modelo TF120D, de 12 V y 120 Ah, tal como se muestra en la Figura 27. Dicho equipo se encarga de energizar el motor de partida del grupo electrógeno, el equipo EasYgen y el circuito para acondicionar la señal del controlador de velocidad.



Figura 27: Batería Cyclon TF120D.

4.2.9. Cargas

Se utilizaron dos cargas eléctricas. La primera, mostrada en la Figura 28, es una carga trifásica de 4 kVA y 400 V, con la cual es posible implementar un mix de cargas, ya sea resistiva, capacitiva y/o inductiva.



Figura 28: Carga trifásica resistiva, inductiva y capacitiva.

Adicionalmente, se utilizan cargas resistivas monofásicas, tal como se muestra en la Figura 29, de una potencia máxima de 5,7 kW y 220 V.



Figura 29: Carga resistiva monofásica.

4.3. Procedimientos experimentales y de simulación

4.3.1. Obtención del tiempo muerto

La primera prueba consiste en la obtención del tiempo muerto, es decir, del tiempo en el que el generador tarda en elevar la tensión una vez que la válvula es abierta desde el mínimo a su máxima apertura.

Para esto se utiliza la aplicación del osciloscopio "external triggered" para gatillar el comienzo de la lectura con el osciloscopio en el mismo instante que la válvula es abierta.

Con el generador operando de manera aislada y a tensión nominal, se le aplica la máxima aceleración al generador de manera manual, mientras que, de forma paralela, en el mismo instante se gatilla la orden de inicio de lectura del osciloscopio de la tensión en bornes del generador, procurando que en el "tiempo cero" se inicie la apertura de la válvula.

Una vez realizada la prueba, se obtiene la forma de onda de la tensión del generador. Esta se guarda en un archivo ".csv" y se analiza en MATLAB para obtener la frecuencia de la señal.

Como se dijo anteriormente, el tiempo que demora en aumentar la frecuencia desde que se abre la válvula, es el tiempo muerto, el cual será implementado en el lazo de control de frecuencia del modelo de Simulink.

4.3.2. Escalón de tensión

La segunda prueba consta en poder sintonizar el controlador de tensión que provee el equipo EasYgen. Para esto, se imponen escalones de distintos niveles de "setpoints" en la referencia de tensión.

En primer lugar, se instala el equipo Analizador de calidad de energía en la salida del generador diésel, de tal forma de obtener las tensiones eficaces.

Las ganancias de la parte proporcional e integral del controlador PID brindado por el equipo EasYgen son configuradas a su valor mínimo, en cambio el valor de la parte derivativa, es configurada a su valor máximo.

Se configura el equipo EasYgen de manera que el generador diésel pueda operar en modo isla, se enciende mediante el servidor OPC hasta que el generador llegue a la frecuencia nominal, y posteriormente se imponen distintos niveles de tensiones de referencia.

Se comienza a medir con el equipo Analizador de calidad de energía y se dan los siguientes niveles de setpoints en la tensión: 410, 380, 390, 400, 410 y 390 V.

Los resultados medidos son guardados y graficados para una posterior evaluación sobre el aumento de las ganancias proporcional e integral, hasta obtener una respuesta rápida y estable en el tiempo.

4.3.3. Escalón de frecuencia

La segunda prueba consta en poder sintonizar el controlador de frecuencia que provee el equipo EasYgen. Para esto, se imponen escalones de distintos niveles de "setpoints" en la referencia de frecuencia.

En primer lugar, se instala el equipo Analizador de calidad de energía en la salida del generador diésel, de tal forma de obtener la frecuencia del generador.

Las ganancias de la parte proporcional e integral del controlador PID brindado por el equipo EasYgen son fijadas a su valor mínimo, en cambio el valor de la parte derivativa, es fijada a su valor máximo.

Se configura el equipo EasYgen de manera que el generador diésel pueda operar en modo isla, se enciende mediante el servidor OPC, se espera a que la tensión alcance su valor nominal, y posteriormente imponer distintos niveles de frecuencia de referencia.

Se comienza a medir con el equipo Analizador de calidad de energía y se dan los siguientes niveles de "setpoints" a la frecuencia: 50, 51, 49, 51, 50, 49 y 50 Hz.

Los resultados medidos son guardados y graficados para una posterior evaluación sobre el aumento de las ganancias proporcional e integral, hasta obtener una respuesta rápida y estable en el tiempo.

4.3.4. Escalón de potencia activa

La tercera prueba consta en poder sintonizar el controlador de potencia activa que provee el equipo EasYgen. Para esto, se imponen escalones de distintos niveles de "setpoints" en la referencia de potencia activa.

En primer lugar, se instala el equipo Analizador de calidad de energía en la salida del generador diésel, a fin de obtener la potencia activa del generador.

Las ganancias de la parte proporcional e integral del controlador PID brindado por el equipo EasYgen son fijadas a su valor mínimo, en cambio el valor de la parte derivativa, es fijada a su valor máximo.

Se configura el equipo EasYgen de manera que el generador diésel pueda operar en forma paralela a la red del Laboratorio de Energía y Accionamiento, se enciende mediante el servidor OPC, se comanda la sincronización automática, se espera a que se realice la sincronización, y posteriormente se imponen distintos niveles de potencia activa de referencia.

Se comienza a medir con el equipo Analizador de calidad de energía y se dan los siguientes niveles de "setpoints" a la potencia activa: 400, 750, 1100, 2100 W.

Los resultados medidos son guardados y graficados para una posterior evaluación sobre el aumento de las ganancias proporcional e integral, hasta obtener una respuesta rápida y estable en el tiempo.

Adicionalmente, se aprovecha de obtener los datos medidos de la potencia reactiva.

4.3.5. Escalón de carga

La tercera prueba consta en poder obtener un valor de coeficiente de inercia que se asemeje a la realidad y así modelar de mejor manera el comportamiento del generador. Para esto, se implementan dos escalones de carga activa al generador, esperando observar la respuesta inercial de la

máquina y validar el comportamiento del controlador de frecuencia ya sintonizada.

En primer lugar, se instala el equipo Analizador de calidad de energía en la salida del generador diésel, de tal forma de obtener la potencia activa del generador. Adicionalmente, se conecta la carga trifásica a un costado del interruptor GCB.

Se configura el equipo EasYgen con el fin que el generador diésel pueda operar en modo isla. Se enciende mediante el servidor OPC, se comanda el cierre del interruptor GCB y posteriormente se aplican dos escalones de carga resistiva.

Se comienza a medir con el equipo Analizador de calidad de energía y se dan los siguientes escalones de carga resistiva, de manera que se consuma las siguientes potencias activas: 3, 5 y 7 kW.

Los resultados medidos son guardados y graficados para una posterior evaluación en conjunto a las simulaciones de este experimento.

Una vez obtenida las primeras simulaciones, se comienza a ajustar el valor de coeficiente de inercia para que las simulaciones calcen con los resultados experimentales.

4.3.6. Pruebas de sincronización

La siguiente prueba tiene como finalidad validar el modelo confeccionado, comparando pruebas de simulación con las pruebas experimentales reales durante el proceso de sincronización ante condiciones balanceadas y desbalanceadas.

En primer lugar se instala el equipo Analizador de calidad de energía en la salida del generador diésel para obtener las tensiones y corrientes tanto instantáneas como eficaces. Adicionalmente, se debe configurar dicho equipo de manera que se pueda detectar el momento de sincronización, y así registrar su forma de onda.

Se configuran los parámetros de sincronización en el equipo EasYgen, tales como: máxima diferencia angular, máxima diferencia de frecuencia y máximo desvío de tensión. Además, se configura el equipo EasYgen para que el generador diésel pueda operar en forma paralela a la red del Laboratorio de Energía y Accionamiento

Se enciende el generador diésel mediante el servidor OPC, se comienza a grabar los datos mediante el Analizador de calidad de energía, se comanda la sincronización automática y se espera a que se realice la sincronización.

Para las pruebas de sincronización en condiciones de desbalance, se conecta una carga monofásica resistiva en la barra 5 de la micro red obteniendo una caída de tensión de 2 y 4 V en la fase a la cual se sincronizará el generador.

Finalmente se comparan los datos medidos con los simulados.

5. Resultados y Análisis

En esta sección se mostrarán los resultados de los procedimientos descritos en el capítulo anterior, y se realizarán los análisis correspondientes.

5.1. Controlador de velocidad

Como se explicó anteriormente, se implementó un circuito que acondiciona la señal PWM a la salida del equipo EasYgen para poder energizar un motor de corriente continua que permite la apertura y cierre de la válvula de paso de combustible del generador diésel.

Para fabricar dicho circuito se hizo uso de los siguientes elementos:

- Transistor NPN KSP 2N2222A.
- Transistor Mosfet IRF540.
- Optoacoplador 4N26.
- Diodo GMR 20H150.
- 1 disipador de calor para el diodo y el mosfet.
- Condensador cerámico de $0,1 \mu\text{F}$.
- Condensador electrolítico de $100 \mu\text{F}$.
- Resistencias de 1 % de tolerancia:
 - $R1 = 253 \Omega$
 - $R2 = 78 \Omega$
 - $R3 = 132 \Omega$
 - $R4 = 5,75 \text{ k}\Omega$
 - $R5 = 57,5 \text{ k}\Omega$

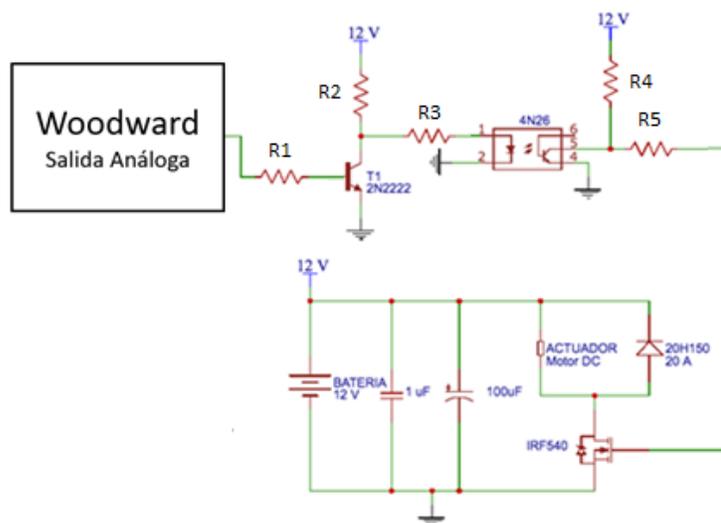


Figura 30: Diagrama de circuito acondicionador.

El esquema de dicho circuito se muestra en la Figura 30. La señal de salida del equipo Woodward es una señal PWM de 10 V, con un máximo de 10 mA. Esta señal pasa por un optoacoplador, el cual se encarga de aislar la señal y proteger el equipo Woodward. Cabe destacar que a la salida del optoacoplador la señal es invertida.

Luego, la señal es nuevamente invertida a través de un transistor BJT 2N2222, cuya salida se usa como entrada al "gate" de un transistor del tipo mosfet IRF540, el cual es capaz de cerrar y abrir un circuito de mayor capacidad de corriente.

Entre el "drain" y el "source" se conduce una corriente capaz de encender un motor de corriente continua que permite la apertura y cierre de la válvula de paso de combustible.

Se coloca un diodo de 20 A en paralelo al motor de corriente continua, evitando corrientes inversas.

Finalmente, se colocan en paralelo dos condensadores, disminuyendo el rizado en la tensión que se genera durante el cierre y apertura del transistor mosfet.

Se obtienen los resultados esperados del circuito acondicionador, es decir, se obtiene la misma señal PWM tanto a la salida del equipo EasYgen como a la entrada "gate" del transistor mosfet IRF540, con la diferencia que esta última señal es de mayor tensión y es capaz de abrir y cerrar un circuito de mayor potencia.

5.2. Obtención del tiempo muerto

Los resultados de esta prueba se muestran en la Figura 31.

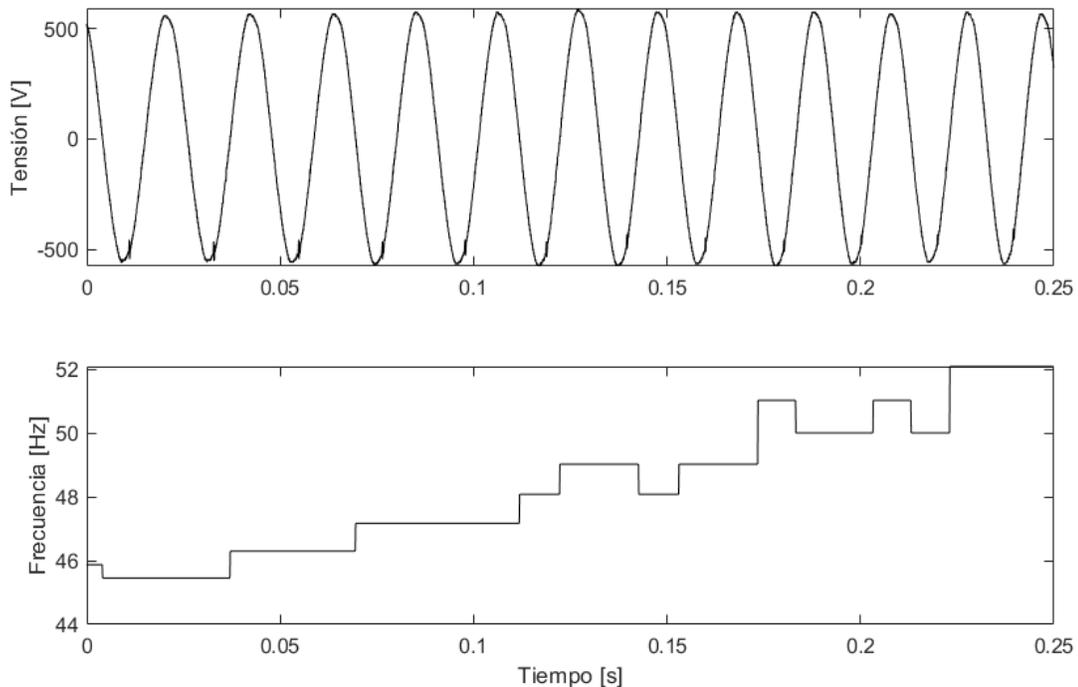


Figura 31: Resultados de prueba de obtención de tiempo muerto

En la parte superior de la Figura 31 se observa la forma de onda de la tensión en bornes del generador desde el instante en que la válvula es abierta. En la parte inferior, se muestra el valor de la frecuencia correspondiente.

Es posible observar que la frecuencia inicial toma un valor de 45,45 Hz, el cual permanece en dicho valor por un tiempo de 0,037 s, subiendo a un valor de 46,3 Hz.

Por lo tanto el valor de tiempo muerto obtenido es de 0,037 s. Lamentablemente no se encuentran valores típicos sobre este parámetro.

Cabe destacar que este valor posee un gran error sistemático. Se presenta una imprecisión al momento de gatillar la toma de datos con el osciloscopio, no correspondiéndose con el instante justo en que comienza la apertura de la válvula.

5.3. Escalón de tensión

Como se dijo anteriormente, en primer lugar se sintonizan las ganancias del controlador del equipo EasYgen, de manera que la tensión eficaz tenga un desempeño rápido, estable en el tiempo y sin sobrepasos significativos.

En segundo lugar, se procede a ajustar las ganancias del controlador del modelo en Simulink, de forma tal que los resultados de la simulación se asemejen a los datos medidos.

En la Figura 32 se muestra el resultado final de la sintonización del controlador del equipo EasYgen y el controlador del modelo de Simulink. En color rojo se observa el comportamiento de la tensión fase-neutro medido por el equipo Hioki, mientras que en color negro se muestra la tensión de la simulación.

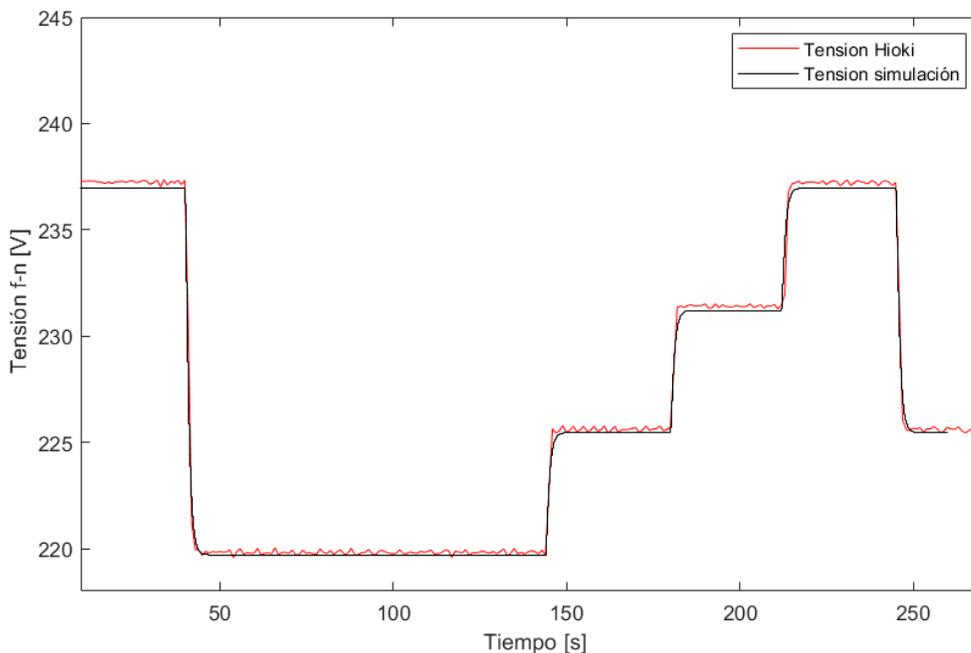


Figura 32: Resultados de prueba de escalón de tensión.

Las ganancias del equipo EasYgen encontradas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4: Valores de las ganancias del equipo EasYgen para control de tensión.

Tipo de ganancia	Valor
Proporcional	1,85
Integral	9,00

Con dichos valores encontrados y configurados en el equipo EasYgen se obtiene un sistema que responde sin presentar sobrepasos para escalones de hasta 17 V fase-neutro, lo que es deseable, ya que dichos sobrepasos

comúnmente producen esfuerzos inadecuados en los componentes físicos del sistema, como lo son por ejemplo elementos de electrónica del AVR y aislamiento de equipos.

Considerando una banda del $\pm 1\%$ respecto a la tensión de referencia, el tiempo de establecimiento que se obtiene ante un escalón de 17 V fase-neutro, partiendo desde los 237 V hasta los 220 V, es de 2 segundos.

5.4. Escalón de frecuencia

Esta prueba es realizada con el propósito de sintonizar las ganancias del controlador PI tanto del equipo EasYgen como del modelo Simulink.

En la Figura 33 se muestra el comportamiento del sistema ante escalones de frecuencia de referencia con los valores de las ganancias definitivas. Se realizan escalones de 1, 2 y 3 Hz. En la siguiente tabla se muestran los valores de las ganancias configuradas en el equipo EasYgen:

Tabla 5: Valores de las ganancias del equipo EasYgen para control de frecuencia.

Tipo de ganancia	Valor
Proporcional	3,40
Integral	6,50

De color azul se muestra la frecuencia simulada del generador síncrono, mientras que en color rojo, verde y rosado se muestran la frecuencia promedio, mínima y máxima que mide el equipo Hioki, respectivamente.

Cabe destacar que el equipo Hioki entrega un valor de frecuencia cada 1 segundo, del cual analiza cada 200 ms la forma de onda de tensión, y de él obtiene 5 valores de frecuencia, el cual guarda el valor máximo, mínimo y promedio.

Es posible observar de la Figura 33 que existe un sobrepaso de corta duración cada vez que se aplica un escalón de frecuencia el cual es detectado por el equipo Hioki y es visualizado por la señal de frecuencia máxima y mínima.

Analizando las variables medidas por el equipo Hioki durante el tercer escalón, pasando desde 48 a 51 Hz, dicho sobrepaso alcanza un valor máximo de 1,4 Hz por sobre la frecuencia de referencia de 51 Hz; y tiene una duración aproximada de 3 segundos.

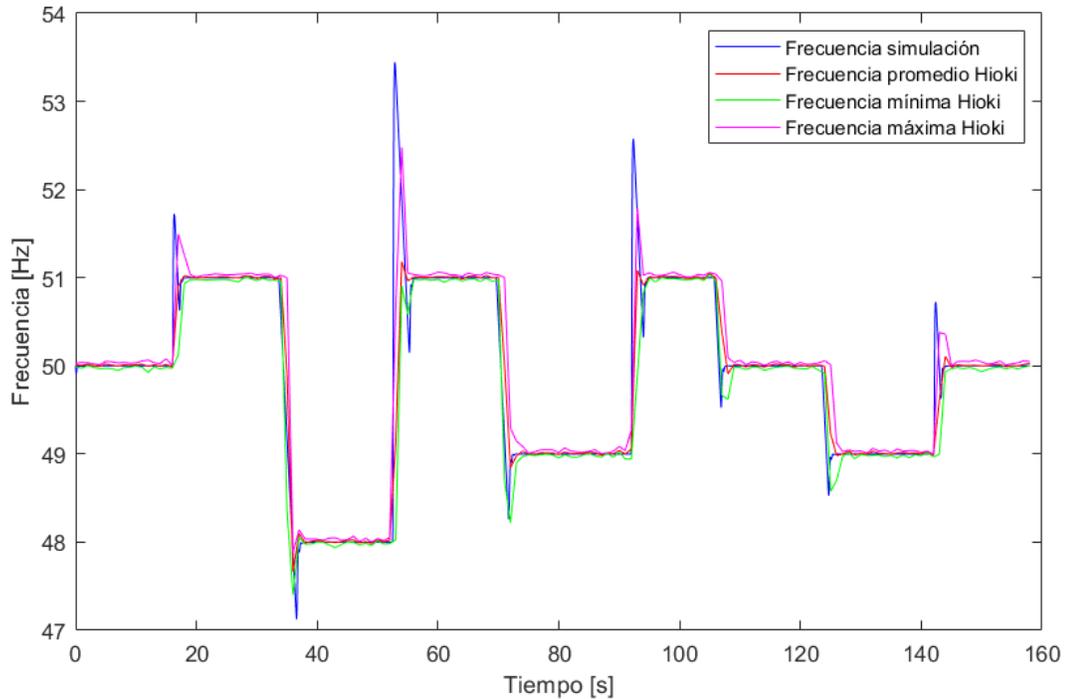


Figura 33: Respuesta a escalón de frecuencia.

A su vez, analizando la frecuencia simulada, si se considera una banda de $\pm 0,2\%$ respecto a la frecuencia de referencia ($\pm 0,102$ Hz), el tiempo de establecimiento que se obtiene ante un escalón de 3 Hz, partiendo desde los 48 hasta los 51 Hz, es de 3,01 segundos. En cambio, el tiempo de establecimiento ante un escalón de 2 Hz es de 2,23 segundos y, finalmente, para un escalón de 1 Hz, es de 1,32 segundos.

Sin embargo, existe una diferencia entre los peaks de frecuencia medidos y simulados, obteniendo un error relativo porcentual de 1,8%, 1,5% y 0,4% (0,96 Hz, 0,79 Hz y 0,23 Hz), para escalones de 3, 2 y 1 Hz, respectivamente.

Se decide emplear los valores de las ganancias mostradas en la Tabla 5 en el controlador del equipo EasYgen, debido a que los sobrepasos son de corta duración y las protecciones de sobre frecuencia no se activan.

5.5. Escalón de potencia

Esta prueba tiene como fin sintonizar los controladores de potencia activa y reactiva tanto del equipo EasYgen como del modelo del Simulink.

En la Figura 34 se muestra el comportamiento del generador, tanto real como simulado, con los valores de las ganancias definitivas de los lazos de control de potencia activa y reactiva. Se imponen escalones de potencia activa de 400,

750, 1100 y 2100 W monofásicos. En la siguiente tabla se muestran los valores obtenidos de las ganancias del controlador de potencia activa:

Tabla 6: Valores de las ganancias del equipo EasYgen para control de potencia activa.

Tipo de ganancia	Valor
Proporcional	2,01
Integral	6,05

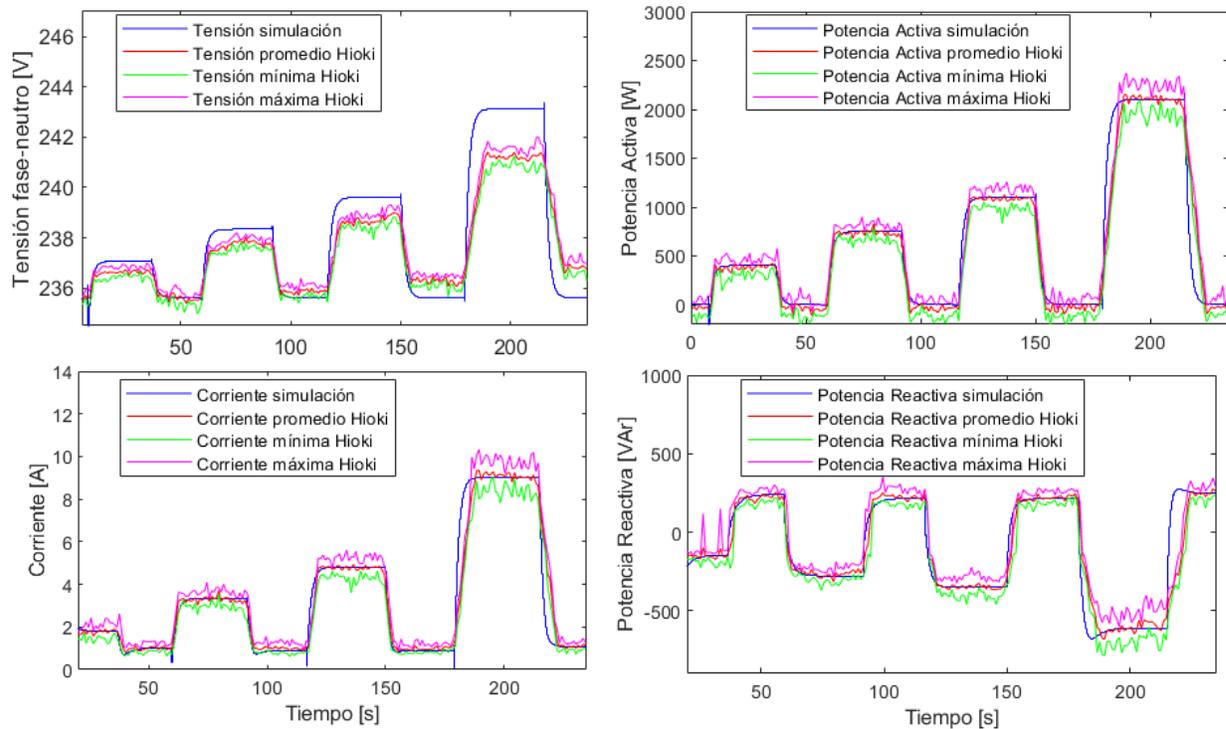


Figura 34: Resultados prueba de escalón de potencia. Arriba a la izquierda tensión fase neutro. Arriba a la derecha la potencia activa del generador. Abajo a la izquierda la corriente de estator. Abajo a la derecha la potencia reactiva.

En la Figura 34 (arriba a la derecha) se observa el comportamiento de la potencia activa durante la prueba. Se aprecia una respuesta sin sobrepaso, tanto para la potencia simulada como real, ajustándose a los valores de potencia activa promedio medida por el Hioki.

Cabe destacar que las variables medidas presentan fluctuaciones, las cuales son atribuidas por el contenido armónico presente en las tensiones y corrientes a la salida del generador. En la Tabla 7 se muestra el contenido armónico de la corriente y tensión cuando el generador se encuentra sincronizado e inyectando 1100 W de potencia, siendo esta significativamente mayor al contenido armónico cuando el generador se encuentra operando de manera aislada (ver anexo B).

Tabla 7: Armónicos de corriente y tensión. Generador sincronizado a la red inyectando 1,1 kW.

Fase	Armónicos de corriente			Armónicos de tensión		
	R	S	T	R	S	T
Orden	%	%	%	%	%	%
1	100	100	100	100.00	100.00	100.00
2	1.33	2.82	1.40	0.05	0.05	0.05
3	3.99	8.23	8.96	0.10	0.09	0.14
4	0.31	0.61	0.21	0.02	0.03	0.02
5	6.14	12.45	8.78	1.28	1.29	1.19
6	0.11	0.40	0.04	0.01	0.02	0.01
7	0.54	1.65	1.66	0.59	0.57	0.59
8	0.06	0.17	0.14	0.01	0.00	0.01
9	0.50	0.91	0.17	0.00	0.01	0.02
10	0.04	0.21	0.10	0.01	0.01	0.01
11	1.14	2.29	1.77	0.18	0.13	0.18
THD	7.65	15.79	13.00	1.44	1.43	1.36

Para los datos simulados, graficado en azul en la Figura 34, si se considera una banda de $\pm 2\%$ respecto a cada potencia de referencia, el tiempo de establecimiento que se obtiene ante un escalón de 400 W, partiendo desde los 0 hasta la referencia de 400 W, es de 5,96 segundos. En cambio, el tiempo de establecimiento ante un escalón de 750 W es de 6,64 segundos, para un escalón de 1100 W un tiempo de 6,70 segundos y finalmente, para un escalón de 2100 W, es de 6,80 segundos.

De la Figura 34 (abajo a la derecha) se observa el comportamiento de la potencia reactiva durante la prueba. Se aplican escalones de potencia reactiva, desde, 240 VAR a -280 VAR, 220 VAR a -350 VAR y 220 VAR a -600 VAR.

En dicha figura se aprecia nuevamente una respuesta sin sobrepaso, tanto para la potencia simulada como real, salvo para el último escalón, siendo la simulación levemente más rápida.

Si se considera una banda de $\pm 2\%$ respecto a la potencia reactiva de referencia, el tiempo de establecimiento que se obtiene ante un escalón de 520 VAR, partiendo desde los 240 hasta los -280 VAR, es de 4,71 segundos. En cambio, el tiempo de establecimiento ante un escalón de 570 VAR es de 5,90 segundos y, finalmente, para un escalón de 825 VAR, es de 2,80 segundos.

De la figura Figura 34 (abajo a la izquierda) es posible observar cómo se comporta la corriente de estator durante las pruebas de escalones de potencia. Este gráfico presenta gran similitud al gráfico de potencia activa, esto debido a que ambos son proporcionales.

Sin embargo, de la Figura 34 (arriba a la izquierda) se observa el comportamiento de la tensión, el cual difiere su valor de las simulaciones respecto a lo medido. Esto se ve explicado ya que la red real posee factores

de influencia distintas a la que se aplicó a la simulación, por lo que la inyección de potencia activa y reactiva implicará diferencias en los valores de las tensiones.

5.6. Escalón de carga

La siguiente tarea tiene como finalidad obtener la respuesta inercial del generador cuando se aplican escalones de carga resistiva mientras el generador opera en modo isla. De esta forma se encuentra un valor de coeficiente de inercia para ser aplicado en el modelo de Simulink.

En la Figura 35 se muestra el comportamiento del generador, tanto real como simulado, con el valor del coeficiente de inercia definitiva. Se imponen escalones de carga, de manera que el generador adopte y rechace consumos de 3, 5 y 7 kW. El valor del coeficiente de inercia obtenido es de 0,4335 s.

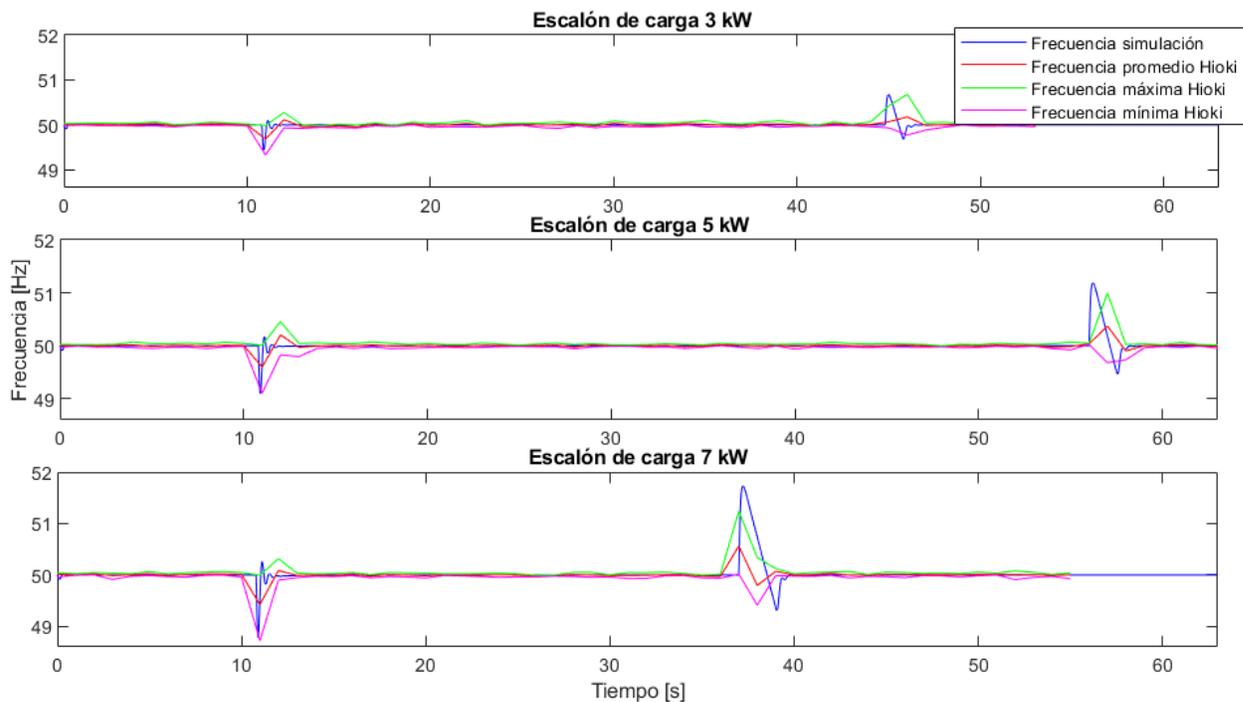


Figura 35: Respuesta a escalón de carga resistiva.

Se aprecia de la Figura 35 que a medida que se libera una carga más grande, la respuesta inercial es más profunda, tal como se espera; y a su vez, que un mayor coeficiente de inercia, reduce dicha profundidad.

Durante la obtención del coeficiente de inercia, se decide aumentar dicho parámetro respecto al valor por defecto brindado por MATLAB debido a la profundidad de la respuesta inercial que presentaba.

Como se dijo anteriormente, se aumenta el coeficiente de inercia de manera tal que la respuesta inercial se asemeje al comportamiento de las mediciones.

Se obtiene que el comportamiento de la frecuencia, ante la toma de carga, se encuentra dentro de los rangos mínimos y máximos medidos por el equipo Hioki, presentándose errores relativos porcentuales de 0,22%, 0% y 0,12% (0,11 Hz, 0 Hz y 0,06 Hz) durante la respuesta inercial para toma de carga de 3, 5 y 7 kW, respectivamente.

Por otra parte, la frecuencia ante el rechazo de carga, se obtienen errores relativos porcentuales de 0,01%, 0,37% y 0,93% (0,01 Hz, 0,19 Hz y 0,48 Hz) durante la respuesta inercial para el rechazo de carga de 3, 5 y 7 kW.

5.7. Pruebas de sincronización

En esta prueba se pretende validar el modelo de simulación comparando sus resultados con las pruebas experimentales de sincronización en condiciones tanto balanceadas como desbalanceadas.

5.7.1. Sincronización en condición balanceada

Se realizan las pruebas de sincronización en condiciones balanceadas, tanto por simulación como experimental.

Las condiciones iniciales de la tensión fase-neutro de cada fase se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 8: Tensiones iniciales previo a la sincronización.

Tensión fase R [V]	237,3
Tensión fase S [V]	238,8
Tensión fase T [V]	237,2

Cabe destacar que la micro red del laboratorio ya cuenta con un leve desbalance.

En la Figura 36 se muestra el comportamiento de la potencia activa del generador cuando éste es sincronizado a la red del Laboratorio de Energía y Accionamiento. En color azul se presenta la potencia activa simulada; de color rojo, verde y morado, la potencia promedio, mínima y máxima, respectivamente.

Se observa que la sincronización se realiza a los 7 segundos, y que la potencia activa simulada presenta un proceso transitorio, con un sobrepaso que puede llegar a ser considerable.

Dicho proceso amortiguado es posible argumentarlo por el comportamiento transitorio del generador cuando este es sincronizado y, en particular, un efecto inercial debido a que el generador se sincroniza desde una frecuencia de 50,1 Hz. Sin embargo, este fenómeno no se evidencia en el equipo de medición Hioki.

En el comienzo del efecto transitorio, en la fase R se tiene un peak negativo de potencia activa de 423 W, es decir, que el generador consume potencia activa. Mientras que en las fases S y T, un peak negativo de 462 y 284 respectivamente.

Una vez amortiguada la señal de la potencia activa, se aprecia que su comportamiento se encuentra dentro de los rangos máximos y mínimos de las mediciones experimentales.

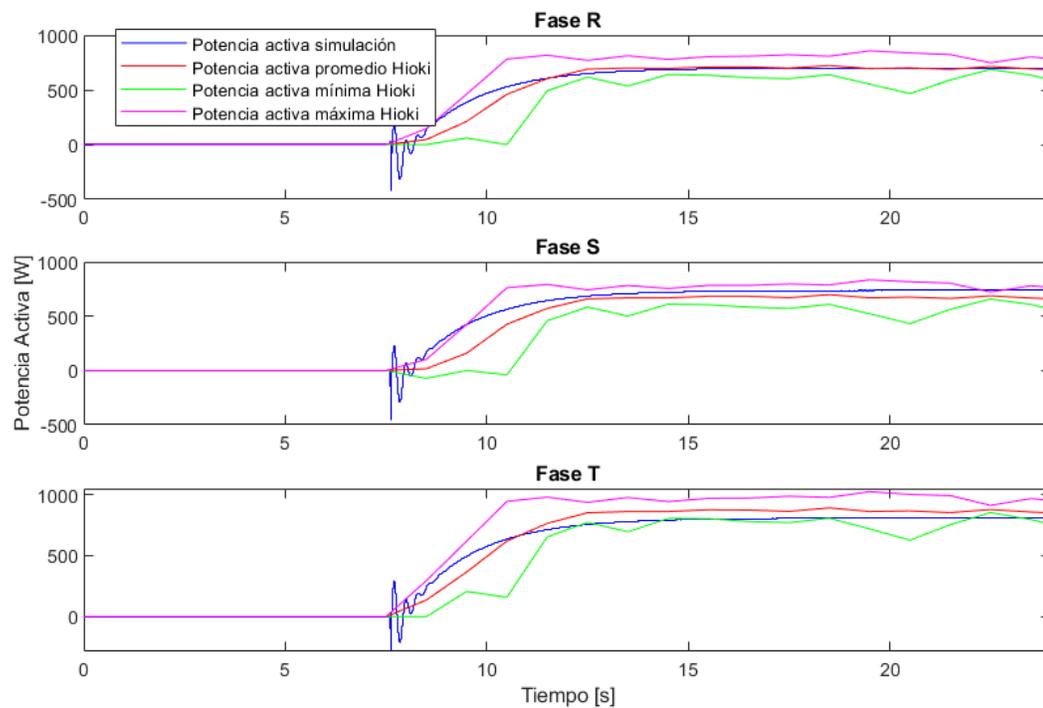


Figura 36: Potencia activa por fase durante sincronización balanceada.

En la Figura 37 se muestra el comportamiento de la frecuencia del generador y la red (simuladas) durante la sincronización. Se observa un efecto transitorio amortiguado en la frecuencia, dado que el generador se tiene que adecuar a la frecuencia de la red, pasando desde 50,1 a 50 Hz.

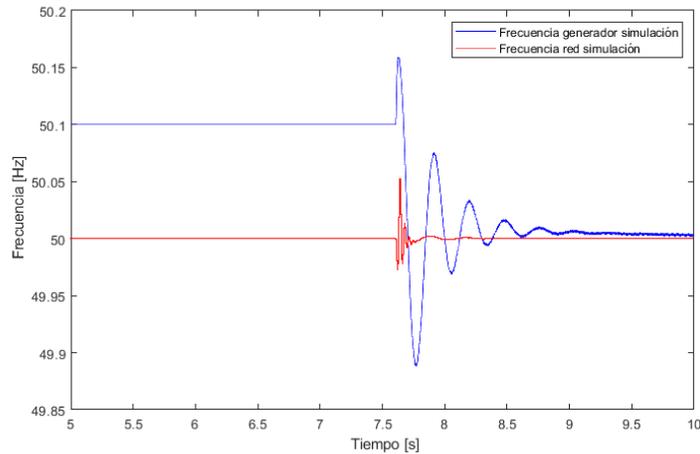


Figura 37: Comportamiento de la frecuencia del generador y la red durante la sincronización.

En la Figura 38 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva, tanto de la simulación como medidos. Se aprecia nuevamente este proceso transitorio producto de la respuesta inercial de la máquina, presentándose peaks positivos de potencia reactiva.

La magnitud del peak de potencia reactiva simulada para la fase R es de 292,2 VAR, mientras que para la potencia reactiva máxima medida por el equipo Hioki alcanza un valor de 445 VAR.

Para la fase S, se tiene una peak de potencia 189,3 VAR, mientras que la potencia reactiva máxima medida por el Hioki alcanza un valor de 312 VAR.

En la fase T, se tiene una potencia peak simulada de 168,4 VAR, mientras que la potencia reactiva máxima medida por el Hioki alcanza un valor de 458 VAR.

Luego del amortiguamiento del proceso de sincronización, el comportamiento de la potencia reactiva simulada se condice con la potencia medida por el equipo Hioki.

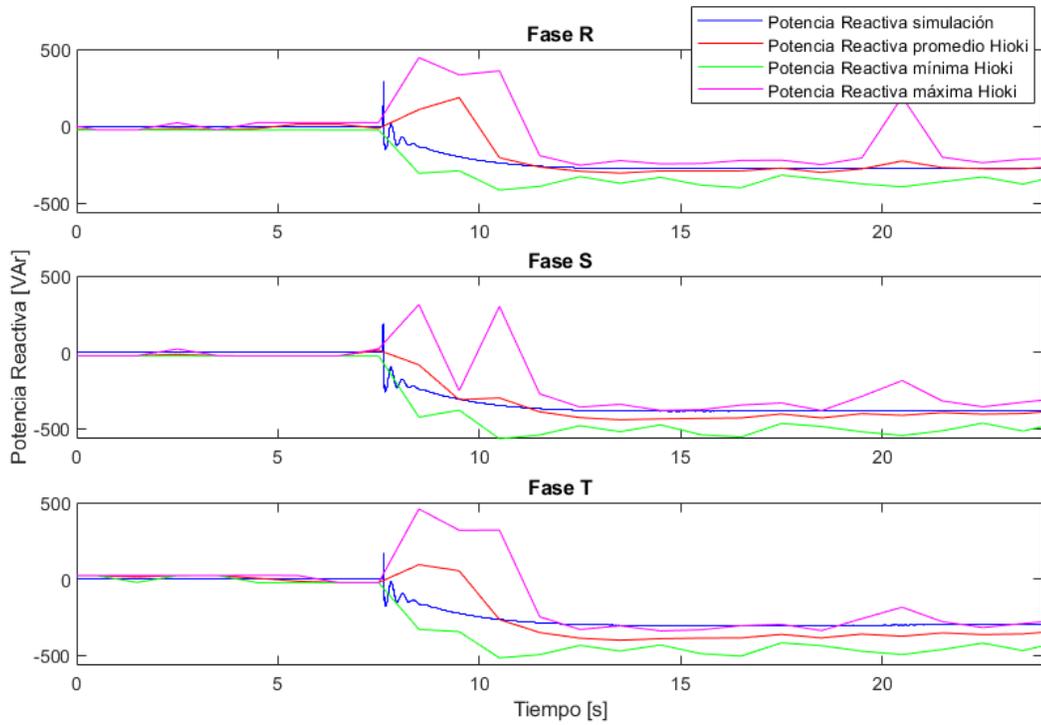


Figura 38: Potencia reactiva por fase durante sincronización balanceada.

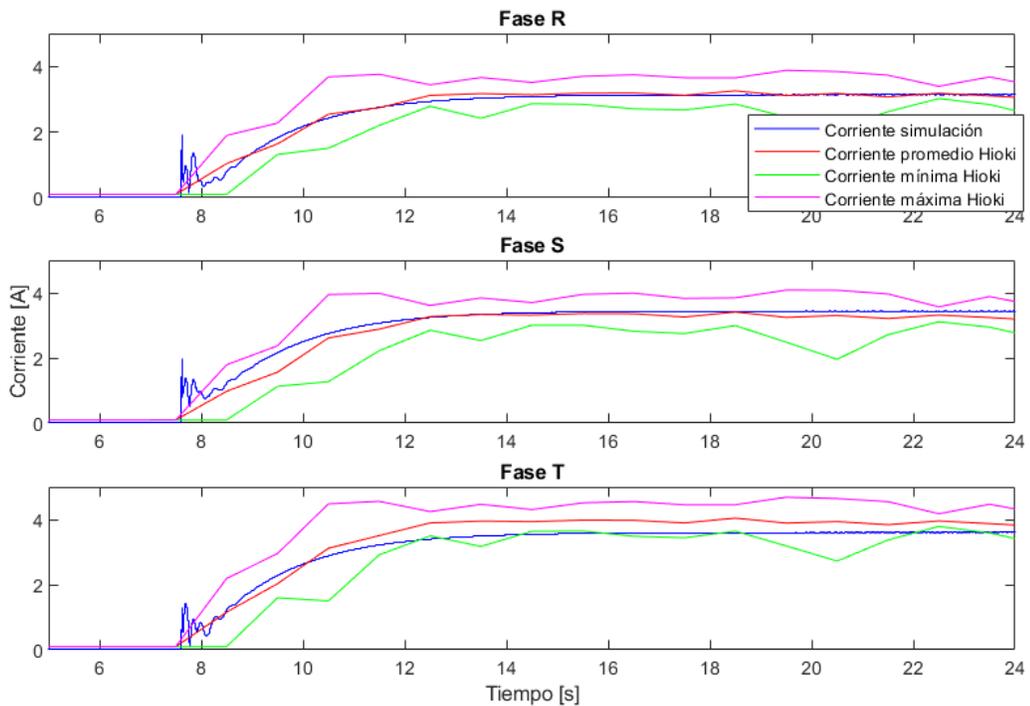


Figura 39: Corrientes por fase durante la sincronización balanceada.

En la Figura 39 se muestra el comportamiento de las corrientes eficaces del generador durante el proceso de sincronización.

Para la corriente simulada se presenta el mismo proceso transitorio descrito en los gráficos anteriores, incluyendo un peak de corriente inmediatamente después de realizada la sincronización.

Este efecto transitorio sí se encuentra dentro de las magnitudes de las corrientes medidas por el equipo Hioki, y adicionalmente, el comportamiento de la corriente simulada se adecúa al comportamiento real de la máquina.

En la Figura 40 se muestra el comportamiento de las tensiones eficaces tanto medidas como simuladas durante el proceso de sincronización.

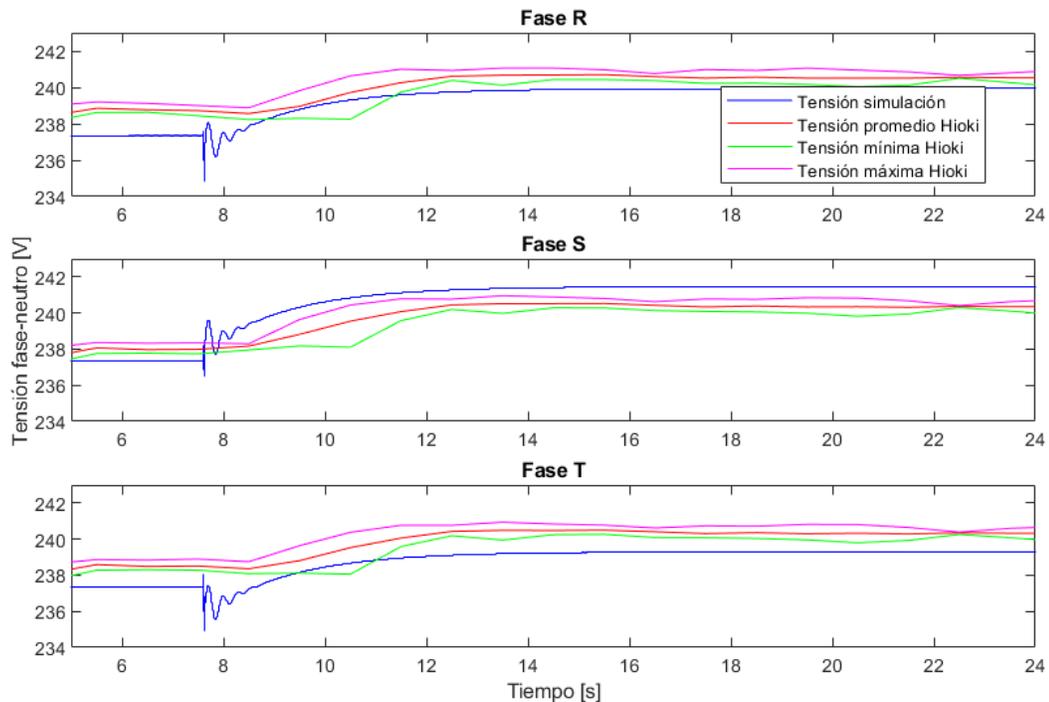


Figura 40: Tensiones por fase durante la sincronización balanceada.

Se puede apreciar en la fase R que la tensión simulada no es exactamente igual a la tensión medida por el Hioki previo a la sincronización, aun así sabiendo que dicha fase es utilizada como referencia para la sincronización.

Esta diferencia es atribuida a que el dato de entrada de la simulación, en específico la tensión de la fase A, la cual es medida con un multímetro previamente, no es la misma tensión cuando se realiza efectivamente la sincronización. Esto es debido a que la red es dinámica, y existen múltiples factores que producen el cambio en las tensiones.

Luego de la sincronización se observa que la tensión simulada sale de la banda de tensiones máxima y mínima medidas. Lo que puede ser explicado debido a la diferencia en los factores de influencia que existe en el modelo de simulación

y en la red real, provocando que la inyección/absorción de potencia activa y/o reactiva modifique de manera distinta la tensión en un punto determinado.

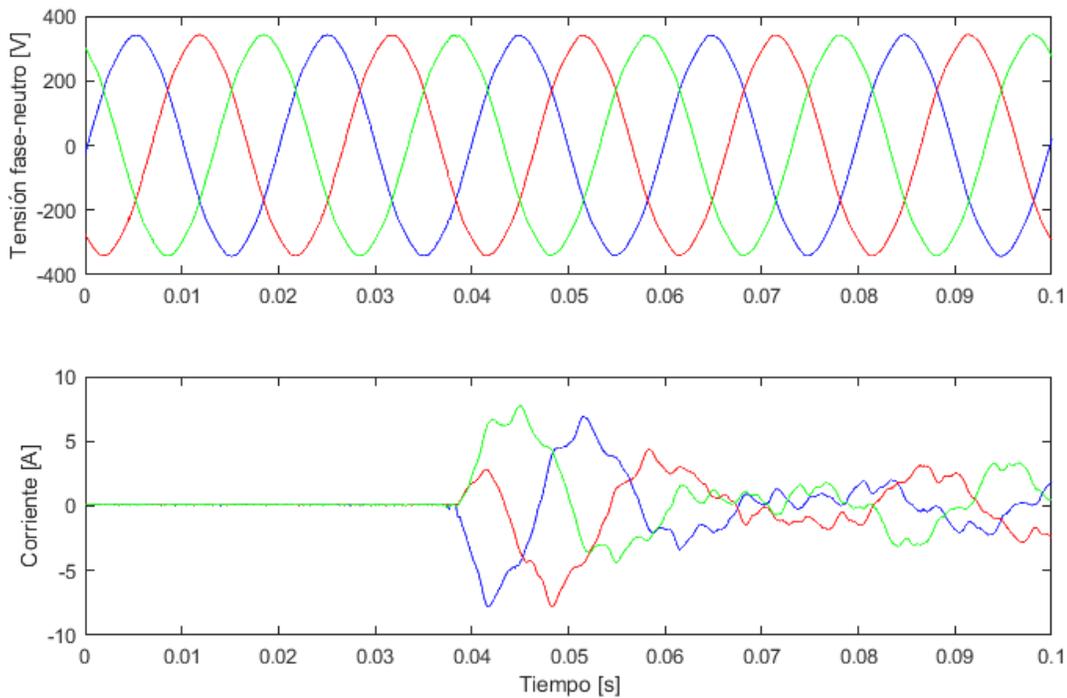


Figura 41: Tensiones y corrientes instantáneas durante la sincronización balanceada.

En la Figura 41 se aprecia las formas de ondas de la tensión y corriente medidas por el equipo Hioki.

De la forma de onda de la tensión medida, se observa que la señal no presenta efectos transitorios, indicando que la sincronización ejecutada por el equipo EasYgen se realiza sin inconvenientes.

5.7.2. Sincronización en condición desbalanceada

5.7.2.1. Desbalance de 2%

Las condiciones iniciales de la sincronización de desbalance de 2%, se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 9: Condiciones iniciales sincronización con desbalance de 2%.

Tensión fase R [V]	230,7
Tensión fase S [V]	235,2
Tensión fase T [V]	232,9

En la Figura 42 se muestra el comportamiento de la potencia activa tanto medida como de simulación.

Se aprecia el efecto transitorio en la potencia simulada, producto de la respuesta inercial de la máquina, y peaks de potencia absorbidas de 339,1 W para la fase R, 573,5 W para la fase S y 328,7 W para la fase T.

Este fenómeno no se percibe en la potencia medida con el equipo Hioki, excepto para la fase S, en la cual se tiene una potencia mínima de -139 W inmediatamente después de la sincronización.

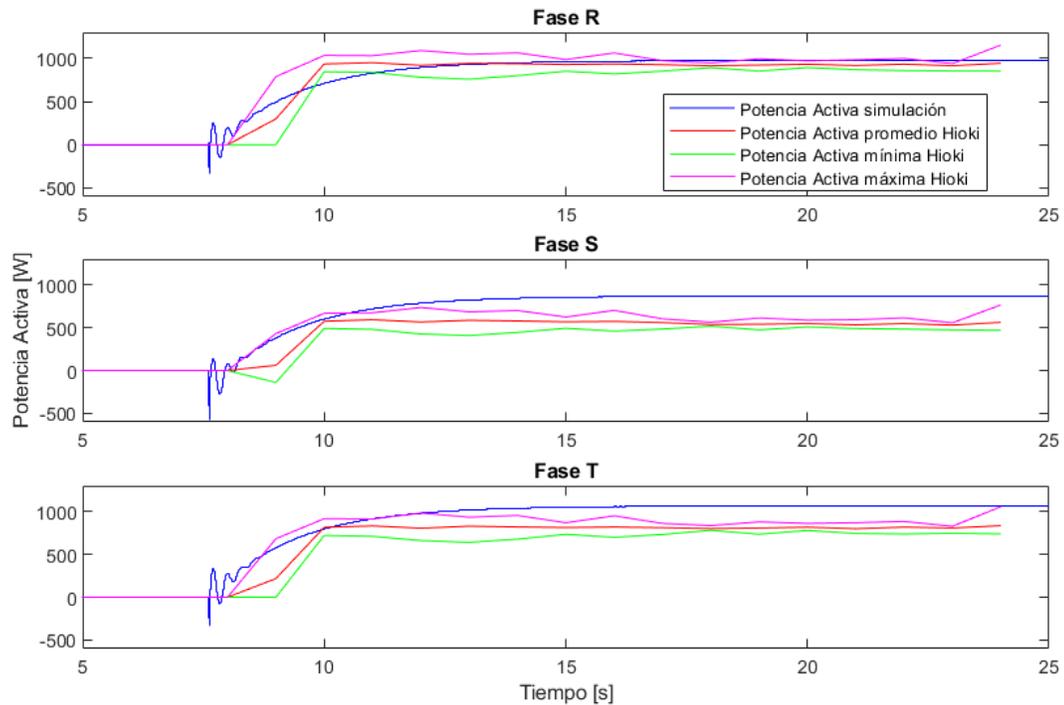


Figura 42: Potencia activa durante sincronización con desbalance de 2%.

De la Figura 42 además se aprecia que el comportamiento de la simulación para la fase R se encuentra dentro del rango mínimo y máximo de los datos medidos, sin embargo, para las fases S y T se posicionan por encima de la potencia máxima medida por el Hioki, presentándose un error relativo de hasta 55% y 28% (311 W y 236 W), respectivamente.

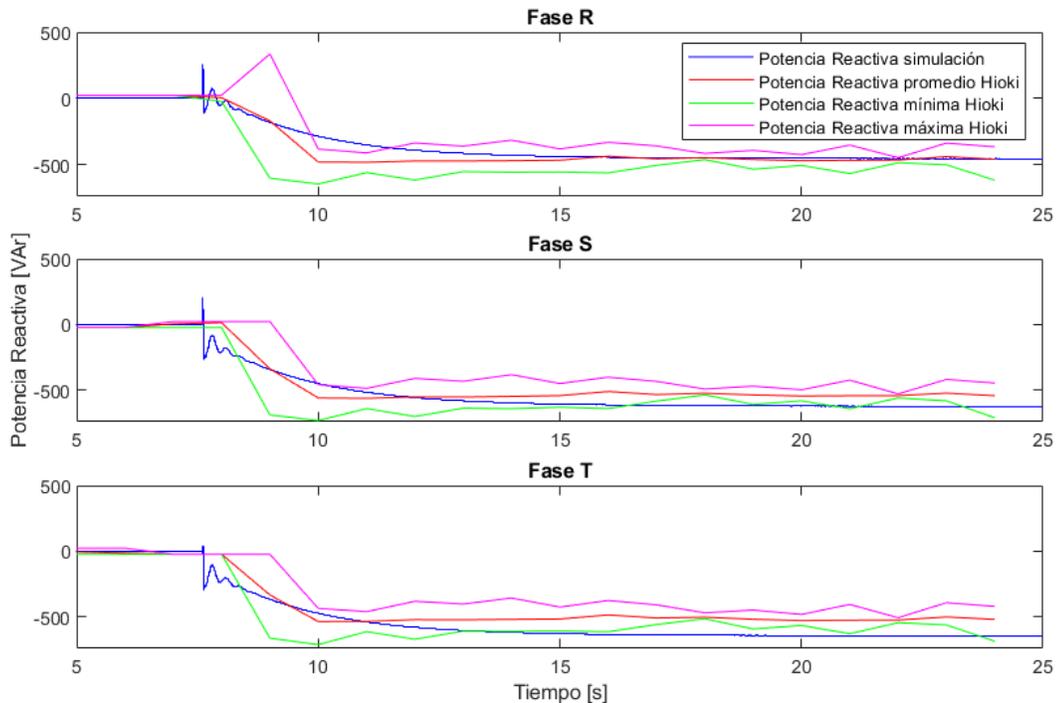


Figura 43: Potencia reactiva durante sincronización con desbalance de 2%.

En la Figura 43 se presenta el comportamiento de la potencia reactiva medida y simulada durante la sincronización.

Se aprecia, en la potencia simulada, el mismo efecto transitorio producto de la respuesta inercial de la máquina, presentándose peaks positivos de potencia reactiva inmediatamente después de la sincronización.

Dichos peaks simulados alcanzan un valor de 254,5 VAr para la fase R, 211,7 VAr para la fase S y 40,67 VAr para la fase T.

Sin embargo, dichos peaks simulados no se encuentran presentes en las mediciones, excepto por la fase R, en la cual se tiene un peak de 335 VAr.

Finalmente, se observa que la potencia reactiva simulada de la fase R se adecúa dentro de los rangos máximo y mínimo de las respectivas mediciones. Sin embargo, para las fases S y T, se tiene que la potencia simulada tiene una tendencia absorber más potencia en comparación a la experimental, presentándose un error relativo porcentual de hasta un 15% y 24% (81 VAr y 125 VAr), respectivamente.

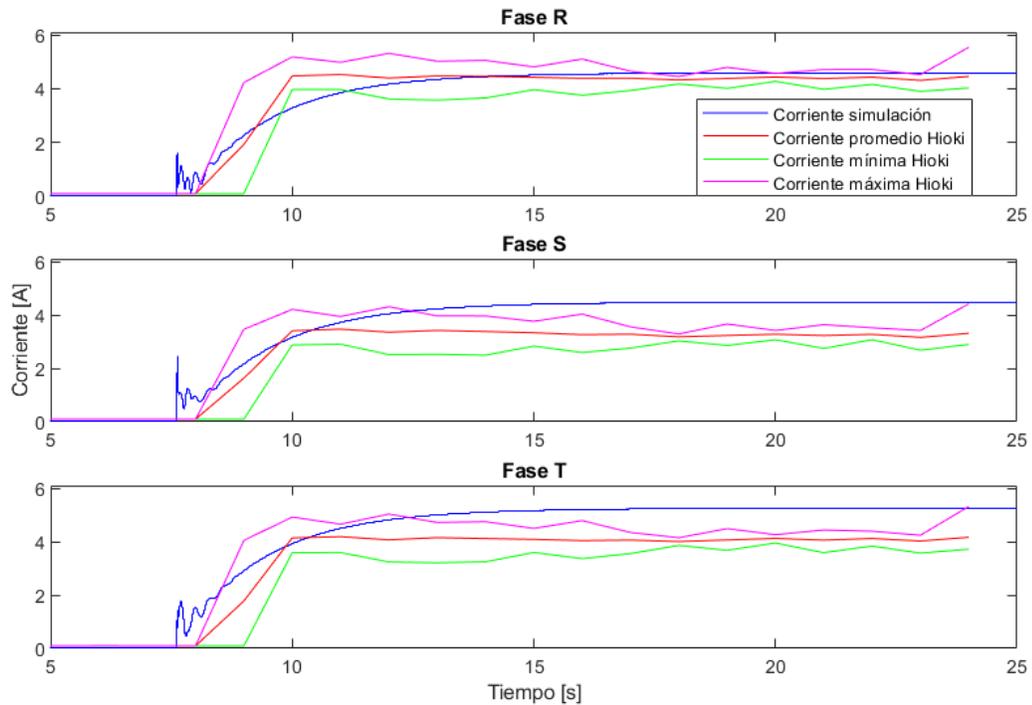


Figura 44: Corrientes durante sincronización con desbalance de 2%.

La Figura 44 muestra el comportamiento de la corriente medida y simulada durante el proceso de sincronización.

Se presenta el efecto transitorio producto de la respuesta inercial de la máquina, observándose pequeños peaks de corriente de hasta 2,46 A.

Se observa además que la corriente simulada de la fase R se adecúa dentro de los valores máximos y mínimos de la corriente medida por el equipo Hioki. Sin embargo esto no ocurre con la fase S y T, sobrepasando los valores de la corriente máxima medida por el equipo Hioki, alcanzando errores relativos porcentuales de hasta 35% y 26% (1,17 A y 1,087 A), respectivamente.

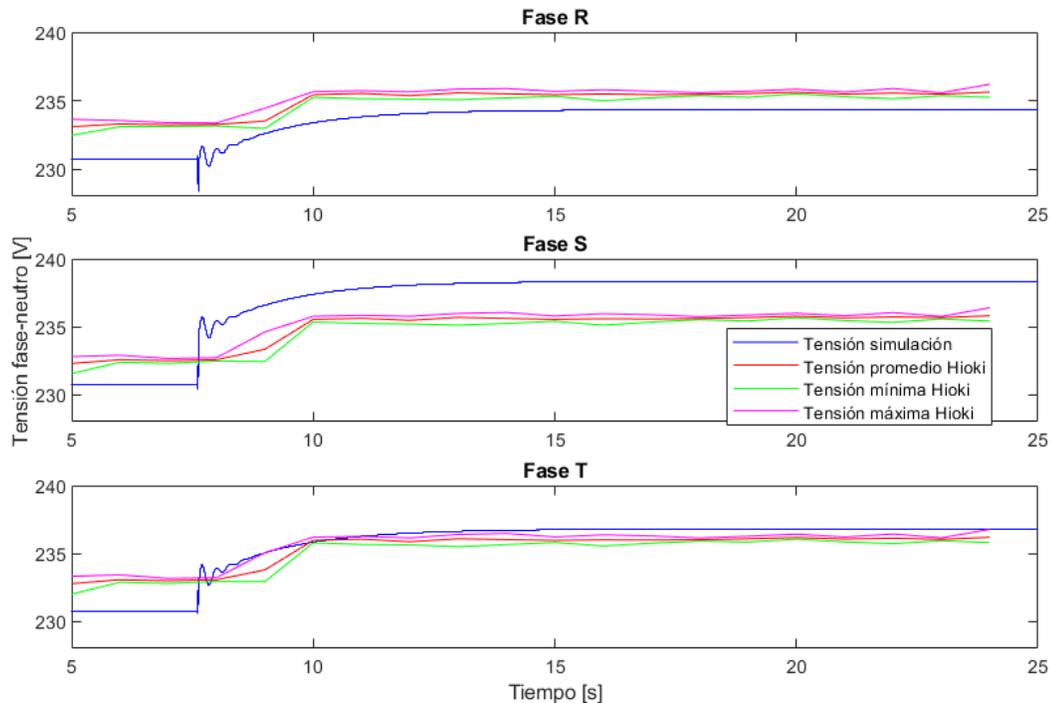


Figura 45: Tensiones durante sincronización con desbalance de 2%.

En la Figura 45 se muestra el comportamiento de la tensión simulada y experimental durante el proceso de sincronización.

Se puede apreciar en la fase R que la tensión simulada no es exactamente igual a la tensión medida por el Hioki previo a la sincronización, aun así sabiendo que dicha fase es utilizada como referencia para la sincronización.

La diferencia relativa porcentual entre la tensión simulada y medida máxima no sobrepasa el 0,5%, 1% y 0,2% (1,2 V, 2,5 V y 0,7 V) para las fases R, S y T, respectivamente.

Esta diferencia es atribuida a que el dato de entrada de la simulación, en específico la tensión de la fase R de la red, la cual es medida con un multímetro previamente, no es la misma tensión cuando se realiza efectivamente la sincronización. Esto es debido a que la red es dinámica, y existen múltiples factores que producen el cambio en las tensiones.

Luego de la sincronización se observa que la tensión simulada sale de la banda de tensiones máxima y mínima medidas, lo que puede ser explicado debido a la diferencia en los factores de influencia que existe en el modelo de simulación y en la red real, provocando que la inyección/absorción de potencia activa y/o reactiva modifique de manera distinta la tensión en un punto determinado.

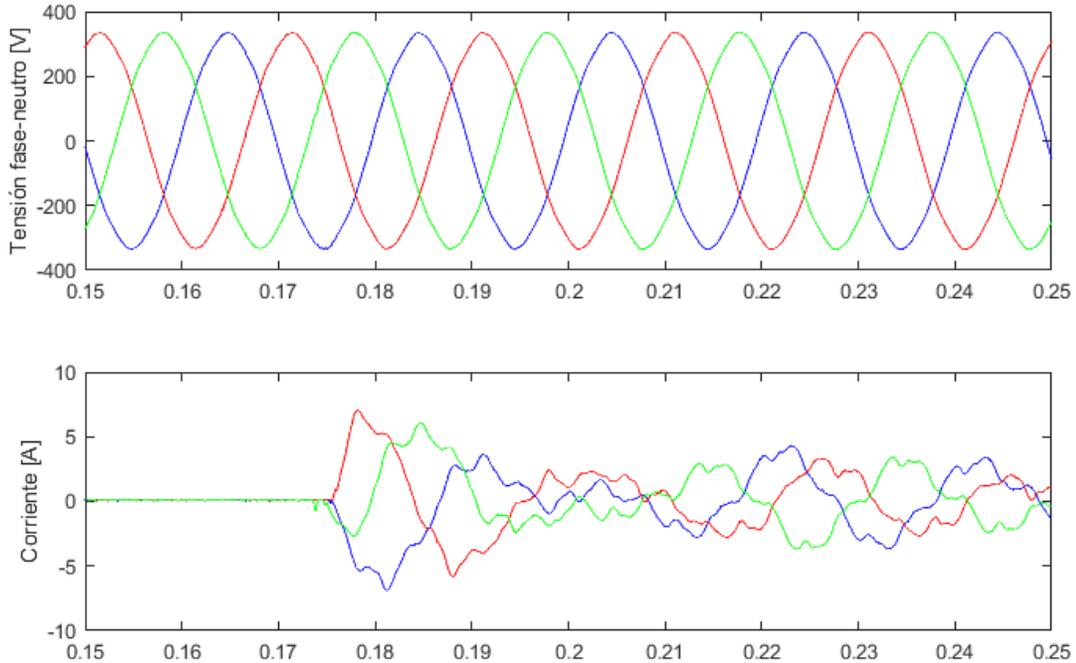


Figura 46: Tensiones y corrientes instantáneas durante sincronización con desbalance de 2%.

En la Figura 46 se muestra la forma de onda de la tensión y corriente medidos por el equipo Hioki en el mismo instante del proceso de sincronización.

De la forma de onda de la tensión se observa que la señal no presenta efectos transitorios, indicando que la sincronización ejecutada por el equipo EasYgen se realiza sin inconvenientes.

5.7.2.2. Desbalance de 3%

Las condiciones iniciales de la sincronización de desbalance de 3%, se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 10: Condiciones iniciales sincronización con desbalance de 3%.

Tensión fase R [V]	228,2
Tensión fase S [V]	234,7
Tensión fase T [V]	233,6

En la Figura 47 se muestra el comportamiento de la potencia activa tanto medida como de simulación.

Se aprecia el efecto transitorio en la potencia simulada, producto de la respuesta inercial de la máquina, y peaks de potencia absorbidas de 351,6 W para la fase R, 577,1 W para la fase S y 386,7 W para la fase T.

Este fenómeno de potencia negativa se percibe solamente en las fases S y T en la potencia medida con el equipo Hioki, midiendo una potencia mínima de -283 W y -65 W respectivamente e inmediatamente después de la sincronización.

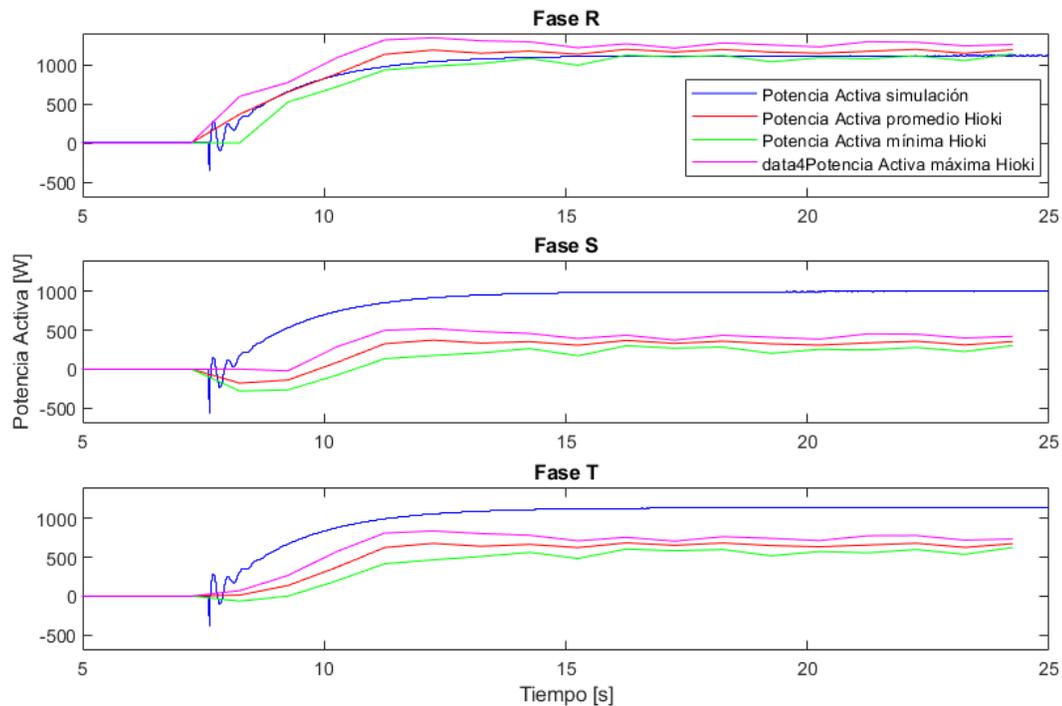


Figura 47: Potencias activas durante sincronización con desbalance de 3%.

De la Figura 47 además se aprecia que el comportamiento de la simulación se adecúa para la fase R, sin embargo para las fases S y T se posicionan encima de la potencia máxima medida por el Hioki, presentándose un error relativo de hasta 165% y 60% (619 W y 426 W), respectivamente.

En la Figura 48 se presenta el comportamiento de la potencia reactiva medida y simulada durante la sincronización.

Se observa, en la potencia simulada, el mismo efecto transitorio producto de la respuesta inercial de la máquina, presentándose peaks positivos de potencia reactiva inmediatamente después de la sincronización.

Dichos peaks simulados alcanzan un valor de 230,1 VAR para la fase R, 210,7 VAR para la fase S y 33,39 VAR para la fase T.

Sin embargo, dichos peaks simulados no se encuentran presentes en las mediciones.

Finalmente, se aprecia que la potencia reactiva simulada de la fase R se adecúa dentro de los rangos máximo y mínimo de las respectivas mediciones. Sin

embargo, para las fases S y T, se tiene que la potencia simulada tiene una tendencia absorber más potencia reactiva en comparación a la experimental, presentándose un error relativo porcentual de hasta un 16% y 19% (96 VAR y 193 VAR), respectivamente.

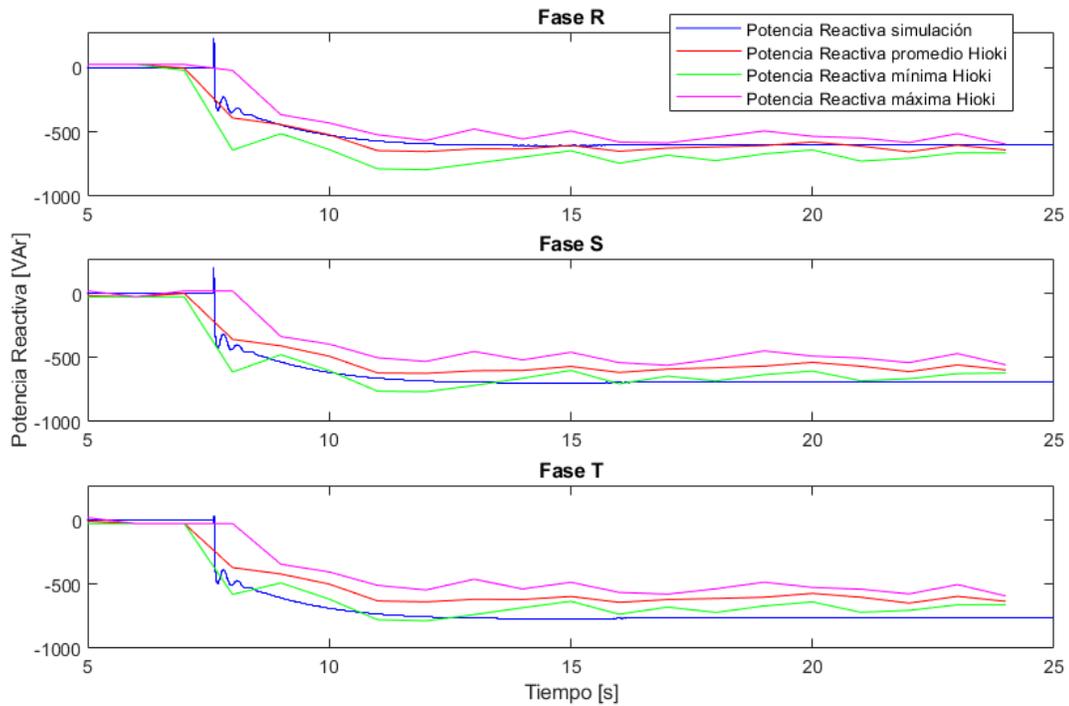


Figura 48: Potencia reactiva durante sincronización con desbalance de 3%.

En la Figura 49 se muestra el comportamiento de la corriente medida y simulada durante el proceso de sincronización.

Se presenta el efecto transitorio producto de la respuesta inercial de la máquina, observándose pequeños peaks de corriente de hasta 2,46 A.

Se observa además que la corriente simulada de la fase R se adecúa dentro de los valores máximos y mínimos de la corriente medida por el equipo Hioki. Sin embargo, esto no ocurre con la fase S y T, presentándose un error relativo porcentual de hasta un 68% y 42% (2,05 A y 1,70 A), respectivamente.

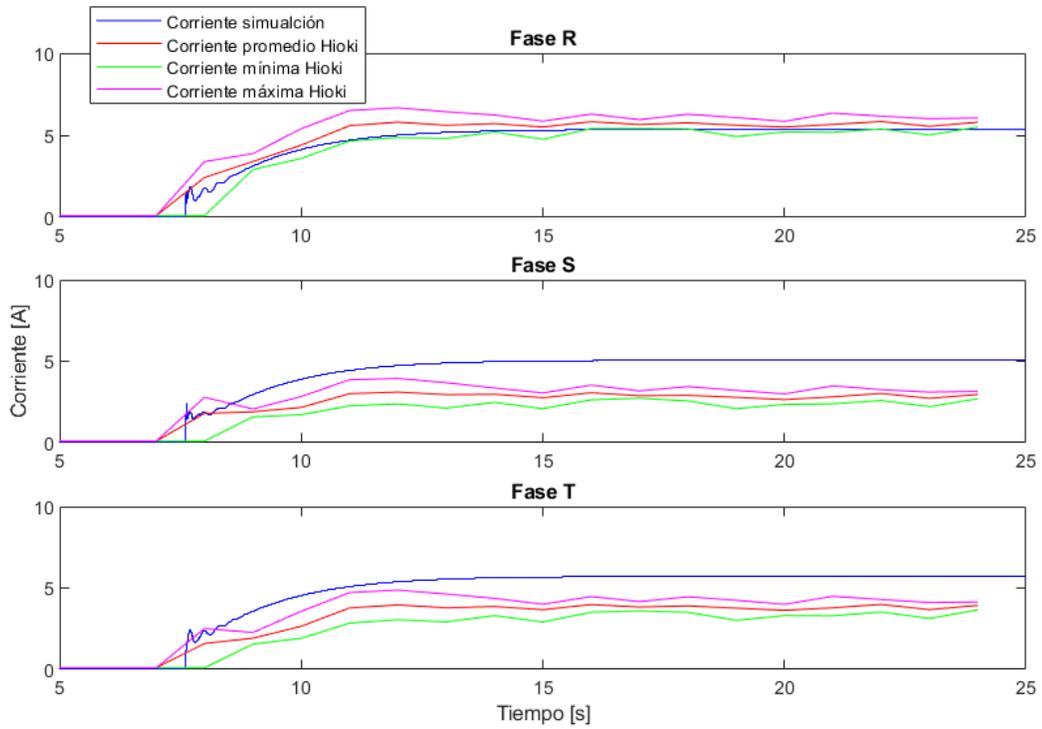


Figura 49: Corrientes durante sincronización con desbalance de 3%.

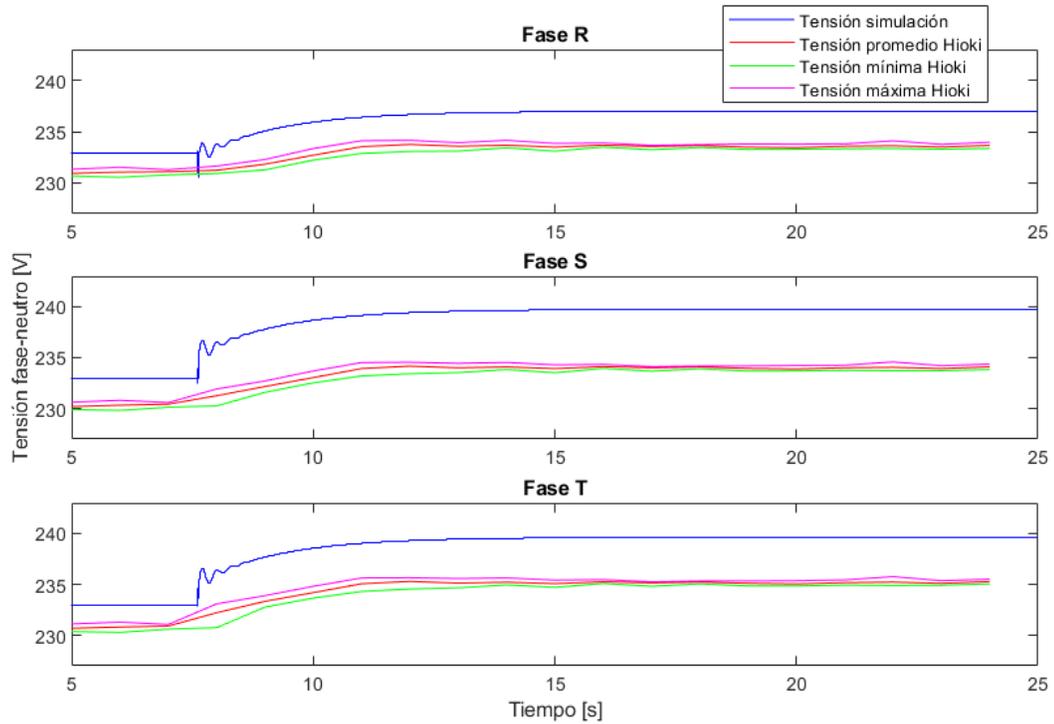


Figura 50: Tensiones durante sincronización con desbalance de 3%.

En la Figura 50 se muestra el comportamiento de la tensión simulada y experimental durante el proceso de sincronización.

Se puede apreciar en la fase R que la tensión simulada no es exactamente igual a la tensión medida por el Hioki previo a la sincronización, aun así sabiendo que dicha fase es utilizada como referencia para la sincronización.

La diferencia relativa porcentual entre la tensión simulada y medida máxima no sobrepasa el 1,4%, 2,3% y 1,8% (3,3 V, 5,6 V y 4,3 V) para las fases R, S y T, respectivamente.

Esta diferencia es atribuida a que el dato de entrada de la simulación, en específico la tensión de la fase R de la red, la cual es medida con un multímetro previamente, no es la misma tensión cuando se realiza efectivamente la sincronización. Esto es debido a que la red es dinámica, y existen múltiples factores que producen el cambio en las tensiones.

Luego de la sincronización se observa que la tensión simulada sale de la banda de tensiones máxima y mínima medidas, lo que puede ser explicado debido a la diferencia en los factores de influencia que existe en el modelo de simulación y en la red real, provocando que la inyección/absorción de potencia activa y/o reactiva modifique de manera distinta la tensión en un punto determinado.

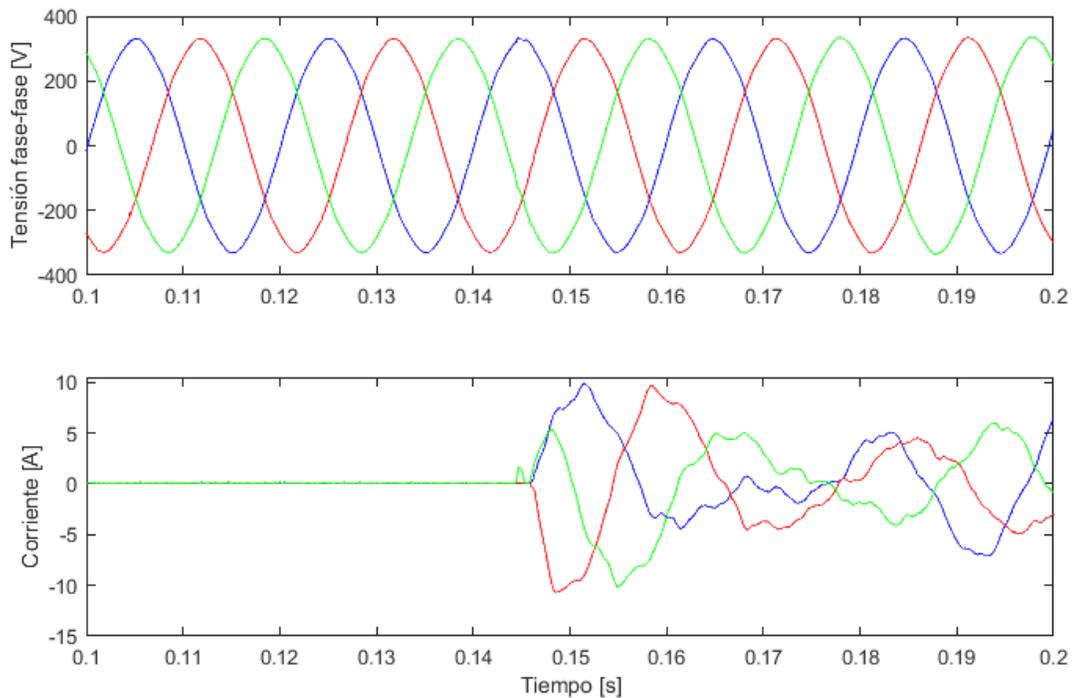


Figura 51: Tensiones y corrientes instantáneas durante la sincronización con desbalance de 3%.

En la Figura 51 se muestra la forma de onda de la tensión y corriente medidos por el equipo Hioki en el mismo instante del proceso de sincronización.

De la forma de onda de la tensión se observa que la señal azul (fase T), presenta una pequeña interferencia, esto debido a que la tensión en el generador de dicha fase es distinta a la tensión de la red, ya que se encuentra en condiciones de desbalance.

6. Conclusiones y trabajo futuro

El presente trabajo de título tuvo como finalidad la implementación y evaluación del desempeño de un generador diésel, enfocándose en el comportamiento de las variables eléctricas como la frecuencia, tensión y potencias ante distintas pruebas, como escalones de frecuencia, tensión, potencias y proceso de sincronización.

De manera adicional, se buscó obtener un modelo de simulación a través del software Simulink de MATLAB con el cual se pretende replicar fielmente el comportamiento del generador real, validando así el modelo con evidencia empírica.

Para esto, fue necesario realizar una completa integración del generador diésel, contemplando la instalación de un controlador de la marca Woodward, modelo EasYgen-3200, equipo que es capaz de controlar el encendido/apagado del generador diésel, imponer consignas de tensión, velocidad de giro, sincronizar automáticamente a una red, operación en modo isla, entre otras aplicaciones.

Por otra parte se configuró un servidor OPC, utilizando un protocolo de comunicación MODBUS, para operar remotamente el generador desde el Laboratorio de Energía y Accionamiento.

Se realizaron las pruebas experimentales que permiten sintonizar los controladores de frecuencia, tensión, potencias activa y reactiva. En particular, se impusieron escalones de tensión, frecuencia y potencias activa y reactiva. Además, se efectuaron pruebas de sincronización a la micro red del laboratorio ante una condición balanceada como desbalanceada.

Se construyó un modelo en Simulink y se sintonizaron de manera que represente fielmente las pruebas experimentales realizadas.

En términos generales, los resultados de las simulaciones se comportaron de una manera similar a los datos medidos experimentalmente, en particular para las simulaciones de escalones de tensión, frecuencia, carga resistiva y de potencia activa y reactiva.

Sin embargo, la simulación del proceso de sincronización no se adecuó totalmente a los datos medidos, en particular la respuesta inercial inmediatamente después de la sincronización, el seguimiento de las tensiones, los peaks de potencia activa y reactiva, y el seguimiento de las variables eléctricas ante condiciones de desbalance.

En primer lugar, en cuanto a la simulación de la respuesta inercial inmediatamente después de la sincronización, se apreció que la frecuencia de la red es significativamente perturbada, lo cual no ocurrió en la micro red real, ya que el punto de conexión es considerado como una barra con una inercia infinita, vale decir que la frecuencia es prácticamente invariable ante cambios pequeños de potencia.

Resultaría interesante comprobar la mitigación de este fenómeno reemplazando la fuente trifásica ideal por una máquina síncrona de gran inercia, de manera que la integración de un generador pequeño no afecte en la frecuencia de la red.

En segundo lugar, no se obtuvo un buen comportamiento de la tensión cuando el generador se encuentra sincronizado a la red. Esto posiblemente debido a los factores de influencia reales y simulados, los cuales dependen de la topología de la micro red.

Como trabajo futuro, se propone realizar un método que ayude a encontrar el valor de los factores de influencia, para que así las inyecciones de potencia activa y/o reactiva provoquen los cambios de tensiones reales por cada fase.

En tercer lugar, la simulación mostró una diferencia en cuanto a los peaks de potencia activa y reactiva, sobretodo en condiciones de desbalance.

En cuanto a la potencia activa, se hallaron peaks de potencia activa en las simulaciones, los cuales podrían ser debido al comportamiento de la frecuencia de la red cuando el generador es sincronizado.

Esto motiva querer comprobar que dichos peaks de potencia activa disminuyen cuando se reemplaza la fuente trifásica ideal por una máquina síncrona de gran inercia, evitando así la perturbación de la frecuencia.

Analizando la potencia reactiva, se pudo observar que, tanto en la simulación como en los datos medidos, sí existieron peaks de potencia reactiva en la prueba de sincronización en condiciones balanceadas, tal como se mostró en la Figura 38.

Sin embargo, para la sincronización ante condiciones de desbalance no se replicó de la misma forma que la realidad indica.

Para el caso de desbalance de 2%, se midieron peaks de potencia reactiva solamente en la fase R, ver Figura 43, mientras que las simulaciones presentaron peaks de potencia activa en todas las fases, pero menores para las fases S y T.

Para el caso de la sincronización ante condiciones de desbalance de 3%, no se midieron peaks de potencia reactiva en ninguna de las fases, mientras que en las simulaciones sí se evidenciaron.

Y en cuarto lugar, no se obtuvieron buenos resultados de simulación en comparación con los datos experimentales, en particular para las fases S y T en las pruebas de sincronización con desbalance. Esto se pudo observar en la Figura 47 y Figura 50.

Este fenómeno se puede explicar debido a que los factores de influencia tienen gran incidencia en este aspecto, ya que éstos determinan las tensiones en las diversas barras ante la inyección/absorción de potencia activa y/o reactiva.

En la misma línea, es importante hallar el factor de influencia de cada fase en la barra de estudio, ya que, como la red de distribución ya viene desbalanceada, presumiblemente se tenga una impedancia de Thévenin distinta para cada fase, implicando que las tensiones y corrientes se comporten de manera distinta en cada fase.

Adicionalmente, para dar aún más un valor agregado al Laboratorio de Energía y Accionamiento, se propone integrar el convertidor y su set de baterías, de manera de tener mayores fuentes de energía, configurar el control droop del generador diésel y convertidor; y agregar un contactor telecomandado que permita la aislación de la red de distribución para dar paso a la operación en modo isla.

7. Bibliografía

- [1] Devang, K., Ritesh R., "The Concept of Distributed Generation & the effects of its Placement in Distribution Network". International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT), 2016.
- [2] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. (13 de marzo de 2004). Ley 19.940. <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=222380>
- [3] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. (17 de enero de 2006). Decreto 244. http://centralenergia.cl/uploads/2009/12/Reglamento_medios_generacion_no_convencionales_Decreto-244.pdf
- [4] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani and C. Marnay, "Microgrids," in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 5, no. 4, pp. 78-94, July-Aug. 2007.
- [5] Centro de Energía, Proyecto Huatacondo, Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, <http://centroenergia.cl/proyectos/proyectos-destacados/micro-red-huatacondo/#1455835557580-16984aae-3997>, consultado en Agosto 2018.
- [6] Romo, Jorge. "Máquinas Síncronas", Publicación N. 38. Universidad de Chile.
- [7] Brokering, W., Palma, R., Vargas, L., Los Sistemas Eléctricos de Potencia. Capítulo 10, Control de la frecuencia y de la potencia activa. Primera Edición, 2008.
- [8] Kundur, P., "Power System Stability and Control", McGraw-Hill Education, 1994.
- [9] Dewadasa, M., Ghosh, A., Ledwich, G., "Dynamic Response of distributed Generators in a Hybrid Microgrid", IEEE, 2011.
- [10] Soto, M., "Evaluación de desempeño de un grupo electrógeno con carga variable", Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico, Universidad de Chile, 2017.
- [11] Flores, N., Gallegos, J., "Manual de uso Microred Laboratorio de Energía", Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, 2013.

Anexo A. Active Microgrid Voltage Balancing for Smooth Synchronous Generator Synchronization

CALL FOR PAPERS IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID

1

Active Microgrid Voltage Balancing for Smooth Synchronous Generator Synchronization

Bernardo Severino, Ignacio Polanco, Felipe Valencia, *Member, IEEE* Patricio Mendoza-Araya, *Member, IEEE* Guillermo Jiménez-Estévez, *Senior Member, IEEE*

Abstract—The present paper presents a synchronization strategy to reduce the reactive power peaks during the connection of a genset in a unbalanced microgrid during isolated operation. The proposed methodology consists of using a power converter available in the microgrid to compensate the voltage at the connection point. Once the voltage is compensated, the synchronization procedure of the genset is executed. In this paper, the proposed methodology is verified through simulations and tested in a real microgrid installed in Huatacondo, North of Chile.

I. INTRODUCTION

MICROGRIDS have received a growing attention in recent years due to their ability to provide energy into isolated settlements, through the integration of renewable energy resources such as wind and solar power.

According to [1], microgrids are composed by a variety of distributed generators (DG), distributed storages (DS), and customer loads. It is, particularly, a portion of an electric power distribution system located downstream of the distribution substation. Often, one of the distributed generators is a motor-generator group composed typically of diesel internal combustion engine coupled to a synchronous generator, which will be called genset (GS). The GS is usually used to support the operation of the microgrid because of a high variability of renewable energy resources such as solar or wind. Indeed, in isolated microgrids the use of a GS is typical to guarantee its reliability, as it is necessary for this unit (or other unit with energy storage capability) to perform active power and frequency control [ref].

Considering the microgrid features and the increasing demand of reliable, secure, efficient, clean, and sustainable power supply; microgrid applications are becoming widespread world-wide [2]–[6]. However, in isolated microgrids, there is an undesired transient behaviour when the GS is connected to the microgrid [7], [8], specifically when this synchronization is performed under unbalanced conditions.

Generally, in order to synchronize a GS with the microgrid, algorithms/controllers are implemented to achieve an adequate degree of connecting conditions. Nevertheless, this approach does not work properly because of the specific conditions of the microgrid, such as unbalanced operation. In fact, literature review shows that synchronization issues between GS and inverter-interfaced renewable energy sources are seldom investigated [7], typically through simulations but

not considering unbalanced conditions. Moreover, most of the synchronization issues have been investigated from the point-of-view of the interconnection of a microgrid with a utility grid. These approaches have been reviewed in [9], [10]. Nevertheless, these approaches require a balanced voltage. But, commonly, in real microgrid applications this condition is not accomplished.

This paper presents a synchronization strategy to reduce the transient behavior during the connection of a GS to a microgrid with unbalanced voltage. The proposed methodology consists of using a three- or four-leg converter (depending on the availability) to compensate the voltage at the GS connection point. Once the voltage is compensated, the synchronization procedure is executed. In this way, the transients are reduced because a better synchronization is achieved. The proposed methodology is verified through simulations of the Huatacondo microgrid, in the North of Chile. In this microgrid there is a three-leg power converter connecting the battery energy storage system (BESS) to the microgrid, and also there is a four-leg power converter in an electric vehicle, that can be used for vehicle-to-grid (V2G) purposes.

II. HUATACONDO MICROGRID

Huatacondo is a small, isolated village in the Atacama Desert in northern Chile that is home to about 30 families. Its microgrid is composed of several DG based on renewable energy resources, and a variety of loads. Its primary source of energy is a 22kW solar photovoltaic (PV) power plant. Other energy sources are a 3kW wind turbine and a 100kW Diesel GS. The energy storage is performed by a 150kWh (?) Lead-Acid BESS and a Diesel tank. In addition, an electric vehicle (EV) with a 20kWh (?) battery pack is present in the microgrid. Loads are mainly households appliances and a water pump for the town's drinking water supply. A diagram of the system is shown in Figure 1.

Fig. 1: Diagram of Huatacondo microgrid.

To perform the transient analysis of the Huatacondo microgrid, a detailed model was constructed in Matlab Simulink environment. This model includes each DG and lump loads distributed throughout the grid. Controllers have been modeled in detail [paper andrés, otros de huatacondo] and are included into the analysis.

The authors are with the Electrical Engineering Department, Energy Center, University of Chile, Santiago 8370451, Chile. e-mail: pmendoza@ing.uchile.cl

A. Diesel generator

The Diesel GS is a Cummings unit model NNN [ref] supervised by a Woodward Easygen controller [ref] which has the synchronization capabilities. For this purpose, the controller uses an additional voltage measurement in a single phase of the system at which the GS would synchronize. The Simulink GS model is shown in Figure 2.

Fig. 2: Diesel generator model.

B. Inverter-interfaced generation

The PV plant is connected to the microgrid by single-phase Sunny Island units [ref], while the wind turbine is coupled by a grid-tied inverter with MPPT algorithm. Both inverters are modeled as grid-tied inverters in current source configuration, as shown in Figure 3

Fig. 3: Grid-tied inverter model.

C. Energy storage systems and electric vehicle

The BESS is build around a Lead-acid battery bank and a custom-made inverter detailed in [andres vargas]. The inverter is a three-leg, 40kVA (?) voltage source inverter with advanced control capabilities, which can perform master-slave control as well as droop control.

The EV is considered as an additional BESS for the purposes of this study. Its inverter is a four-leg, 15kVA (?) voltage source inverter with capabilities similar to those of the larger BESS.

Models for both BESS are presented in Figure 4.

Fig. 4: Energy storage model.

D. Droop control

The primary control strategy selected for the Huatacondo microgrid is the droop control ??, where both the GS and BESS have this kind of control enabled. The rest of the inverters do not participate in any kind of regulation in the microgrid.

III. GENSET SYNCHRONIZATION

During the synchronization of the GS in Huatacondo, an excessive consumption of reactive power occurs, as shown in Figure 5. This reactive power demand is being supported by the BESS inverter, whose capacity is limited and, sometimes, operated close to its apparent (VA) capacity. Under this circumstances, the reactive power demand might drive the system to a critical point in which the microgrid would not be able to support currents peaks within the grid, and not always voltage because of the R/X characteristic of the microgrid.

The development of this issue can be tracked back to the conditions at which the synchronization takes place. As shown

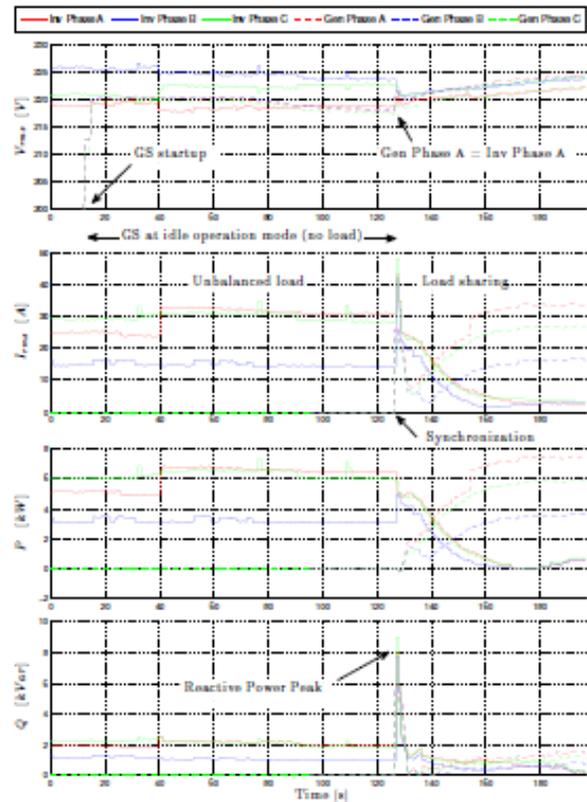


Fig. 5: Behaviour of the reactive power before and after the connection of the GS in the Huatacondo microgrid.

in Figure 5, the phase to neutral voltage on the microgrid is slightly unbalanced before the synchronization (BESS inverter voltage). Despite the imbalance level (often less than 2% in Huatacondo) being within the requirements of the grid code, this condition produces undesired phenomena in the microgrid performance, as stated before (reactive power peaks and current rise). The synchronization equipment drives the GS into the synchronization conditions by looking at a single line (e.g. phase A), as shown in the Figure 5. It is in this phase where the voltage and frequency would match, and phase angle slip would eventually drop close to zero for the synchronization to be performed. This process would take place regardless of the voltage or phase angle difference between the other pair of lines. In a well balanced and symmetric system, all lines would synchronize seamlessly. In contrast, in a system with imbalances, there might be up to two lines out of synchronization, which might generate large current flows when the parallel connection takes place (i.e. the synchronization switch is closed).

To understand the impact of the voltage imbalance in the microgrid, data from 313 days between November 2014 and September 2015 has been studied. The data consist of time-domain waveforms for currents, voltages, active and reactive power, and frequency for the several units present in the

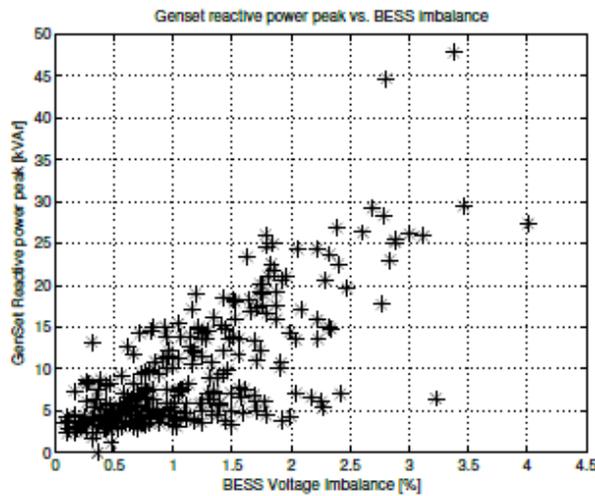


Fig. 6: Scatter plot for the reactive power peaks that result from synchronization, and voltage imbalance before synchronization.

Huatacondo microgrid. From those dates, 288 days present a reactive power peak right after synchronization. Figure 6 presents the magnitude of the reactive power peaks that result from the synchronization, plotted along with the voltage imbalance in the grid (supported by the BESS) right before synchronization. As clearly shown in this figure, lower voltage imbalance produces the lowest reactive power peaks. There are several statistics that help understand the importance of voltage imbalance in this disturbance:

- 68% of the registered peaks are above 5[kVAr].
- From those above 5[kVAr], only 37% occur for imbalances lower than 1%.
- From those below 5[kVAr], only 20% occur for imbalances larger than 1%.

IV. ACTIVE VOLTAGE BALANCING STRATEGY

Given the conditions of Huatacondo, the proposed methodology consists of two steps, namely, compensation and synchronization. The objective is to use the available power converters to compensate the voltage at the connection point reducing the reactive power peaks. In this particular case, the inverter of the BESS or the converter of the electric vehicle is used, depending on the availability of the vehicle for making the compensation. In the compensation step, for the case of a four-leg converter, the load current I_{LOAD} is measured. Then, the d , q and 0 components are computed. The compensation of the 0 component is carried out through the injection of a current in the same sequence and with the same magnitude. For compensating the d and q components, second-order Butterworth filters are used to define the corresponding references for the inverter. With this aim, the input and the output of the filter are subtracted, and the residual is used to generate the set-point for the controllers. Figures 7 and 8 present the behaviour of the grid current at the connection point, before and after the proposed compensation scheme is

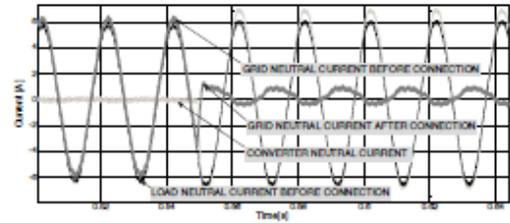


Fig. 7: Behaviour of the grid current before and after turning on the proposed compensation strategy.

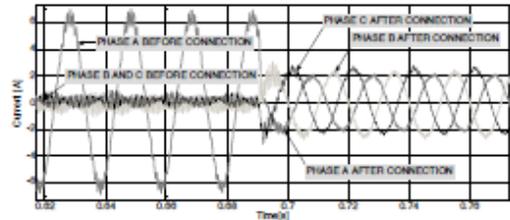


Fig. 8: Behaviour of the grid neutral current before and after turning on the proposed compensation strategy.

added. These results were obtained through experimentation at laboratory. Here, a single-phase load is being fed and the compensation is done. As it can be noticed, the unbalance was completely compensated.

Further results involve the use of a three-leg converter and the assessment of the complete methodology in the microgrid installed in Huatacondo.

V. RESULTS

VI. CONCLUSIONS

REFERENCES

- [1] N. Lidula and A. Rajapakse, "Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 1, pp. 186–202, 2011.
- [2] R. Zamora and A. K. Srivastava, "Controls for microgrids with storage: Review, challenges, and research needs," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 7, pp. 2009–2018, 2010.
- [3] T. S. Ustun, C. Ozansoy, and A. Zayegh, "Recent developments in microgrids and example cases around the world—a review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 8, pp. 4030–4041, 2011.
- [4] M. Barnes, A. Dimeas, A. Engler, C. Fitzer, N. Hatzigiorgiou, C. Jones, S. Papathanassiou, and M. Vandenbergh, "Microgrid laboratory facilities," in *Future Power Systems, 2005 International Conference on*. IEEE, 2005, pp. 6–pp.
- [5] N. Hatzigiorgiou, H. Asano, R. Irvani, and C. Marnay, "Microgrids," *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 5, no. 4, pp. 78–94, 2007.
- [6] M. Nehrir, C. Wang, K. Strunz, H. Aki, R. Ramakumar, J. Bing, Z. Miao, and Z. Salameh, "A review of hybrid renewable/alternative energy systems for electric power generation: configurations, control, and applications," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 2, no. 4, pp. 392–403, 2011.
- [7] M. Dewadasa, A. Ghosh, and G. Ledwich, "Dynamic response of distributed generators in a hybrid microgrid," in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*. IEEE, 2011, pp. 1–8.
- [8] S. Krishnamurthy, T. Jahns, and R. Lasseter, "The operation of diesel gensets in a CERTS microgrid," in *Power and Energy Society General Meeting, 2008 IEEE*, July 2008, pp. 1–8.
- [9] S. N. Bhaskara and B. H. Chowdhury, "Microgrids—a review of modeling, control, protection, simulation and future potential," in *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*. IEEE, 2012, pp. 1–7.

Anexo B. Contenido armónico de generador diésel en modo isla suministrando 1,1 kW.

Fase Orden	Armónicos de corriente			Armónicos de tensión		
	R %	S %	T %	R %	S %	T %
1	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
2	0.10	0.11	0.12	0.18	0.15	0.14
3	0.14	0.12	0.26	0.05	0.03	0.05
4	0.08	0.05	0.05	0.04	0.05	0.04
5	0.64	0.70	0.63	0.67	0.66	0.63
6	0.05	0.04	0.04	0.05	0.03	0.02
7	0.74	0.77	0.75	0.72	0.74	0.75
8	0.01	0.02	0.02	0.01	0.02	0.02
9	0.03	0.01	0.02	0.02	0.02	0.01
10	0.02	0.03	0.03	0.01	0.03	0.03
11	0.32	25.00	0.32	0.32	0.26	0.32
THD	1.10	1.16	1.12	1.10	1.10	1.10