

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

### **CONTROL INTELIGENTE DE FRECUENCIA EN SISTEMAS CON BAJA INERCIA BASADOS EN SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON SUPERCONDUCTORES MAGNÉTICOS**

#### **TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD: MENCIÓN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES**

**ING. JULIO CÉSAR PÉREZ NARANJO**  
julioperezchess@outlook.es

**DIRECTOR: PhD. CARLOS FABIÁN GALLARDO QUINGATUÑA**  
carlos.gallardo@epn.edu.ec

**CODIRECTOR: PhD. PAÚL MARCELO POZO PALMA**  
marcelo.pozo@epn.edu.ec

**Quito, Enero 2023**

## AVAL

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Julio César Pérez Naranjo bajo nuestra supervisión.



**CARLOS FABIÁN GALLARDO QUINGATUÑA**  
**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**



**PAUL MARCELO POZO PALMA**  
**CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo Julio César Pérez Naranjo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.



---

JULIO CÉSAR PÉREZ NARANJO

## **DEDICATORIA**

**El presente trabajo lo dedico a mis queridos padres Carmen y Enrique, por el apoyo, esfuerzo, y sacrificio que han realizado para impulsar adelante a toda la familia, los amo mucho.**

**A mi hermano Roberto por sus acertados consejos que me ha brindado para sobresalir de las adversidades.**

**A mis hermanas, Nancy y Maribel, por estar siempre dispuestas a apoyarme en los momentos que lo necesito.**

**A mis sobrinos por llenar de alegría y esperanza a mi hogar.**

**A la Ing. Erika Cachago, MSc. por su apoyo incondicional durante la realización del presente trabajo.**

**Julio**

## **AGRADECIMIENTO**

**Agradezco a mis padres por el apoyo y el amor incondicional, a mis hermanos y cuñados quienes están siempre al pendiente de mí, brindándome sus consejos. También quiero agradecer a Erika, mis sobrinos, y Nicolás quienes con su cariño y amor han sido la motivación para seguir adelante en mi vida estudiantil.**

**A mis amigos del posgrado, por su amistad, apoyo y tiempo que compartimos en las aulas.**

**Un especial agradecimiento a los doctores Carlos Gallardo y Marcelo Pozo por el tiempo dedicado para la satisfactoria culminación del presente proyecto. De la misma manera a todos los profesores del posgrado por los conocimientos compartidos.**

**Julio**

# ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL .....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA .....	III
AGRADECIMIENTO .....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN .....	VII
ABSTRACT.....	VIII
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Pregunta de investigación.....	3
1.2 Objetivo General.....	3
1.3 Objetivos Específicos .....	4
1.4 Alcance .....	4
1.5 Marco Teórico.....	5
1.5.1. Estabilidad de sistemas eléctricos .....	5
1.5.2. Control de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia.....	8
1.5.3. Principales parámetros de la primera oscilación de frecuencia	11
1.5.4. Normativa de la regulación de Potencia Activa-Frecuencia .....	13
1.5.5. Sistemas Eléctricos con inercia reducida .....	15
1.5.6. Estado del arte del sistema SMES .....	16
1.5.7. Técnica de control inteligente <i>fuzzy</i> .....	23
1.5.8. Optimización por enjambre de partículas PSO .....	27
1.5.9. Software Matlab .....	28
1.5.10. Unidad de Medición Fasorial PMU .....	29
2. METODOLOGÍA.....	31
2.1. Modelo sistema SMES .....	31
2.1.1. Medición de voltaje y corriente en el marco de referencia dq0..	32
2.1.2. Desarrollo del sistema SMES .....	33
2.2. Control inteligente coordinado con lógica <i>fuzzy</i> para la regulación de frecuencia con sistemas SMES .....	54
2.2.1. Cálculo de la frecuencia mediante PMU virtual .....	56
2.2.2. Cálculo del RoCoF promedio con ventana móvil 500 ms .....	57
2.2.3. Control inteligente coordinado con lógica <i>fuzzy</i> .....	60

2.3.	Red de prueba híbrida IEEE <i>New England</i> 39-bus con integración de generación renovable no convencional.....	69
2.3.1.	Integración de generación fotovoltaica y eólica .....	70
2.4.	Control Secundario para la red de prueba IEEE <i>New England</i> 39-bus	73
2.4.1.	Áreas de control de la red de prueba.....	73
2.4.2.	Control automático de generación propuesto .....	74
2.4.3.	Determinación del ACE de cada área .....	75
2.4.4.	Determinación de las nuevas potencias de referencia de los generadores del AGC .....	81
2.5.	Aplicación de la metodología analizada.....	82
2.5.1.	Casos de estudio en red de prueba reducida de 2 áreas .....	83
2.5.2.	Casos de estudio en red de prueba IEEE <i>New England</i> 39-bus .	84
3.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	86
3.1.	Resultados.....	86
3.1.1.	Casos de estudio en red de prueba reducida de 2 áreas .....	86
3.1.2.	Casos de estudio en red de prueba IEEE <i>New England</i> 39-bus	105
3.2.	Discusión .....	120
4.	CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	123
4.1.	Conclusiones.....	123
4.2.	Trabajos Futuros .....	124
5.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	126
6.	ANEXOS.....	137

## RESUMEN

Para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica a nivel mundial se viene desarrollando un aumento progresivo de penetración de generación no convencional, principalmente del tipo eólico y fotovoltaico, los cuales carecen de una inercia intrínseca a diferencia de la generación eléctrica proveniente de máquinas sincrónicas. Esto repercute en la frecuencia de los sistemas eléctricos de potencia ya que, al producirse un gran disturbio, sumado a una disminución de la inercia, la respuesta de frecuencia del sistema podría entrar en inestabilidad y producirse un colapso de la red.

El presente trabajo presenta una metodología para la regulación de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia mediante un control inteligente coordinado de sistemas de almacenamiento de energía magnética por superconducción (SMES). Para esto, se propone un modelo fasorial de un sistema SMES, y un control con lógica *fuzzy*. Mediante PMU virtuales se obtiene las mediciones de frecuencia que son utilizadas para el cálculo del RoCoF promedio y posteriormente, este valor ingresa al control *fuzzy* para establecer la coordinación de los sistemas SMES.

Para evaluar el desempeño del modelo del sistema SMES y el control coordinado propuesto, los sistemas SMES se integran a la red de prueba IEEE *New England* 39-bus y a una red híbrida de las misma, la cual integra generación eólica y fotovoltaica. Las redes eléctricas de prueba son sometidas a disturbios de pérdida de generación, desconexión/conexión de carga. Con base en los resultados se realiza un análisis del aporte de los sistemas SMES en el control inercial, control primario y secundario de frecuencia. Para esto se verifica los parámetros de frecuencia de nadir y zenith, además del RoCoF. Así también se realiza un contraste del efecto que tiene la reducción de la inercia en la red de prueba, y se analiza cómo los sistemas SMES aportan a la regulación de frecuencia en este caso. El trabajo en mención desarrolla un análisis teórico experimental en simulaciones como una propuesta alternativa del estudio de sistemas SMES para la regulación de frecuencia, por lo que, las simulaciones de los casos de estudio son realizadas fuera de línea en el software computacional Matlab-Simulink.

**PALABRAS CLAVE:** Sistemas de almacenamiento de energía magnética por superconducción (SMES), Coordinación sistemas SMES, RoCoF



## ABSTRACT

In order to meet the growing demand of electric power worldwide, a progressive increasing of penetration of the non-conventional generation is being developed, mainly of the wind and photovoltaic type, which do not have an intrinsic inertia, unlike the electricity generation that comes from synchronous machines. This affects the frequency of electrical power systems since when a large disturbance occurs, added to a decrease in inertia, the frequency response of the system could become unstable and lead to a network collapse.

This study presents a methodology for frequency regulation in electrical power systems through coordinated intelligent control of superconducting magnetic energy storage systems (SMES). For this, a phasor model of a SMES system and a control with fuzzy logic are proposed. By means of virtual PMUs, frequency measurements are obtained and used to calculate the average RoCoF, and subsequently this value enters the fuzzy control to establish the coordination of the SMES systems.

To evaluate the performance of the SMES system model and the proposed coordinated control, the SMES systems are integrated to the IEEE New England 39-bus test network and to a hybrid network of the same, which integrates wind and photovoltaic generation. The test power grids are subjected to loss-of-generation disturbances and load disconnection/connection. Based on the results, an analysis of the contribution of the SMES systems in the inertial control, primary and secondary frequency control is performed. For this purpose, the nadir and zenith frequency parameters are verified, in addition to the RoCoF. A contrast of the effect of inertia reduction in the test network is also performed, and it is analyzed how SMES systems contribute to frequency regulation in this case. This study develops an experimental-theoretical analysis in simulations as an alternative proposal of the study of SMES systems for the frequency regulation, therefore, the simulations of the study cases are performed offline in the computational software Matlab-Simulink.

**KEYWORDS:** *Superconducting magnetic energy storage systems (SMES), SMES systems coordination, RoCoF.*

# 1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad los sistemas eléctricos de potencia cumplen un rol importante para el desarrollo de la sociedad, por lo que, un colapso de este repercute en sectores como las comunicaciones, industria, transporte, entidades financieras, salud y educación. Hoy en día, con la finalidad de cuidar el medio ambiente y salvaguardar los recursos, los sistemas eléctricos presentan un rápido crecimiento de generación del tipo eólica y fotovoltaica en reemplazo de generadores síncronos provocando que la inercia de los sistemas se reduzca, lo que conlleva que la estabilidad de voltaje y frecuencia se vea afectada ante perturbaciones como de disparo de generación, deslastre de carga o desconexión de una línea de transmisión, causando que los sistemas modernos se vuelvan susceptibles a la inestabilidad [1] [2].

La reducción de la inercia del SEP debido a una penetración de energías renovables no convencionales causa que un desbalance entre energía generada y requerida conlleve a una desviación de frecuencia e incluso al colapso del sistema [3]. Grandes colapsos a nivel mundial han sucedido debido a la inestabilidad de frecuencia y voltaje. Uno de los más grandes se presentó el 14 de agosto de 2003 entre Estados Unidos y Canadá afectando a 55 millones de personas causado por severas oscilaciones de frecuencia y debido a una subida masiva de 3500 MW a través de New York y el oeste de Ontario [4] [5]. Otro evento ocurrió en Michoacán México, el 21 de abril de 2013 donde el sistema eléctrico perdió 945 MW de carga por operación del esquema de baja frecuencia (59.30 Hz) debido a un sismo con epicentro a 10 km al sur de Cd. Lázaro Cárdenas, el cual fue de magnitud 5.8 grados en la escala de Richter [5].

En la práctica es deseable que los SEP operen con la mayor inercia posible ya que, de acuerdo con la ecuación de oscilación de una máquina síncrona, esto permite reducir las variaciones de frecuencia ante desbalances de potencia, y perturbaciones, con lo cual, los operarios del sistema tienen mayor tiempo de reacción. La frecuencia de nadir es el valor mínimo que alcanza la frecuencia en un SEP posterior a un desbalance de potencia entre carga y generación, mientras que otro parámetro clave es la tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF), cuyo valor depende de la magnitud del desbalance y de la inercia mecánica de la red. En el sistema europeo, por ejemplo, valores de RoCoF mayores a 2 Hz/s activan mecanismos de seguridad [6] [7].

Un SEP es vulnerable debido a que opera con un reducido nivel de seguridad, lo que lo vuelve susceptible ante una serie de disturbios. Por lo tanto, la vulnerabilidad se determina como un indicativo del nivel de seguridad estática y dinámica del SEP ante efectos acumulados de una serie de disturbios que pueden llevar a una condición de estado crítico llamado “borde del colapso” [8]. La vulnerabilidad del SEP abarca diferentes eventos de estrés como por ejemplo la inestabilidad de frecuencia, inestabilidad de ángulo, inestabilidad de voltaje y sobrecargas [8]. En el presente trabajo se dirige al estudio del fenómeno de estabilidad de frecuencia de largo plazo de entre 15 a 200 segundos.

Las energías renovables no convencionales tienen una característica intrínseca de intermitencia de la potencia de salida, lo que puede causar problemas de fluctuaciones de frecuencia y voltaje, por lo que, para garantizar energía de calidad tecnologías de redes inteligentes como sistemas de almacenamiento de energía y FACTS son necesarios para mitigar dichas fluctuaciones, permitiendo la integración de generación eólica, fotovoltaica, entre otras [9].

Para contrarrestar las variaciones de frecuencia en el SEP con característica de baja inercia se requiere de una acción de control instantánea con el fin de mantener la estabilidad. Los sistemas SMES son una alternativa para administrar la energía de manera rápida, con ciclos repetitivos de carga y descarga de alta eficiencia, y así contribuir con cantidades significativas de energía en poco tiempo para compensar el desbalance y las fluctuaciones de frecuencia [3]. El almacenamiento de energía magnética por superconducción compensa la potencia dinámica del sistema de energía mediante la regulación de las corrientes activas y reactivas entre el SMES y el sistema eléctrico [10].

Nuevas tecnologías como los sistemas WAMS basados en PMUs se han desarrollado para medir los fasores de voltaje, corriente y transmitir estos datos en tiempo real, con lo que se permite monitorear la estabilidad, análisis de flujos, la desviación de la frecuencia, además de permitir monitorear la estabilidad angular y oscilatoria de los sistemas de potencia [11] [12].

Como parte de la constante expansión de los SEP, es indispensable llevar a cabo una adecuada modelación y simulación del comportamiento del sistema eléctrico, que permita analizar los efectos producidos por: cambios o incrementos en la demanda, cambios en la generación, incorporación de subestaciones y líneas de

transmisión, introducción de nuevas tecnologías, entre otros [13]. Por tal motivo simuladores estáticos, así como dinámicos de característica fuera de línea, en línea y en tiempo real son utilizados para estudiar los SEP [8] [13]. El presente trabajo se enfoca en una simulación dinámica fuera de línea.

El presente proyecto pretende contribuir con el desarrollo de un estudio de estabilidad de frecuencia considerando la tecnología de los sistemas SMES con un control coordinado e inteligente, para que mediante mediciones del SEP obtenidas de PMUs, se consiga mejorar la estabilidad de frecuencia ante perturbaciones. Además, se analiza el aporte de los sistemas SMES y el control inteligente coordinado a la respuesta dinámica de la frecuencia del sistema, observando el comportamiento de parámetros como nadir, zenith y RoCoF, así como también la respuesta inercial, control primario y secundario de frecuencia. Con este fin, se considera la red de prueba IEEE *New England* 39-bus (híbrida) con integración de generación eólica y fotovoltaica, además de los sistemas SMES, en la cual, se desarrollan las simulaciones de casos de estudio propuestos para verificar el aporte de los sistemas SMES a la regulación de frecuencia del sistema ante perturbaciones. El trabajo desarrolla un análisis teórico experimental en simulaciones como una propuesta alternativa del estudio de sistemas SMES en la regulación de frecuencia, por lo que, las simulaciones de los casos de estudio son realizadas fuera de línea en el software computacional Matlab-Simulink.

## **1.1 Pregunta de investigación**

¿Cómo aportan los sistemas de almacenamiento de energía magnética con superconductores que operan con un control coordinado, a la regulación de frecuencia en sistemas eléctricos extensos y con integración de generación eólica y fotovoltaica?

## **1.2 Objetivo General**

Implementar un control inteligente coordinado de sistemas de almacenamiento de energía con superconductores magnéticos para la regulación de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia extensos con baja inercia considerando mediciones fasoriales.

### **1.3 Objetivos Específicos**

Revisar el estado del arte sobre el modelamiento de los sistemas de almacenamiento de energía con superconductores magnéticos; a fin de definir el modelo y la metodología de control coordinado del sistema SMES mediante mediciones de PMUs para el control de frecuencia.

Implementar el modelo de un sistema de almacenamiento de energía con superconductores magnéticos adecuado para integrar con los sistemas PMUs y la red de prueba híbrida IEEE *New England* 39-bus con baja inercia (alta penetración de generación eólica y fotovoltaica) en la plataforma de simulación Matlab.

Probar la estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico de potencia bajo la acción de la metodología de control coordinado de los sistemas SMES propuesto ante pequeñas perturbaciones de demanda y generación.

Realizar un análisis del efecto que causa la integración de los sistemas SMES en el SEP, mediante la observación de los parámetros como nadir y RoCoF, además de la respuesta inercial, control primario y secundario de frecuencia.

### **1.4 Alcance**

El presente proyecto tiene como alcance implementar un control inteligente coordinado de sistemas de almacenamiento de energía magnética con superconductores para la regulación de la frecuencia en sistemas eléctricos con baja inercia debido a una alta penetración de generación eólica y fotovoltaica. El estudio propuesto incluirá dos sistemas SMES ubicados en el SEP en áreas de control de frecuencia diferentes, los cuales emplean un control inteligente coordinado. El modelo matemático fasorial del sistema SMES estará basado para su implementación en estudios previos como [10] [14] y [15] que no han sido puestos a prueba en extensos sistemas eléctricos, por lo que, no se trata de un modelo excesivamente reducido como se presenta en [16] [17].

El control de frecuencia en el SEP ante disturbios como son conexión y desconexión de carga, pérdida de generación serán reproducidos en simulaciones fuera de línea, con el afán de verificar la actuación de los sistemas SMES ubicados en la red. Los sistemas SMES inyectarán o absorberán potencia activa del sistema eléctrico de acuerdo a la acción de control inteligente y coordinado entre estos, con el fin de

estabilizar la frecuencia. Para esto las PMUs virtuales ubicadas en la cercanía (barra cercana) de los sistemas SMES determinarán la frecuencia con base en a las mediciones de voltaje. Se definirá una metodología del control inteligente y coordinado de los sistemas SMES que considere el control de la frecuencia utilizando las mediciones de las PMUs.

La aplicación de la metodología se realizará en la red de prueba del sistema *New England* de 39 barras de la IEEE, en la cual se reemplazará generación convencional por modelos generales de plantas eólicas y fotovoltaicas para disminuir la inercia mecánica del sistema. Los modelos de los sistemas serán reproducidos en el software de simulación Matlab y Simulink. Los sistemas SMES estarán ubicados a distancias lejanas en la red uno del otro (barras distantes), con el fin de observar el comportamiento del control inteligente de frecuencia.

Se considerarán las perturbaciones en la red de prueba que permitan analizar el aporte de los sistemas SMES y el control inteligente coordinado en la respuesta inercial, control primario y secundario de frecuencia. Se analizará el efecto que causa la integración de los sistemas SMES a la red de prueba mediante parámetros como nadir, zenith y RoCoF. Así también se realizará un contraste del efecto que tiene la reducción de la inercia en la red de prueba, y como los sistemas SMES aportan a la regulación de frecuencia en este caso.

No se realizarán conexiones con equipos reales, por lo que todo se realiza mediante simulaciones en software y está restringido a las licencias disponibles en la Escuela Politécnica Nacional. Así como tampoco se determinará la ubicación óptima de los sistemas SMES ni PMUs.

## **1.5 Marco Teórico**

### **1.5.1. Estabilidad de sistemas eléctricos**

La industria eléctrica tiene un rol trascendental para las actividades cotidianas del ser humano como son las económicas, de salud, laborales, educativas, por lo que, se requiere un sistema eléctrico que maneje la energía de forma segura, económica con niveles de calidad y confiabilidad dentro de los estándares [1]. La estabilidad del sistema eléctrico es un problema importante para el funcionamiento seguro del sistema ya que muchos apagones importantes causados por la inestabilidad del

sistema se han producido a lo largo de la historia ilustrando la importancia de este fenómeno [18].

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se describe como la capacidad del sistema para, a partir de una condición inicial de operación dada, recuperar un estado de equilibrio operacional después de haber estado sometido a una perturbación física, con el mayor número de variantes dentro de sus límites, de tal manera que prácticamente el sistema completo permanece intacto [18] [19]. En la Figura 1.1 se presenta la clasificación de estabilidad en sistemas eléctricos.

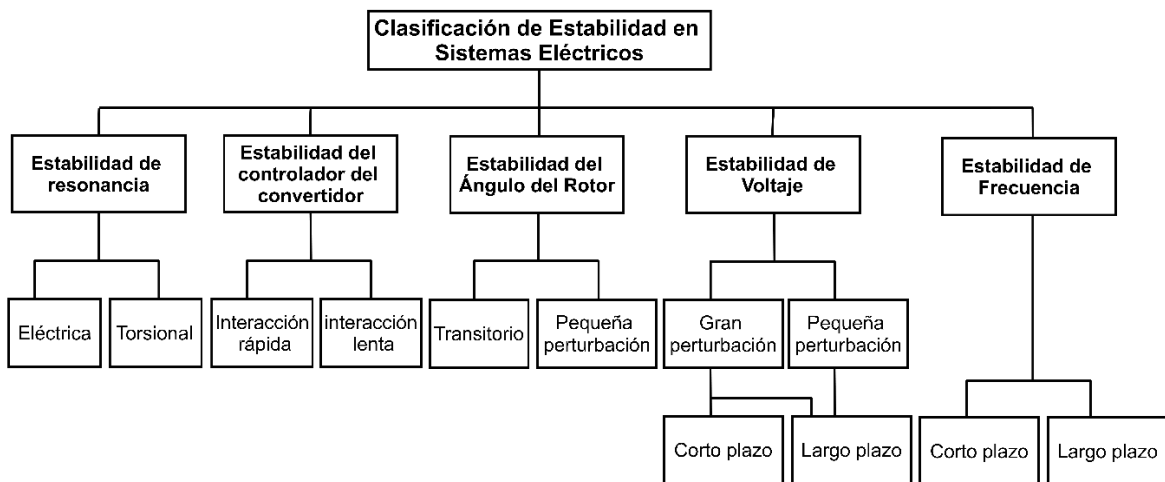


Figura 1.1. Clasificación de estabilidad en sistemas eléctricos [19]

#### 1.5.1.1. Estabilidad de resonancia

En sistemas eléctricos se presentan intercambios de energía entre el bloque turbina-generador y la red eléctrica que pueden oscilar a una o más frecuencias naturales del sistema. La resonancia, en general, se produce cuando el intercambio de energía tiene lugar periódicamente de forma oscilatoria. El término estabilidad de resonancia abarca la resonancia subsincrónica ya sea que esté asociado con una resonancia electromecánica o una resonancia enteramente eléctrica [19].

#### 1.5.1.2. Estabilidad del controlador del convertidor

En la actualidad los sistemas eléctricos presentan un aumento en la penetración de fuentes de energía cuya integración a la red se realiza mediante convertidores electrónicos de potencia tales como: los convertidores de fuente de voltaje (VSC) de centrales de generación fotovoltaica y eólica. La estabilidad del sistema eléctrico puede afectarse por la dinámica de la interconexión a la red de este tipo de fuentes

de energía renovables no convencionales, ya que poseen controladores que pueden dar lugar a acoplamientos cruzados entre las oscilaciones electromecánicas de las máquinas con las oscilaciones electromecánicas transitorias de la red; este fenómeno puede conducir a oscilaciones inestables del sistema de potencia en un amplio rango de frecuencias [19].

#### **1.5.1.3. Estabilidad de ángulo**

En sistemas eléctricos interconectados la estabilidad de ángulo se define como la capacidad de las máquinas síncronas para mantener sincronismo después de haber estado sometidas a una perturbación. La estabilidad de ángulo depende de la capacidad de restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina en el sistema [18] [19].

Si un sistema es perturbado la estabilidad angular se ve alterada, por lo que, los rotores de los generadores van acelerando o desacelerando, y si un generador temporalmente acelera su posición angular cambiará respecto a otras máquinas del sistema, de modo que si el sistema no tiene la capacidad de absorber las diferencias de energía cinética generadas aparece la inestabilidad angular [5].

#### **1.5.1.4. Estabilidad de frecuencia**

La estabilidad de frecuencia en un sistema de potencia hace referencia a la capacidad de mantener la frecuencia constante tras una severa perturbación, que resulta en un desequilibrio significativo entre la generación y carga. Al someterse el sistema eléctrico a perturbaciones severas puede aparecer una inestabilidad en forma de oscilaciones de frecuencia, lo que provoca el disparo de unidades de generación y/o cargas. En extensos sistemas interconectados, la problemática de estabilidad se asocia con respuestas inadecuadas del equipo, deficiente coordinación de control y equipo de protección, o una reserva de generación insuficiente [18] [19].

La estabilidad de frecuencia puede ser un fenómeno a corto o a largo plazo, ya que depende de las características de los procesos y equipos que se activen. Un evento de inestabilidad de frecuencia a corto plazo va desde las fracciones de segundos, y un ejemplo es un esquema de alivio de cargas debido a bajas frecuencias. Los fenómenos a largo plazo van desde decenas de segundos a varios minutos, y ejemplos de estos son: inestabilidad a causa de controles de sobre velocidad de las



turbinas de vapor o las protecciones y los controles de las calderas/reactores. Las variaciones de frecuencia del sistema afectan en gran medida a las magnitudes de voltaje, lo que repercute en el desequilibrio de generación y carga [18] [19].

#### **1.5.1.5. Estabilidad de tensión**

La estabilidad de tensión en un sistema eléctrico de potencia hace referencia a la capacidad o habilidad del sistema para mantener las tensiones constantes en todas las barras del sistema después de haber sido sometido a una perturbación partiendo desde una condición de operación dada, manteniendo el balance de la potencia reactiva. La inestabilidad de tensión depende de la capacidad de mantener o restaurar el equilibrio entre la demanda de carga y el suministro eléctrico. La inestabilidad se puede presentar como una caída o subida progresiva de tensión en algunas barras, lo que provocaría en una pérdida de carga en un área o en el disparo de protecciones en líneas de transmisión resultando interrupciones en cascada. La pérdida de sincronismo de algunos generadores puede resultar de las interrupciones provocadas por la inestabilidad de tensión, así como también puede producirse por condiciones de operación que exceden los límites de la corriente de campo [18] [19] [5].

#### **1.5.2. Control de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia**

El control continuo de frecuencia utiliza diferentes recursos para recuperar la frecuencia a su valor nominal durante un desbalance de potencia. Estos recursos tienen establecidos los tiempos de actuación que se presentan en estándares o normas expuestos en el apartado 1.5.4. [20].

Una condición típica de operación del sistema eléctrico es una pérdida de generación de energía que provoca un desbalance de potencia y a su vez causa que la frecuencia disminuya. Para recuperar la frecuencia a su valor nominal se requiere del control continuo. En la Figura 1.2 se muestra la característica de frecuencia para la pérdida de generación, así como también los periodos de control que tienen cierta superposición en su ocurrencia [20]. En la Figura 1.2 se observa los siguientes 4 puntos de interés: el punto A que representa la frecuencia antes del disturbio, punto B que establece la frecuencia estabilizadora, punto C o nadir que define la máxima desviación de frecuencia, y el punto D que es el momento donde el evento de disturbio de potencia comienza a recuperarse de la pérdida de generación.

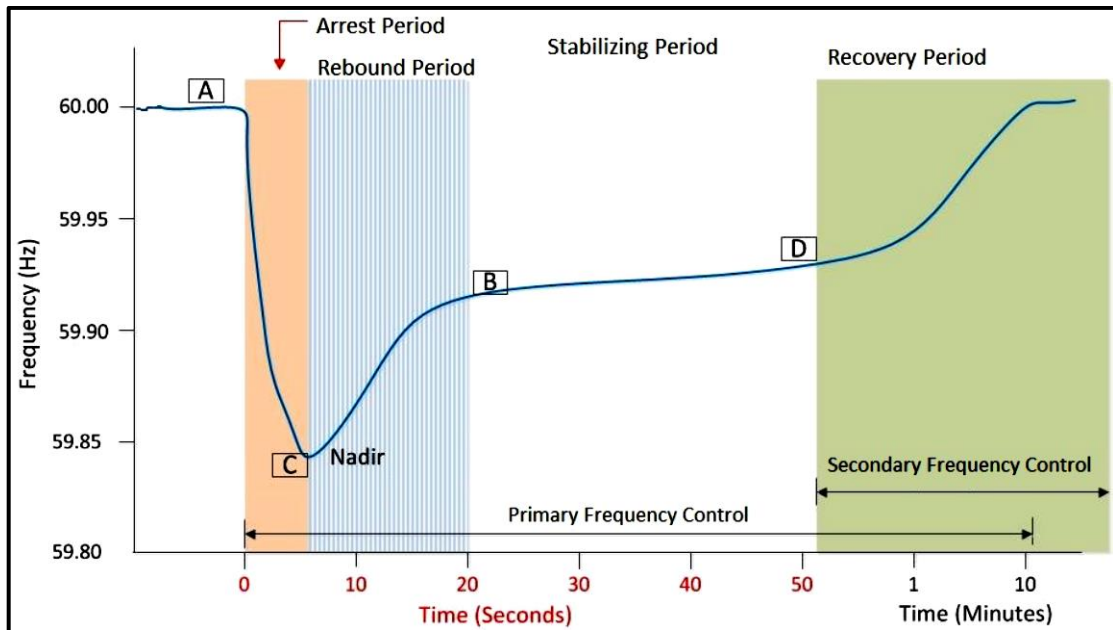


Figura 1.2. Característica de frecuencia para pérdida de generación [20]

### 1.5.2.1. Control inercial

En las referencias [20] [21] consideran que el control inercial es más un efecto que un control, ya que se rige por principios de la física para la mayoría de los recursos rodantes, y es emulado por otros (basados en electrónica de potencia y almacenamiento de energía).

La masa giratoria de los generadores que rotan a una cierta velocidad almacena energía, y esta podrá ser transferida al sistema eléctrico durante una caída de frecuencia debido a una pérdida de generación o conexión de carga. En la interconexión de las masas giratorias en el SEP, ocurre el efecto del control inercial (por unos pocos segundos) durante un desbalance de energía [20].

En los sistemas eléctricos de potencia la inercia de las masas giratorias aporta a la disminución de la derivada de la frecuencia, lo que produce que a una mayor inercia las masas giratorias tengan menor aceleración durante un desbalance, logrando mejorar la estabilidad de frecuencia [21].

### 1.5.2.2. Control primario

Se establece como una acción de control desempeñado por los controles de Carga/Velocidad de las unidades generadoras síncronas, así como también por los controladores de Frecuencia/Potencia de unidades generadoras con inercia rotativa

nula o casi nula como son parques fotovoltaicos, eólicos y equipos de compensación de energía activa. El objetivo del control primario es modificar la producción de energía eléctrica de forma automática para corregir los desbalances instantáneos entre generación y carga, aportando a la reducción de las variaciones de frecuencia en el sistema eléctrico [22].

#### **1.5.2.3. Control secundario**

Se refiere a una acción manual o automática destinada a corregir la variación permanente de frecuencia que resulta posterior a la intervención del control primario de frecuencia. La actuación del control secundario debe ser sostenida para establecer la frecuencia dentro del rango permisible de la misma, por lo que, su acción está en el orden de los segundos hasta pocos minutos y la capacidad de respuesta es ejercida por la(s) unidad(es) determinadas para entregar este servicio [22].

#### **1.5.2.4. Control terciario**

Se define como cualquier variación manual o automática en el punto de trabajo de las cargas servidas o de las máquinas sincrónicas, con el fin de garantizar el servicio correcto y a tiempo del control secundario de frecuencia, así como también distribuir la potencia del control secundario considerando términos técnicos y económicos. Las unidades de generación que participan de la regulación secundaria disponen de reserva de energía suficiente y disponible para cualquier variación de la demanda, por lo que, el control terciario se encarga de la restitución de la reserva secundaria [23] [24].

#### **1.5.2.5. Control de tiempo**

Una forma de medir el tiempo es contando las pulsaciones eléctricas de la red y considerando una frecuencia exacta de 50 o 60 Hz según la frecuencia nominal. Este tiempo es llamado tiempo síncrono, si se toma en cuenta que las frecuencias del sistema presentan variaciones entonces el tiempo síncrono presenta un desvío respecto al tiempo UTC (*Universal Time Coordinated*). El principal objetivo del control de tiempo es minimizar esta diferencia de tiempo, para lo cual, si la desviación de tiempo es superior a 20 segundos se toma las acciones de control para corregir la frecuencia durante 24 horas. Este lazo de control de frecuencia es el más lento en ejecutarse [24].

### 1.5.3. Principales parámetros de la primera oscilación de frecuencia

En la primera oscilación de frecuencia posterior a una ocurrencia de disturbio puede identificarse los puntos de frecuencia (parámetros) presentados en la Figura 1.3.

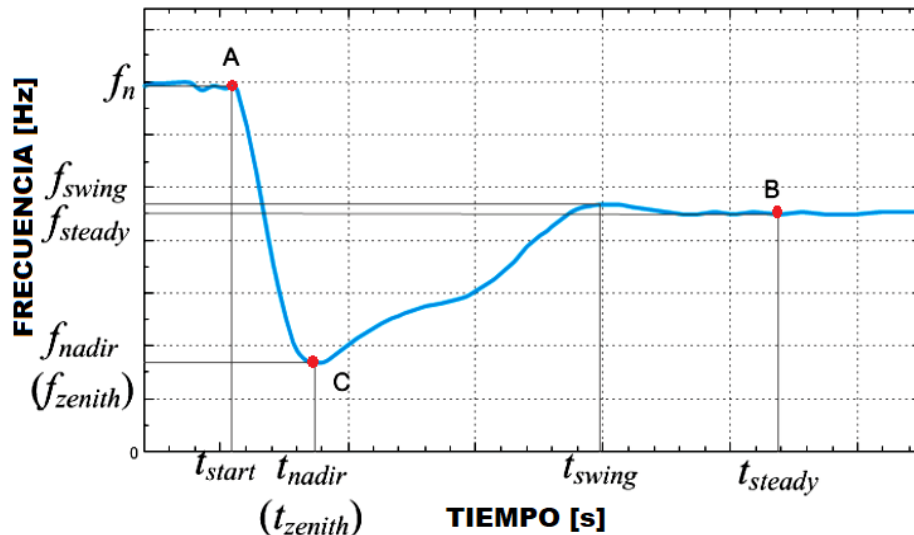


Figura 1.3. Principales parámetros de la primera oscilación de frecuencia [26]

Estos parámetros son establecidos según la *North American Electric Reliability Corporation* (NERC), que es la Institución que supervisa y regula la confiabilidad de las redes eléctricas de América del Norte. El punto A establece la frecuencia pre disturbio, C la frecuencia mínima y B la frecuencia establecimiento de la interconexión (estado estacionario) [20] [25] [26].

#### 1.5.3.3. Frecuencia de nadir

La frecuencia de nadir es el mínimo valor que toma la frecuencia en un sistema eléctrico posterior a un desbalance de potencia entre carga y generación, cuando se produce la primera oscilación de la frecuencia [25].

#### 1.5.3.4. Frecuencia zenith

La frecuencia de zenith es el máximo valor de frecuencia posterior a un desbalance de potencia entre carga generación, cuando se produce la primera oscilación de la frecuencia. Comúnmente, se produce ante disturbios de desconexión repentina de carga. El tiempo de ocurrencia de la frecuencia de zenith y nadir son llamados tiempo de zenith y nadir respectivamente [26].

### 1.5.3.5. Frecuencia estable

La frecuencia estable es el valor de frecuencia de estado estacionario del sistema posterior al disturbio, y ocurre subsiguiente al tiempo de nadir/zenith, permaneciendo la frecuencia en un valor diferente de la nominal (*offset* frecuencia) [26].

### 1.5.3.6. Tasa de cambio de frecuencia RoCoF

La medición de frecuencia y la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) son conceptos esenciales para gestionar la carga, protección y el control de los sistemas de potencia. En operación normal un sistema eléctrico de potencia puede trabajar comúnmente a 50 o 60 Hz, pero bajo desbalance de potencia entre la carga y generación la frecuencia se ve afectada provocando una desviación del valor nominal. La severidad de la variación dependerá de la magnitud de la perturbación y de la inercia del sistema. El RoCoF es igual a la derivada de la frecuencia del sistema de potencia con respecto al tiempo en Hz/s, el cálculo de la tasa de variación de frecuencia se presenta en la ecuación (1.1), donde  $f$  es frecuencia en Hz,  $f_o$  es la frecuencia nominal del sistema en Hz,  $P_m$  es la potencia mecánica de las turbinas del sistema en p.u en base común,  $P_e$  es la potencia eléctrica de sistema en p.u en base común, y  $H_{sys}$  es la constante de inercia total del sistema en segundos [25] [27].

$$RoCoF = \frac{df}{dt} = \frac{f_o}{2 * H_{sys}} * (P_m - P_e) \quad (1.1)$$

El RoCoF es proporcional a la cantidad de perturbación ( $P_m - P_e$ ) e inversamente proporcional a la inercia del sistema. Cuanto mayor sea el tamaño del evento de perturbación o el cuanto menor sea la inercia del sistema, más rápido será el cambio de frecuencia. Además, la velocidad a la que cambia la frecuencia del sistema determina la cantidad de tiempo disponible para detener cualquier disminución o aumento en la frecuencia antes de que se establezca fuera de los límites permitidos de frecuencia de operación [25].

#### 1.5.3.6.1. Medición del RoCoF con ventana de 500 ms

En la referencia [27] se presenta una investigación realizada por PPA *Energy* para el regulador de energía de Irlanda. La Comisión para la Regulación de Energía (CER)

encontró que la medición del RoCoF de 1 Hz/s medido con una ventana de tiempo sobre los 500 ms es tolerable tanto para los centros de carga como los generadores para el sistema eléctrico irlandés. En [28] se expone que considerar una ventana móvil de tiempo de 100 ms para medir el RoCoF cuando se presenta oscilaciones entre áreas puede tener como resultado una medición errónea, en el ejemplo se obtuvo 3 Hz/s. Al emplear una ventana móvil de 500 ms de duración, se obtuvo una mejor medición del RoCoF, dando como resultado 1 Hz/s. En la Figura 1.4 se ilustra el caso presentado:

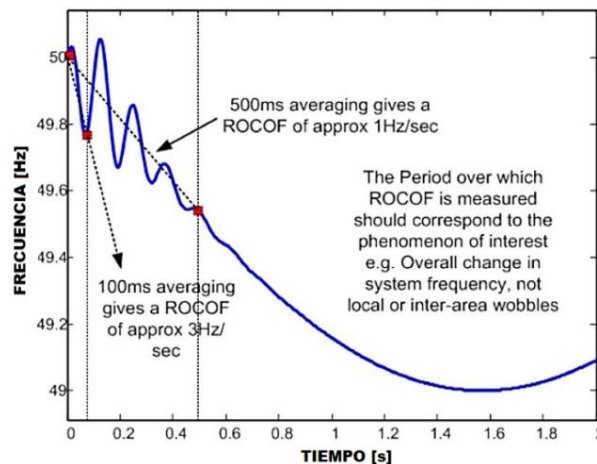


Figura 1.4. Medición de RoCoF considerando ventana móvil de 100 y 500 ms [27]

#### 1.5.4. Normativa de la regulación de Potencia Activa-Frecuencia

Mantener la estabilidad de frecuencia durante un desbalance de potencia activa entre carga y generación, mejora la calidad del servicio, por lo que una rápida y oportuna actuación de los sistemas encargados de regular la frecuencia ante una perturbación es transcendental, con el fin de minimizar daños en las cargas y equipos en general. Es por esta razón que instituciones a nivel mundial, han establecido normas y regulaciones para generar directrices para su ejecución y operación en los sistemas eléctricos cuando se presentan desbalances de potencia.

##### 1.5.4.1. Estándar NERC

El estándar norteamericano NERC presenta recomendaciones para las buenas prácticas para el control continuo de frecuencia y un adecuado servicio eléctrico posterior a un desbalance de potencia. En la Tabla 1.1 se presenta un resumen sobre el control continuo de frecuencia- potencia, así como el servicio que lo proporciona [20].

Tabla 1.1. Resumen control continuo de frecuencia según NERC [20]

Control	Servicio Auxiliar/ERS	Tiempo de Respuesta
Control Inercial	Control inercial	0-12 segundos
Control Primario	Respuesta de frecuencia	10-60 segundos
Control Secundario	Regulación	1-10 minutos
Control Terciario	Desequilibrio/Reserva	10 minutos-Horas
Control de Tiempo	Corrección de error de tiempo	Horas

#### 1.5.4.2. Normativa ENTSO-E

La *European Network of Transmission System Operators* (ENTSO-E) es la entidad formada por 39 operadores de sistemas de transmisión (TSO) de 35 países de Europa que se encarga de la normativa de regulación del sector energético eléctrico. Una de las normativas desarrolladas por esta institución es la P1 – *Policy 1: Load-Frequency Control and Performance*, la misma que expone los principios técnicos y organizativos básicos para el control de la frecuencia y los mecanismos de control aplicados por los diferentes TSO dentro de su área de control.

En la Figura 1.5 se presenta las acciones sucesivas para el control de frecuencia propuestas por la normativa según ENTSO-E. En la Tabla 1.2 se establece las acciones de control en diferentes pasos sucesivos en los tiempos definidos por la norma P1 – *Policy 1* [29].

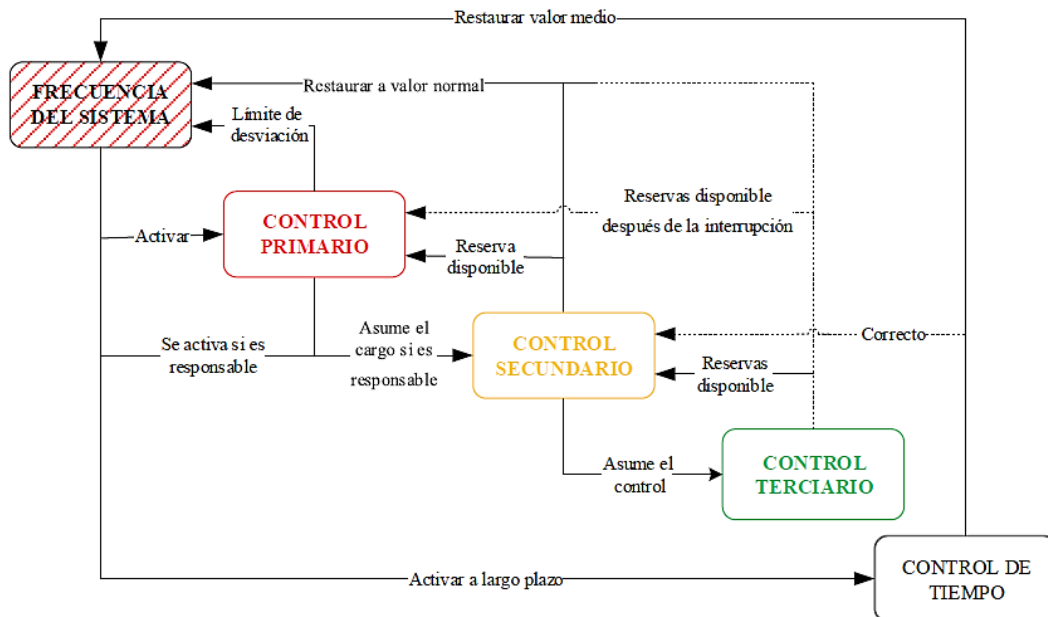


Figura 1.5. Acciones de control de Potencia Activa-Frecuencia [29]

**Tabla 1.2. Resumen control continuo de frecuencia según ENTSO-E [29]**

<b>Control</b>	<b>Tiempo de Respuesta</b>
<b>Control Inercial</b>	<b>---</b>
<b>Control Primario</b>	<b>15-30 segundos</b>
<b>Control Secundario</b>	<b>30 segundos-15 minutos</b>
<b>Control Terciario</b>	<b>15 minutos- 1 Hora</b>
<b>Control de Tiempo</b>	<b>Horas</b>

### **1.5.5. Sistemas Eléctricos con inercia reducida**

En sistemas eléctricos las máquinas sincrónicas son la principal fuente de inercia por su acoplamiento inherente a la red. La inercia del sistema tiene la capacidad de afectar el RoCoF cuando un disturbio se presenta [30] [31].

En la actualidad, los sistemas eléctricos se encuentran en transición hacia la integración de grandes cantidades de energía provenientes de fuentes de generación no convencional. Un incremento de la penetración de tecnologías no sincrónicas, como son la eólica o la solar, presentan una inercia nula debido a que se acoplan al sistema de transmisión mediante convertidores electrónicos, y por lo tanto no tiene la capacidad inherente de proporcionar inercia. Un sistema con mayor inercia tiene la capacidad más resistente a las perturbaciones de frecuencia que un sistema con menor inercia [30] [31].

#### **1.5.5.1. Técnicas para mitigar los efectos de la reducción de inercia**

Para mitigar los efectos no deseados debido a la reducción de la inercia en los sistemas eléctricos, en la referencia [30] se presentan alternativas para mejorar la respuesta de frecuencia, RoCoF y se enuncian a continuación.

La respuesta del lado de la demanda (DSR) es una técnica que implica gestionar la demanda de energía desde el lado del consumidor, por lo que, los consumidores participarán de forma proactiva (con base a las reglas preestablecidas) para reducir la demanda para compensar el desbalance de energía durante la pérdida de generación. Esta técnica requiere a más de la participación activa del consumidor, redes inteligentes de comunicación, gestión de datos y otros. El costo de operación de los sistemas que conforman el DSR no son insignificantes, y la participación proactiva de los consumidores tiene sus propias limitantes [30] [32].



Otra técnica para mitigación del efecto de la reducción de la inercia, son las tecnologías de almacenamiento de energía con base en: por aire comprimido, por superconducción, por hidrógeno y baterías. Estos métodos son empleados para almacenar energía excedente de la red y que podrá ser inyectada posteriormente al sistema eléctrico para mejorar la estabilidad de frecuencia durante un disturbio. Generalmente, la energía se guarda cuando hay una sobreproducción. El almacenamiento de energía puede ser incorporado como un servicio de respuesta de frecuencia en sistemas con baja inercia, y así mitigar la severidad del RoCoF y las variaciones de frecuencia durante un disturbio. Según la *National Grid*, el desarrollo de nuevos servicios de respuesta de frecuencia mejorada a través de almacenamiento de energía, requiere proporcionar potencia activa en los rangos de 200 MW en menos de 1 segundo para mejorar la respuesta frecuencia [30] [33].

La inercia sintética es una alternativa que puede ser empleada para mitigar los efectos no deseados en sistemas con inercia reducida. El concepto de inercia sintética define una previsión de respuesta de potencia activa para un futuro disturbio, la cual imitará a la respuesta de potencia activa proveniente de la inercia de máquinas sincrónicas. En Aerogeneradores, la inercia sintética se consigue mediante sistemas de control modernos, capaces de actuar ante desviaciones de frecuencia de corta y larga duración. Algunos controladores de inercia sintética comerciales para aerogeneradores son *General Electric WindINERTIA* y *ENERCON Inertia Emulation* [30] [34].

La inercia sintética mediante controles presenta un tiempo de retraso inherente en su actuación a diferencia de la inercia proveniente de máquinas sincrónicas. Sin embargo, combinado con otras soluciones como el almacenamiento de energía representan una alternativa valiosa para contrarrestar los efectos indeseados en sistemas con baja inercia [30].

#### **1.5.6. Estado del arte del sistema SMES**

##### **1.5.6.1. Almacenamiento de energía magnética por superconducción (SMES)**

Con el desarrollo de las nuevas fuentes de generación no convencionales que aprovechan la energía de la naturaleza, se presenta el escenario donde el pico de la producción de energía no necesariamente se ajusta a la curva de demanda diaria,

mensual o anual. Para aprovechar de mejor manera el recurso energético disponible se requiere de una reserva de energía, por lo que un sistema de almacenamiento de energía (ESS) puede almacenar la energía cuando hay excedentes y liberarla cuando la generación no consigue satisfacer la demanda. Los sistemas de almacenamiento de energía facilitan la integración de la generación no convencional al sistema interconectado, además de facilitar su participación en los mercados eléctricos [35] [36]. En la Figura 1.6 se presenta la compensación de la demanda mediante sistemas de almacenamiento de energía.

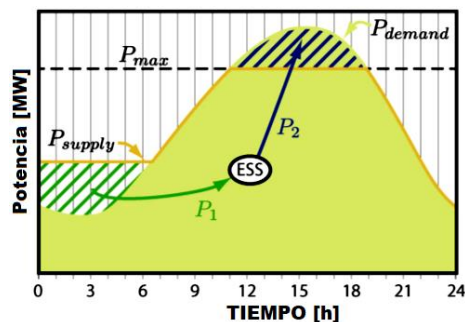


Figura 1.6. Redistribución de la potencia activa mediante ESS [35]

En el año 1911, Heike Onnes descubrió la superconductividad en materiales, y empezó el estudio de las propiedades físicas (conductividad, resistencia nula, levitación). En la década de 1970, se propuso por primera vez un sistema SMES para almacenamiento de energía en sistemas de potencia. El almacenamiento de energía magnética se produce al circular una corriente continua por una bobina superconductora que crea un campo magnético. El alambre de la bobina se encuentra a temperatura criogénica debido al refrigerante, lo que reduce la resistencia óhmica al mínimo. El material de la bobina superconductora puede ser de baja temperatura LTS (*low temperature superconductors*) que oscila en el orden de 5 °K (-268.15 °C), mientras que los superconductores de alta temperatura HTS (*high temperature superconductors*) pueden soportar temperaturas en el orden de 70 °K (-203.15 °C) [36] [37] [38].

La eficiencia de los sistemas SMES es alta (superior al 95 por ciento) al no requerir de transformaciones intermedias de un tipo de energía en otra (pérdidas de efecto *Joule* en las bobinas cercanas a cero). El tiempo de respuesta de esta tecnología es sumamente rápida (segundos), lo que representa una alternativa interesante para las empresas eléctricas y del gobierno. El tiempo que la energía magnética puede permanecer almacenada en la bobina superconductora es indefinido [36] [37] [38].

Los sistemas SMES presentan una alta confiabilidad en su desempeño al no utilizar cuerpos móviles. Sin embargo, esta tecnología presenta un alto costo de implementación, y puede no ser rentable en la actualidad, a pesar que presente un impacto ambiental positivo en la reducción del consumo de combustibles fósiles [36] [37].

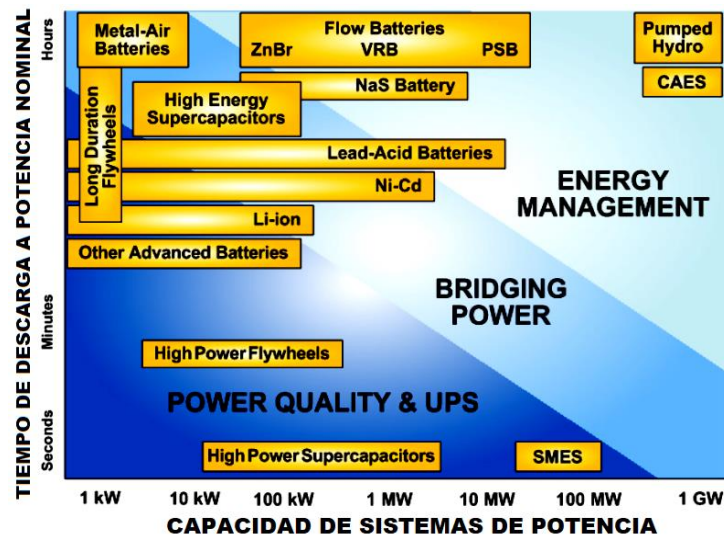


Figura 1.7. Capacidad de almacenamiento de tecnologías ESS y tiempo de descarga a potencia nominal [36]

Actualmente se tiene varias tecnologías de almacenamiento de energía como: por baterías, por aire comprimido (CAES), por súper capacitores, por hidrógeno, entre otras. En la Figura 1.7 se muestra las diferentes tecnologías ESS y su capacidad de almacenamiento con respecto al tiempo de descarga a potencia nominal [36].

#### 1.5.6.2. Componentes de un sistema SMES

Un sistema SMES estándar está constituido básicamente de cuatro elementos principales: bobina superconductora, sistema de refrigeración, sistema de acondicionamiento de potencia y sistema de control. Dependiendo de los requerimientos de la red otros equipos o elementos auxiliares que pueden formar parte del sistema son: transformadores, filtros, sistemas de maniobra, y protección [37] [38].

La bobina superconductora almacena la energía magnética, por lo cual es mantenida al vacío y aislada térmicamente en un criostato. El sistema de refrigeración opera continuamente para mantener la temperatura por debajo de la temperatura crítica del superconductor. El sistema de acondicionamiento de potencia está formado por

convertidores de electrónica de potencia, capacitores e inductores. El sistema de control se encarga de monitorear continuamente los parámetros de temperatura, presión, corriente de la bobina, tensión de la bobina, y realiza los ajustes respectivos para establecer la transferencia de potencia entre el sistema SMES y la red en condiciones estables [37] [38]. En la Figura 1.8 se presenta un sistema SMES estándar.

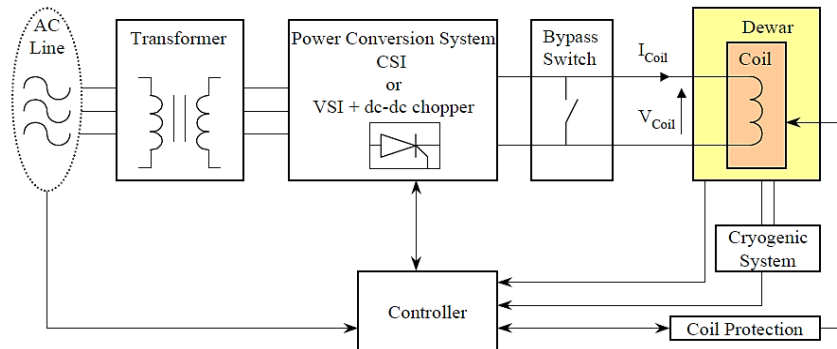


Figura 1.8. Sistema SMES estándar [37]

### 1.5.6.3. Arquitecturas de sistemas SMES

#### 1.5.6.3.1. Sistema SMES basado en tiristores

El acondicionamiento de potencia en sistemas SMES puede emplear tiristores para la transformación de energía eléctrica alterna a continua, y viceversa. Un sistema SMES basado en tiristores puede controlar principalmente la potencia activa, mientras que presenta una menor capacidad de control de la potencia reactiva. Debido a que los controles de potencia activa y reactiva no son independientes, se utiliza en aplicaciones donde el principal objetivo es manejar grandes cantidades de potencia activa [3][39]. El sistema SMES basado en tiristores puede implementarse mediante convertidores estáticos de 6 y 12 pulsos. En la Figura 1.9 se muestra un sistema SMES basado en tiristores.

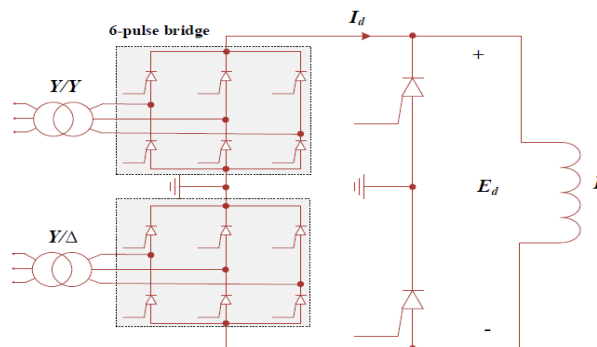


Figura 1.9. SMES con tiristores y convertor estático de 12 pulsos tipo puente [3]

### 1.5.6.3.2. Sistema SMES basado en convertidor de fuente de voltaje

Mediante un convertidor de fuente de voltaje (VSC) puede acondicionarse la potencia que se transfiere entre la bobina superconductora y la red eléctrica. Un sistema SMES basado en VSC tiene la capacidad de controlar la potencia activa, y reactiva de forma independiente y simultánea, según el requerimiento de la aplicación. Un VSC está conformado por un rectificador/inversor (formado por IGBTs), transformador, condensadores del bus DC y una etapa de chopper DC-DC que permite cargar o descargar la bobina superconductora. El control de los IGBTs del rectificador/inversor y chopper, se realiza generalmente empleando la técnica modulación por ancho de pulso (PWM). Los sistemas SMES con arquitectura VSC se emplean en aplicaciones de sistemas de potencia como: control de frecuencia, control de voltaje/VAR y nivelación de carga [39] [40]. En la Figura 1.10 se muestra una arquitectura SMES basado en un acondicionador de potencia tipo VSC.

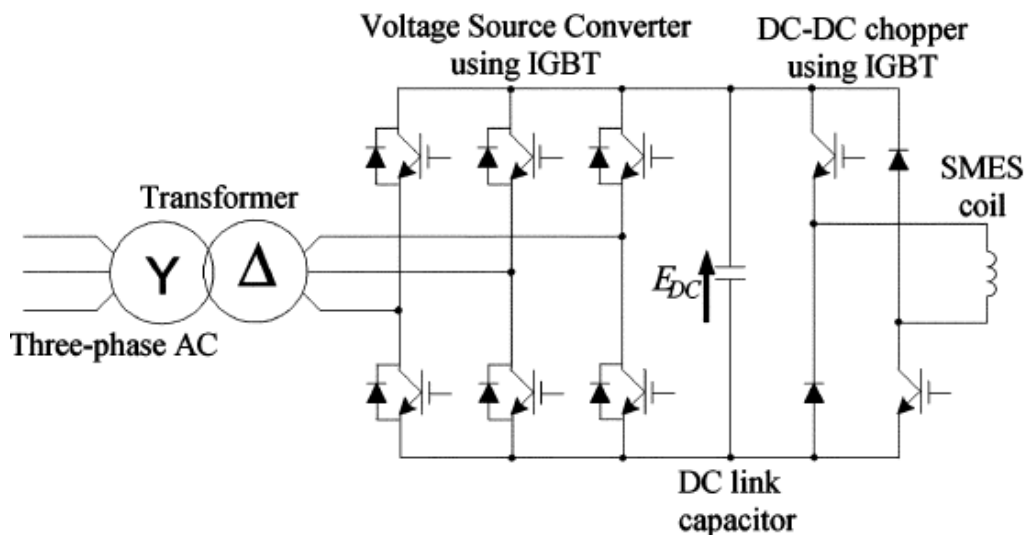


Figura 1.10. SMES basado en VSC [39]

La bobina superconductora en el sistema SMES tipo VSC puede presentar tres estados de operación carga, descarga y modo *stand-by*. En el modo carga los IGBTs en la posición T<sub>1</sub> y T<sub>2</sub> conmutan con un periodo de encendido mayor al de apagado, mientras que para descargar la energía de la bobina T<sub>1</sub> y T<sub>2</sub> conmutan con un periodo de encendido menor al de apagado. Para el estado de *stand-by* el IGBT en la posición T<sub>1</sub> permanece continuamente encendido, mientras T<sub>2</sub> apagado [40]. En la Figura 1.11 se muestra los estados de operación del sistema SMES.

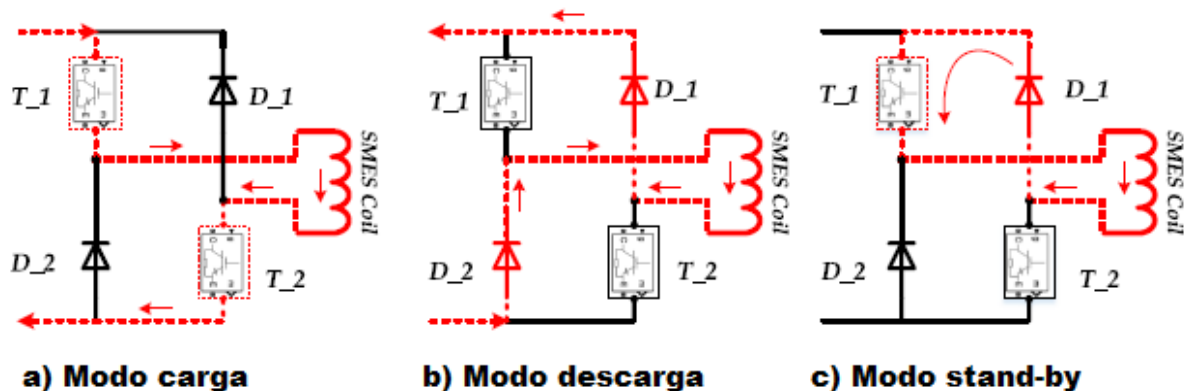


Figura 1.11. Modos de operación del chopper del sistema SMES [40]

En la ecuación (1.2) se presenta el ciclo de trabajo (D) del chopper DC-DC que establece la relación del voltaje de la bobina ( $V_{smes}$ ) y el voltaje del bus DC ( $V_{dc}$ ). En la Tabla 1.3 se establece las relaciones de trabajo que se cumplen para los modos de operación de carga, descarga y stand-by [40].

$$V_{smes} = (2 * D - 1) * V_{dc} \quad (1.2)$$

Tabla 1.3. Rangos del ciclo de trabajo del chopper DC-DC

Modo de operación	Rango del ciclo de trabajo
Carga	$0.5 < D \leq 1$
Descarga	$0 \leq D < 0.5$
Stand-By	$D = 0.5$

#### 1.5.6.4. SMES 100 MJ de BWX Technologies

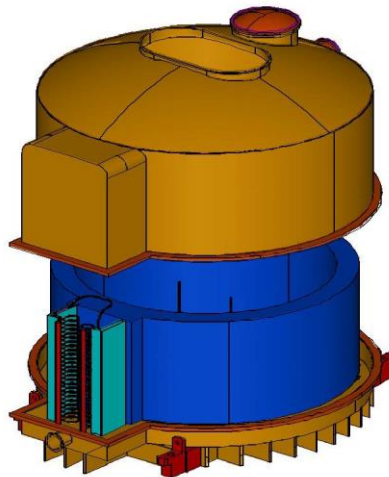
La compañía estadounidense *BWX Technologies* (BWXT) ubicada en Lynchburg Virginia, realizó el diseño y la construcción de la bobina SMES 100 MJ. Esta bobina es la de mayor capacidad de almacenamiento de energía nunca antes construida, y tiene un peso de aproximadamente 30 toneladas [41].

En un inicio, el sistema SMES de BWXT se integraría a un FACTS existente, sin embargo, el programa cambió de enfoque y pasó a formar parte del banco de pruebas del Centro de Sistemas Avanzados de Energía (CAPS) en Florida. El sistema SMES de BWXT entró en operación en las instalaciones de CAPS en 2004, y es utilizado para la investigación en programas educativos orientados a ingeniería, control de sistemas de potencia y superconductividad. En la Tabla 1.4 se presenta los

principales parámetros eléctricos de la bobina SMES de BWXT. En la Figura 1.12 se muestra una ilustración final de la bobina SMES de BWXT [41][42].

**Tabla 1.4. Parámetros eléctricos de la bobina SMES de BWXT [42]**

Parámetro	Unidades	Valor
Configuración bobina	---	Senoidal
Corriente nominal máxima	Amperio	4300
Voltaje nominal máximo	Voltio	24000
Energía de almacenamiento	MJ	100
Pico de potencia	MW	96
Potencia de intercambio máxima	MW	$\pm 50$
Inductancia	Henrio	10.8
Densidad de flujo magnético máxima	Tesla	4.03



**Figura 1.12. Ilustración de la bobina SMES 100MJ de BWXT [42]**

La bobina superconductora SMES de BWXT presenta las siguientes dos restricciones operativas [42]:

- 1) Máximo 3 pulsos de descarga de la bobina a potencia máxima (voltaje y corriente nominales) por un tiempo máximo de 0.1 segundo, y en intervalos de espera de 40 y 60 segundos.
- 2) Descarga máxima de 50 MW por 1 segundo dentro de las capacidades nominales de voltaje, corriente y potencia de la bobina.

### 1.5.6.5. Desempeño SMES en sistemas de potencia

La eficiencia y capacidad de respuesta rápida de los sistemas SMES pueden explotarse e integrarse a diferentes aplicaciones, ya sea a nivel de generación, transmisión y distribución. La integración de SMES a la red tiene como objetivo mejorar la seguridad, calidad y fiabilidad de los sistemas de energía. Algunas de las aplicaciones de los SMES son: nivelar carga, soporte de frecuencia, mejorar la estabilidad transitoria y oscilatoria, soporte de voltaje dinámico (VAR), mejorar la calidad de energía y aumentar la capacidad de la línea de transmisión [37] [39]. En la Tabla 1.5 se presenta la caracterización de las aplicaciones de SMES en sistemas de potencia.

Tabla 1.5. Características de aplicaciones de SMES en sistemas de potencia [37] [39]

	Aplicación	Capacidad típica de almacenamiento de energía	Periodo de descarga típico
Generación	Nivelación de carga	100 - 5000 MWh	Horas
	Respuesta dinámica	80 - 2000 MWh	Horas
	Reserva giratoria	2 - 300 MWh	Minutos
	Control de frecuencia	500 MJ - 15 MWh	Segundos
Transmisión	Nivelación de carga	10 - 1000 MWh	Minutos – horas
	Estabilización	8 MJ - 10 MWh	Segundos
	Control de voltaje (VAR)	1 - 100 MJ	Ciclos
Distribución	Nivelación de carga	50 MJ - 10 MWh	Minutos – horas
	Calidad de Energía	0.1 - 10 MJ	Segundos
	Energía personalizada	0.1 - 10 MJ	Ciclos

### 1.5.7. Técnica de control inteligente *fuzzy*

Las técnicas de control inteligente son un conjunto de herramientas desarrolladas a partir de la inteligencia artificial, y son utilizadas para solventar problemas complejos que mediante el control clásico resultarían inabordables. El control inteligente se logra a través de la emulación de la inteligencia biológica, además las actividades cognoscitivas tienen especial importancia. Algunas de estas técnicas son: redes neuronales, sistemas expertos, algoritmos genéticos y lógica *fuzzy* [43] [44].



La técnica de Control de Lógica *Fuzzy* (FLC) utiliza el conocimiento humano sobre cómo controlar un sistema. Además, proporciona una capacidad para representar e interpretar construcciones lingüísticas como, por ejemplo: mucho, poco, alto, bajo, mediano. El control de lógica *fuzzy* propone una estructura de inferencia que trata de reproducir la capacidad de razonamiento humano, lo que produce una respuesta más suave y rápido que técnicas de control convencional [40] [43] [44].

En lógica *Fuzzy* se trabaja con variables lingüísticas, y cuyos posibles valores son palabras que se asocian a conjuntos difusos llamados funciones de pertenencia o membresía. Un ejemplo de variable lingüística puede ser temperatura horno y sus valores lingüísticos se pueden definir como caliente, tibio, frío. Las variables lingüísticas se definen arbitrariamente dentro de un universo de discurso (rango continuo de valores), que para el ejemplo presentado la variable temperatura horno, tiene un universo de discurso de entre  $-100\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Para diseñar un control FLC se debe establecer los valores de entrada y salida que se deben alcanzar, se crea las reglas básicas que regirán el control. Posterior a esto, se realiza los cálculos difusos, y se determina el valor de la salida (acción de control) según las reglas de inferencia [40].

Los sistemas más populares de inferencia mediante lógica *fuzzy* son los del tipo Mamdani y Sugeno. Un control de lógica *fuzzy* del tipo Mamdani está conformado en general por cuatro módulos los cuales son: fusificación, base de reglas, mecanismo de inferencia y defusificación, mientras que del tipo Sugeno no presenta bloque de defusificación [40] [45]. En la Figura 1.13 se muestra un diagrama de bloques de un control con lógica *fuzzy* tipo Mamdani.

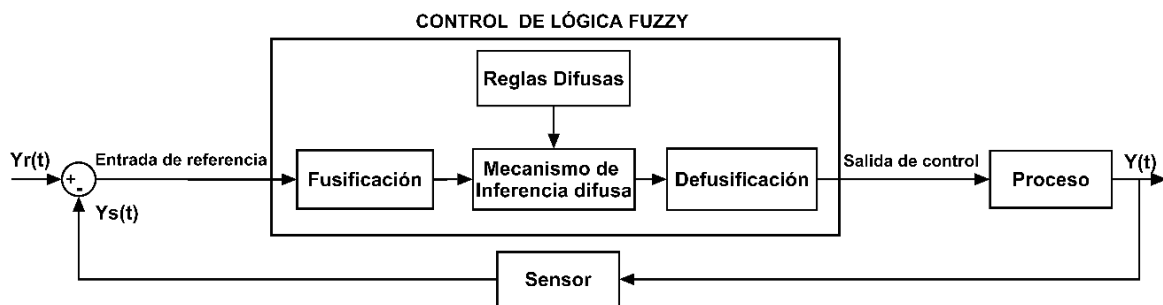


Figura 1.13. Diagrama de bloques de un control con lógica *fuzzy* tipo Mamdani

En la teoría de conjuntos clásicos para denotar que un elemento pertenece o no a un conjunto dentro de un universo de discurso, se expresa convencionalmente con cero para no pertenencia, y uno para pertenencia. Si se define una función que generalice

la pertenencia de los elementos entre un rango continuo de cero a uno, esta función se llamará función de pertenencia o membresía, y el conjunto de elementos definidos por dicha función tomarán el nombre de conjunto difuso. En teoría de conjuntos difusos se define tres operaciones básicas que son: el complemento, la unión e intersección, además de la fusificación [46]. En la Figura 1.14, los valores de las funciones de membresía típicas se presentan en el eje vertical, mientras que el eje horizontal representa el universo de discurso.

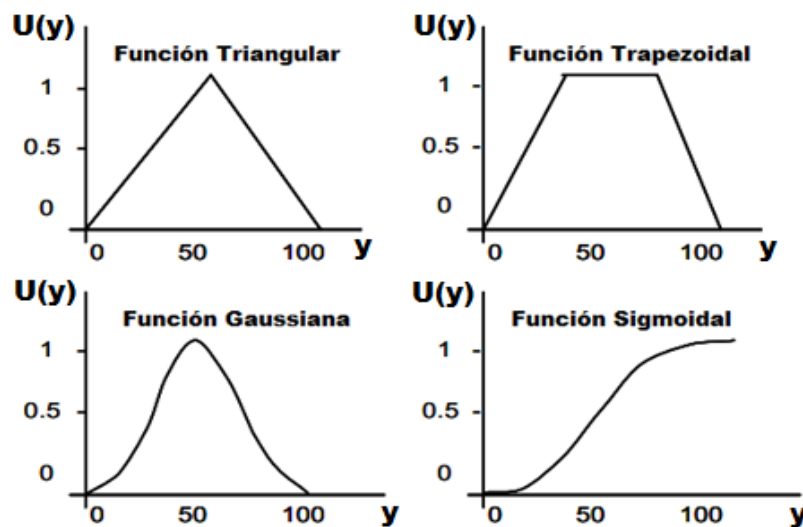


Figura 1.14. Funciones de membresía ( $U$ ) típicas y en el universo discurso ( $y$ )

#### 1.5.7.1. Fusificación

Proceso para transformar una entrada de tipo numérica en una forma que pueda ser inferido por el mecanismo de inferencia. Esto se logra en dos etapas, la primera es leer, medir y escalar la variable de control, mientras que la segunda convierte los valores numéricos en valores lingüísticos. El bloque de fusificación, se encarga de asignar a la variable de entrada un grado de pertenencia a cada uno de los conjuntos difusos a partir de las funciones de membresía [40] [44] [47].

#### 1.5.7.2. Base de reglas

El conjunto de reglas en la lógica *fuzzy* que permite el control son del tipo SI (antecedente) y ENTONCES (consecuente). En esta etapa se incluye los significados de las funciones de membresía difusas definidas para cada variable de control, y las reglas que permitirán cumplir los objetivos de control. Las reglas de control pueden ser multi antecedente y multi consecuente [40] [47]. A continuación, en la Tabla 1.6 se presenta ejemplos de reglas de Mamdani en la lógica *fuzzy*.

Tabla 1.6. Ejemplos de reglas de Mamdani del control *fuzzy*

Regla un antecedente, un consecuente	SI A es negativo ENTONCES C es frío.
	SI A es positivo ENTONCES C es caliente.
Regla multi antecedente, multi consecuente	SI A es negativo y B es negativos ENTONCES C es frío y D es frío.
	SI A es positivo y B es positivo ENTONCES C es caliente y D es caliente.

### 1.5.7.3. Mecanismo de inferencia

El mecanismo de inferencia utiliza las entradas actuales (provenientes de la fusificación) para simular la toma de decisiones humanas, y así influir en las acciones de control (salidas) del proceso. Este bloque procesa los valores arrojados por el fusificador para establecer su grado de pertenencia a un determinado subconjunto difuso. A continuación, utilizando el grado de pertenencia encontrado se busca la regla más adecuada del conjunto de reglas difusas, y así obtener la salida difusa más apropiada para el valor de la entrada en análisis. Tanto las entradas como las salidas de este bloque presentan conjuntos difusos (grados de pertenencia) [14] [40] [45].

### 1.5.7.4. Defusificación

Debido a que la salida del mecanismo de inferencia es un conjunto difuso este bloque se encarga de transformar mediante métodos matemáticos dicho resultado en un número que será presentado para el control del proceso. El método del centroide es el más empleado para la defusificación, el cual encuentra el centro de gravedad, y que será el valor de la salida de la etapa de defusificación. La ecuación (1.3) presenta el cálculo del centro de gravedad de forma discreta, donde Y es la salida,  $y_i$  es el valor de la abscisa en la posición i,  $u(y)_i$  es el valor de función de membresía de salida en la posición i, n es el número finito de elementos del universo de discurso discreto [45] [47].

$$Y = \frac{\sum_{i=0}^n (y_i * u(y)_i)}{\sum_{i=0}^n (u(y)_i)} \quad (1.3)$$

En la Figura 1.15 se muestra un ejemplo de cálculo discreto de la salida (Y=12.5) empleando la ecuación (1.3) del método del centroide para la defusificación. Donde

se representa tres funciones de membresía de salida con los valores lingüísticos frío, tibio y caliente. El área en color celeste es el resultado del mecanismo de inferencia.

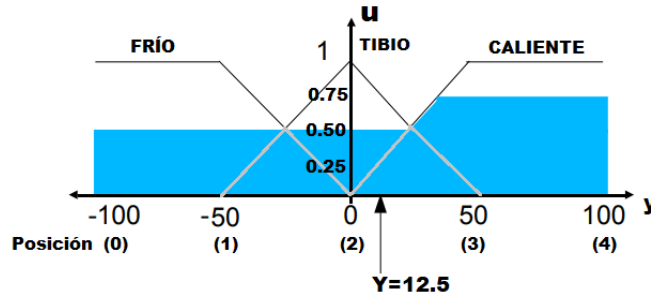


Figura 1.15. Cálculo de la salida Y mediante método del centroide

### 1.5.8. Optimización por enjambre de partículas PSO

El PSO es una técnica de optimización estocástica basada en la población inicial. Pertenece a la clase de métodos de búsqueda directa que se puede utilizar para encontrar una solución a un problema de optimización en un espacio de búsqueda. El PSO originalmente ha sido presentado basado en la teoría del comportamiento social de bandadas de aves, cardúmenes de peces y enjambres. En el método PSO, un enjambre consiste en un conjunto de individuos, con cada individuo especificado por posición y vectores de velocidad ( $x_i(t)$ ,  $v_i(t)$ ) en cada tiempo o iteración. Cada individuo es nombrado como "partícula" y la posición de cada partícula representa una solución potencial al problema de optimización del estudio [48].

En un espacio de soluciones de n-dimensiones, cada partícula se trata como un vector espacial n-dimensional y la posición de la i-ésima partícula viene dada por  $v_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{in})$ ; luego vuela a una nueva posición por velocidad representado por  $v_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{in})$ . La mejor posición para i-ésima partícula representada por  $p_{best,i} = (p_{best,i1}, p_{best,i2}, \dots, p_{best,in})$  se determina de acuerdo con el mejor valor para la especificada función objetivo. Además, la mejor posición encontrada por todas las partículas en la población (mejor posición global), se puede representar como  $g_{best} = (g_{best,1}, g_{best,2}, \dots, g_{best,n})$ . En cada paso los valores de: la mejor posición de la partícula, mejor posición global y la función objetivo correspondiente deben ser guardados. Para la próxima iteración, la posición  $x_{ik}$  y la velocidad  $v_{ik}$  correspondiente a la k-ésima dimensión de i-ésima [48]. La posición y la velocidad de la partícula se puede actualizar con la ecuación (1.4) y ecuación (1.5), respectivamente.

$$v_{ik}(t + 1) = w * v_{ik} + c1 * rand_{1,ik} [p_{best,ik}(t) - x_{ik}(t)] + c2 * rand_{2,ik} [g_{best,k}(t) - x_{ik}(t)] \quad (1.4)$$

$$x_{ik}(t + 1) = x_{ik}(t) + v_{ik}(t + 1) \quad (1.5)$$

Donde  $i = 1, 2, \dots, n$  es el índice de partículas,  $w$  es el peso de inercia,  $rand_{1,ik}$  y  $rand_{2,ik}$  son números aleatorios en el intervalo de cero a uno,  $c1$  y  $c2$  son factores de aprendizaje, y  $t$  representa las iteraciones. [48].

### 1.5.9. Software Matlab

Matlab es un software computacional creado por la corporación estadounidense *Mathworks* que se emplea para realizar cálculos numéricos, analizar datos, desarrollar algoritmos, creación de aplicaciones, interacción con hardware especializado, cálculo paralelo, cálculo en la nube y creación de modelos. Es utilizado por millones de ingenieros y científicos del sector educativo, industrial y empresarial alrededor del mundo, ya que ofrece una gran cantidad de prestaciones para investigación y desarrollo. Matlab cuenta con un lenguaje de programación propio tipo *scripting*, además la herramienta Simulink permite la programación de sistemas sumamente complejos mediante diagramas de bloques, lo que facilita el desarrollo de modelos dinámicos.

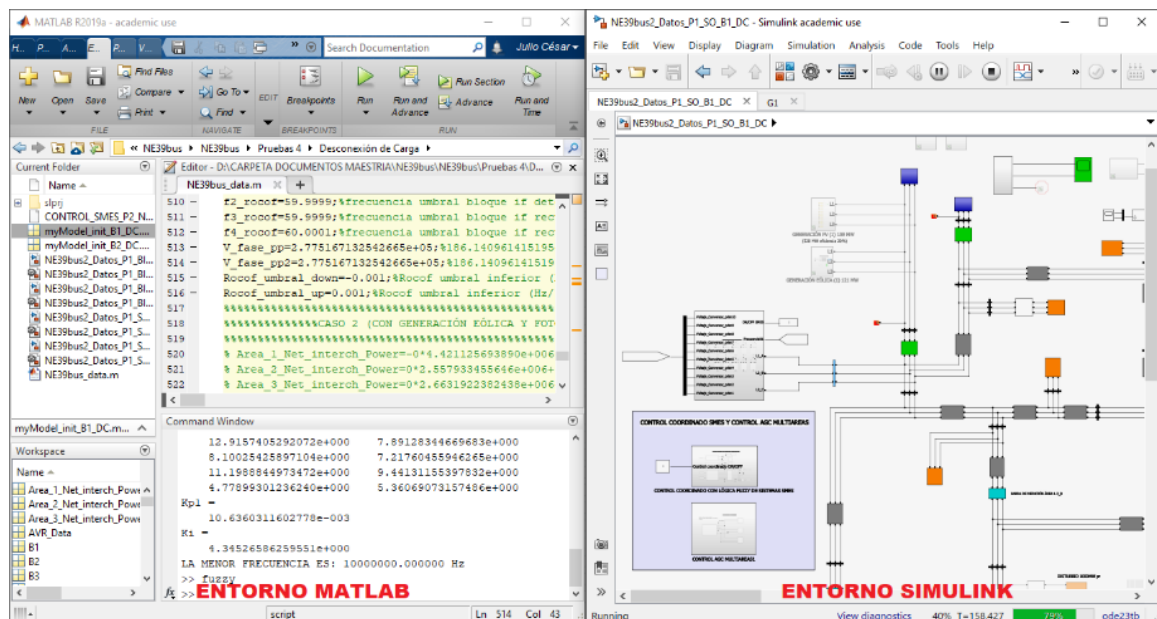


Figura 1.16. Entorno de programación y simulación de Matlab y Simulink

En el presente proyecto, se utiliza el software Matlab con la herramienta Simulink para la implementación, y realización de las pruebas del modelo SMES integrado a la red de híbrida IEEE *New England* 39-bus. En la Figura 1.16 se presenta en entorno de programación y simulación de Matlab y Simulink.

### 1.5.10. Unidad de Medición Fasorial PMU

El estándar IEEE C37.118.1.1 2011 define una Unidad de Medición Fasorial (PMU) como un equipo que produce estimaciones de fasores sincronizados, de frecuencia y de variación de frecuencia (ROCOF o Rate Of Change Of Frequency) a partir de señales de voltaje y/o corriente y una señal de sincronización horaria o temporal [49].

Una PMU debe calcular los sincrofasores y poder reportarlos a una tasa constante. Las estimaciones deben incluir sincrofasores de fase o de secuencia positiva o ambos y estas medidas deben poder ser seleccionables por el usuario. Una PMU puede hacer otras mediciones de forma sincronizada con las mediciones anteriormente especificadas (sincrofasores, frecuencia y RoCoF), tales como: estados booleanos, muestreos de formas de onda u otros datos calculados [49]. En la Figura 1.17 se presenta una estructura básica de una PMU.

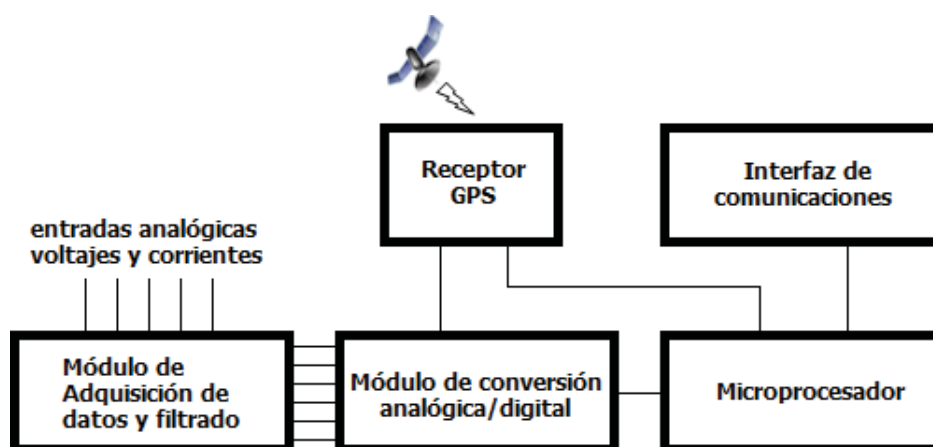


Figura 1.17. Estructura básica de una PMU [50]

#### 1.5.10.1. PMU virtual de Matlab-Simulink

El entorno de programación de Simulink presenta un bloque PMU (basado en un PLL y secuencia positiva) que implementa una unidad de medición fasorial (PMU) mediante un bucle de bloqueo de fase (PLL), que calcula la componente de secuencia positiva de la señal abc de entrada en una ventana de ejecución de un ciclo de frecuencia fundamental dada por la entrada abc. La señal de entrada que admite el

bloque es la corriente o el voltaje en p.u., y puede ser un conjunto de tres señales balanceadas o desbalanceadas que pueden contener armónicos. Las salidas que entrega el bloque PMU son: la magnitud de secuencia positiva de la entrada (en p.u.), la fase de la componente de secuencia positiva de la entrada relativa al PLL (en grados), y la frecuencia en Hz. El bloque PMU está inspirado en el estándar IEEE C37.118.1-2011 [51, p.]. En la Figura 1.18 se presenta la estructura de la PMU virtual de Simulink de Matlab.

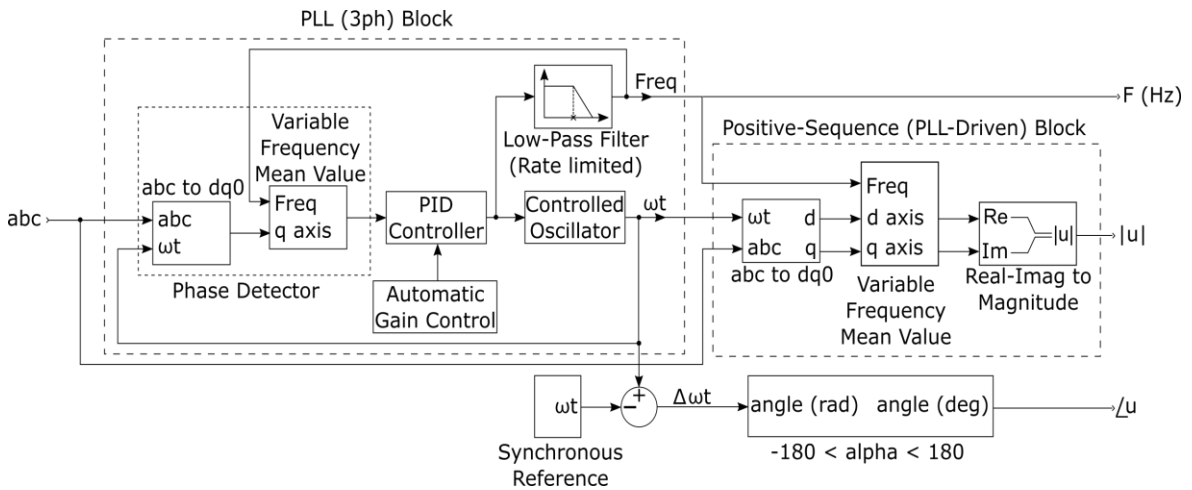


Figura 1.18. Estructura de la PMU virtual de Simulink [51, p.]

## 2. METODOLOGÍA

### 2.1. Modelo sistema SMES

El presente proyecto plantea un modelo fasorial de un sistema SMES basado en VSC que tiene la capacidad de controlar la potencia activa y reactiva de forma independiente y simultánea, según el requerimiento de la aplicación del sistema SMES. En la simulación fasorial los modelos R, L y C, los modelos distribuidos y los cables se sustituyen por ecuaciones algebraicas, lo que permite capturar la lenta dinámica de las redes eléctricas omitiendo varios fenómenos electromagnéticos presentes en la simulación con transitorios electromagnéticos (EMT). En un sistema fasorial las corrientes, voltajes e impedancias son vectores de valores complejos que giran a velocidad nominal. En la simulación fasorial los VSC se representan como fuentes de corriente controladas, cuya magnitud y ángulo resultan del control del sistema. La simulación fasorial permite reducir considerablemente el tiempo de simulación, cuando se trabaja con extensos sistemas eléctricos, en comparación con la simulación detallada EMT, pero no presenta formas de onda detalladas, lo que permite una interpretación más directa ya que consideran condiciones idealizadas [52]. Se debe tomar en consideración que mediante la simulación fasorial se puede tener una buena aproximación de la respuesta esperada de los sistemas SMES, mas no resultados exactos.

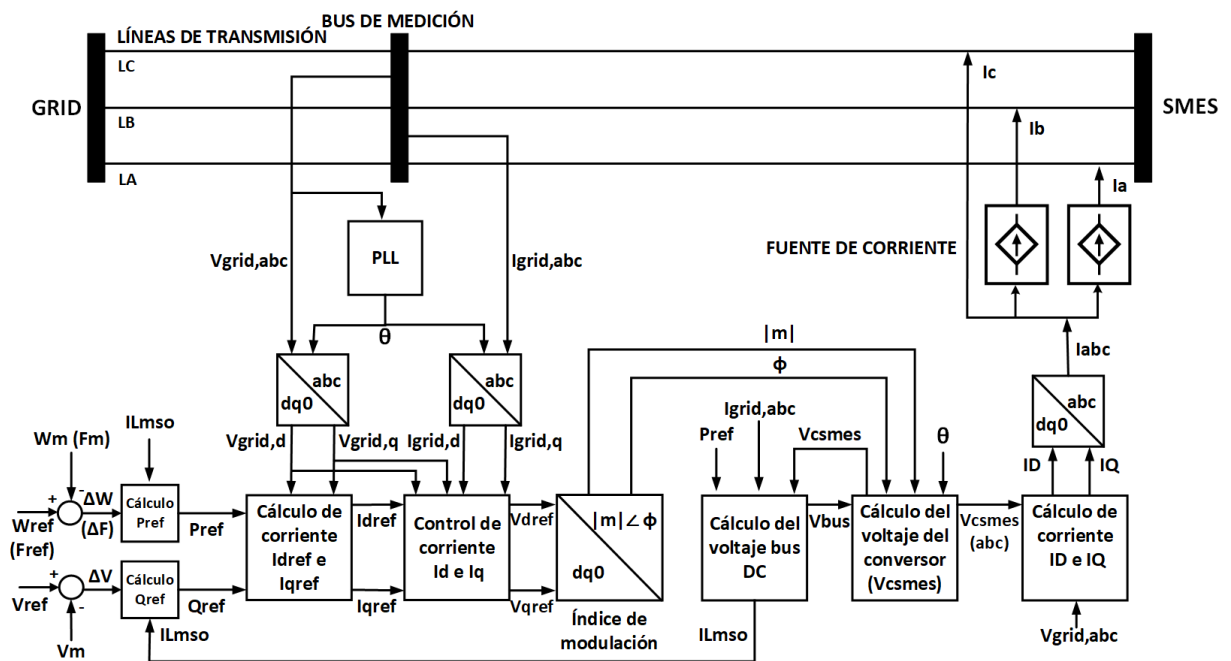


Figura 2.1. Modelo fasorial propuesto



El modelo fasorial propuesto del sistema SMES para el control de frecuencia se presenta en la Figura 2.1, donde el control de la potencia activa depende de la variación de la frecuencia, mientras que la potencia reactiva obedece a la variación del voltaje. El modelo fasorial del sistema SMES se desarrolla mediante diagrama de bloques en el software computacional Simulink de la versión de Matlab 2019a.

### 2.1.1. Medición de voltaje y corriente en el marco de referencia dq0

La potencia activa y reactiva que el sistema SMES inyecta o absorbe son calculadas a partir de las mediciones de corriente y voltaje que están en el marco de referencia abc; en consecuencia, para facilitar el desarrollo de modelo se considera únicamente el voltaje y corriente de secuencia positiva ( $V_1$ ). La medición de voltaje y corriente de secuencia positiva se transforma al marco de referencia ortogonal y giratorio dq0, y para simplificar el desarrollo se alinea el voltaje  $V_1$  al eje d, por lo que, la componente en el eje q será cero ( $V_{grid,q}=0$ ). En la ecuación (2.1) y (2.2) se presenta respectivamente el voltaje y la corriente de secuencia positiva a partir del voltaje y corriente medido de la red ( $V_{abc}$ ), donde el operador  $a$  es  $e^{j*2\pi/3}$  [53]. En la Figura 2.2 se presenta el voltaje de secuencia positiva medido de la red en el marco de referencia giratorio dq0.

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_{grid} = \frac{1}{3} * (\bar{V}_a + a * \bar{V}_b + a^2 * \bar{V}_c) \quad (2.1)$$

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_{grid} = \frac{1}{3} * (\bar{I}_a + a * \bar{I}_b + a^2 * \bar{I}_c) \quad (2.2)$$

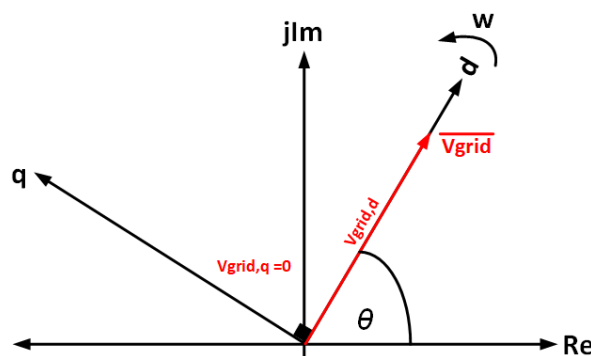


Figura 2.2. Fasor de voltaje de red de secuencia positiva ( $V_{grid}$ ) en marco de referencia dq0

En la Figura 2.3 se muestra el diagrama de bloques para la obtención del voltaje y corriente de secuencia positiva de la red en el marco de referencia dq0.

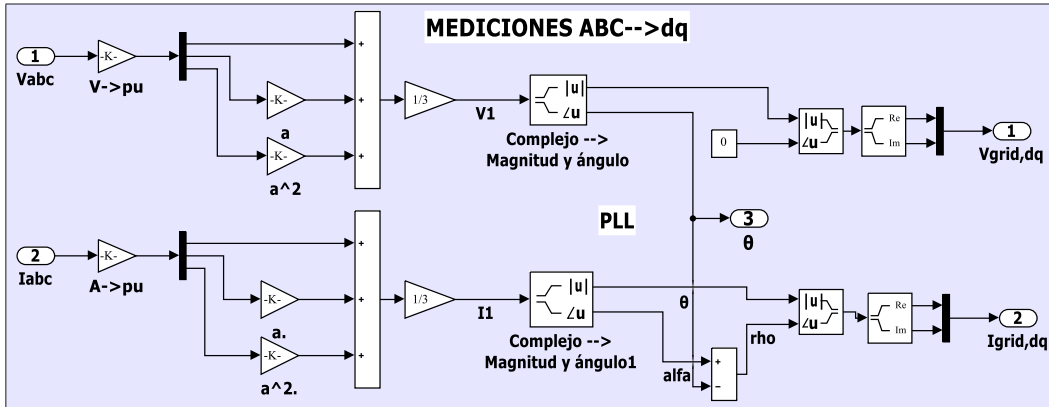


Figura 2.3. Diagrama de bloques para obtención  $I_{grid,dq}$  y  $V_{grid,dq}$

El bucle de bloqueo de fase (PLL) se sincroniza con la componente de secuencia positiva del voltaje de la red, y como salida del PLL se obtiene el ángulo  $\theta = \omega t$  que se utiliza para determinar las componentes  $V_{grid,d}$ ,  $V_{grid,q}$ ,  $I_{grid,d}$  e  $I_{grid,q}$ .

### 2.1.2. Desarrollo del sistema SMES

En la Figura 2.4 se presenta el sistema SMES con sus circuitos constitutivos. El convertidor VSC y el transformador de potencia son representados en modelación fasorial como fuentes de corriente controladas. El voltaje en la bobina SMES ( $V_{smes}$ ) está en función del chopper DC-DC y el duty cycle (ecuación (1.2)). Para obtener el voltaje de operación de la bobina en cada instante en el modelo propuesto, se emplea la relación entre la potencia activa de referencia y corriente de la bobina del sistema SMES. Estas consideraciones se toman debido a que el presente proyecto tiene como finalidad verificar el aporte del sistema SMES en el control de frecuencia, por lo que, se considera únicamente la absorción o inyección de potencia a la red. El modelo SMES propuesto no considera pérdidas por el efecto Joule.

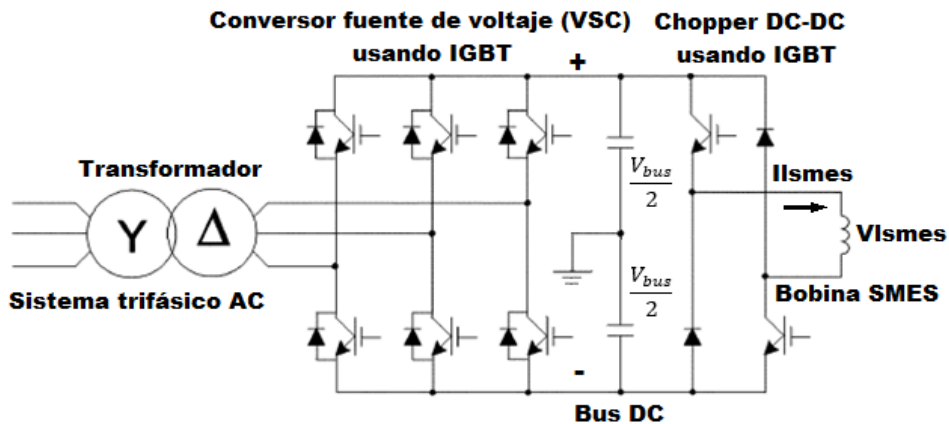


Figura 2.4. Circuito convertidor VSC, chopper DC-DC y bobina SMES

Para el desarrollo del sistema SMES, se toma como referencia la bobina superconductora SMES de BWXT de 100 MJ presentada en el apartado 1.5.6.4. Esta bobina presenta restricciones de operación descritas en dicho apartado.

En el apartado 1.5.6.5. se presenta los valores típicos de la capacidad de almacenamiento de energía requerida para el control de frecuencia con sistemas SMES (500 MJ - 15 MWh). Con base esto, se realiza la conexión en paralelo de 10 bobinas BWXT de 100 MJ, con el fin de aumentar la capacidad de almacenamiento de energía magnética. Con esto, se logra aumentar el tiempo de autonomía, lo que permitirá al sistema SMES aportar al control primario y secundario de frecuencia.

Considerando la restricción de operación que menciona que la bobina superconductora no puede operar continuamente a potencia de 50 MW (máximo pulso de 1 segundo), se limita la potencia máxima de transferencia de cada bobina a 3 MW. Consecuentemente, la potencia máxima que debe manejar el VSC es 30 MW (debido a las 10 bobinas). El tiempo de autonomía del sistema SMES para la absorción o inyección de potencia trabajando a máxima potencia es de 33.33 segundos, que resulta del cálculo  $1000 \text{ MJ}/30 \text{ MW}$ . El tiempo de autonomía puede variar dependiendo del punto de operación de potencia del sistema SMES.

El valor de la inductancia de cada bobina superconductora es 10.8 henrios, por lo que, la inductancia equivalente es de 1.08 henrios con un almacenamiento de energía de 1000 MJ, que resulta de la suma del almacenamiento de energía magnética de cada una de las bobinas. En la Figura 2.5 se presenta la conexión de las 10 bobinas superconductoras de 100 MJ, el convertor VSC de 30 MW y el sistema equivalente.

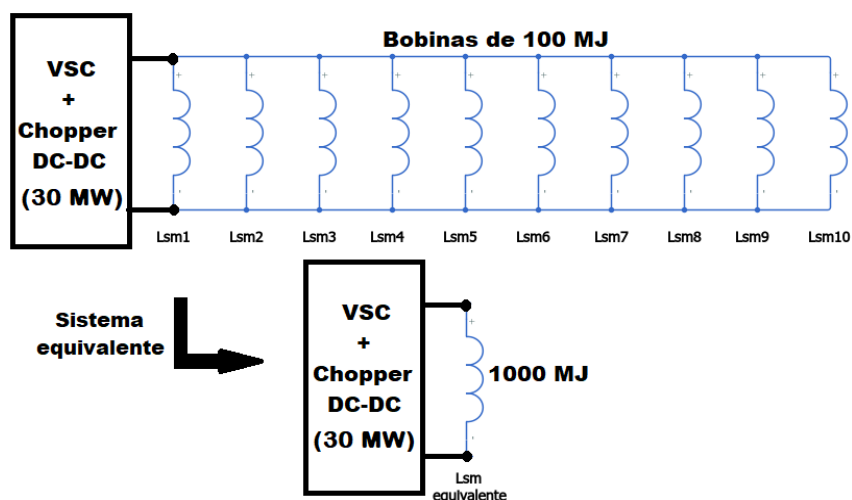


Figura 2.5. Sistema SMES equivalente de 10 bobinas en conexión paralelo

### 2.1.2.1. Bloque de potencia activa y reactiva de referencia

Del circuito de la Figura 2.4 se obtiene las siguientes relaciones matemáticas en el dominio del tiempo. Donde  $v_{lsmes}$  es el voltaje DC de la bobina,  $i_{lsmes}$  es la corriente DC en la bobina,  $E_{lsmes}$  y  $P_{lsmes}$  corresponde a la energía magnética y potencia activa de absorción o inyección de la bobina, respectivamente.  $I_{lsmeso}$  es la corriente inicial y  $L_{lsmes}$  es la inductancia de la bobina superconductora.

$$i_{lsmes}(t) = \frac{1}{L_{lsmes}} \int v_{lsmes}(t) * dt + I_{lsmeso}(t) \quad (2.3)$$

$$E_{lsmes}(t) = \frac{1}{2} * L_{lsmes} * (i_{lsmes}(t))^2 \quad (2.4)$$

$$\begin{aligned} P_{lsmes}(t) &= \frac{dE_{lsmes}(t)}{dt} = L_{lsmes} * i_{lsmes}(t) * \frac{di_{lsmes}(t)}{dt} \\ &= v_{lsmes}(t) * i_{lsmes}(t) \end{aligned} \quad (2.5)$$

En el dominio de Laplace las ecuaciones (2.5) y (2.3) se expresan como:

$$P_{lsmes}(s) = V_{lsmes}(s) * I_{lsmes}(s) \quad (2.6)$$

$$I_{lsmes}(s) = \frac{1}{L_{lsmes} * s} * V_{lsmes}(s) + I_{lsmeso}(s) \quad (2.7)$$

Para emplear un sistema SMES como un elemento estabilizador de una red, el voltaje de la bobina se controla continuamente dependiendo de la medida de la desviación de velocidad (o frecuencia), esto mediante la electrónica de potencia. El control del voltaje de la bobina equivalente superconductora se define en las ecuaciones (2.8) y (2.9), donde  $V_{lsmesQ}$  resulta del control desacoplado [54]. Además,  $K_v$  y  $K_p$  son ganancias del lazo de control,  $T_{dc}$  es el tiempo de retardo es segundos debido al dispositivo de control (electrónica de potencia),  $\Delta w$  es la variación de velocidad de la red en rad/s,  $\Delta V$  es la variación del voltaje en voltios de la red. Las ganancias  $K_v$  y  $K_p$  permiten ajustar la cantidad de potencia inyectada o absorbida de la red.

El ajuste se realiza tomando en cuenta la magnitud del disturbio, y el tiempo en que el sistema SMES agotará la reserva de energía magnética. Un valor excesivamente grande de las ganancias  $K_p$  y  $K_v$  provoca que la bobina equivalente superconductora agote rápidamente su energía almacenada al inyectar una gran potencia, y por el contrario, un valor demasiado pequeño inyectará una potencia reducida a la red [54] [55].

Como uno de los objetivos del presente proyecto es estudiar el aporte de los sistemas SMES al control primario y secundario de frecuencia, las ganancias  $K_p$  y  $K_v$  deben permitir que el sistema SMES inyecte potencia a la red durante un disturbio, hasta que ingrese en operación el control secundario de frecuencia.

$$V_{lsmes(s)} = \frac{K_p}{1 + s * T_{dc}} * \Delta\omega \quad (2.8)$$

$$V_{lsmesQ(s)} = \frac{K_v}{1 + s * T_{dc}} * \Delta V \quad (2.9)$$

Con base en las referencias [14] [54] [55] y [56] en el presente proyecto, se plantea un modelo SMES fasorial desacoplado, con control de potencia activa y reactiva independiente. La función de transferencia de la potencia activa de referencia del sistema SMES, se obtiene al reemplazar las ecuaciones (2.7) y (2.8) en la ecuación (2.6). De forma similar, la función de la potencia reactiva de referencia se obtiene al reemplazar las ecuaciones (2.7) y (2.9) en la ecuación (2.6). Esta última ecuación equivale a  $Q_{lsmes}$  debido al control desacoplado. El resultado de estos reemplazos se presenta en las ecuaciones (2.10) y (2.11).

$$P_{lsmes(s)} = \left( \frac{K_p}{1 + s * T_{dc}} * \Delta\omega \right) * \left[ \frac{1}{L_{smes} * s} * \left( \frac{K_p}{1 + s * T_{dc}} * \Delta\omega \right) + I_{smeso(s)} \right] \quad (2.10)$$

$$Q_{lsmes(s)} = \left( \frac{K_v}{1 + s * T_{dc}} * \Delta V \right) * \left[ \frac{1}{L_{smes} * s} * \left( \frac{K_v}{1 + s * T_{dc}} * \Delta V \right) + I_{smeso(s)} \right] \quad (2.11)$$

Los diagramas de bloques presentados en las Figuras 2.6 y 2.7, corresponden a las funciones de transferencia de la potencia activa de referencia ( $P_{ref}$ ) y reactiva de referencia ( $Q_{ref}$ ) respectivamente, que resultan de las ecuaciones (2.10) y (2.11).

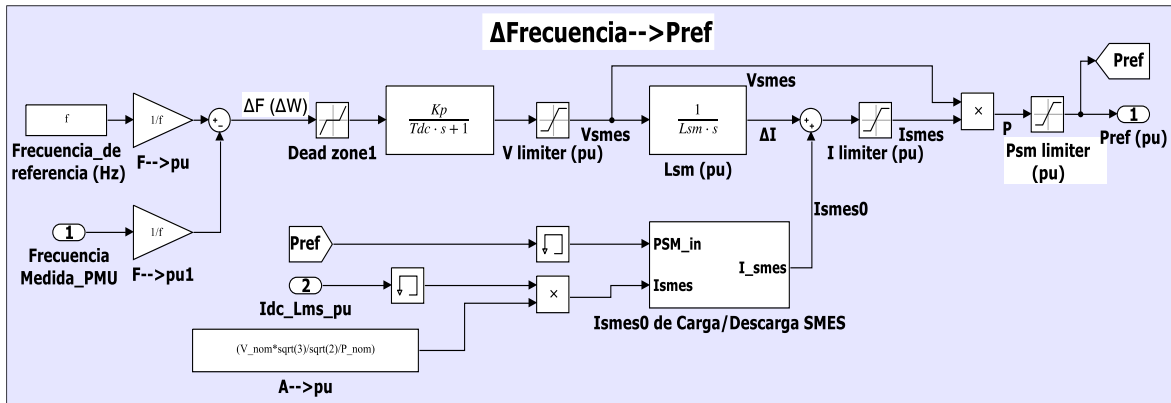


Figura 2.6. Diagrama de bloques para obtención de la potencia activa de referencia  $P_{ref}$

La potencia  $P_{ref}$  está en función de la variación de frecuencia ( $\Delta F$ ), que resulta de la resta de la frecuencia de referencia menos la frecuencia medida de la red, lo que permite realizar en control de la frecuencia de la red a través de la inyección o absorción de potencia activa.

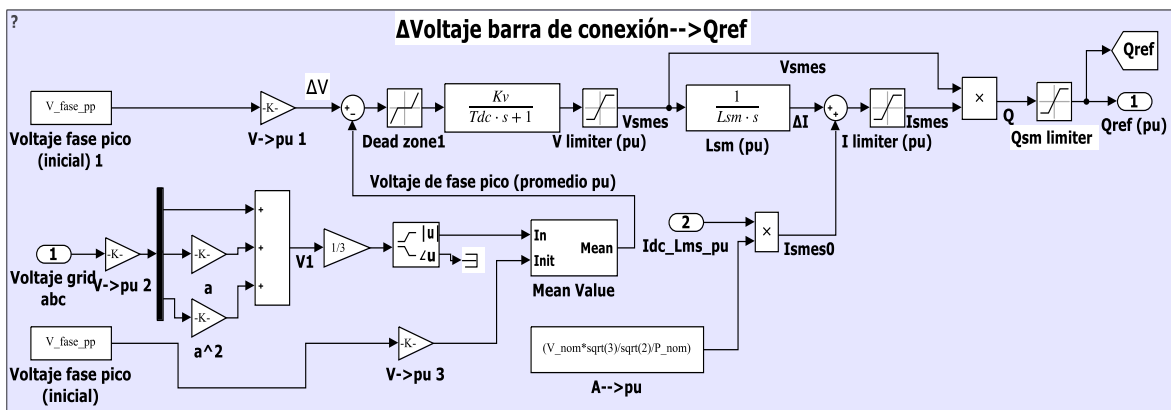


Figura 2.7. Diagrama de bloques para obtención de la potencia reactiva de referencia  $Q_{ref}$

La potencia  $Q_{ref}$  está en función de la variación de Voltaje ( $\Delta V$ ) que resulta de la resta del voltaje de referencia de fase (pico) menos el voltaje de fase medido de la red (pico), lo que permite realizar en control del voltaje en la red a través de la inyección o absorción de potencia reactiva.

El cálculo de  $P_{ref}$  y  $Q_{ref}$  se realiza en el sistema por unidad (p.u.), y los valores y las unidades de las variables definidos para cada bloque se presentan en el Anexo A.

Para la determinación de las potencias de referencia activa y reactiva, se toma en consideración la corriente inicial de la bobina superconductora ( $I_{smeso}$  en p.u.) en todo instante, con esto se consigue que las potencias de referencia estén en función de la cantidad de energía magnética disponible en la bobina equivalente superconductora. La corriente  $I_{smeso}$  es igual a la corriente  $I_{smes}$  calculada un periodo antes de simulación actual, con esto se logra actualizar continuamente el valor de la corriente inicial de la bobina, caso contrario se mantendría constante a pesar de que la bobina inyecte o absorba energía. El cálculo de  $I_{smes}$  se desarrolla más adelante en el apartado 2.1.2.5.3.

El conversor VSC trabaja en los cuatro cuadrantes del plano PQ, por lo que, el cuadrante en el cual opera queda definido por la  $P_{ref}$  y  $Q_{ref}$ .

### 2.1.2.2. Bloque de corriente $I_d$ e $I_q$ de referencia

La potencia instantánea  $P(3\Phi)$  que fluye a través del sistema SMES y la red, se determina a partir de la Figura 2.8 que presenta los voltajes y corrientes del sistema SMES y la red en el punto de acoplamiento (PCC) [57].

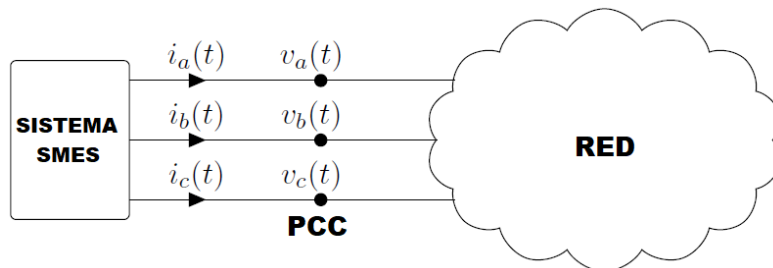


Figura 2.8. Sistema SMES conectado a la red [57]

La potencia instantánea que fluye del sistema SMES a la red está definida por la ecuación (2.12) [57].

$$P_{3\phi} = v_{a(t)} * i_{a(t)} + v_{b(t)} * i_{b(t)} + v_{c(t)} * i_{c(t)} \quad (2.12)$$

Considerando la transformada de Park la ecuación (2.12) se expresa como:

$$P_{3\phi} = [v_a \quad v_b \quad v_c] \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \left( T_{\theta}^{-1} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} \right)^T T_{\theta}^{-1} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

$$P_{3\phi} = [v_d \quad v_q \quad v_0](T_\theta^{-1})^T T_\theta^{-1} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Donde  $T_\theta$  es la transformada de Park estándar (amplitud invariante) de un sistema abc a dq0, mientras que  $T_\theta^{-1}$  es la transformada inversa de Park para la transformación de un sistema dq0 a abc [57] [58]. En la ecuación (2.15) y (2.16) se presentan las matrices de la transformada de Park directa e inversa respectivamente.

$$T_\theta = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\text{sen}(\theta) & -\text{sen}\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

$$T_\theta^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\text{sen}(\theta) & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Donde:

$$(T_\theta^{-1})^T T_\theta^{-1} = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 2 \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Al reemplazar el resultado de la operación de matrices de la ecuación (2.17) en la ecuación (2.14) se obtiene la ecuación (2.18).

$$P_{3\phi} = \frac{3}{2} [v_d \quad v_q \quad v_0] \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{3}{2} (v_d * i_d + v_q * i_q + v_0 * i_0) \quad (2.18)$$

Con base en la ecuación (2.18) y en las referencias [36] [59], se establece que en el marco de referencia giratorio dq, la potencia activa de referencia ( $P_{ref}$ ) y la potencia



reactiva de referencia ( $Q_{ref}$ ) que debe fluir entre el sistema SMES y la red son las presentadas en las ecuaciones (2.19) y (2.20) respectivamente. Donde las potencias de referencia activa y reactiva están definidas por las corrientes de referencia  $I_{dref}$  e  $I_{qref}$ , y los voltajes de secuencia positiva  $V_{grid,d}$  y  $V_{grid,q}$  medidos de la red en el punto de acoplamiento. Además, la potencia  $P_{ref}$  es también la referencia de la potencia activa de la bobina superconductor (Psmes) en todo instante y que es inyectada o absorbida a la red. La  $P_{ref}$  y  $Q_{ref}$  permiten alcanzar el punto de equilibrio de potencia deseado entre el sistema SMES y la red.

$$P_{ref} = \frac{3}{2} * (V_{grid,d} * I_{dref} + V_{grid,q} * I_{qref}) \quad (2.19)$$

$$Q_{ref} = \frac{3}{2} * (V_{grid,q} * I_{dref} - V_{grid,d} * I_{qref}) \quad (2.20)$$

De la ecuación (2.19) y (2.20) se despeja  $I_{dref}$  e  $I_{qref}$ , obteniendo:

$$I_{dref} = \frac{2 * P_{ref}}{3 * V_{grid,d}} - \frac{V_q}{V_{grid,d}} * I_{qref} \quad (2.21)$$

$$I_{qref} = \frac{-2 * Q_{ref}}{3 * V_{grid,d}} + \frac{V_q}{V_{grid,d}} * I_{dref} \quad (2.22)$$

Reemplazando la ecuación (2.22) en la ecuación (2.21), se obtiene la corriente de referencia  $I_{dref}$  del sistema SMES y se presenta en la ecuación (2.23). La corriente  $I_{qref}$  se presenta en la ecuación (2.24) y se obtiene al reemplazar la ecuación (2.21) en la ecuación (2.22).

$$I_{dref} = \frac{2}{3} * \left( \frac{P_{ref} * V_{grid,d} + Q_{ref} * V_{grid,q}}{V_{grid,d}^2 + V_{grid,q}^2} \right) \quad (2.23)$$

$$I_{qref} = \frac{2}{3} * \left( \frac{P_{ref} * V_{grid,q} - Q_{ref} * V_{grid,d}}{V_{grid,d}^2 + V_{grid,q}^2} \right) \quad (2.24)$$

El diagrama de bloques de las corrientes de referencia  $I_{dref}$  e  $I_{qref}$  se presentan en las Figuras 2.9 y 2.10, respectivamente.

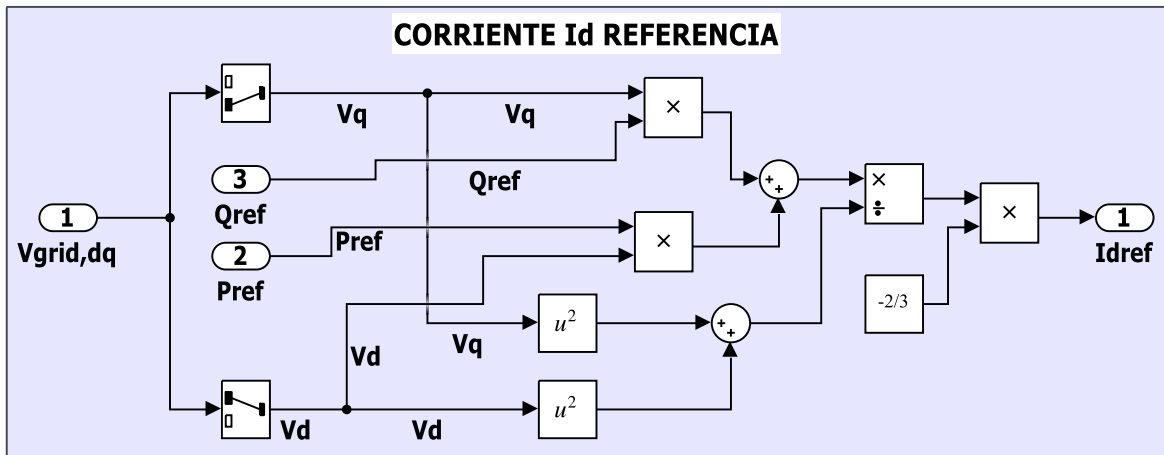


Figura 2.9. Diagrama de bloques de la corriente de referencia  $I_{dref}$

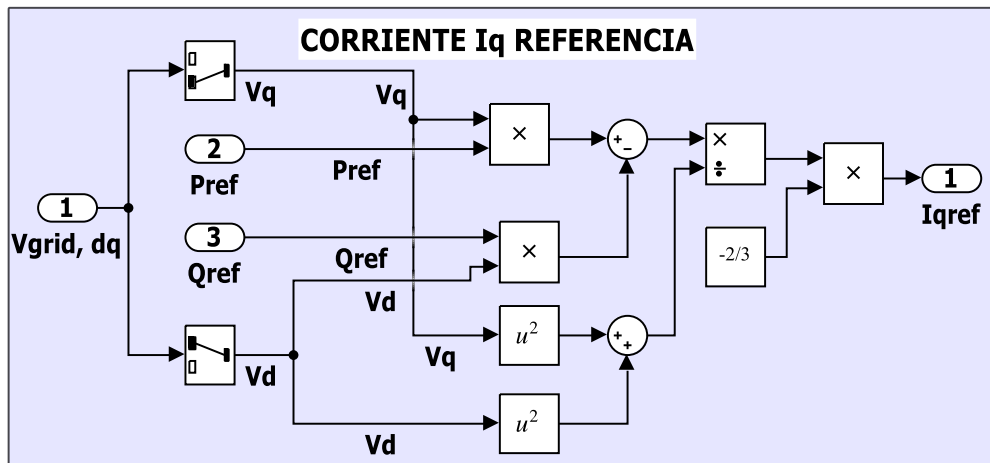


Figura 2.10. Diagrama de bloques de la corriente de referencia  $I_{qref}$

### 2.1.2.3. Bloque de control de corriente $I_d$ e $I_q$

Para el control de corriente  $I_{dref}$  e  $I_{qref}$  obtenidas de las ecuaciones (2.23) y (2.24), se propone un control de corriente desacoplado para el convertidor VSC con base en las referencias [60] [61] y [62]. El control de corriente dq desacoplado permite controlar independientemente la potencia activa y reactiva. Como salida del control de corriente se tiene el control de los voltajes de referencia  $V_{dref}$  y  $V_{qref}$  a partir del: voltaje de secuencia positiva medido de la red ( $V_{grid,d}$ ,  $V_{grid,q}$ ), corriente de secuencia positiva medido de la red ( $I_{grid,d}$ ,  $I_{grid,q}$ ) y la corriente de referencia dq ( $I_{dref}$ ,  $I_{qref}$ ). El control de corriente  $I_{dref}$  e  $I_{qref}$  emplea un controlador proporcional integral (PI) para cada componente. En la Figura 2.11 se presenta el control de corriente desacoplado propuesto.

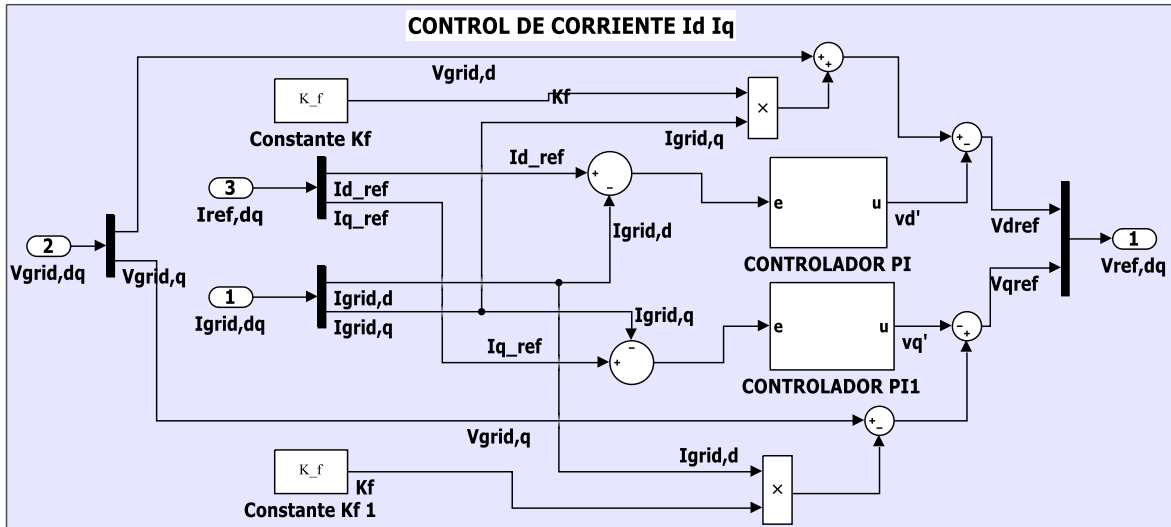


Figura 2.11. Control de corriente Idref e Iqref

La constante de alimentación directa ( $K_f$ ) se establece igual a la suma de la reactancia de línea más la reactancia de fuga del transformador, con esto se obtiene un rendimiento óptimo [63]. Las constantes proporcional e integral del control PI se obtienen mediante la metodología PSO presentada en el apartado 1.5.8., para lo cual, se toma como función objetivo minimizar la variación de frecuencia del sistema ante una perturbación de conexión de carga de 1000 MW en la red de prueba.

#### 2.1.2.4. Bloque de obtención del ángulo y módulo del índice de modulación

El control del voltaje  $V_{dref}$  y  $V_{qref}$  obtenidos del bloque de control de corriente, se multiplican por la constante  $K_{Vdq\_to\_mf}$  para limitar el índice de modulación de 0 a 1, lo que permite ajustar el voltaje máximo de salida del VSC (modelado como fuente de corriente controlada). Posterior a esto la señal resultante de la multiplicación se transforma a coordenadas polares, obteniendo el módulo y ángulo del índice de modulación.

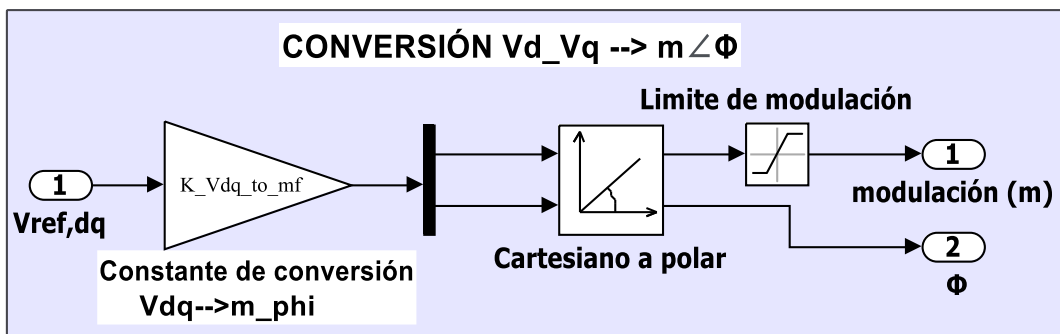


Figura 2.12. Diagrama de bloques de índice de modulación

### 2.1.2.5. Bloque de cálculo del voltaje del bus DC

Para la obtención del voltaje del bus DC, en primer lugar, se determina la energía magnética almacenada en la bobina superconductora equivalente, y con la relación matemática presentada en la ecuación (2.4), se encuentra la corriente en la bobina. A continuación, al dividir la potencia Pref para la corriente de la bobina, se obtiene el voltaje DC de la bobina. Considerando el principio de conservación de la energía, se tiene que la potencia activa en AC es igual a la potencia activa en DC (despreciando las pérdidas del sistema) en el punto de acoplamiento PCC. En consecuencia, la potencia activa de la red es igual a la suma de la potencia activa del capacitor del bus DC más la potencia activa de la bobina. Finalmente, a partir de la potencia del capacitor del bus DC se obtiene el voltaje del bus DC.

En los siguientes seis apartados se detalla la obtención del voltaje del bus DC del VSC. Además, se presenta el cálculo para la determinación del valor de la capacitancia del bus DC, y el cálculo del duty cycle del chopper DC-DC.

#### 2.1.2.5.1. Determinación del capacitor del bus DC

Para determinar el valor de los capacitores del bus DC se toma en cuenta el balance de energía intercambiada durante un periodo transitorio. En la referencia [64], se propone una metodología para determinar el valor de la capacitancia total del bus DC de un VSC, por lo que la capacitancia requerida se define en la ecuación (2.25). Donde Cbus es el valor total capacitor del bus DC en faradios, Tr es el tiempo de respuesta del control en segundos (limitada por la frecuencia de conmutación del VSC), Vbus es el voltaje del bus DC en voltios, ΔPmax es la máxima variación de la transferencia de potencia en vatios, y ΔVbus es la máxima variación de voltaje en el bus DC en voltios.

$$C_{bus} \geq \left( \frac{T_r * \Delta P_{max}}{2 * V_{bus} * \Delta V_{bus}} \right) \quad (2.25)$$

#### 2.1.2.5.2. Cálculo de la energía de la bobina superconductora

Cuando el sistema SMES inyecta potencia activa a la red la energía de la bobina superconductora equivalente decrece. De igual manera, cuando el sistema SMES absorbe potencia activa de la red la energía de la bobina crece. En la ecuación (2.26) y (2.27) se presenta el cálculo de la energía en la bobina en el dominio del tiempo y

Laplace respectivamente, donde  $E_{Lo}$  representa la energía inicial en la bobina en julios. Elsmes se obtiene a partir de la integración de la potencia activa de referencia ( $P_{ref}$ ) en vatios, la cual es obtenida a partir de la variación de frecuencia (apartado 2.1.2.1), y representa la potencia que la bobina inyecta o absorbe a la red eléctrica.

$$E_{lsmes(t)} = \int P_{ref(t)} * dt + E_{Lo(t)} = \frac{1}{2} * L_{smes} * (i_{lsmes(t)})^2 \quad (2.26)$$

$$E_{lsmes(s)} = \frac{1}{s} * P_{ref(s)} + E_{Lo(s)} = \frac{1}{2} * L_{smes} * (I_{lsmes(s)})^2 \quad (2.27)$$

El control del sistema SMES se habilita o deshabilita en función de la energía magnética disponible en la bobina equivalente superconductor. Por lo que, cuando la bobina está en su capacidad máxima de almacenamiento de energía, el sistema no debe permitir que se siga absorbiendo potencia de la red. De igual manera, en el caso en que la bobina superconductor tiene agotada completamente la reserva de energía magnética, el sistema no debe inyectar potencia a la red. En el Anexo B se presenta el diagrama de bloques y la lógica completa de la habilitación o inhabilitación del control del sistema SMES.

#### 2.1.2.5.3. Cálculo de la corriente de la bobina superconductor

De la ecuación (2.27) se encuentra la corriente DC que circula por la Bobina superconductor y está definida por la ecuación 2.28.

$$I_{lsmes(s)} = \sqrt{\frac{2 * \left(\frac{1}{s} * P_{ref(s)} + E_{Lo(s)}\right)}{L_{smes}}} \quad (2.28)$$

A partir de las ecuaciones (2.27) y (2.28) se obtiene el diagrama de bloques presentado en la Figura 2.13 que corresponde a la obtención de la corriente de la bobina superconductor ( $I_{lsmes}$ ) del sistema SMES. En este diagrama de bloques se limita la energía máxima y mínima que puede almacenar la bobina superconductor. De igual manera, se limita la corriente  $I_{lsmes}$  que puede circular por la bobina. El bloque comparador de descarga o carga de energía, permite incrementar o decrementar el nivel de energía en la bobina según el sistema SMES este inyectado o absorbiendo potencia de la red.

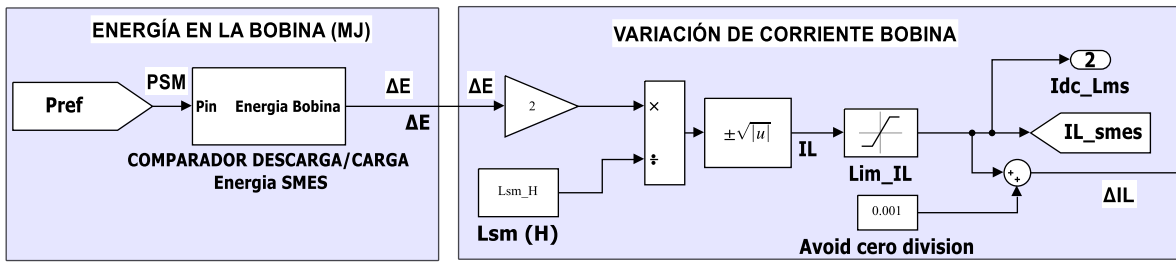


Figura 2.13. Diagrama de bloques para obtención de la corriente de la bobina superconductora (Ismes)

#### 2.1.2.5.4. Cálculo del voltaje de la bobina superconductora

El voltaje DC en la bobina superconductora ( $V_{lsmes}$ ) se define en la ecuación (2.31). El voltaje en la bobina se limita al  $\pm 95\%$  del voltaje bus DC, ya que no puede ser mayor en operación normal del convertidor VSC.

En Figura 2.14 se presenta el diagrama de bloques del voltaje en la bobina.

$$P_{smes(t)} = P_{ref(t)} = i_{lsmes(t)} * v_{lsmes(t)} \quad (2.29)$$

$$v_{lsmes(t)} = \frac{P_{ref(t)}}{i_{lsmes(t)}} \quad (2.30)$$

$$V_{lsmes(s)} = \frac{P_{ref(s)}}{I_{lsmes(s)}} \quad (2.31)$$

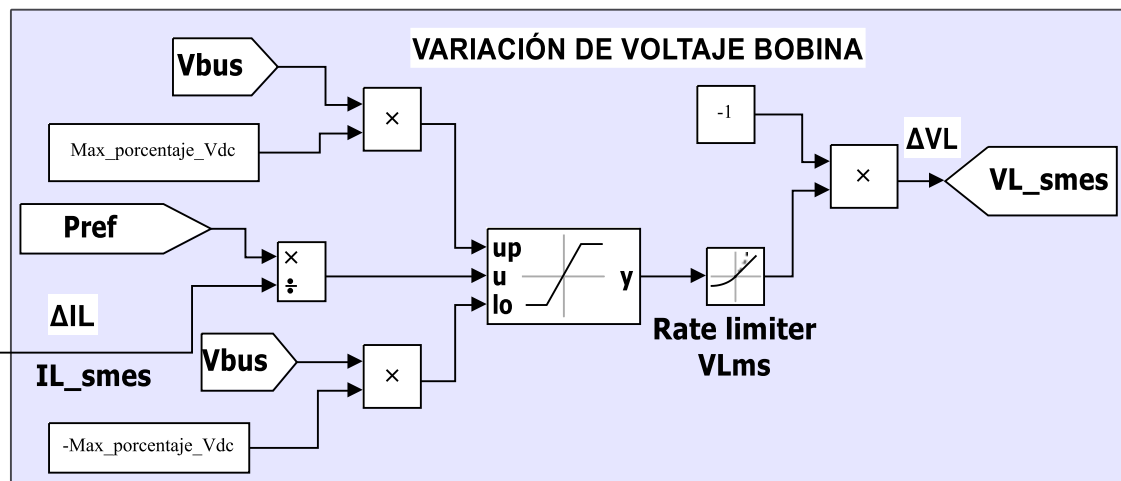


Figura 2.14. Diagrama de bloques del voltaje en la bobina (Vlsmes)

### 2.1.2.5.5. Cálculo del voltaje del bus DC

En la referencia [65] se presenta la ecuación del balance de energía en un punto de acoplamiento PCC entre la red y un convertidor VSC (potencia activa AC de la red igual a potencia activa DC del convertidor), sin tomar en consideración las pérdidas eléctricas. El cálculo del voltaje del Bus DC ( $V_{bus}$ ) se desarrolla en las ecuaciones (2.32) a (2.40), y se considera el balance de energía entre la potencia de la red ( $P_{grid}$ ), potencia del capacitor bus ( $P_c$ ) y potencia de la bobina.  $V_{csmes}$  es el voltaje de salida del VSC elevado por el transformador. Corriente inyectada/absorbida de la red ( $I_{grid}$ ).

$$P_{AC(t)} = P_{DC(t)} \quad (2.32)$$

$$P_{grid(t)} = P_c(t) + P_{smes(t)} = Re\{V_{csmes(rms)} * I_{grid(rms)}^*\} \quad (2.33)$$

$$P_c(t) = P_{grid(t)} - P_{smes(t)} \quad (2.34)$$

$$v_c(t) * i_c(t) = P_{grid(t)} - (i_{lsmes(t)} * v_{lsmes(t)}) \quad (2.35)$$

$$i_c(t) = \frac{P_{grid(t)} - (i_{lsmes(t)} * v_{lsmes(t)})}{v_c(t)} \quad (2.36)$$

En el dominio de Laplace se tiene que la corriente del capacitor del bus DC es:

$$I_c(s) = \frac{P_{grid(s)} - (I_{lsmes(s)} * V_{lsmes(s)})}{V_c(s)} \quad (2.37)$$

Como el voltaje del capacitor ( $V_c$ ) corresponde al voltaje en el bus DC y es:

$$v_{bus(t)} = v_c(t) = \frac{1}{C_{bus}} * \int i_c(t) * dt \quad (2.38)$$

En el dominio de Laplace el voltaje en el capacitor es:

$$V_{bus(s)} = V_c(s) = \frac{1}{C_{bus} * s} * I_c(s) \quad (2.39)$$

Reemplazando la ecuación (2.37) en (2.39) se obtiene el voltaje en el bus DC presentado en la ecuación (2.40).

$$V_{bus(s)} = V_{c(s)} = \frac{1}{C_{bus} * s} * \left[ \frac{P_{grid(s)} - (I_{lsmes(s)} * V_{lsmes(s)})}{V_{c(s)}} \right] \quad (2.40)$$

En la Figura 2.15 se presenta el diagrama de bloques del voltaje del bus DC obtenida a partir de la ecuación (2.40).

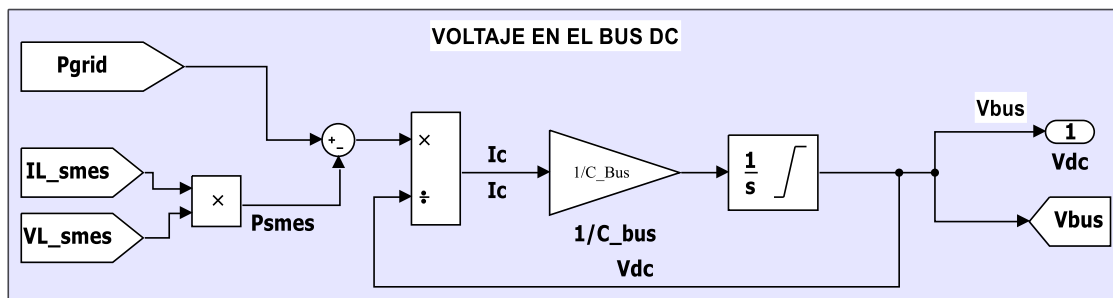


Figura 2.15. Diagrama de bloques de voltaje en el bus DC (Vbus)

#### 2.1.2.5.6. Cálculo del duty cycle del chopper DC-DC

El *duty cycle* (D) de operación del chopper DC-DC se presenta en la ecuación (2.42), que se obtiene a partir de la relación presentada en la ecuación (1.2) del apartado 1.5.6.3.2, donde también se describe los rangos de valores del *duty cycle* para los modos de operación de carga y descarga de la bobina superconductora. En la Figura 2.16 se presenta el diagrama de bloques del *duty cycle*.

$$V_{lsmes} = (2 * D - 1) * V_{bus} \quad (2.41)$$

$$D = \frac{1}{2} * \left( \frac{V_{lsmes}}{V_{bus}} + 1 \right) \quad (2.42)$$

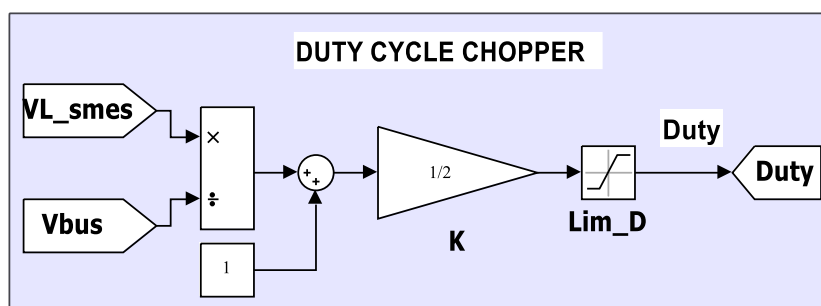


Figura 2.16. Diagrama de bloques del *Duty cycle* del chopper DC-DC



### 2.1.2.6. Bloque de cálculo del voltaje de salida del conversor

En el presente apartado se determina el voltaje abc de salida del conversor VSC (inversor), y para el desarrollo se toma como base el VSC presentado en la referencia [66], el cual muestra las relaciones matemáticas de voltajes de un inversor tipo VSC puente trifásico con modulación PWM unipolar. En las ecuaciones (2.43), (2.44) y (2.45) se presentan los voltajes de fase pico de salida del inversor en el dominio del tiempo. Donde el voltaje  $E_{dc}$  es igual a  $V_{bus}/2$ , y  $m$  es el módulo del índice de modulación ( $m \leq 1$ ).

$$V_{an(t)} = E_{dc} * m * \text{sen}(wt) \quad (2.43)$$

$$V_{bn(t)} = E_{dc} * m * \text{sen}\left(wt - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (2.44)$$

$$V_{cn(t)} = E_{dc} * m * \text{sen}\left(wt + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (2.45)$$

Los voltajes de línea pico del inversor trifásico VSC PWM unipolar que resultan de los voltajes de fase  $V_{an}$ ,  $V_{bn}$  y  $V_{cn}$  se presentan en las siguientes ecuaciones:

$$V_{ab(t)} = \sqrt{3} * E_{dc} * m * \text{sen}\left(wt - \frac{\pi}{6}\right) \quad (2.46)$$

$$V_{bc(t)} = \sqrt{3} * E_{dc} * m * \text{sen}\left(wt - \frac{5\pi}{6}\right) \quad (2.47)$$

$$V_{ca(t)} = \sqrt{3} * E_{dc} * m * \text{sen}\left(wt + \frac{\pi}{2}\right) \quad (2.48)$$

Los voltajes presentados en las ecuaciones (2.43), (2.44) y (2.45) se expresan en el dominio fasorial como:

$$\overline{V_{an}} = \frac{V_{bus}}{2} * m * e^{i*0} \quad (2.49)$$

$$\overline{V_{bn}} = \frac{V_{bus}}{2} * m * e^{-i*\frac{2\pi}{3}} \quad (2.50)$$

$$\overline{V_{cn}} = \frac{V_{bus}}{2} * m * e^{i * \frac{2\pi}{3}} \quad (2.51)$$

El convertidor VSC del sistema SMES inyecta un voltaje abc con un ángulo ( $\beta$ ) que resulta de la suma de: ángulo de desfase entre fases ( $\alpha$ ), del ángulo de modulación del convertidor ( $\Phi$ ) y el ángulo de bloqueo de fase del PLL ( $\theta$ ). En la ecuación (2.52) se presenta el ángulo ( $\beta$ ) del voltaje de salida del convertidor.

$$\beta = \alpha + \Phi + \theta \quad (2.52)$$

Donde el ángulo de desfase entre fases abc es:

$$\alpha = \left(0; -\frac{2\pi}{3}; \frac{2\pi}{3}\right) \quad (2.53)$$

A partir de las ecuaciones (2.49), (2.50), (2.51) y (2.52), se obtiene el voltaje abc de salida del inversor VSC, considerando el desfase debido a la modulación y el ángulo de bloqueo de fase del PLL, los cuales se presentan a continuación:

$$\overline{V_{csmes\_an}} = \frac{V_{bus}}{2} * m * e^{i(0+\Phi+\theta)} \quad (2.54)$$

$$\overline{V_{csmes\_bn}} = \frac{V_{bus}}{2} * m * e^{i(-\frac{2\pi}{3}+\Phi+\theta)} \quad (2.55)$$

$$\overline{V_{csmes\_cn}} = \frac{V_{bus}}{2} * m * e^{i(\frac{2\pi}{3}+\Phi+\theta)} \quad (2.56)$$

El voltaje de salida del conversor es elevado por el transformador de potencia como se muestra en la Figura 2.4, donde la relación de transformación está definida por el voltaje rms en alto del transformador dividido para el voltaje rms en bajo, permitiendo que el sistema SMES se acople a la red. Cabe recalcar que al tratarse de un modelo fasorial el efecto de la inyección o absorción de potencia del sistema SMES y el transformador de potencia se representan por fuentes de corriente controlada.

En la Figura 2.17 se muestra el diagrama de bloques para la obtención del voltaje abc de salida del inversor trifásico.

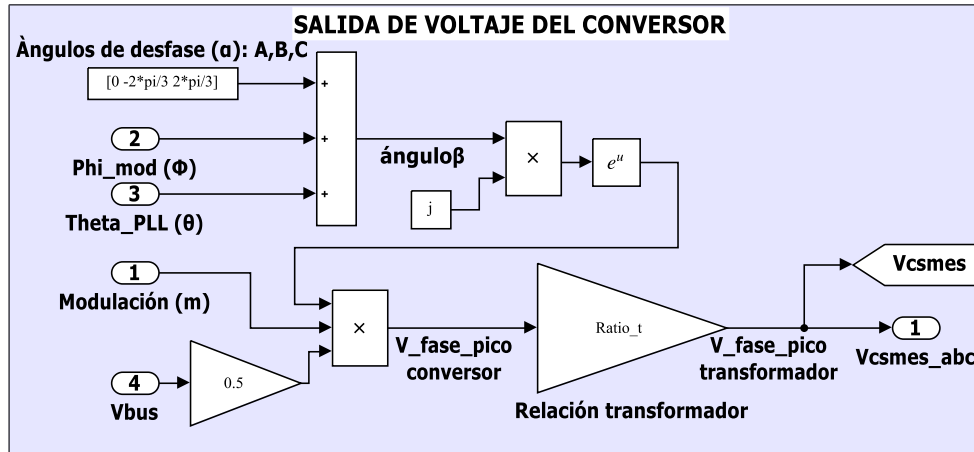


Figura 2.17. Diagrama de bloques de la salida de voltaje abc del convertor, considerando la elevación de voltaje del transformador de potencia

### 2.1.2.7. Bloque de cálculo de corriente ID e IQ

Con el voltaje de salida del convertidor elevado por el transformador ( $V_{csmes}$ ) y el voltaje de la red ( $V_{grid}$ ), se establece el circuito trifásico equivalente R-L que se presenta en la Figura 2.18. Donde R representa la resistencia serie equivalente del reactor y transformador. Mientras L representa la reactancia inductiva serie del reactor y transformador.

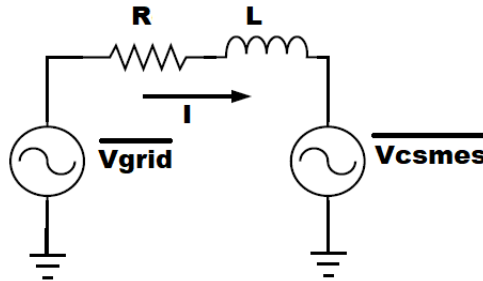


Figura 2.18. Circuito equivalente del sistema SMES y la red

El modelo matemático del circuito trifásico equivalente serie R-L puede ser presentado en el dominio del tiempo, fasorial y en el marco de referencia rotatorio dq con velocidad angular ( $\omega$ ) [10] [67]. Las ecuaciones que describen al sistema R-L equivalente en el marco de referencia dq en el dominio del tiempo son:

$$V_{grid,d} - V_{csmes,d} = (R * I_D) - (L * \omega * I_Q) + \left( L * \frac{dI_D}{dt} \right) \quad (2.57)$$

$$V_{grid,q} - V_{csmes,q} = (R * I_Q) + (L * \omega * I_D) + \left( L * \frac{dI_Q}{dt} \right) \quad (2.58)$$

Mediante Laplace y en el sistema por unidad (p.u.) las ecuaciones (2.57), (2.58) pueden ser presentadas como [10] [67]:

$$I_D = \left(\frac{w}{L * S}\right) * [V_{grid,d} - V_{csmes,d} - (R * I_D) + (L * I_Q)] \quad (2.59)$$

$$I_Q = \left(\frac{w}{L * S}\right) * [V_{grid,q} - V_{csmes,q} - (R * I_Q) - (L * I_D)] \quad (2.60)$$

Donde  $w$  es la velocidad angular y  $F_n$  es la frecuencia nominal, por lo que se tiene:

$$w = 2 * \pi * F_n \quad (2.61)$$

Para determinar las corrientes  $I_Q$  e  $I_D$ , se trabaja en el sistema de referencia dq, por lo que, a partir de los voltajes abc de  $V_{csmes}$  y  $V_{grid}$  se obtienen en primer lugar los voltajes de secuencia positiva, negativa y cero. En la Figura 2.19 se presenta el diagrama fasorial de los voltajes de secuencia positiva de  $V_{grid}$  y  $V_{csmes}$ , donde el eje d está alineado con el eje real.

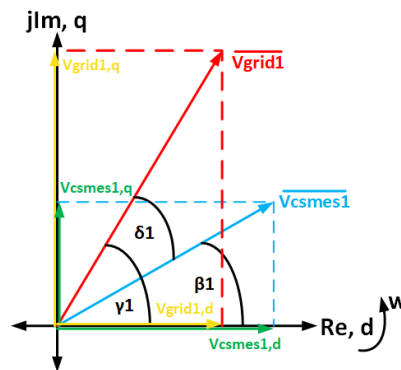


Figura 2.19. Voltajes  $V_{csmes1}$  y  $V_{grid1}$  en el marco de referencia giratorio dq

Los voltajes de secuencia positiva, negativa y cero de  $V_{csmes}$  y  $V_{grid}$ , son transformados al marco de referencia dq para con base a estos establecer las corrientes  $I_Q$  e  $I_D$  de cada secuencia, utilizando las ecuaciones (2.59) y (2.60). En la Figura 2.20 se muestra el diagrama de bloques para el cálculo de la corriente  $I_a$  e  $I_b$  del sistema SMES, estas corrientes controlan las fuentes de corriente controlada que simulan la operación del VSC. Además, en el diagrama de bloques se presenta la conversión de la corriente  $I_D$  e  $I_Q$  al marco de referencia abc mediante las ecuaciones (2.61), (2.62) y (2.63) que toma en cuenta las componentes simétricas de la corriente. Donde  $a$  es  $e^{j*(2*\pi/3)}$  [53].

$$\bar{I}_a = \bar{I}_0 + \bar{I}_1 + \bar{I}_2 \quad (2.62)$$

$$\bar{I}_b = \bar{I}_0 + a^2 * \bar{I}_1 + a * \bar{I}_2 \quad (2.63)$$

$$\bar{I}_c = \bar{I}_0 + a * \bar{I}_1 + a^2 * \bar{I}_2 \quad (2.64)$$

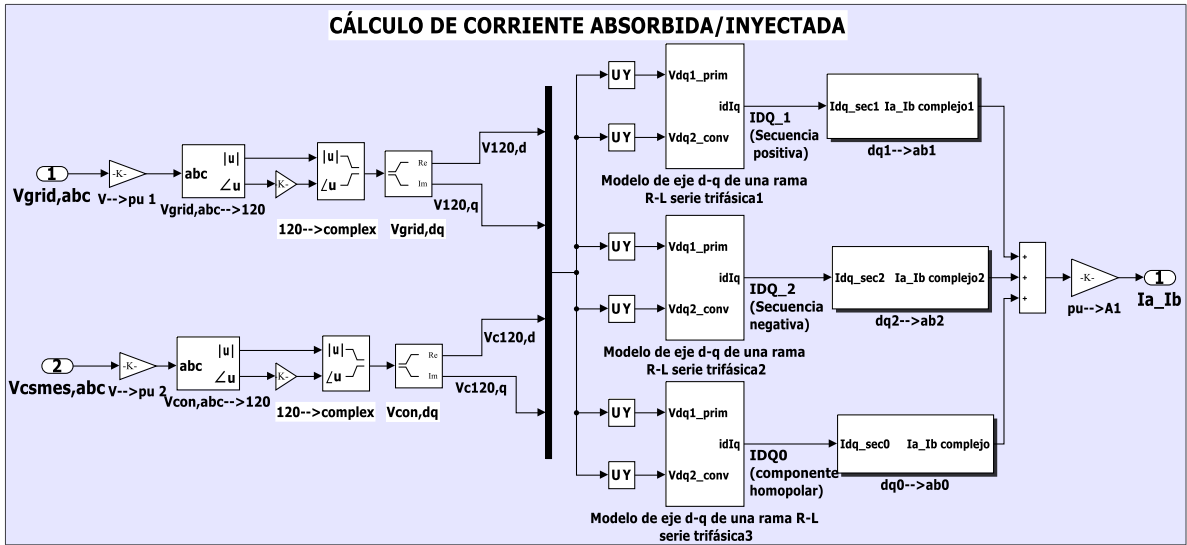


Figura 2.20. Diagrama de bloques para determinar la corriente  $I_a$  e  $I_b$

En la Figura 2.20, se observa el bloque denominado Modelo de eje d-q de una rama R-L serie trifásica1, el cual contiene el modelo matemático del circuito equivalente R-L, y que se define en las ecuaciones (2.59) y (2.60). Este bloque se emplea para el cálculo de la corriente IQ e ID a partir de los voltajes Vcsmes y Vgrid de secuencia positiva. En la Figura 2.21 se muestra el diagrama de bloques para el cálculo de la corriente IQ e ID de secuencia positiva.

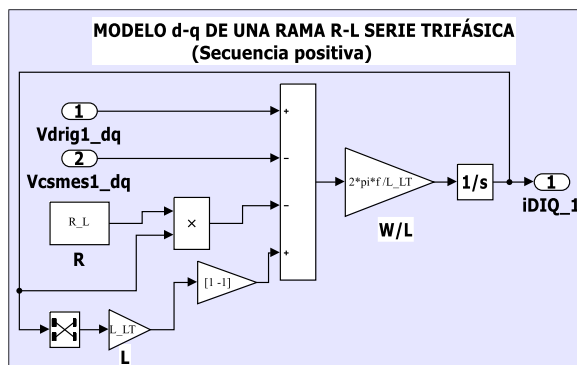


Figura 2.21. Diagrama de bloques para el cálculo de la corriente ID e IQ de secuencia positiva

### 2.1.2.8. Modelo VSC como de fuente de corriente controlada

En la simulación fasorial el convertor VSC y el transformador de potencia de acoplamiento a la red, son representados como fuentes de corriente controlada, lo que simplifica el desarrollo de la electrónica de potencia que requiere de la sincronización de las señales de control de los IGBTs, además de controlar en todo momento el voltaje del bus DC.

Las corrientes que el sistema SMES inyecta o absorbe durante un disturbio de conexión de carga, desconexión de carga o disparo de generación, son las corrientes  $I_a$  e  $I_b$  determinadas en el apartado 2.1.2.7., por lo que, estas corrientes controlan las fuentes de corriente controlada que simulan el comportamiento del convertor VSC y el transformador de potencia (Figura 2.4). En la Figura 2.22 se presenta el diagrama de bloques del modelo fasorial del VSC y transformador de potencia a partir de las corrientes  $I_a$  e  $I_b$ .

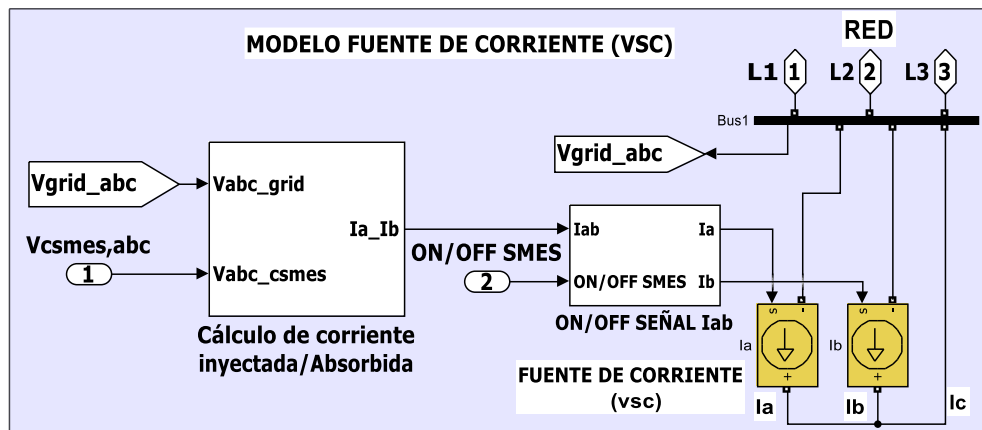


Figura 2.22. Diagrama de bloques del modelo fasorial del VSC y transformador de potencia a partir de fuentes de corriente controlada

### 2.1.2.9. Diagrama de bloques completo del sistema SMES desarrollado

En el sistema SMES desarrollado, cada etapa está estructurada por conjuntos de bloques que se integran para formar todo el modelo, además los valores de las magnitudes ( $R$ ,  $L$ , valores límites, Voltajes Nominales, Voltaje base, etc) que gobiernan cada conjunto de bloques puede ser modificado fácilmente, ya que sus valores se definen en un script que se ejecuta simultáneamente con el modelo realizado en Simulink de Matlab.

El modelo SMES se ejecuta en Simulink mediante simulación fasorial. En el Anexo A se presentan los valores de las magnitudes y parámetros eléctricos empleados para

el sistema SMES. En la Figura 2.23 se presenta el diagrama de bloques completo del sistema SMES.

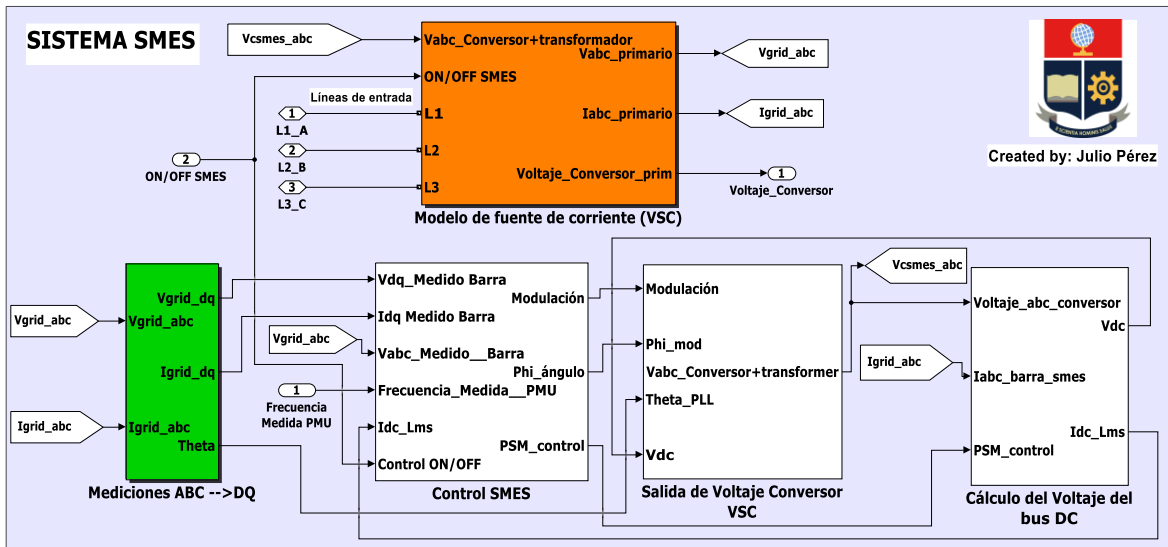


Figura 2.23. Diagrama de bloques completo del sistema SMES desarrollado

## 2.2. Control inteligente coordinado con lógica *fuzzy* para la regulación de frecuencia con sistemas SMES

En la red de prueba IEEE *New England* 39-bus, se ubican distantes dos granjas de sistemas SMES, para mejorar la estabilidad de frecuencia ante disturbios de potencia. Cada granja está conformada por 5 sistemas SMES de 30 MW y 1000 MJ, dando como resultado una granja SMES de 150 MW con una reserva de potencia máxima de 5000 MJ. En el Anexo C se presenta el procedimiento del dimensionamiento de las granjas SMES. En el Anexo D se presenta la Figura de las granjas SMES en la red de prueba.

La red de prueba IEEE *New England* 39-bus, se divide en 3 áreas para la actuación del control secundario de frecuencia, la cual se detalla más adelante en el apartado 2.3. En el área 3 está ubicado la Granja SMES 1, mientras en el área 2 se ubica la granja SMES 2. En la Figura 2.24 se presenta el control coordinado de las dos granjas de sistemas SMES para la regulación de frecuencia. Cada granja SMES se ubica junto a los centros de generación eólica y fotovoltaica que se ubican en reemplazo de generadores G5 y G10. Con el objetivo de brindar soporte de potencia (inercia sintética) ante perturbaciones de carga, la máxima inyección de potencia activa de cada granja es 150 MW. Esto debido a que al sustituir los generadores G5 y G10, los

cuales están trabajando en el punto de operación de 508 MW y 250 MW respectivamente, se pierde el aporte energía ante disturbios que brindarían estos generadores al modificar su punto de operación (aumentar la generación). Dicho aporte de potencia se reemplaza por el de las granjas de sistemas SMES hasta que se agote la energía almacenada en las bobinas superconductoras. Los 5000 MJ de energía almacenada en cada granja de sistemas SMES permite un aporte de potencia a la red durante el control inercial, primario, y dependiendo del nivel de reserva de energía magnética a los 60 segundos posterior de ocurrir el disturbio los sistemas SMES aportarán en mayor o menor nivel al control secundario de frecuencia.

En [25] se presenta un estudio de la magnitud del RoCoF inicial medido posterior a disturbios de potencia en un sistema eléctrico. En dicho estudio se verifica que la medición del RoCoF inicial en un punto A disminuye conforme se incrementa la distancia B de la fuente de perturbación. En otras palabras, El RoCoF inicial medido es mayor cuanto más cerca se encuentre de la fuente de disturbio. Con Base a este estudio se plantea la metodología para la coordinación de los sistemas SMES.

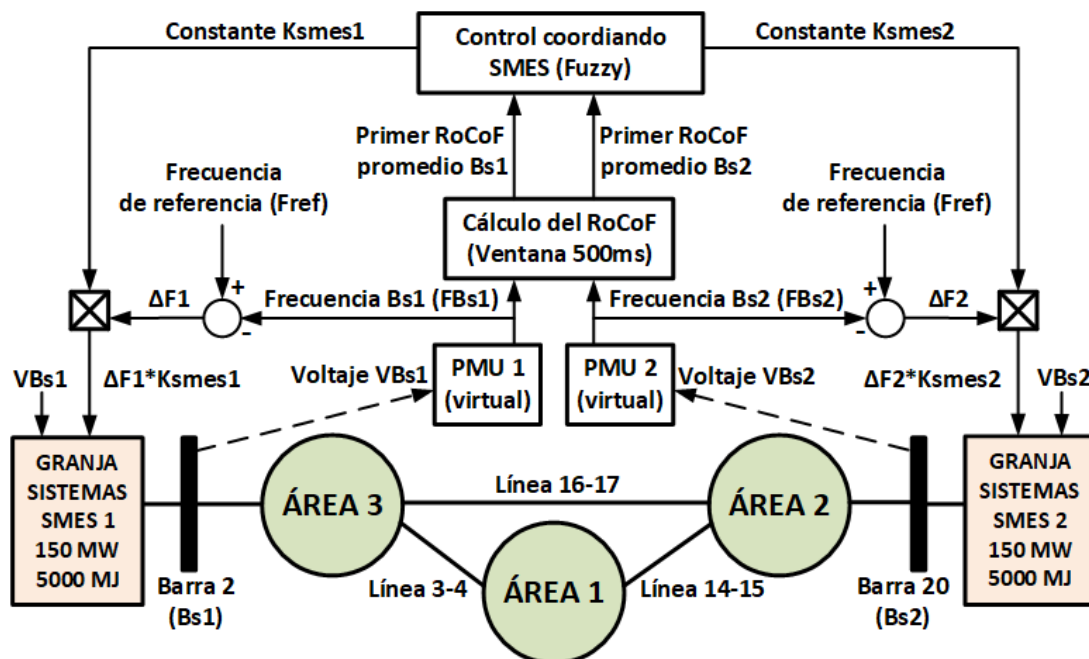


Figura 2.24. Control inteligente coordinado con lógica *fuzzy* para la regulación de frecuencia con SMES

En la Figura 2.24 se presenta la metodología propuesta para el control coordinado inteligente de frecuencia. La metodología plantea tomar las medidas de frecuencia de las barras de acoplamiento de las granjas de los sistemas SMES 1 y SMES 2, para con base a éstas, calcular el RoCoF promedio. El control coordinado con lógica *fuzzy*



recibe los valores del primer RoCoF promedio posterior a un disturbio de potencia, y con base en estos, y tomando en cuenta las reglas del control *fuzzy* genera las constantes  $K_{smes1}$  y  $K_{smes2}$ . Estas constantes amplifican la magnitud de las variaciones de frecuencia en cada área, en consecuencia, las granjas de los sistemas SMES 1 y SMES 2 inyectan o absorben potencia dependiendo de la nueva magnitud de variación de frecuencia ( $\Delta F * K_{smes}$ ). Con esto, se consigue que el aporte de potencia por parte de una granja durante un disturbio de potencia sea mayor que la otra, dependiendo de su cercanía a la fuente de disturbio. La operación coordinada de las granjas de los sistemas SMES, puede traducirse a una optimización de recursos energéticos y económicos.

Para la metodología se toma en cuenta el primer RoCoF Bs1 promedio calculado posterior a un disturbio, el cual debe ser mayor al primer RoCoF Bs2 promedio, si el disturbio se produjo más cerca de la barra Bs1. En consecuencia, si el primer RoCoF Bs2 promedio calculado, es mayor que el primer RoCoF Bs1 promedio, el disturbio de potencia es próximo a la barra Bs2. Esto debido a que la severidad del RoCoF inicial, es mayor cuanto más cerca está de la fuente del disturbio [25].

La metodología propuesta se desarrolla más a detalle en los siguientes tres apartados.

### 2.2.1. Cálculo de la frecuencia mediante PMU virtual

Mediante una PMU virtual y la medida de voltaje de la barra 2 (VBs1) y la barra 20 (VBs2) de la red de prueba New England, se obtienen las frecuencias  $F_{bs1}$  y  $F_{bs2}$ . La PMU virtual que se utiliza está disponible en la librería de Simulink, y está inspirada en la normativa IEEE Std C37.118.1-2011, misma que se detalla en [68]. En la Figura 2.24 se presenta la disposición de la PMU virtual para la medición de la frecuencia.

Para integrar la PMU virtual a la red de prueba IEEE *New England* 39-bus (modelo fasorial), se expresa los voltajes de las barras VBs1 y VBs2 (fasores) como ondas sinusoidales (dominio del tiempo). En la Figura 2.25 se muestra el diagrama de bloques para la obtención de las ondas sinusoidales de los voltajes VBs1 y VB2, a partir de los fasores de voltaje de estos. En la Figura 2.26 se presenta el diagrama de bloques para la obtención de frecuencia de las barras Bs1 y Bs2 a partir de la PMU virtual.

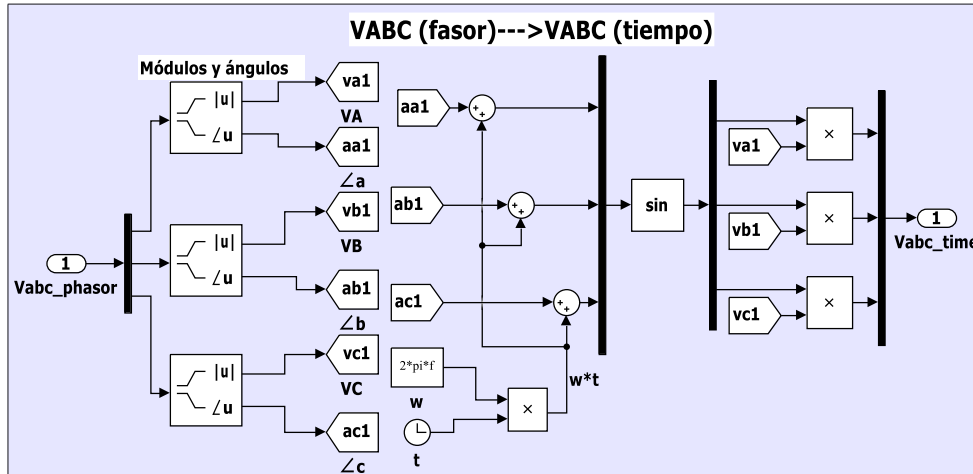


Figura 2.25. Diagrama de bloques para la obtención de los voltajes sinusoidales a partir de los fasores

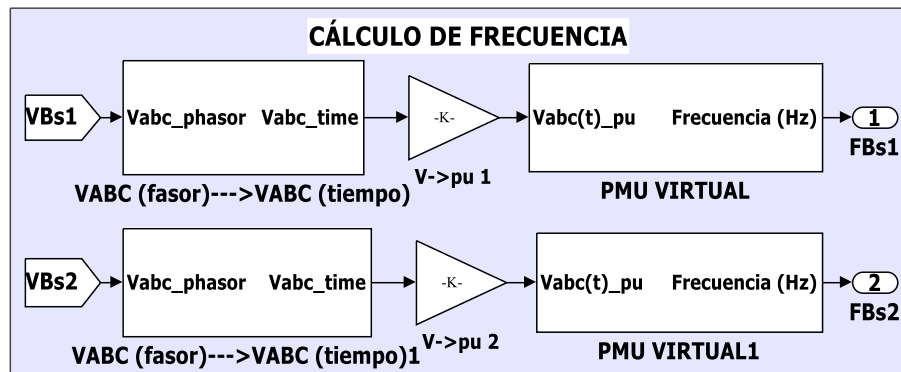


Figura 2.26. Cálculo de la frecuencia a partir de los fasores de voltaje VBs1 y VBs2

### 2.2.2. Cálculo del RoCoF promedio con ventana móvil 500 ms

Para el cálculo del RoCoF se toma como base las frecuencias medidas en las barras 2 (Bs1) y barra 20 (Bs2), provenientes de las PMU virtuales. Para obtener el RoCoF promedio se considera una ventana de 500 ms, con el fin de evitar o minimizar el error en el cálculo como se expone en el apartado 1.5.3.6.1.

Con base en los estudios [23] [69] [70], se desarrolla el cálculo del RoCoF promedio mediante la metodología de ventana móvil como se presenta en las ecuaciones (2.65) y (2.66), donde  $f(t_i)$  es la muestra discretizada de frecuencia en el tiempo  $t_i$ , mientras que  $k$  es el número de muestras en la ventana promedio móvil.  $T$  es la duración de la ventana promedio móvil. En la ecuación (2.65) se determina el RoCoF( $t_i$ ) a partir de dos muestras de frecuencia tomadas en un espacio de tiempo  $T$ . Con la ecuación (2.66) se determina el RoCoF promedio con ventana móvil promedio para  $k$  muestras de frecuencia.

$$RoCoF(t_i) = \frac{df}{dt} = \frac{(f(t_i) - f(t_i + k))}{T} \quad (2.65)$$

$$RoCoF_{promedio} = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k RoCoF(t_i) \quad (2.66)$$

Para el cálculo de RoCoF la señal de frecuencia proveniente de la PMU se discretiza, en consecuencia, se toman muestras de frecuencia cada 50 ms.

La programación del cálculo del RoCoF promedio se realiza en Simulink y sigue la siguiente secuencia: Las muestras de frecuencia son almacenadas en el buffer 1 (almacenamiento  $f(t_i)$ ) que se configura para almacenar únicamente 11 muestras, por lo que, en la posición de la muestra más antigua se sobrescribe un nuevo ingreso de  $f(t_i)$  cada 50 ms. Para el cálculo del RoCoF promedio se utiliza un buffer 2 que almacena 10 valores calculados de RoCoF  $t(i)$ . Una vez que el buffer 1 y buffer 2 estén completos, se procede al cálculo del RoCoF promedio cada 500 ms mediante las ecuaciones (2.65) y (2.66). En la Figura 2.27 se muestra el diagrama de bloques realizado en Simulink para el cálculo del RoCoF promedio con ventana móvil de 500 ms.

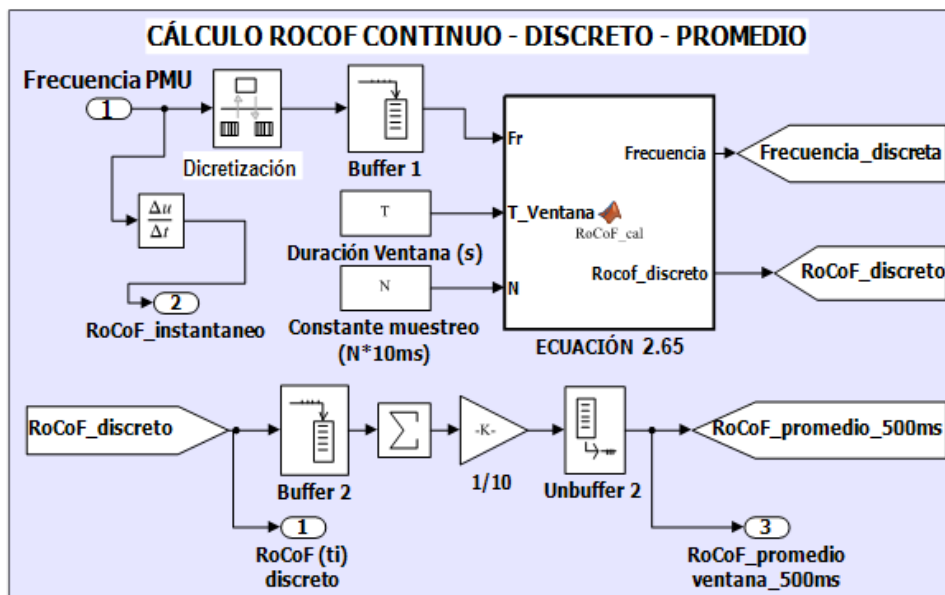


Figura 2.27. Diagrama de bloques para el cálculo del RoCoF promedio

En la Figura 2.28 se presenta el diagrama de flujo para el cálculo del RoCoF promedio con base a las frecuencias medidas en la barra 2 (Bs1) y barra 20 (Bs2) de la red de prueba New England.

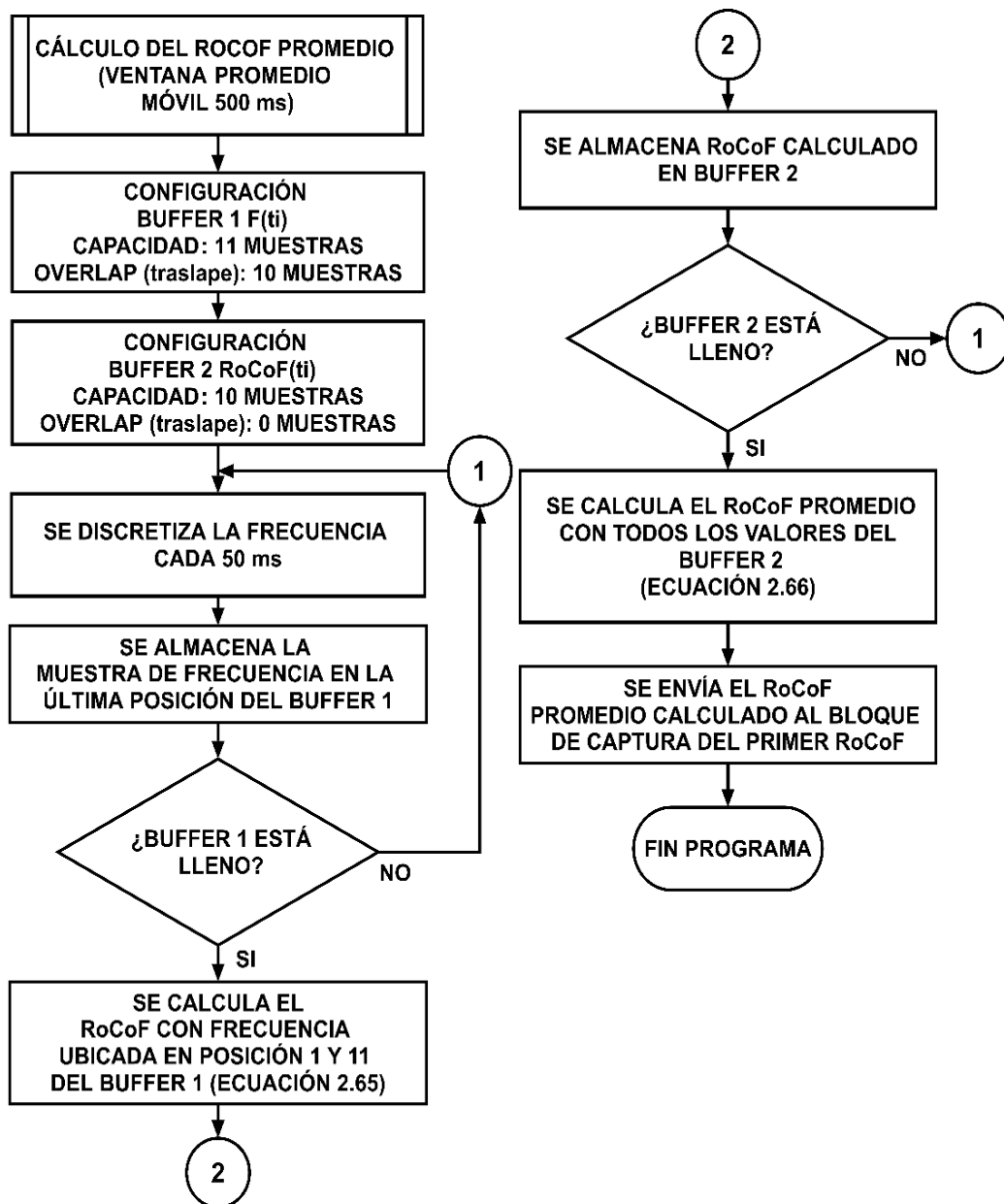


Figura 2.28. Diagrama de flujo para obtención del RoCoF promedio con ventana móvil de 500 ms

Cuando se produce un disturbio de potencia se captura el valor del primer RoCoF promedio que resultan de las frecuencias medidas en las barras 2 (Bs1) y barra 20 (Bs2), y se envía estos datos al bloque de control con lógica *fuzzy*. En la Figura 2.29 se presenta el diagrama de flujo de la metodología empleada para la captura de los valores del primer RoCoF promedio posterior a un disturbio de potencia. Para la captura se utiliza dos valores umbrales de frecuencia y dos valores umbrales de RoCoF. Estos valores umbrales se obtienen con base a pruebas en la red, considerando grandes y pequeños de disturbios de potencia.

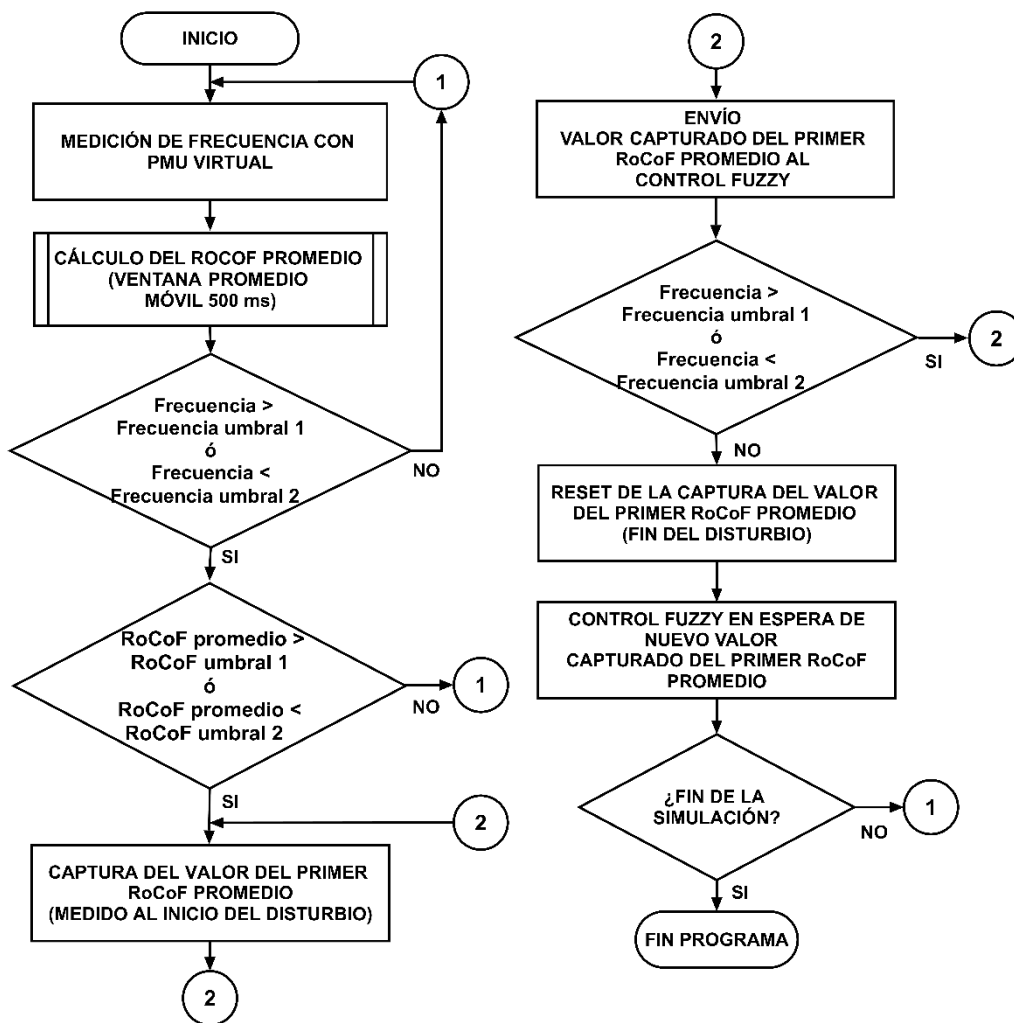


Figura 2.29. Diagrama de flujo de la metodología empleada para la captura de los valores del primer RoCoF promedio

### 2.2.3. Control inteligente coordinado con lógica *fuzzy*

Para el control coordinado de los sistemas SMES, se propone un control de lógica difusa debido a la posibilidad dividir en múltiples bandas (fusiones de membresía) el rango de valores del primer RoCoF promedio capturado posterior al disturbio, y encontrar con base a las reglas de inferencia, el valor de una constante  $K_{smes}$  también definida por bandas que amplifique la variación de frecuencia de acuerdo a la cercanía a la fuente del disturbio, para de esta manera coordinar las potencias que inyectan o absorben los sistemas SMES. Así también se propone el control con lógica *fuzzy* debido a que la red de prueba New England al ser extensa y con la integración de energías renovables no convencionales y los sistemas SMES, se dificulta la obtención de un modelo equivalente reducido. Además, una de las ventajas que presenta este control es reproducir las acciones de control simulando

el comportamiento de un experto (operario) ante los eventos de gran complejidad [40] [43].

El control con lógica *fuzzy* procesa los valores del RoCoF Bs1 promedio y RoCoF Bs2 promedio, y a partir de estas señales realiza las operaciones de fusificación, actuación del mecanismo de inferencia (con base a las reglas), y la operación de defusificación. A la salida del control con lógica *fuzzy*, se obtiene las constantes Ksmes1 y Ksmes2, las cuales se multiplican con las variaciones de frecuencia  $\Delta F1$  y  $\Delta F2$ , respectivamente, como se muestra en la Figura 2.24. Los resultados de la multiplicación ( $\Delta F * Ksmes$ ) son los nuevos valores de la variación de frecuencia según la magnitud del RoCoF, por lo que, el sistema SMES que reciba una mayor variación de frecuencia ante un disturbio, absorbe o inyecta mayor potencia activa que el sistema que recibe una menor variación de frecuencia. En la Figura 2.30 se presenta la secuencia para obtención de las constantes Ksmes1 y Ksmes2.

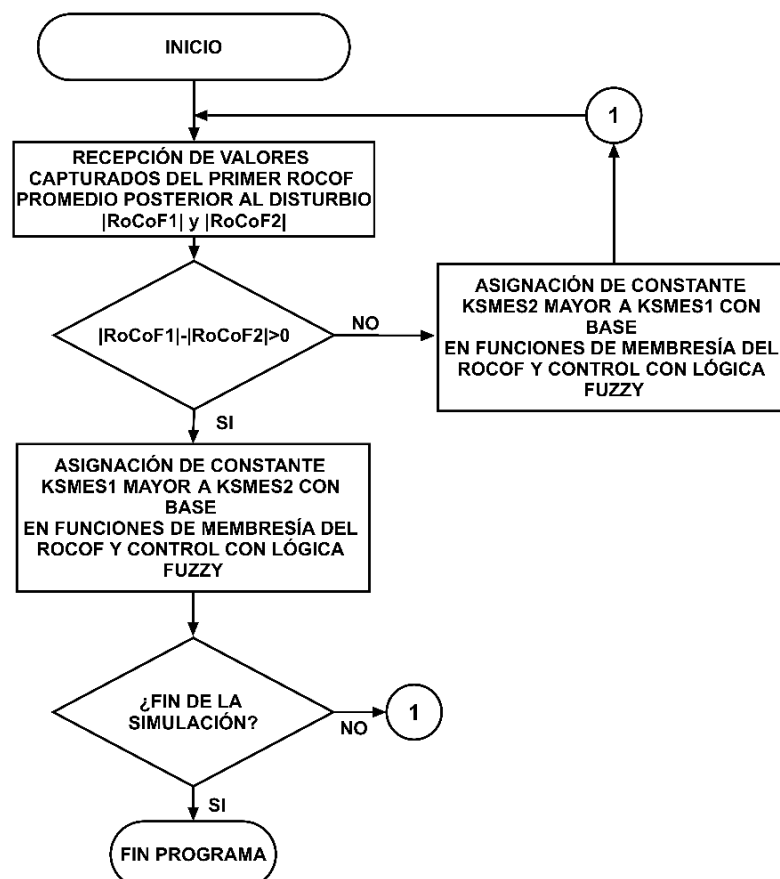


Figura 2.30. Secuencia para obtención de las constantes Ksmes1 y Ksmes2

Para desarrollar el controlador con lógica *fuzzy*, se emplea la herramienta de Matlab *Fuzzy Logic Toolbox*, la cual permite programar controladores con lógica *fuzzy* para

sistemas dinámicos complejos de manera didáctica y simple. En la Figura 2.31 se muestra el ambiente de programación de la herramienta *Fuzzy Logic Toolbox*.

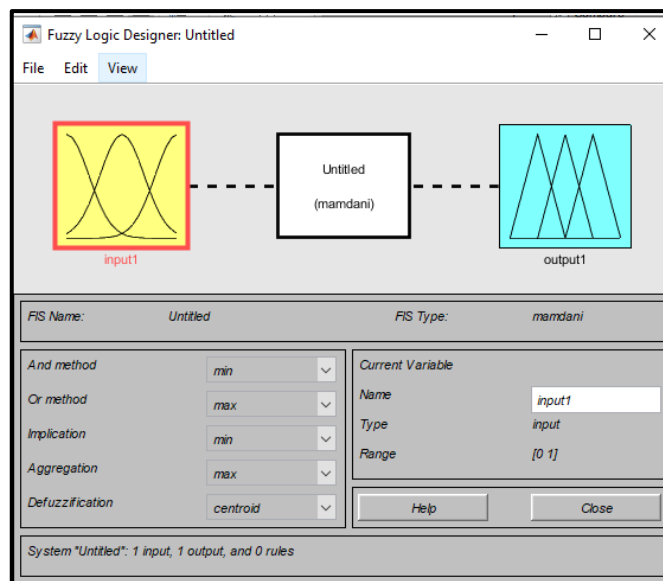


Figura 2.31. Ambiente de programación de *Fuzzy Logic Toolbox*

### 2.2.3.1. Variables lingüísticas

Las variables lingüísticas se establecen a partir de las variables de la planta tanto de entrada como de salida. Para el control *fuzzy* se toma como variables de entrada el valor absoluto del primer RoCoF Bs1 promedio y primer RoCoF Bs2 promedio, así también se toma como entrada la resta de estos. La salida del control son las constantes Ksmes1, Ksmes2.

Para estas variables se definen los valores lingüísticos dentro de un universo de discurso predefinido. Para el desarrollo del control se establece los valores lingüísticos de cada variable cumpliendo la secuencia presentada en la Figura 2.30. De igual manera el universo de discurso de |RoCoF Bs1| y |RoCoF Bs2| son seleccionados con base a valores de RoCoF obtenidos al conectar una carga de 1000 MW en la red de prueba New England. El universo de discurso de Ksmes1 y Ksmes2 se selecciona de tal manera que se alcance una amplificación de la variación de frecuencia de máximo el 200% de su valor. Con el fin de amplificar la variación frecuencia ( $\Delta F \cdot K_{smes}$ ) a partir de valor de la amplitud del primer RoCoF promedio, se divide en bandas (funciones de membresía) los valores de las constantes Ksmes y el RoCoF. En la Tabla 2.1 se presenta un resumen de las variables de control con sus valores lingüísticos junto con el universo de discurso definidos.

**Tabla 2.1. Variables de control, valores lingüísticos y universo de discurso.**

<b>Variable</b>	<b>Variable Lingüística</b>	<b>Valores lingüísticos</b>	<b>Universo de discurso de la variable</b>
<b> RoCoF Bs1 </b>	<b> Rocof1 </b>	Rocof1 en banda 1 (R1_1) Rocof1 en banda 2 (R1_2) Rocof1 en banda 3 (R1_3) Rocof1 en banda 4 (R1_4) Rocof1 en banda 5 (R1_5) Rocof1 en banda 6 (R1_6) Rocof1 en banda 7 (R1_7) Rocof1 en banda 8 (R1_8) Rocof1 en banda 9 (R1_9)	<b>0 a 0.2 Hz/s</b>
<b> RoCoF Bs2 </b>	<b> Rocof2 </b>	Rocof2 en banda 1 (R2_1) Rocof2 en banda 2 (R2_2) Rocof2 en banda 3 (R2_3) Rocof2 en banda 4 (R2_4) Rocof2 en banda 5 (R2_5) Rocof2 en banda 6 (R2_6) Rocof2 en banda 7 (R2_7) Rocof2 en banda 8 (R2_8) Rocof2 en banda 9 (R2_9)	<b>0 a 0.2 Hz/s</b>
<b> RoCoF Bs1  -  RoCoF Bs2 </b>	<b> Rocof1  -  Rocof2 </b>	Resta R1R2 negativo (R1R2N) Resta R1R2 cero (R1R2C) Resta R1R2 positivo (R1R2P)	<b>-0.3 a 0.3 Hz/s</b>
<b>Ksmes1</b>	<b>K1_smes1</b>	K1_smes1 en banda 1 (K1_1) K1_smes1 en banda 2 (K1_2) K1_smes1 en banda 3 (K1_3) K1_smes1 en banda 4 (K1_4) K1_smes1 en banda 5 (K1_5) K1_smes1 en banda 6 (K1_6) K1_smes1 en banda 7 (K1_7) K1_smes1 en banda 8 (K1_8) K1_smes1 en banda 9 (K1_9)	<b>1 a 2 unidades</b>
<b>Ksmes2</b>	<b>K2_smes2</b>	K2_smes2 en banda 1 (K2_1) K2_smes2 en banda 2 (K2_2) K2_smes2 en banda 3 (K2_3) K2_smes2 en banda 4 (K2_4) K2_smes2 en banda 5 (K2_5) K2_smes2 en banda 6 (K2_6) K2_smes2 en banda 7 (K2_7) K2_smes2 en banda 8 (K2_8) K2_smes2 en banda 9 (K2_9)	<b>1 a 2 unidades</b>

### 2.2.3.2. Funciones de membresía

Las funciones de membresía son funciones matemáticas continuas como triangulares, trapezoides, sigmoides, campanas de Gauss, etc. El eje vertical de la función representa el grado de pertenencia en el intervalo de cero a uno, mientras que el eje horizontal representa el universo de discurso. Cada tipo de función de membresía tiene parámetros que modifican su forma y ubicación en el plano. En Matlab la función de membresía trapezoidal (trapmf), se define mediante los



parámetros [a, b, c, d], donde el parámetro b y c son los puntos superiores (con valor 1), mientras que a y d son los puntos inferiores (con valor 0). Con estos puntos se forma un trapecio. Donde max y min son funciones que retornan el valor máximo y mínimo respectivamente. En la ecuación (2.67) se presenta la función Trapezoidal.

$$f(x; a, b, c, d) = \max\left(\min\left(\frac{x-a}{b-a}, 1, \frac{d-x}{d-c}\right), 0\right) \quad (2.67)$$

La función de membresía campana generalizada (gbellmf) tiene parámetros [a, b, c], donde el parámetro a define el ancho de la función de pertenencia, mientras que b define la forma de la curva a cada lado a partir del centro, y c define el centro de la función de pertenencia. En la ecuación (2.68) se presenta la función de membresía campana generalizada.

$$f(x; a, b, c) = \frac{1}{1 + \left|\frac{x-c}{a}\right|^{2b}} \quad (2.68)$$

La función de membresía sigmoideal (sigmf) se define con los parámetros [a, c], donde el valor de a controla el ancho del área de transición, mientras que c define el centro del área de transición. En la ecuación (2.69) se muestra la función sigmoideal.

$$f(x; a, c) = \frac{1}{1 + e^{-a(x-c)}} \quad (2.69)$$

Con base en las funciones trapezoidal, campana generalizada y sigmoideal se desarrolla las funciones de membresía de entrada y salida para el control con lógica fuzzy propuesto.

### 2.2.3.2.1. Funciones de membresía de entrada

Las funciones de membresía que se definen para las variables lingüísticas |Rocof1| y |Rocof2| se presenta en la Tabla 2.2 y la Tabla 2.3, respectivamente.

Tabla 2.2. Funciones de membresía para la variable lingüística |Rocof1|.

Valor lingüístico	Tipo de función de membresía	Parámetros
R1_1	Trapezoidal	[-1.6e-05 -1.6e-05 0.01289 0.01313]
R1_2	Campana generalizada	[0.009932 4.69 0.02692]
R1_3	Campana generalizada	[0.0125 3.13 0.05]

R1_4	Campana generalizada	[0.0125 3.125 0.07498]
R1_5	Campana generalizada	[0.0125 3.278 0.1]
R1_6	Campana generalizada	[0.0125 3.13 0.125]
R1_7	Campana generalizada	[0.0125 3.125 0.15]
R1_8	Campana generalizada	[0.0125 3.125 0.1751]
R1_9	Campana generalizada	[0.01255 3.138 0.2]

Tabla 2.3.

Tabla 2.4. Funciones de membresía para la variable lingüística |Rocof2|.

Valor lingüístico	Tipo de función de membresía	Parámetros
R2_1	Trapezoidal	[-1.6e-05 -1.6e-05 0.01289 0.01313]
R2_2	Campana generalizada	[0.009932 4.69 0.02692]
R2_3	Campana generalizada	[0.0125 3.125 0.05]
R2_4	Campana generalizada	[0.0125 3.125 0.07498]
R2_5	Campana generalizada	[0.0125 3.278 0.1]
R2_6	Campana generalizada	[0.0125 3.13 0.125]
R2_7	Campana generalizada	[0.0125 3.125 0.15]
R2_8	Campana generalizada	[0.0125 3.125 0.1751]
R2_9	Campana generalizada	[0.01255 3.138 0.2]

Las funciones de membresía de la variable lingüística |Rocof1|- |Rocof2| se presenta en la Tabla 2.4

Tabla 2.5. Funciones de membresía para variable lingüística |Rocof1|- |Rocof2|

Valor lingüístico	Tipo de función de membresía	Parámetros
R1R2N	Trapezoidal	[-0.3 -0.3 -5.6e-05 -5.6e-05]
R1R2C	Trapezoidal	[-5e-05 -1.5e-06 1.5e-06 5e-05]
R1R2P	Trapezoidal	[5.6e-05 5.6e-05 0.3 0.3]

Las funciones de membresía de las variables lingüísticas |Rocof1|, |Rocof2| y |Rocof1|-|Rocof2| se presenta en las Figuras 2.32, 2.33 y 2.34, respectivamente.

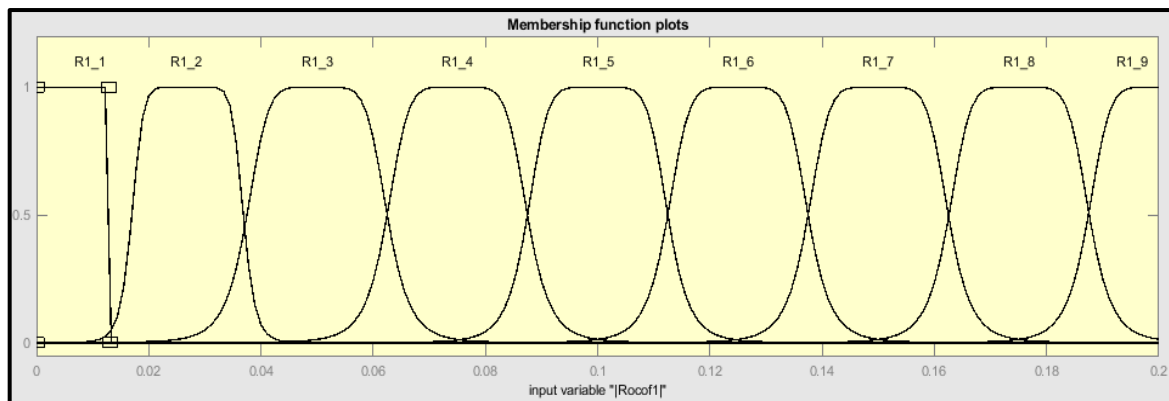
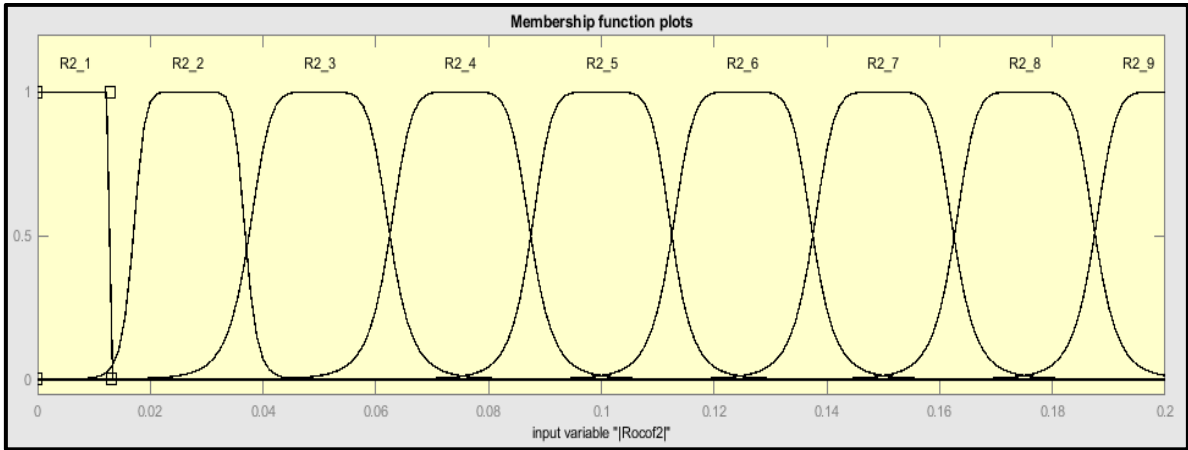
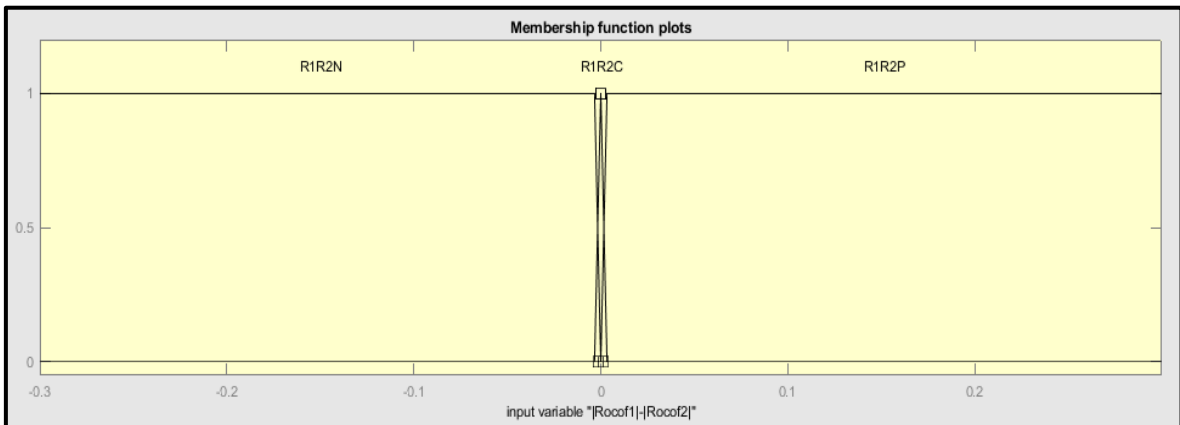


Figura 2.32. Funciones de membresía de la variable lingüística |Rocof1|



**Figura 2.33. Funciones de membresía de la variable lingüística |Rocof2|**



**Figura 2.34. Funciones de membresía de la variable lingüística |Rocof1|-|Rocof2|**

### 2.2.3.2.2. Funciones de membresía de salida

Las funciones de membresía que se definen para las variables lingüísticas K1\_smes1 y K2\_smes2 se presenta en la Tabla 2.5 y la Tabla 2.6, respectivamente.

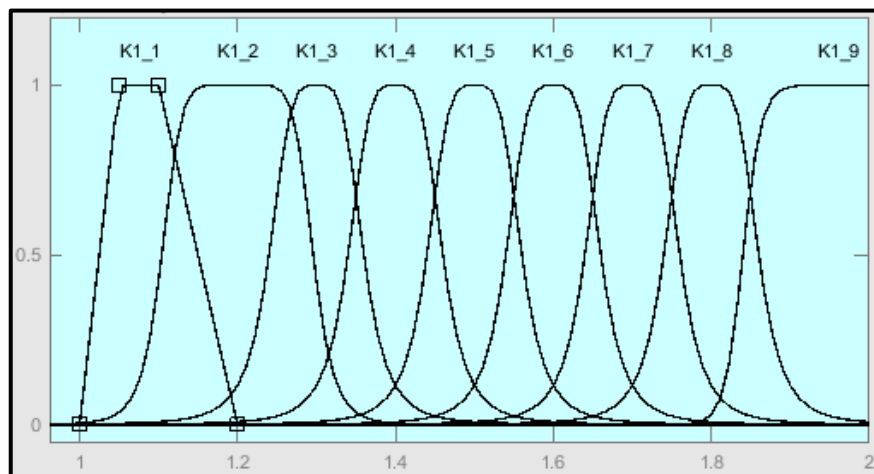
**Tabla 2.6. Funciones de membresía para la variable lingüística K1\_smes1.**

Valor lingüístico	Tipo de función de membresía	Parámetros
K1_1	Trapezoidal	[1 1.05 1.1 1.2]
K1_2	Campana Generalizada	[0.09583 3.67 1.2]
K1_3	Campana Generalizada	[0.06 2 1.3]
K1_4	Campana Generalizada	[0.06 2 1.4]
K1_5	Campana Generalizada	[0.06 2 1.5]
K1_6	Campana Generalizada	[0.06 2 1.6]
K1_7	Campana Generalizada	[0.06 2 1.7]
K1_8	Campana Generalizada	[0.06 2 1.8]
K1_9	Sigmoidal	[86.64 1.84]

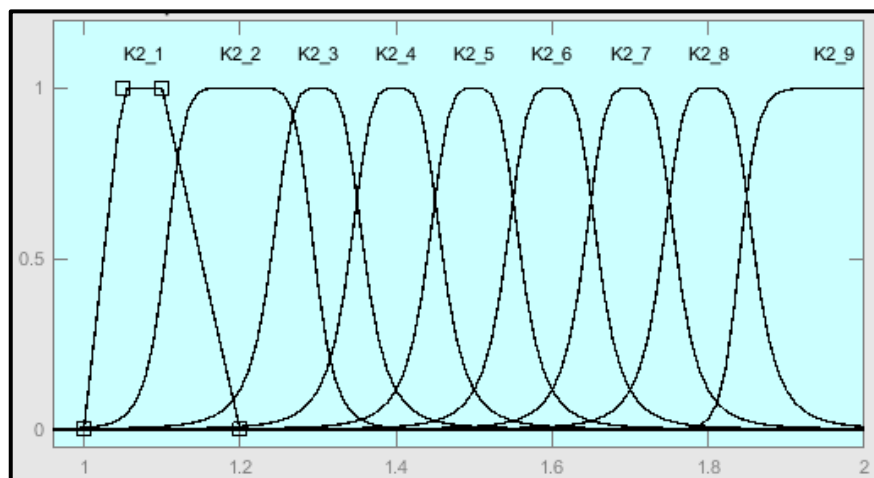
**Tabla 2.7. Funciones de membresía para la variable lingüística K2\_smes2.**

Valor lingüístico	Tipo de función de membresía	Parámetros
K2_1	Trapezoidal	[1 1.05 1.1 1.2]
K2_2	Campana Generalizada	[0.09583 3.67 1.2]
K2_3	Campana Generalizada	[0.06 2 1.3]
K2_4	Campana Generalizada	[0.06 2 1.4]
K2_5	Campana Generalizada	[0.06 2 1.5]
K2_6	Campana Generalizada	[0.06 2 1.6]
K2_7	Campana Generalizada	[0.06 2 1.7]
K2_8	Campana Generalizada	[0.06 2 1.8]
K2_9	Sigmoidal	[86.64 1.84]

Las funciones de membresía de las variables lingüísticas K1\_smes1, y K2\_smes2 se presenta en las Figuras 2.35 y 2.36, respectivamente.



**Figura 2.35. Funciones de membresía de la variable lingüística K1\_smes1**



**Figura 2.36. Funciones de membresía de la variable lingüística K2\_smes2**

### 2.2.3.3. Reglas de inferencia tipo Mamdani

Para el control coordinado de las dos granjas SMES 1 y SMES 2, se plantea reglas de inferencias tipo Mandani (reglas SI ENTONCES), las cuales gobiernan el desempeño de las salidas de control Ksmes1 y Ksmes2. El conjunto de noventa y nueve reglas propuestas para el control coordinado se presenta en el Anexo E.

### 2.2.3.4. Superficies de control obtenidas

Una vez creada las funciones de membresía para las señales del control de entrada y salidas, y con base en las noventa y nueve reglas de control, en la herramienta *Fuzzy Logic Toolbox* se aplica la inferencia tipo Mamdani, y el método del centroide como método de defusificación, y se obtiene las superficies de control de las salidas Ksmes1 y Ksmes2, tal como se muestra en las Figuras 2.37 y 2.38, respectivamente.

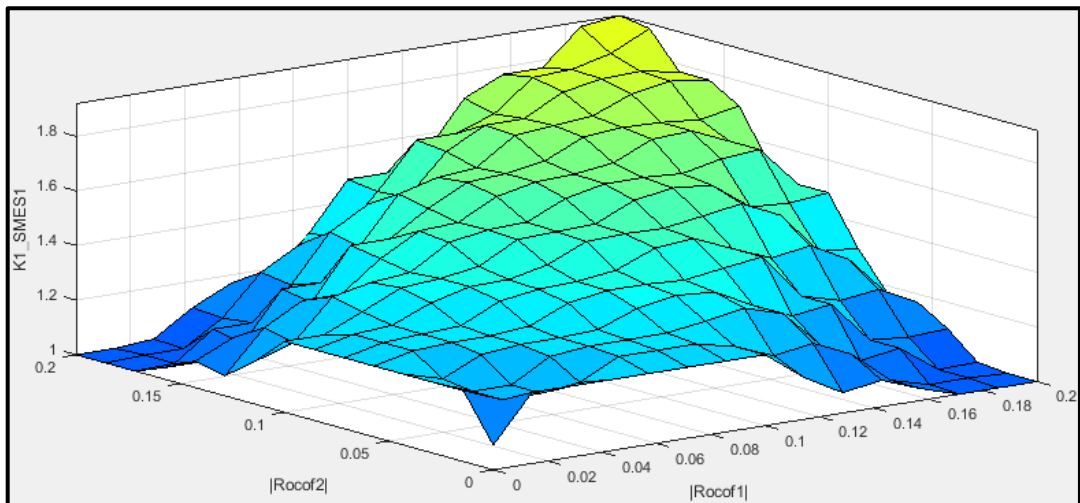


Figura 2.37. Superficie de control Ksmes1

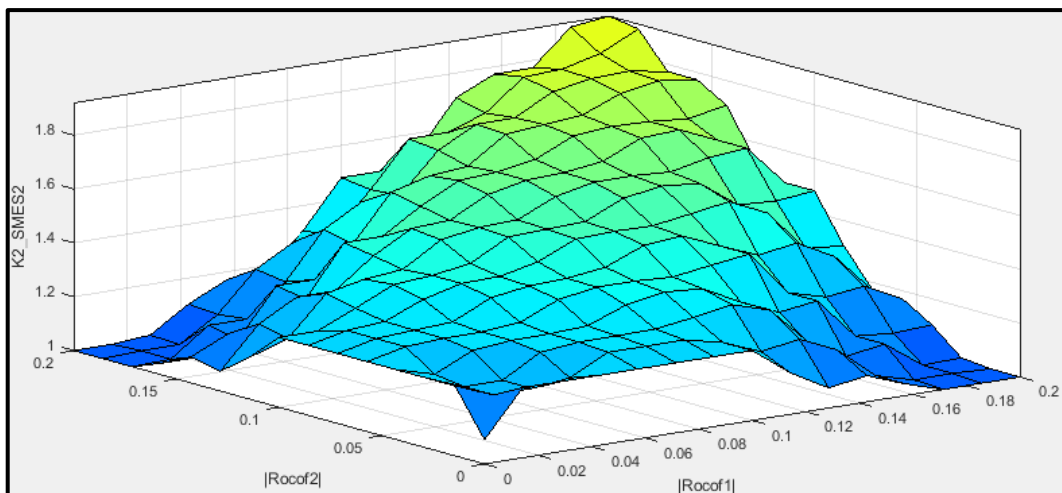


Figura 2.38. Superficie de control Ksmes2

En la Figura 2.39 se muestra el diagrama de bloques del control con lógica *fuzzy* implementado para el control coordinado de las granjas SMES 1 y SMES 2.

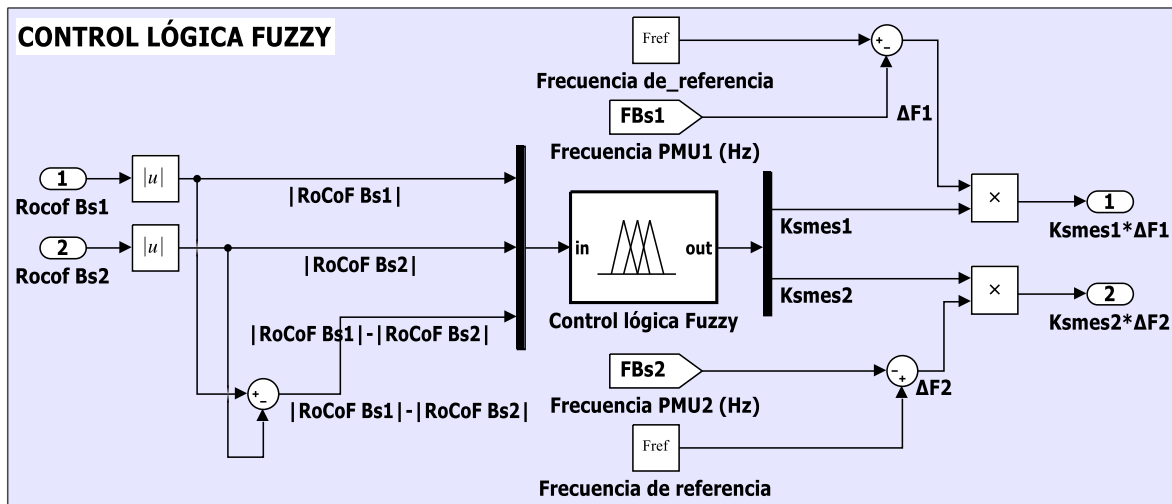


Figura 2.39. Diagrama de bloques del control inteligente coordinado con lógica *fuzzy* de las granjas SMES 1 y SMES 2

### 2.3. Red de prueba híbrida IEEE *New England* 39-bus con integración de generación renovable no convencional

El modelo de prueba base IEEE *New England* 39-bus se desarrolló en el instituto de investigación IREQ Hydro-Québec de Canadá, y está disponible libre de licencia para estudios de investigación y fines educativos. El modelo puede ser empleado para estudios de control y protección, integración de renovables y micro redes, además es utilizado para estudios de estabilidad de pequeña señal y análisis de estabilidad oscilatoria. El modelo está formado por 39 buses, 10 generadores, 19 cargas y transformadores de voltaje, las líneas de transmisión están representadas como tipo pi trifásicas. Adicionalmente, cuenta con un sistema estabilizador de potencia (PSS), así como también cuenta integrado el control primario de frecuencia en todos los generadores sincrónicos. La potencia nominal de los generadores es de 1000 MW y el voltaje nominal línea a línea ( $V_{rms}$ ) de las líneas de transmisión es de 345 kV. La red de prueba está desarrollada para simulación fasorial, por lo que, se integra adecuadamente con el modelo fasorial SMES propuesto, la red se encuentra disponible en el centro de Matlab (Mathworks) [71] [72] [73]. En el Anexo F se presenta los parámetros de la red de prueba. En el Anexo D se muestra el sistema *New England* implementado en Simulink de Matlab.

### 2.3.1. Integración de generación fotovoltaica y eólica

Con el fin de reducir la inercia (H) de la red de prueba *New England* se integra generación renovable no convencional, por lo cual, se sustituye los generadores síncronos G5 y G10 por generación eólica y fotovoltaica.

Para reemplazar el generador G5 de 508 MW se ingresa generación fotovoltaica y eólica que producen la misma potencia activa y reactiva. De igual Manera el generador G10 que produce 250 MW se reemplaza por generación eólica y fotovoltaica. La inercia del generador G5 es 2.6 (S base 1000 MW) segundos, mientras que la del generador G10 es 4.2 (S base 1000 MW) segundos, por lo que la inercia que se reduce en el sistema es 6.8 segundos con respecto a la red de prueba *New England* original. En la Tabla 2.7 se presenta el resumen del reemplazo de tipo de generación en la red del sistema *New England*.

Tabla 2.8. Resumen del reemplazo de generadores G5 y G10 por generación eólica y fotovoltaica.

Generador de reemplazo	Sistema original		Sistema con ingreso de generación fotovoltaica y eólica			
	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVA]	Potencia activa eólica [MW]	Potencia reactiva eólica [MVA]	Potencia activa fotovoltaica [MW]	Potencia reactiva fotovoltaica [MVA]
G5	508	132.2	289.2	122.98	218.8	9.235
G10	250	89.7	140.6	84.12	109.4	5.58

Para reemplazar los generadores G5 y G10 en Simulink, se emplean modelos generales de plantas de generación eólica y fotovoltaica, los cuales están disponibles en el centro de librerías de Matlab. Se utilizan modelos generales debido a que no es motivo de estudio en el presente proyecto la dinámica detallada de las centrales de generación no convencional (eólica y fotovoltaica), y su interés se centra en la aplicación de potencia activa y reactiva a la red con la característica de inercia cero.

### 2.3.1.1. Modelo general de granja fotovoltaica

El modelo fasorial generalizado (en Simulink) de una granja fotovoltaica de 40 [MW] es el que se presenta en la Figura 2.40, donde la entrada del modelo es el perfil de la irradiancia en  $w/m^2$ , y la salida es la potencia activa y la reactiva. Los parámetros que se configuran en el modelo es el porcentaje de eficiencia de los paneles solares y el área que ocupa los paneles solares. En la actualidad, se tiene que los paneles solares pueden alcanzar hasta una eficiencia de no más del 25 por ciento según la referencia [74], por lo que, se utiliza un valor de 20 por ciento de eficiencia. Los paneles solares de la granja eólica de 40 MW ocupan un área de 80000 metros cuadrados. El modelo presenta una tabla de valores de irradiancia de acuerdo con la hora del día, por lo que, se configura que los valores de irradiancia correspondan a la hora del medio día (entre 500 y 526  $w/m^2$ ) debido a que es la hora donde se presentan mayor energía solar.

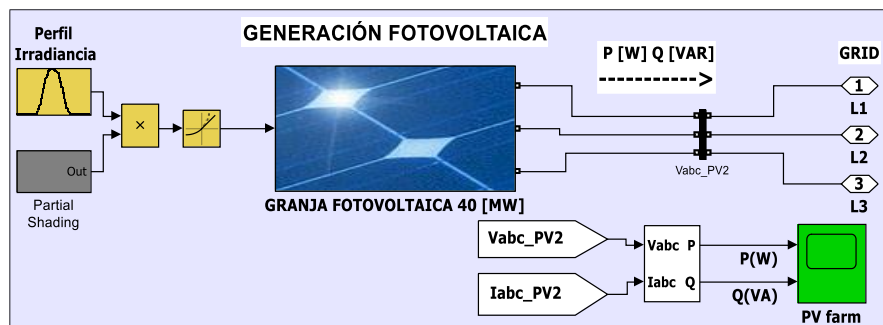


Figura 2.40. Modelo fasorial generalizado de una granja fotovoltaica de 40 MW

La potencia instalada de la granja fotovoltaica es de 40 MW y debido a su eficiencia y la irradiancia (medio día) se tiene que la potencia efectiva es de 8.415 MW.

### 2.3.1.2. Modelo general de la granja eólica

El modelo fasorial generalizado (en Simulink) de una granja eólica se presenta en la Figura 2.41, donde la entrada del modelo es el perfil del viento en m/s y la salida es la potencia activa y la reactiva. Los parámetros que se configuran en el modelo es la potencia nominal en MW (potencia instalada), la velocidad del viento nominal en m/s, y la máxima velocidad del viento en m/s. El modelo presenta una tabla de valores de la velocidad del viento de acuerdo con la hora del día, por lo que, se configura que los valores de la velocidad del viento correspondan a la hora del medio día (entre 8 y 9 m/s), debido a que dicha hora se estableció para el modelo de la generación solar. El valor del viento nominal para el modelo se establece en 13.5 m/s, mientras



que la máxima velocidad del viento se establece en 15m/s, valores que están dentro del rango de operación normal de un generador eólico [75]. La potencia nominal (potencia instalada) de los modelos de las granjas eólicas, se establecen en 702 MW y 683 MW para las granjas de reemplazo de los generadores G5 y G10 respectivamente.

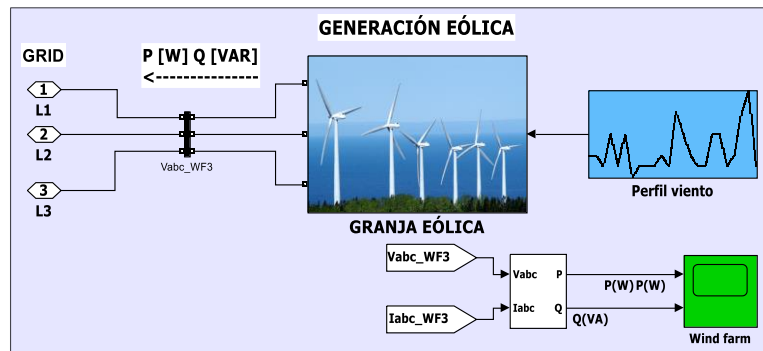


Figura 2.41. Modelo fasorial generalizado de una granja eólica en Simulink

La potencia instalada de la granja eólica de reemplazo de G5, es de 702 MW, mientras que la potencia efectiva es de 144.6 MW. De igual manera se tiene que la potencia instalada de la granja eólica de reemplazo de G10, es de 683 MW, mientras que la potencia efectiva es de 140.7 MW. Las potencias efectivas de las granjas eólicas están en función de la velocidad del viento (medio día) que se estableció anteriormente.

### 2.3.1.3. Reemplazo de potencias de generadores G5 Y G10

Para sustituir al generador G5 se emplea 26 granjas solares cada una de potencia efectiva de 8.415 MW, además de 2 granjas eólicas cada una de 144.6 MW de potencia activa efectiva, dando como resultado un aporte de potencia activa total de 508 MW que es igual al valor de potencia activa del generador G5. Por otro lado, para sustituir el generador G10 se emplea 13 granjas solares cada una de potencia efectiva de 8.415 MW, además de 1 granjas eólica de 140.7 MW de potencia activa efectiva, dando como resultado un aporte de potencia activa total de 250 MW que es similar a la potencia generada por G10.

Las potencias reactivas provenientes de la generación fotovoltaica y eólica se establecen en el mismo valor que en los generadores G5 y G10.

En la Tabla 2.8 se presenta un resumen del número de granjas eólicas y fotovoltaicas utilizadas para el reemplazo de los generadores G5 y G10.

**Tabla 2.9. Número de granjas eólicas y fotovoltaicas utilizadas para reemplazo de G5 y G10**

Gen.	Generación fotovoltaica de reemplazo		Generación eólica de reemplazo		Potencia activa total de reemplazo [MW]	Potencia reactiva total de reemplazo [MVAR]
	Potencia [MW]	N° granjas	Potencia [MW]	N° granjas		
<b>G5</b>	8.415	26	144.6	2	508	132.2
<b>G10</b>	8.415	13	140.6	1	250	89.7

En el Anexo D se presenta la red de prueba IEEE *New England* 39-bus con la integración de generación fotovoltaica y eólica.

## **2.4. Control Secundario para la red de prueba IEEE *New England* 39-bus**

El modelo de la red de prueba *New England* 39-bus que se emplea es este proyecto, no cuenta con un control secundario de frecuencia. Con el objeto de estudiar el aporte de las Granjas SMES al control primario y secundario de frecuencia, se implementa un control secundario de frecuencia desarrollado mediante diagrama de bloques en Simulink. Cabe mencionar, que el modelo base de prueba *New England*, ya cuenta con un control primario en cada una de las máquinas sincrónicas, motivo por el cual no se implementa este control.

### **2.4.1. Áreas de control de la red de prueba**

La red de prueba *New England* al ser extensa, se propone en los estudios [71] [76] [77] un Control Automático de Generación (AGC) descentralizado, debido a que es aplicable para grandes áreas geográficas y con la capacidad de lidiar con problemas de control de la red localmente. Así también en [78], se agrupan a los generadores del sistema de prueba *New England* en grupos coherentes (de estado estacionario) debido a que dichos generadores tienen un comportamiento electromecánico similar, y por ende corresponden a un área en común. En dichos estudios se divide a la red *New England* en tres áreas de control. Un AGC descentralizado utiliza varios AGC independientes por zonas, los cuales están intercomunicados entre sí, lo que permite cumplir con las funciones de recuperación de la frecuencia a valores de

referencia, y conservar los valores programados de los flujos de potencia activa en las líneas de interconexión entre áreas [79]. En la Figura 2.42 se presenta la red de prueba *New England* dividido en las tres áreas de control de frecuencia con base a los estudios [71] [76] [77] y [79].

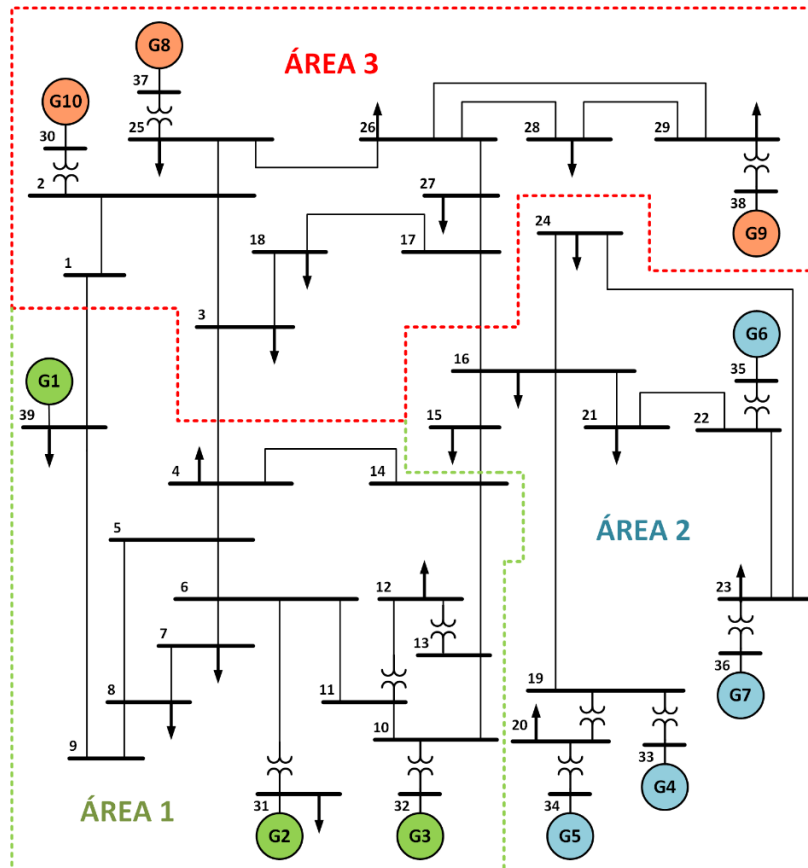


Figura 2.42. División de la red de prueba *New England* en 3 áreas para el control secundario de frecuencia

### 2.4.2. Control automático de generación propuesto

En cada una de las tres áreas que se divide el sistema *New England*, se implementa un control PID que toma como entrada la señal ACE de cada área, para determinar el error de control de cada área se utiliza la ecuación (2.70).

La salida del controlador PID ( $\Delta P_{total}$ ) es multiplicada por el factor de participación de cada generador ( $FP_{,n}$ ), y el resultado es la variación de potencia activa de referencia de cada generador ( $\Delta P_{c,n}$ ) en p.u. Con Base a  $\Delta P_{c,n}$  se calcula el nuevo punto de referencia de potencia de cada generador que forma parte del control secundario como se presenta en las ecuaciones (2.72) y (2.73). En la Figura 2.43 se presenta el diagrama de control AGC descentralizado propuesto.

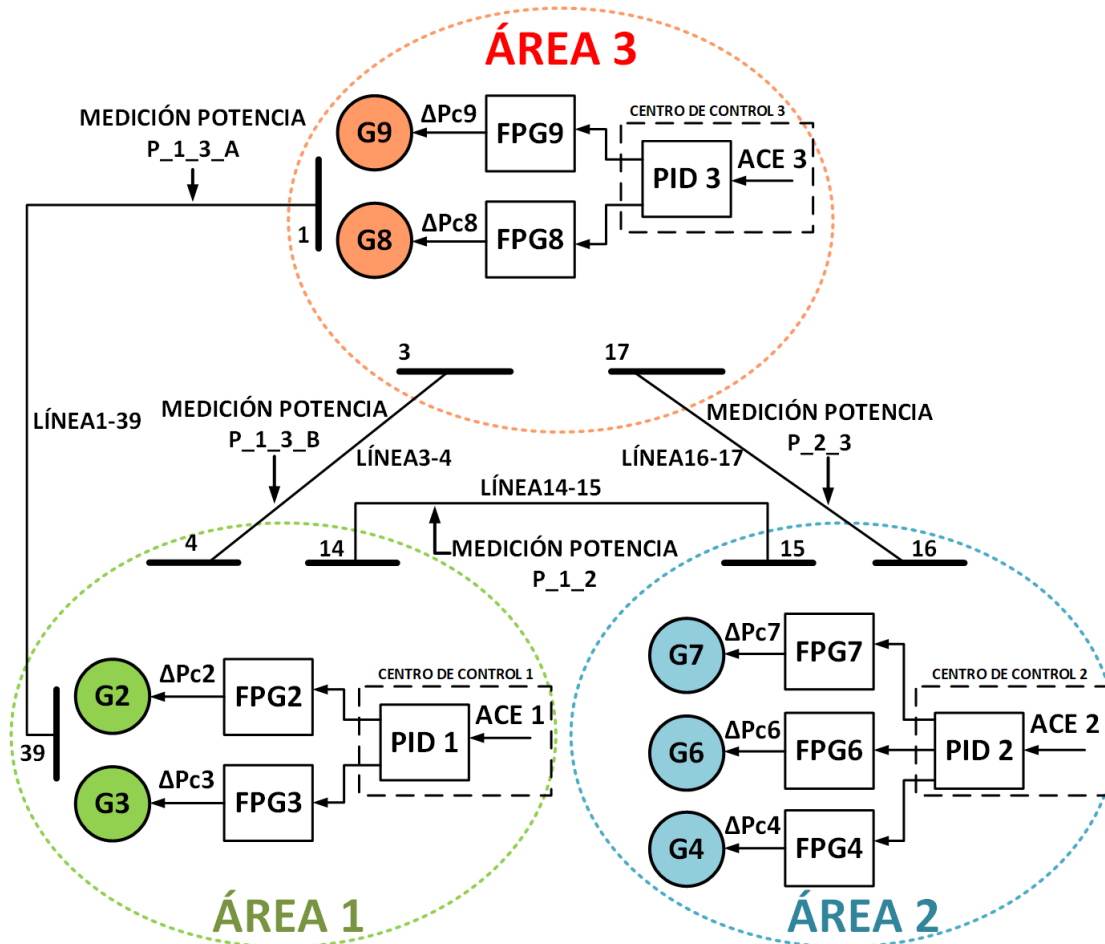


Figura 2.43. Control AGC descentralizado para la red de prueba *New England*

### 2.4.3. Determinación del ACE de cada área

En un sistema de áreas múltiples y con control AGC descentralizado cada área se encarga de monitorear la desviación de frecuencia y los flujos de potencia activa en las líneas de interconexión. Los datos recopilados del monitoreo se envían a un centro de control para calcular la señal del error de control de área (ACE). La señal de ACE de cada una de las áreas se procesa en el centro de control y se obtiene la nueva referencia de potencia activa para los generadores de cada una de las áreas que forman parte del control secundario.

El error de control de área para una área  $m$  se define en la ecuación (2.70), donde:  $P_{mn,k}$  es la potencia activa de intercambio actual del área  $m$ ;  $P_{mnp,k}$  es la potencia activa de intercambio programado del área  $m$  (en MW),  $\beta_m$  es el bias de frecuencia del área  $m$  (en MW/Hz) y  $\Delta f_m$  es la variación de frecuencia en el área  $m$  (en Hz), además  $i$  representa el número de interconexiones del área  $m$  a otras áreas [71] [80].

$$ACE_m = \sum_{k=1}^i (P_{mn,k} - P_{mnp,k}) + \beta_m * \Delta f_m \quad (2.70)$$

### 2.4.3.1. Cálculo del factor bias de frecuencia

Un método de obtención del factor bias de frecuencia se realiza con base a registros estadísticos de eventos/fallas con valores de demanda total y variaciones de frecuencia e intercambio, es decir teniendo una base de datos consistente para su análisis. En un sistema de potencia el factor bias se puede ajustar dependiendo de la demanda ya sea máxima o mínima. El cálculo del factor bias de frecuencia es motivo para un extenso estudio como se presenta en [81] [82].

Un método para determinar el factor bias de una red es mediante la ecuación (2.71), donde  $\Delta PI$  es el cambio de carga en MW,  $\Delta f_{ss}$  es la desviación de frecuencia a causa del cambio de carga en Hz,  $R_{eq}$  es el estatismo permanente equivalente en MW/Hz, y  $D$  es el coeficiente de amortiguamiento de carga compuesto en MW/Hz [81] [83]. El factor bias de la red de prueba se determina mediante este método, por lo que, se realiza conexiones de carga, y se mide la variación de frecuencia en estado estacionario. En la Tabla 2.9 se presenta las mediciones de frecuencia en estado estacionario, el valor de la conexión de carga y el bias calculado con base a la ecuación (2.71).

$$\beta_m = \frac{-\Delta P_l}{\Delta f_{ss}} = \frac{1}{R_{eq}} + D \quad (2.71)$$

Tabla 2.10. Cálculo del factor bias de frecuencia

Área de conexión de carga	Sistema original			Sistema con integración de generación fotovoltaica y eólica		
	$\Delta PI$ [MW]	$\Delta f_{ss}$ [Hz]	$\beta_m$ [MW/Hz]	$\Delta PI$ [MW]	$\Delta f_{ss}$ [Hz]	$\beta_m$ [MW/Hz]
Área 1	500	0.1360	3676.47	500	0.1547	3232.06
Área 1	1000	0.2675	3738.32	1000	0.3061	3266.91
Área 2	500	0.1399	3573.98	500	0.1646	3037.67
Área 2	1000	0.2714	3684.59	1000	0.3222	3103.66
Área 3	500	0.1269	3940.11	500	0.1458	3429.36
Área 3	1000	0.2372	4215.85	1000	0.2722	3673.80

Con base a los valores de bias de frecuencia presentados en la Tabla 2.9, se establece el bias de frecuencia de las tres áreas de control para el sistema original como el promedio de los valores de  $\beta_m$  que es 3804.9 MW/Hz. De igual forma, para el sistema con integración de generación fotovoltaica y eólica, se establece el bias de frecuencia promedio de 3290.6 MW/Hz.

### 2.4.3.2. Potencias activas de intercambio programadas para las tres áreas de control

Se calcula las potencias activas de intercambio netas programadas de las tres áreas del control del AGC de la red de prueba *New England*, para lo cual, se realiza se suma los flujos de potencia de las líneas de interconexión entre áreas. Los flujos de potencia  $P_{1_3_A}$ ,  $P_{1_3_B}$ ,  $P_{1_2}$  y  $P_{2_3}$ , son medidos en las líneas de interconexión como se muestra en la Figura 2.43. En la Figura 2.44, se presenta el diagrama de bloques para el cálculo de las potencias de intercambio netas de cada área.

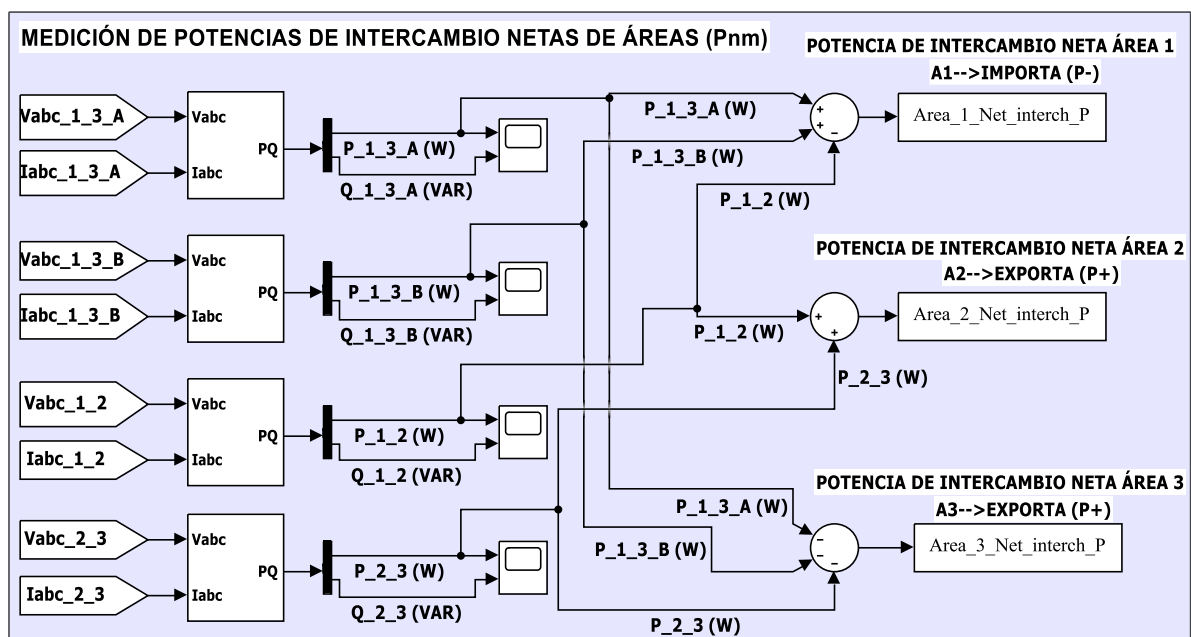


Figura 2.44. Cálculo de las potencias de intercambio netas de las tres áreas de control.

Las potencias de intercambio netas programadas de cada área de control, se obtienen de la red de prueba cuando no ha sucedido ninguna perturbación (Figura 2.43). Estos valores se presentan en la Tabla 2.10. Además, mediante el diagrama de bloques de la Figura 2.44, también se determina las potencias de intercambio netas actuales utilizadas para el cálculo de ACE de cada área de control.

**Tabla 2.11. Potencias de intercambio netas programadas de las áreas de control.**

Sistema original y sistema con ingreso de generación fotovoltaica y eólica		
Área 1	Área 2	Área 3
-380.8242 MW	315.7417 MW	65.0824 MW
Importa	Exporta	Exporta

### 2.4.3.3. Determinación de factor de participación de los generadores

Un punto importante es el aporte de potencia que tiene cada generador que participa en el control secundario, donde la participación no es necesariamente igual para cada uno. El valor del factor de participación (FP) y el punto base de potencia (del generador) son variantes en el tiempo, por lo que, son calculados mediante un algoritmo de asignación que toma en cuenta aspectos económicos (precios de oferta), disponibilidad de los generadores entre otros temas. El algoritmo es el encargado de asegurarse que cada generador trabaje en el punto de producción más económico (punto base), considerando los aspectos mencionados. En cada área de control la suma del factor de participación de los generadores será igual a 1. [71] [83] [84].

Para los generadores que forman el control secundario de las tres áreas de la red de prueba New England, se establecen los factores de participación a partir de la operación del sistema en estado estacionario (punto base), es decir, cuando no hay cambio de carga o cambio de asignación en los generadores como se presenta en el estudio [71], donde se establece el factor de participación de cada generador en relación con su reserva de potencia activa disponible del generador, tomando en cuenta que cada generador es de 1000 MW de potencia nominal.

En la Tabla 2.11 se presenta el factor de participación para cada uno de los generadores de las tres áreas de control, tanto para el sistema *New England* original, como para el sistema con integración de generación fotovoltaica y eólica.

**Tabla 2.12. Factores de participación de los generadores de cada área.**

Sistema original y sistema con ingreso de generación fotovoltaica y eólica		
Área 1	Área 2	Área 3
FpG1=0	FpG4=0.3	FpG8=0.75
FpG2=0.6	FpG5=0	FpG9=0.25

FpG3=0.4	FpG6=0.2	FpG10=0
	FpG7=0.5	

Los generadores G5 y G10 no participan en el control secundario debido a que son los generadores que se reemplazan por generación eólica y fotovoltaica

#### 2.4.3.4. Implementación de señales de ACE y control PID

Con base en la ecuación (2.70) se obtiene las señales ACE para cada área de control. La constante proporcional ( $K_p_{ace}$ ), integral ( $K_i_{ace}$ ) y derivativo ( $K_d_{ace}$ ) de los controles PID, se obtienen mediante la técnica de optimización PSO descrita en el apartado 1.5.8., para lo cual, se implementa un disturbio de conexión de carga de 1000 MW y se define como función objetivo minimizar la variación del ACE.

La desviación de la frecuencia de cada área se obtiene a partir de la velocidad de los generadores de dicha área de control, la cual resulta del promedio de las desviaciones de velocidad de las máquinas sincrónicas. Esto debido a que el modelo de la red (Simulink) provee la desviación de velocidad del rotor que es igual a la desviación de frecuencia en p.u. [71], de esta forma se obtiene el monitoreo de la frecuencia localmente en cada área.

Los valores de los flujos de potencia en las líneas de interconexión entre áreas P\_1\_3\_A, P\_1\_3\_B, P\_1\_2, P\_2\_3, se obtienen mediante mediciones en las líneas como se muestra en la Figura 2.43. En las Figuras 2.45, 2.46 y 2.47 se presentan los diagramas de bloques de la obtención de las señales ACE para cada área de control, y la variación de potencia activa de referencia de cada generador ( $\Delta P_{c,n}$ ) en p.u.

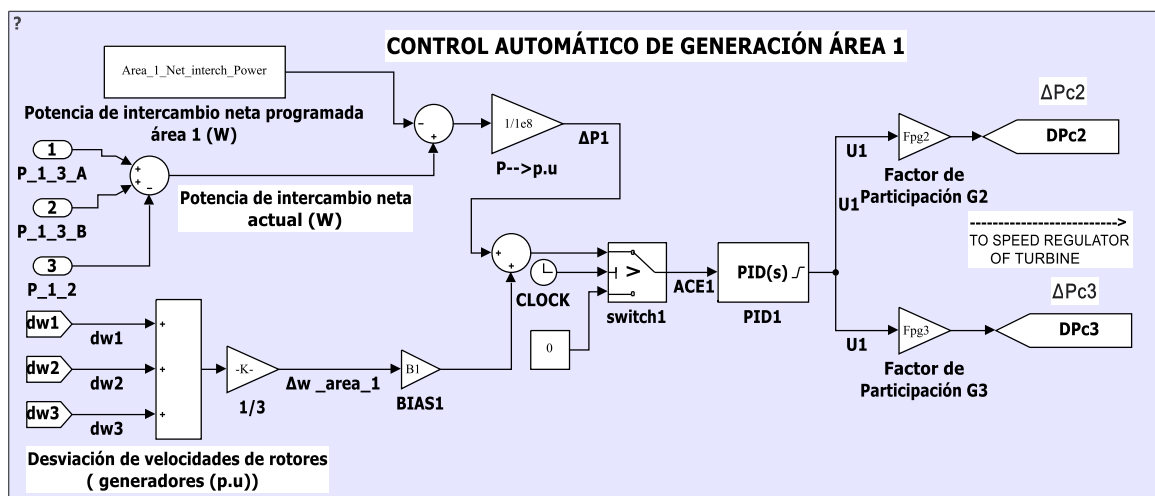


Figura 2.45. Control automático de generación área 1



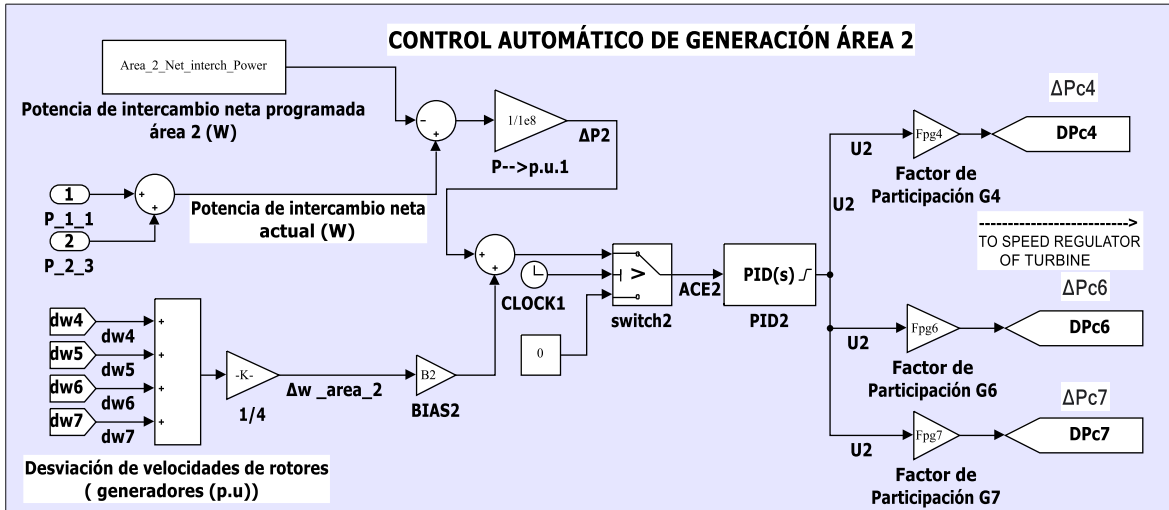


Figura 2.46. Control automático de generación área 2

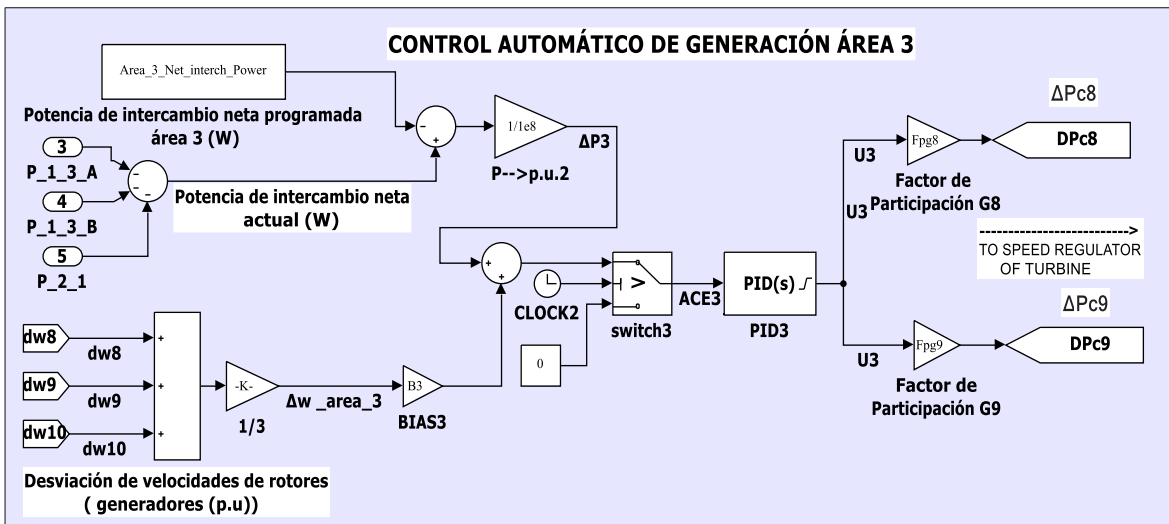


Figura 2.47. Control automático de generación área 3

Para los casos de estudio que se presentan más adelante en el presente proyecto, se programa que el control secundario de frecuencia entre en operación 60 segundos posterior al disturbio como se presenta en el estándar de la NERC en el apartado 1.5.4.1.

En la Tabla 2.12 se presenta las constantes de los controladores PID de cada área.

Tabla 2.13. Constantes de los controladores PID de cada área de control

Constante	Área 1	Área 2	Área 3
Proporcional	-0.01	-0.01	-0.02
Integral	-0.001875	-0.00375	-0.001875
Derivativa	-0.016	-0.016	-0.032

#### 2.4.4. Determinación de las nuevas potencias de referencia de los generadores del AGC

La asignación económica de generación es una función del control del despacho económico (EDC). La teoría del despacho económico está fundamentada en el principio de costos incrementales iguales. Cuando ocurre un disturbio, se debe mantener los valores programados de los flujos de potencia en las líneas de interconexión, por lo que, el centro de control envía una nueva consigna de potencia (deseada) a los generadores que forman parte del AGC en función del punto base y factor de participación [83].

En la ecuación (2.72), se presenta el cálculo de la nueva potencia de referencia para cada generador del AGC, cuando se produce un disturbio. Donde:  $P_{dg,n}$  es la potencia de referencia nueva para el generador  $n$  en p.u.;  $P_{bp,n}$  es la potencia en punto base del generador  $n$  en p.u.;  $\Delta P_{total}$  es la suma de la nueva generación de punto base para todos los generadores del área de estudio en análisis en p.u.;  $FP_n$  es el factor de participación del generador  $n$  [83]. En la ecuación (2.73) se presenta la variación de potencia activa de referencia de cada generador ( $\Delta P_{c,n}$ ) en p.u.

$$P_{dg,n} = P_{bp,n} + FP_n * \Delta P_{total} \quad (2.72)$$

$$\Delta P_{c,n} = FP_n * \Delta P_{total} \quad (2.73)$$

Cuando la red de prueba *New England* está trabajando en estado estacionario (sin perturbaciones), se considera que cada generador está trabajando a potencia de punto base, es decir que están trabajando económicamente. La potencia de punto base de cada generador que participa del AGC descentralizado se presenta en la Tabla 2.13.

Tabla 2.14. Potencias de punto base de los generadores en p.u, con potencia base de 1000 MW.

Sistema original y sistema con ingreso de generación fotovoltaica y eólica						
Área 1		Área 2			Área 3	
Pbp G2	Pbp G3	Pbp G4	Pbp G6	Pbp G7	Pbp G8	Pbp G9
0.520 p.u	0.650 p.u	0.632 pu	0.650 p.u	0.560 p.u	0.540 p.u	0.830 p.u

Durante un disturbio, la señal de la variación de potencia activa de referencia de cada generador ( $\Delta P_{c,n}$ ) en p.u. ingresa al control de velocidad de la turbina (governor), y se suma a la potencia en punto base establecida en dicho generador, por lo que, la nueva potencia de referencia durante un disturbio es la suma de  $\Delta P_{c,n}$  y  $P_{bp,n}$  como se presenta en la ecuación (2.72). En la Figura 2.48 se presenta el control de velocidad de turbina del Generador G2, donde se muestra la señal de la variación de potencia activa de referencia y la potencia de punto base.

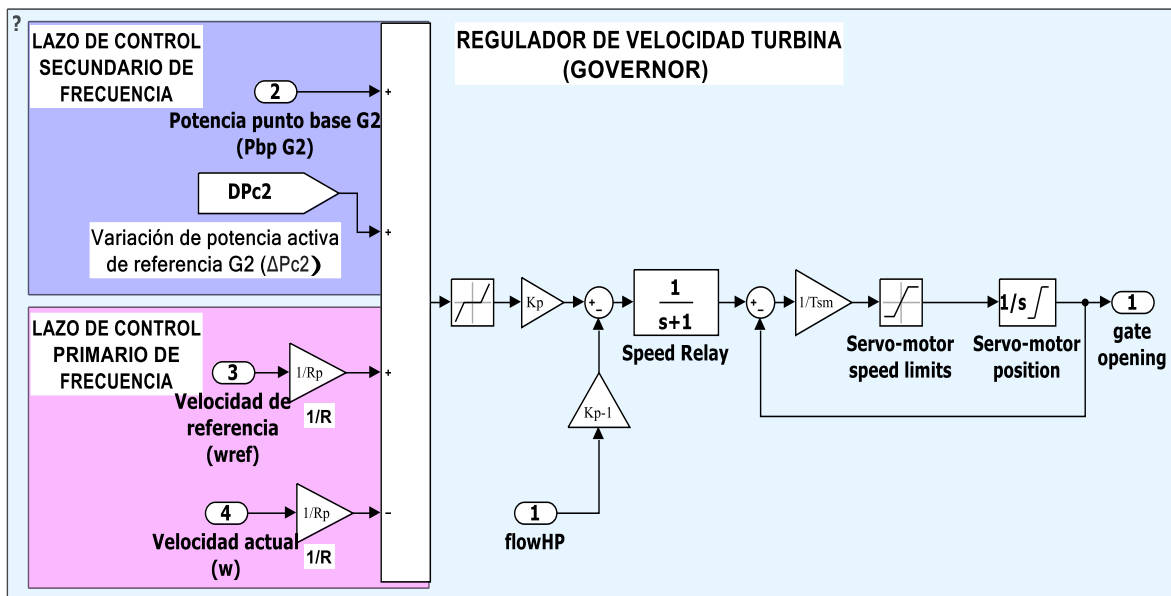


Figura 2.48. Control de velocidad de turbina del Generador G2

En los generadores que forman parte del AGC en cada una de las tres áreas de control, se integran los lazos del control primario y secundario como se presenta en la Figura 2.48. Con esta integración de los lazos de control se regula la frecuencia, y se establece los flujos de potencia programados en las líneas de interconexión.

## 2.5. Aplicación de la metodología analizada

Una vez implementado las granjas de sistemas SMES con el control inteligente coordinado mediante lógica *fuzzy*, la red de prueba híbrida *New England* con integración de generación fotovoltaica y eólica, así como también el control secundario de frecuencia, se evalúa las metodologías descritas mediante simulaciones de casos de estudios propuestos. Las simulaciones se ejecutan en Simulink de Matlab con el modo simulación fasorial. A continuación, se describen los casos de estudio propuestos.

### 2.5.1. Casos de estudio en red de prueba reducida de 2 áreas

Con el objetivo de evaluar en primer lugar el modelo SMES propuesto, se integra únicamente el sistema SMES a una red de prueba reducida, y se verifica la operación de este ante disturbios de potencia, además se prueba el control inteligente coordinado con lógica *fuzzy* de los sistemas SMES. La red de prueba reducida consiste en 2 áreas similares conectadas por una doble línea de transmisión de 220 km y de voltaje nominal de 230 kV. Cada área tiene dos unidades de generación de potencia nominal 900 MVA y 20 kV. Los parámetros del sistema se presentan en el Anexo F y la red está disponible en la base de ejemplos de Mathworks [83].

En la Figura 2.49 se muestra la red de prueba reducida de dos áreas con integración de dos sistemas SMES.

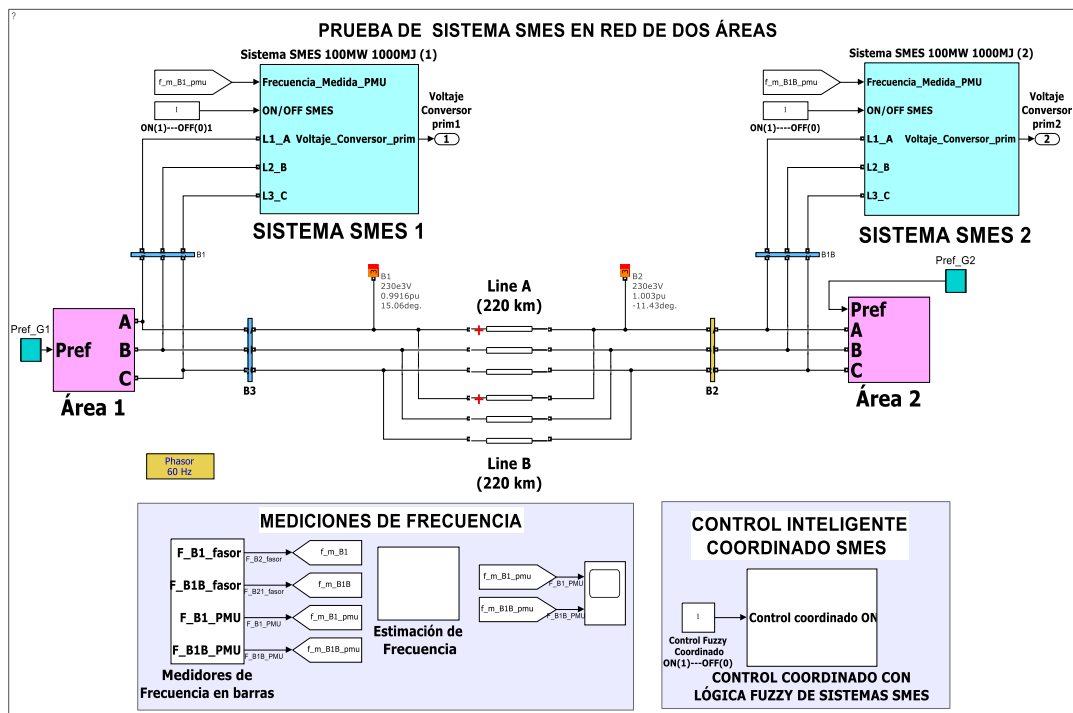


Figura 2.49. Red de prueba de dos áreas con integración de dos sistemas SMES

En la red de prueba reducida de dos áreas se evaluar el desempeño de sistema SMES, así como el control inteligente coordinado, para lo cual, se desarrolla los casos de estudio que se presentan en la Tabla 2.14. Para dichos casos se integra en el área 1 en la barra 3 (B3) un sistema SMES de 100 MW - 1000 MJ, mientras que el área 2 en la barra 2 (B2) otro sistema SMES de las mismas características. Las mediciones de frecuencia en la barra 2 y barra 3 son obtenidas por las PMU virtuales, e ingresan al bloque del control inteligente coordinado de los sistemas SMES.

**Tabla 2.15. Casos de estudio en la red de prueba reducida de 2 áreas.**

Caso de estudio	Disturbio	Tiempo de inicio del evento [s]	Tiempo de fin del evento [s]	Área	Barra	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVA]	Control coordinado
1	Conexión de carga	40	160	1	3	100	---	Deshabilitado
		40	150	1	3	100	---	Habilitado
2	Desconexión de carga	40	160	2	2	176	53.7 Cap. 10 Ind.	Habilitado
3	Reducción de generación	40	150	1	5	87.08 (G1)	16.98	Habilitado

### 2.5.2. Casos de estudio en red de prueba IEEE *New England* 39-bus

Para evaluar el desempeño de los sistemas SMES con el control inteligente coordinado en un sistema extenso, se integran dos granjas SMES a la red de prueba *New England* original e híbrida (con integración de generación fotovoltaica y eólica). Cada granja SMES está conformada por cinco sistemas SMES de 30 MW y 1000 MJ. La granja SMES 1 está ubicada en el área 3 y se integra a la red en la barra 2. De igual manera la granja SMES 2 está ubicada en el área 2 y se integra a la red en la barra 20. Las mediciones de frecuencia en la barra 2 (Bs1) y barra 20 (Bs2) son obtenidas por las PMU virtuales, e ingresan al bloque del control inteligente coordinado de los sistemas SMES.

Además, se considera la operación del control automático de generación, con el fin de verificar el aporte de las granjas de sistemas SMES a la respuesta inercial, al control primario y secundario de frecuencia. Mediante la observación de parámetros como el Nadir, Zenith y RoCoF se establece el efecto que causa la integración de los sistemas SMES a la red de prueba.

#### 2.5.2.1. Caso de estudio 4

Para este caso de estudio se considera los escenarios de pruebas que se detallan en la Tabla 2.15, además no se consideran las actuaciones de las granjas de sistemas SMES 1 y SMES 2 (deshabilitadas), ni el control secundario de frecuencia.

### 2.5.2.2. Caso de estudio 5

En este caso de estudio se considera los escenarios de pruebas que se detallan en la Tabla 2.15, además no se consideran las actuaciones de las granjas de sistemas SMES 1 y SMES 2 (deshabilitadas). En este caso se considera el accionar del control secundario de frecuencia, el cual está programado para que inicie 60 segundos después de que sucede el disturbio.

### 2.5.2.3. Caso de estudio 6

El presente caso de estudio considera los escenarios de pruebas que se detallan en la Tabla 2.15, además se consideran las actuaciones de las granjas de sistemas SMES 1 y SMES 2 (habilitadas). La operación del control secundario de frecuencia no se habilita.

### 2.5.2.4. Caso de estudio 7

Este caso de estudio considera los escenarios de pruebas que se detallan en la Tabla 2.15, además se consideran las actuaciones de las granjas de sistemas SMES 1 y SMES 2 (habilitadas) y la operación del control secundario de frecuencia.

Tabla 2.16. Escenarios de pruebas de casos de estudio 4, 5, 6 y 7.

Escenario de pruebas	Disturbio	Tiempo de ocurrencia del evento [s]	Área	Barra	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVA]	Generador
*Sistema original *Sistema con baja inercia	Conexión de carga	20	1	39	1000	---	---
		20	2	23	1000	---	---
*Sistema original *Sistema con baja inercia	Desconexión de carga	20	3	25	224	47.2	---
		20	2	23	247.5	84.6	---
*Sistema original *Sistema con baja inercia	Desconexión de generación	20	3	30	250	89.7	G10
		20	2	36	560	130.4	G7

La red de prueba IEEE *New England* para la simulación de los casos de estudio 4, 5, 6 y 7 se presenta en el Anexo D.

## 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### 3.1. Resultados

#### 3.1.1. Casos de estudio en red de prueba reducida de 2 áreas

En los casos de estudio 1, 2 y 3, se integra en el área 1 en la barra 3 (B3) un sistema SMES de 100 MW - 1000 MJ, mientras que el área 2 en la barra 2 (B2) otro sistema SMES de las mismas características. Las mediciones de frecuencia en la barra 2 y barra 3 son obtenidas por las PMU 1 y PMU 2 virtuales respectivamente. Con base a las mediciones de frecuencia de las PMU, se obtienen los primeros RoCoF promedio que ingresan al bloque del control con lógica *fuzzy* para obtener las constantes  $K_{smes}$  que amplifican las variaciones de frecuencia de cada área. La coordinación de los sistemas SMES 1 y SMES 2 para la inyección/absorción de potencia activa para la regulación de frecuencia está en función del valor de la señal de control ( $\Delta F * K_{smes}$ ). Estos eventos se pueden verificar en los siguientes casos de estudio.

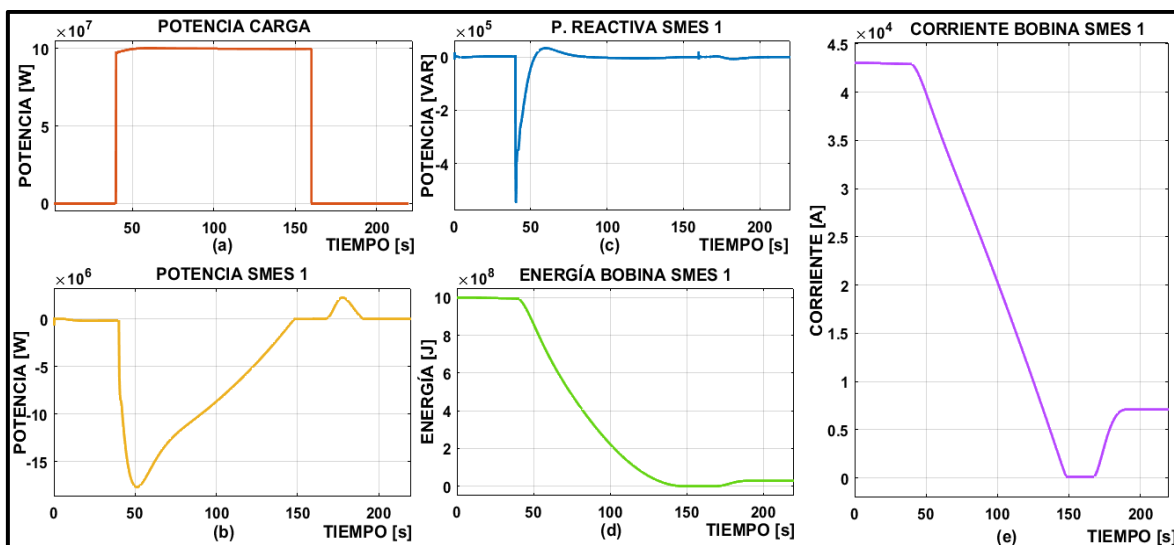
Los valores de los parámetros eléctricos y constantes que se utilizan en el modelo del sistema SMES para los tres casos de estudio correspondientes a la simulación con la red de prueba reducida de dos áreas, se presentan en el Anexo A.

##### 3.1.1.1. Caso de estudio 1 conexión de carga

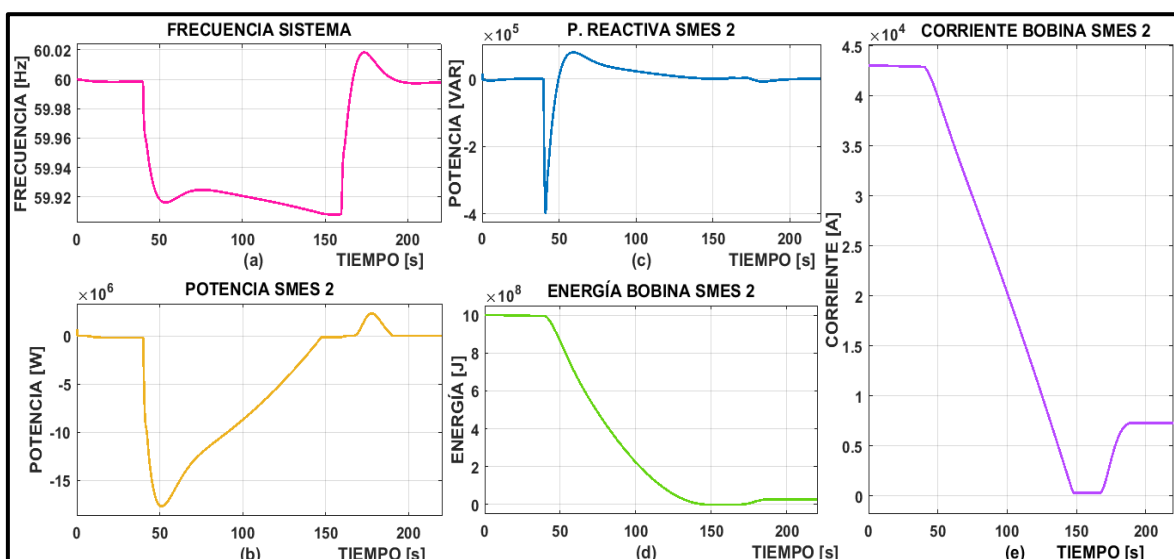
###### 3.1.1.1.1. *Conexión de carga de 100 MW sin considerar control coordinado*

El disturbio de conexión de carga de 100 MW tiene lugar en el área 1 en la barra 3, empezando a los 40 segundos, y se desconecta la misma a los 160 segundos. Para este evento no se habilita el control coordinado de los sistemas SMES 1 y SMES 2. Para la simulación se considera que las bobinas equivalentes superconductoras de los dos sistemas SMES tienen una energía inicial de 1000 MJ cada una, es decir, están con su máxima capacidad de almacenamiento de energía magnética.

Una vez ejecutada la simulación, se obtienen para los sistemas SMES 1 y SMES 2 las gráficas presentadas en las Figuras 3.1 y 3.2, donde se muestra: la potencia activa y reactiva que inyectan los sistemas SMES a la red; la energía y la corriente de las bobinas equivalentes superconductoras.



**Figura 3.1. (a) potencia activa de la carga; (b) potencia activa SMES 1 (inyección); (c) potencia reactiva SMES 1 (inyección); (d) energía en la bobina equivalente superconductor; (e) corriente en la bobina superconductor**



**Figura 3.2. (a) frecuencia del sistema; (b) potencia activa SMES 2 (inyección); (c) potencia reactiva SMES 2 (inyección); (d) energía en la bobina equivalente superconductor; (e) corriente en la bobina superconductor**

En las Figuras 3.1 y 3.2 se pueden observar los siguientes eventos. Cuando se realiza la conexión de carga de 100 MW a los 40 segundos, se produce un desbalance de potencia entre la demanda y generación en el sistema, y la frecuencia cae de su valor nominal (60 Hz) hasta los 59.908 Hz. Posterior al inicio del disturbio los dos sistemas SMES entran en operación debido a la variación de la frecuencia, e inyectan potencia activa y reactiva a la red (Figuras 3.1 (b) y 3.2 (b)) para aportar a la compensación del desequilibrio de potencia hasta que la reserva de energía magnética de las bobinas superconductoras llegue al límite inferior (cercano a cero). En las Figuras 3.1 (d) y



3.2 (d), se muestra como la energía inicial de las bobinas equivalentes superconductoras es 1000 MJ, y mientras los sistemas SMES inyectan potencia, la energía en las bobinas se reduce hasta que a los 150 segundos llegan a 0 MJ, y dejan los sistemas SMES de inyectar potencia a la red. Durante el tiempo que los sistemas SMES están proveyendo de potencia a la red, el decrecimiento de la frecuencia del sistema es controlado hasta que se agota la reserva de energía magnética en las bobinas Figura 3.2 (a). Así también se observa como las corrientes que circulan por las bobinas superconductoras de los sistemas SMES 1 y SMES 2 decrecen en función de la energía magnética de las bobinas (Figuras 3.1 (e) y 3.2 (e)).

En la Figura 3.2 (a) se muestra la frecuencia del sistema, en la cual, se observa que al desconectar la carga de 100 MW (a los 160 segundos) se produce un sobre impulso de frecuencia, por lo que, los sistemas SMES 1 y SMES 2 absorben potencia de la red. Como resultado se tiene un incremento la energía magnética en la bobina como se presenta en la Figuras 3.1 (d) y 3.2 (d).

En la Figura 3.3 se muestra una comparación de la evolución de la frecuencia al conectar la carga de 100 MW, considerando el aporte de los sistemas SMES y también sin considerar los mismos. El aporte de los sistemas SMES se ve reflejado en los primeros 110 segundos posteriores al inicio del evento, ya que debido a la inyección de potencia activa a la red la frecuencia es controlada, hasta que la energía de la bobina superconductoras equivalente de los sistemas se agota. La frecuencia de nadir es 59.887 Hz cuando los sistemas SMES no actúan, mientras que es 59.908 Hz cuando los sistemas SMES aportan potencia a la red.

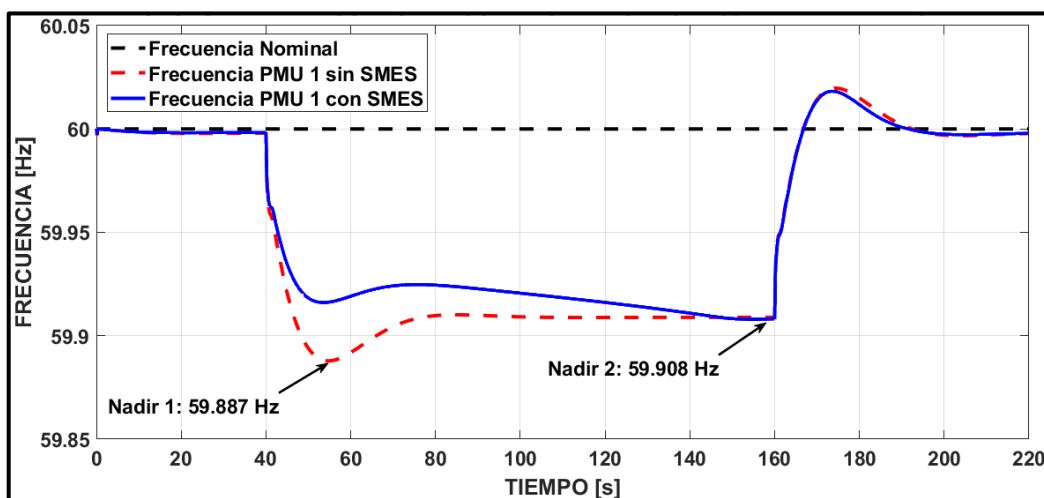


Figura 3.3. Contraste de la evolución de la frecuencia considerando la actuación los sistemas SMES 1 y SMES 2, y sin esta tecnología

En el presente caso, no se habilitó el control inteligente coordinado con lógica *fuzzy*, razón por la cual, el aporte de los sistemas SMES 1 y SMES 2 es similar en cada área. En la Figura 3.4 se muestra que la máxima potencia activa que inyectan los sistemas SMES 1 y SMES 2 es -17.961 MW. La energía en la bobina los dos sistemas SMES, se agota prácticamente al mismo tiempo (150 segundos), esto debido a que no actúan coordinadamente dependiendo de la cercanía de la fuente del disturbio.

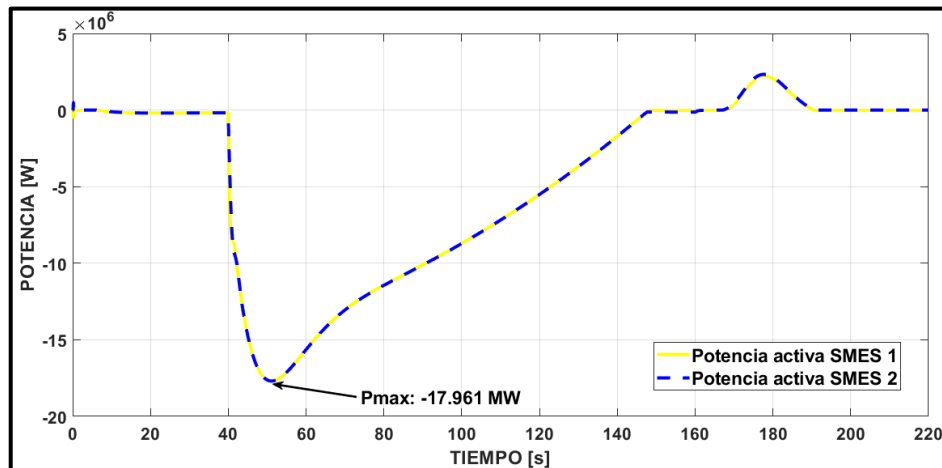


Figura 3.4. Potencia activa inyectada por los sistemas SMES 1 y SMES 2 sin considerar el control coordinado inteligente

#### 3.1.1.1.2. Conexión de carga de 100 MW considerando control coordinado

El presente caso de estudio se realiza bajo las mismas condiciones que el caso presentado en el apartado 3.1.1.1.1, pero se considera la actuación del control coordinado inteligente de los sistemas SMES 1 y SMES 2.

El disturbio de conexión de carga de 100 MW tiene lugar en el área 1 en la barra 3, empezando a los 40 segundos, y se desconecta la misma a los 160 segundos. Para la simulación se considera que las bobinas equivalentes superconductoras de los dos sistemas SMES tienen una energía inicial de 1000 MJ cada una, es decir están con su máxima capacidad de almacenamiento de energía magnética.

En la Figura 3.5 se presenta una comparación de la evolución de la frecuencia al conectar la carga de 100 MW, considerando el aporte de los sistemas SMES y también sin considerar los mismos. El aporte de los sistemas SMES se ve reflejado en los primeros 94 segundos posteriores a la ocurrencia del evento, ya que debido a la inyección de potencia activa a la red la frecuencia es controlada, hasta que la energía de la bobina superconductoras equivalente de los sistemas se agota. La

frecuencia de nadir se establece en 59.887 Hz cuando los sistemas SMES no actúan, mientras que es 59.908 Hz cuando los sistemas SMES aportan potencia a la red.

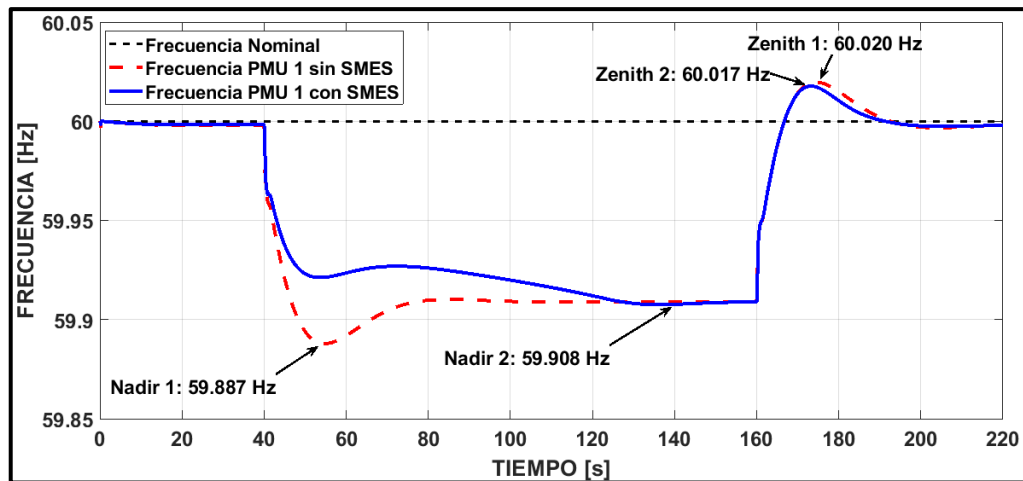


Figura 3.5. Contraste de la evolución de la frecuencia considerando la actuación los sistemas SMES 1 y SMES 2, y sin esta tecnología

La actuación del control coordinado de los sistemas SMES se ve evidenciado en la Figura 3.6, donde la potencia máxima que inyecta el sistema SMES 1 es -21.440 MW, mientras la de SMES 2 es de -19.723 MW, esto debido a que la fuente del disturbio está en el área 1, por lo que, la inyección de potencia activa máxima del sistema SMES 1 es mayor que el sistema SMES 2 hasta los 90 segundos, esto a causa de la reserva de energía magnética disponible de la bobina. El sistema SMES 1, al inyectar una mayor potencia activa al inicio del disturbio que el sistema SMES 2, agota a los 125 segundos la energía magnética almacenada en la bobina equivalente, mientras que la reserva de energía del sistema SMES 2 se agota a los 134 segundos.

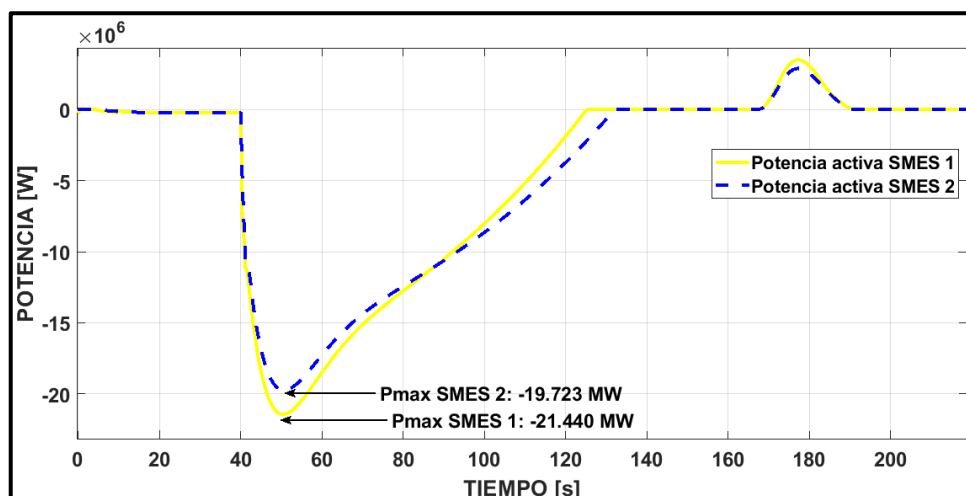


Figura 3.6. Potencia activa inyectada por los sistemas SMES 1 y SMES 2 considerando el control coordinado inteligente

El control coordinado de los sistemas SMES, se realiza con base en los valores del primer RoCoF promedio posterior al disturbio, para lo cual, las PMU virtuales obtienen las mediciones de frecuencia de la barra 2 (SMES 2) y barra 3 (SMES 1). En las Figuras 3.7 y 3.8 se presenta la gráfica del RoCoF instantáneo, RoCoF discreto con tiempo de muestreo 50 ms, y el RoCoF promedio con ventana móvil de 500 ms, obtenidos a partir de mediciones de frecuencia de la barra 3 (área 1) y barra 2 (área 2). La metodología para el cálculo del RoCoF promedio con ventana móvil de 500 ms se presentada en el apartado 2.2.2. Cabe recalcar que la amplitud de los valores promedio del RoCoF varían dependiendo de la duración de la ventana [85].

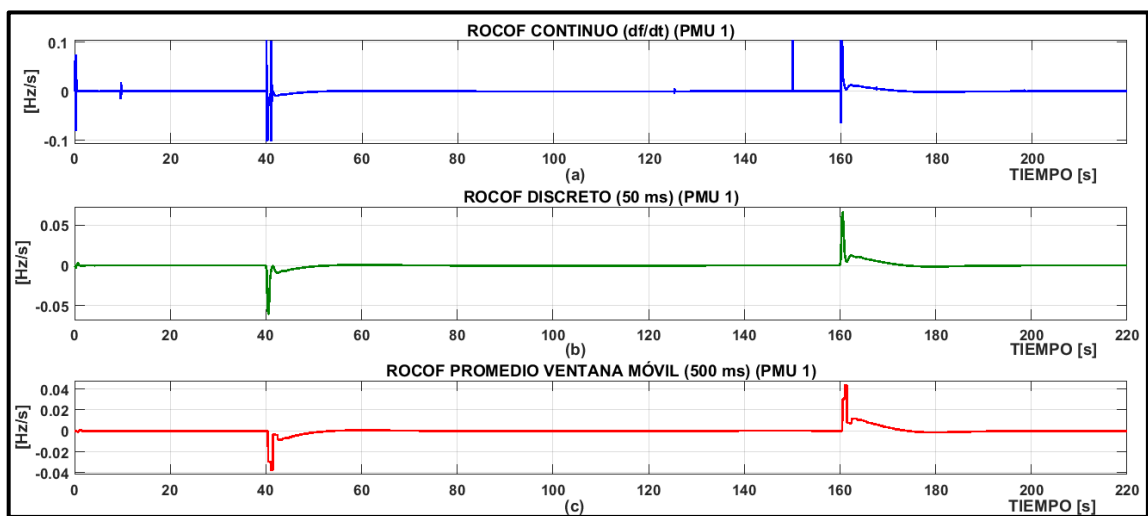


Figura 3.7. (a) RoCoF instantáneo, (b) RoCoF discreto tiempo de muestreo 50 ms, (c) RoCoF promedio con ventana móvil de 500 ms, obtenidos de la medición de frecuencia en la barra 3 (área 1)

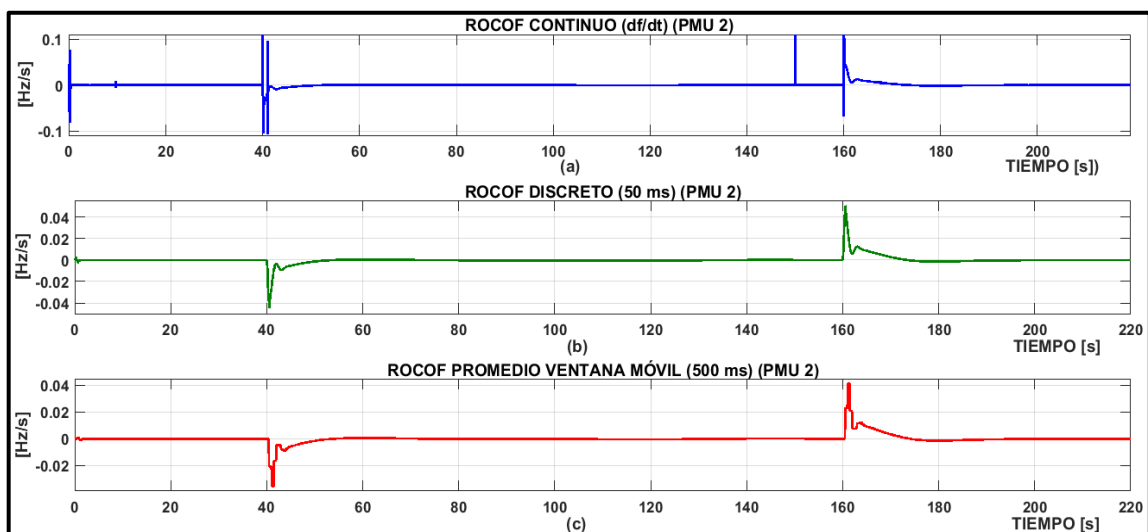


Figura 3.8. (a) RoCoF instantáneo, (b) RoCoF discreto tiempo de muestreo 50 ms, (c) RoCoF promedio con ventana móvil de 500 ms, obtenidos de la medición de frecuencia en la barra 2 (área 2)

En las Figuras 3.7 y 3.8 se observa que la amplitud del RoCoF es mayor en el instante que se produce la conexión de la carga de 100 MW, es decir a los 40 segundos, de igual manera cuando se desconecta la carga a los 160 segundos. Por consiguiente, el primer valor del RoCoF promedio posterior al disturbio es empleado como entrada para el control inteligente coordinado encargado de regular la actuación de los sistemas SMES 1 y SMES 2.

En la Figura 3.9 se presenta la evolución de la frecuencia posterior al disturbio, y el periodo empleado para el cálculo de primer RoCoF promedio con ventana móvil de 500 ms.

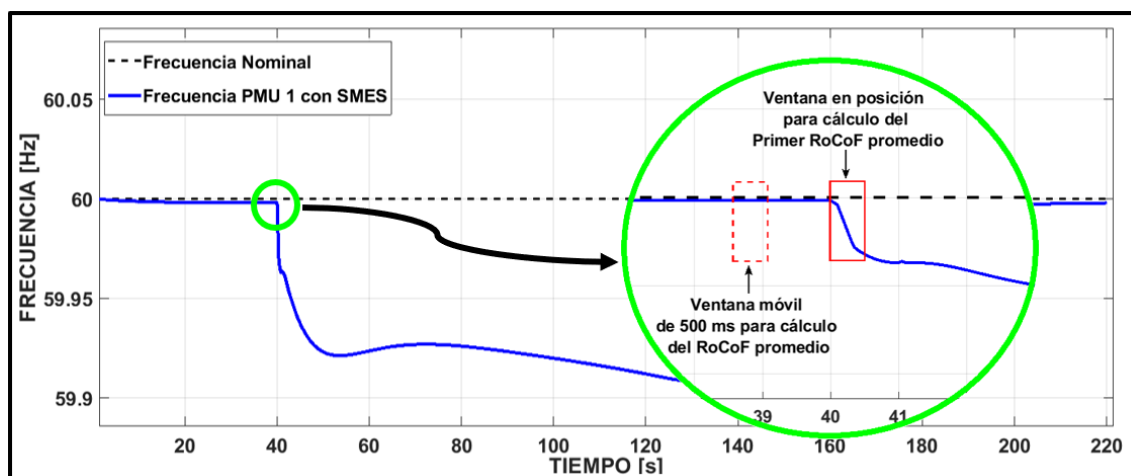


Figura 3.9. Frecuencia posterior al disturbio y ventana móvil para el cálculo del primer RoCoF promedio

En las Figura 3.10 se presenta una superposición del RoCoF promedio con ventana móvil de 500 ms obtenidos a partir de la medición de frecuencia en la barra 3 (área 1) y barra 2 (área 2) posterior al disturbio.

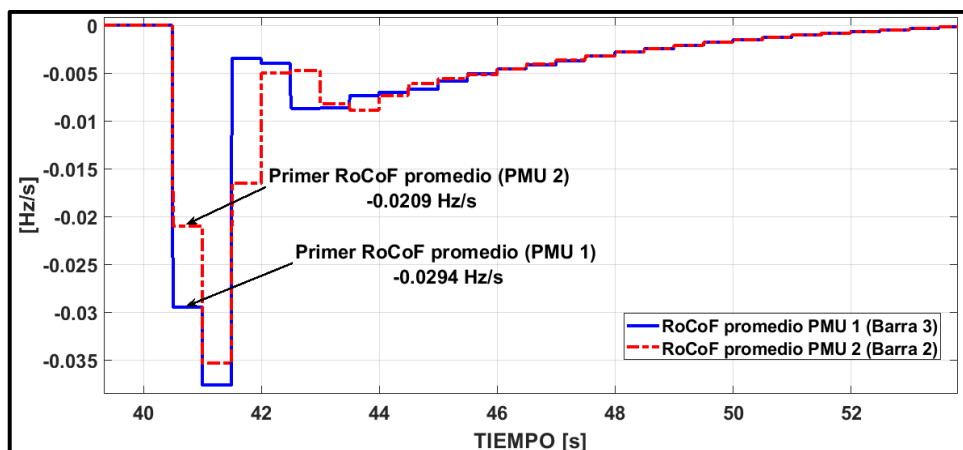


Figura 3.10. RoCoF promedio con ventana móvil de 500 ms

A partir de las Figura 3.10, se obtienen las siguientes aseveraciones: el primer valor del RoCoF promedio obtenido con la medición de frecuencia en la barra 3 (área 1) es  $-0.0294$  Hz/s, mientras que el obtenido con la medición de frecuencia en la barra 2 (área 2) es  $-0.0209$  Hz/s. En consecuencia, debido a que el disturbio tuvo lugar en el área 1, la amplitud del primer RoCoF promedio calculado en dicha área es mayor al primer del RoCoF promedio calculado del área 2. En la Figura 3.11 se presentan los primeros valores del RoCoF promedio obtenidos de las mediciones de frecuencias de las barras 2 y 3, estos valores son capturados (retenidos) durante toda la duración del disturbio para obtener las constantes Ksmes1 y Ksmes2.

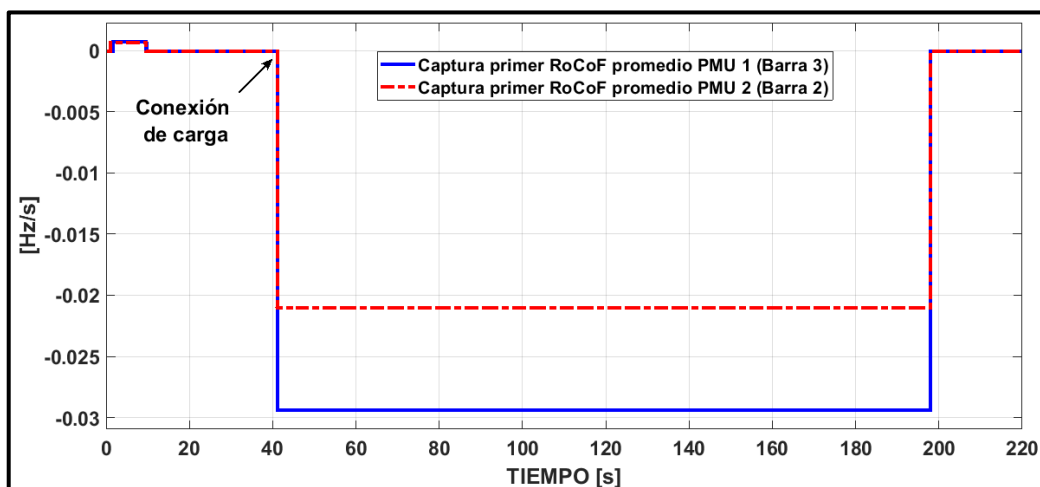


Figura 3.11. Primeros valores de RoCoF promedio capturados en las barras 2 y 3

Con base en estos valores de RoCoF promedio y el control con lógica *fuzzy*, se obtiene las constantes Ksmes1 y Ksmes2 que se muestran en la Figura 3.12, y cuya metodología es presentada en el apartado 2.2.3.

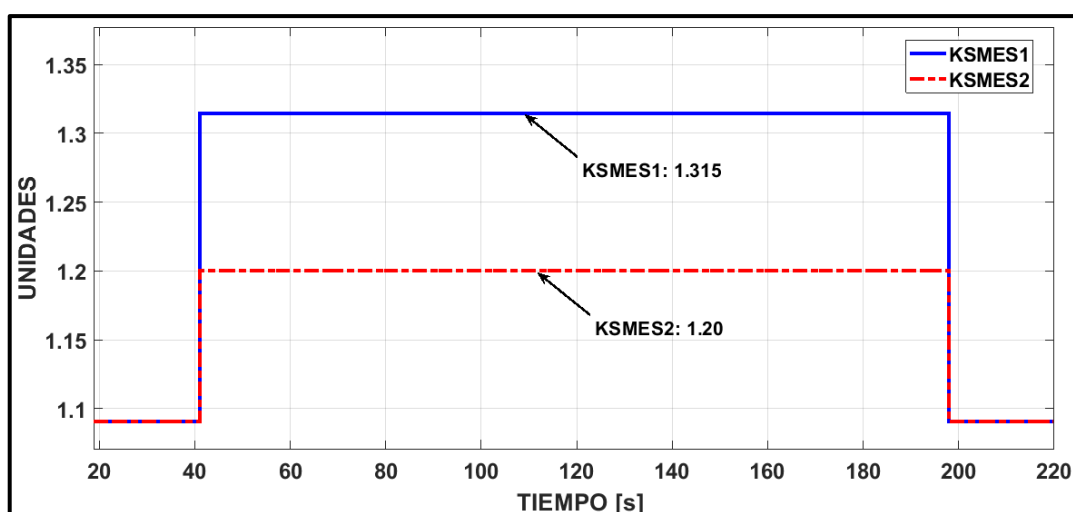


Figura 3.12. Constantes Ksmes1 y Ksmes2

De la Figura 3.12 se observa que la amplitud de la constante  $K_{smes1}$  es mayor que la amplitud de la constante  $K_{smes2}$ , esto debido a que el disturbio se produce en el área 1.

En la Figura 3.13 se presenta el resultado de la multiplicación de las variaciones de frecuencia originales por las constantes obtenidas del control *fuzzy* ( $\Delta F * K_{smes}$ ). Estos resultados son los nuevos valores de la variación de frecuencia amplificada que ingresan a cada sistema SMES para obtener el control coordinado.

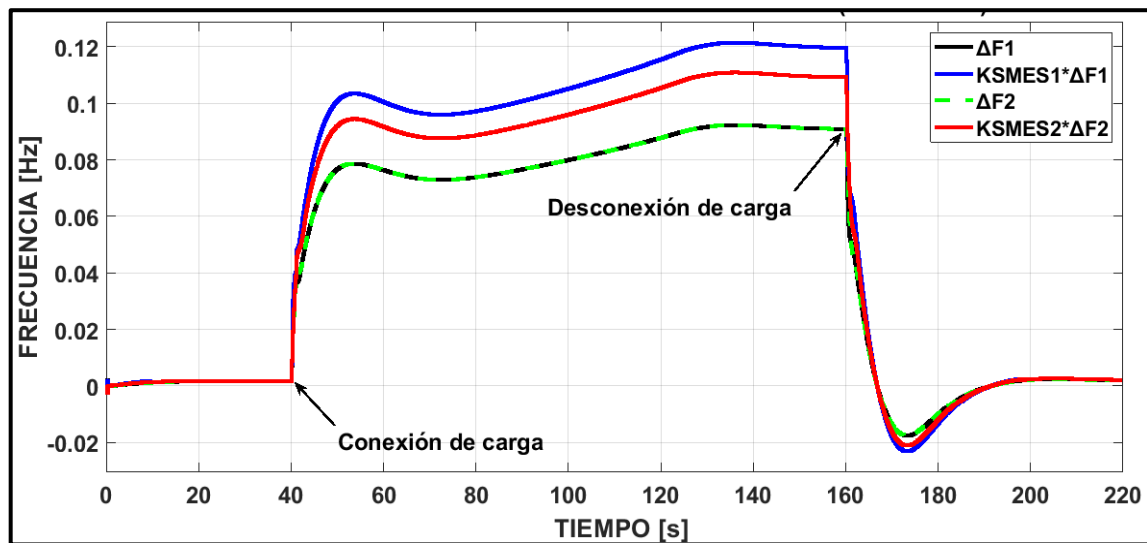


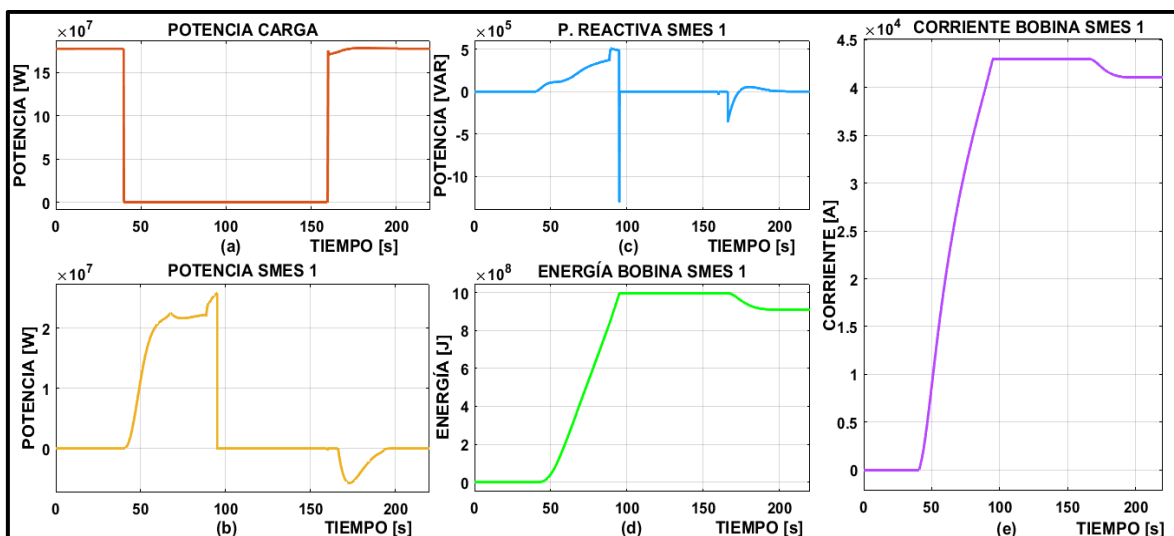
Figura 3.13. Variaciones de frecuencia amplificadas resultantes

### 3.1.1.2. Caso de estudio 2 desconexión de carga

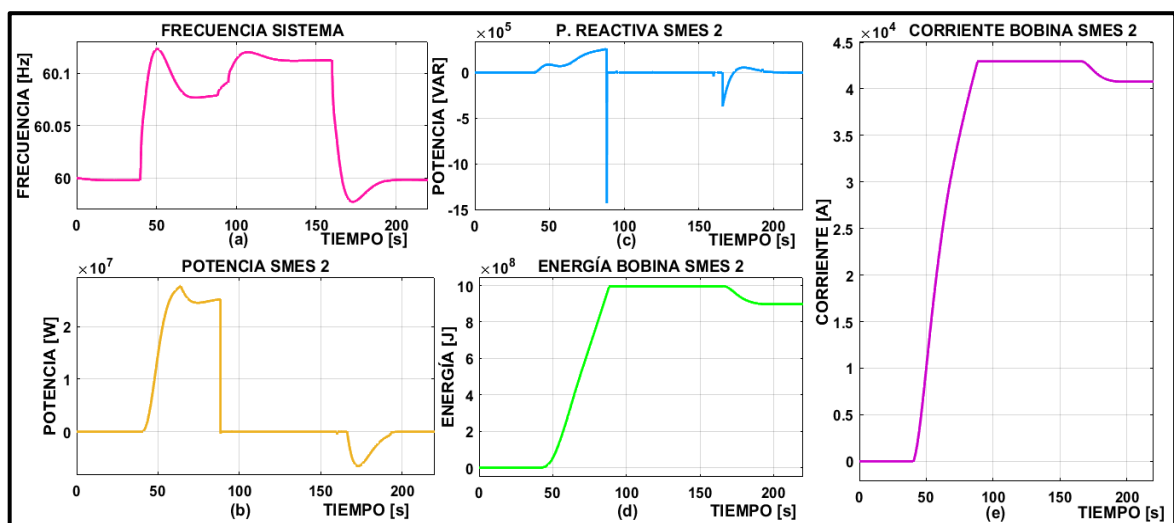
El disturbio de desconexión de carga de 176 MW tiene lugar en el área 2 en la barra 2, empezando a los 40 segundos, y se reconecta la misma a los 160 segundos. Para este evento se habilita la actuación el control inteligente coordinado de los sistemas SMES 1 y SMES 2.

Para la simulación se considera que las bobinas equivalentes superconductoras de los dos sistemas SMES tienen una energía inicial de 0 MJ, es decir no tienen reserva de energía magnética.

De la simulación se obtiene para los sistemas SMES 1 y SMES 2 las gráficas presentadas en las Figuras 3.14 y 3.15, donde se muestra: la potencia activa y reactiva que inyectan los sistemas SMES a la red; la energía y la corriente de las bobinas equivalentes superconductoras.



**Figura 3.14. (a) potencia activa de la carga; (b) potencia activa SMES 1 (absorción); (c) potencia reactiva SMES 1 (absorción); (d) energía en la bobina equivalente superconductor; (e) corriente en la bobina superconductor**



**Figura 3.15. (a) frecuencia del sistema; (b) potencia activa SMES 2 (absorción); (c) potencia reactiva SMES 2 (absorción); (d) energía en la bobina equivalente superconductor; (e) corriente en la bobina superconductor**

En las Figuras 3.14 y 3.15 se pueden verificar los siguientes eventos. Cuando se realiza la desconexión de carga de 176 MW a los 40 segundos, se produce un desbalance de potencia entre la demanda y generación en el sistema, y la frecuencia se eleva de su valor nominal (60 Hz) hasta los 60.123 Hz. Posterior al inicio del disturbio los dos sistemas SMES entran en operación debido a la variación de la frecuencia, y absorben potencia activa y reactiva a la red (Figuras 3.14 (b) y 3.15 (b)) para aportar a la compensación del desequilibrio de potencia hasta que las bobinas superconductoras lleguen a su máxima capacidad de almacenamiento de energía magnética.



En las Figuras 3.14 (d) y 3.15 (d), se muestra como la energía inicial de las bobinas equivalentes superconductoras es 0 MJ, y mientras los sistemas SMES absorben potencia de la red, la energía en las bobinas incrementa. Las bobinas del sistema SMES 1 y SMES 2 llegan a su máxima capacidad de almacenamiento de energía (1000 MJ) a los 95 y 88 segundos respectivamente, y dejan de absorber potencia. Durante el tiempo que los sistemas SMES están absorbiendo potencia a la red, el incremento de la frecuencia del sistema es controlado hasta que las bobinas superconductoras están a su máxima capacidad a los 95 segundos (Figura 3.15 (a)). Así también se observa como las corrientes que circulan por las bobinas superconductoras de los sistemas SMES 1 y SMES 2 aumentan en función de la energía magnética de las bobinas (Figura 3.14 (e) y 3.15 (e)).

En la Figura 3.15 (a) se muestra la evolución de la frecuencia del sistema, en la cual, se observa que al reconectar la carga de 176 MW (a los 160 segundos) se produce una caída de frecuencia, por lo que, los sistemas SMES 1 y SMES 2 inyectan potencia a la red. Esto causa que la energía magnética en la bobina disminuya como se presenta en la Figuras 3.14 (d) y 3.15 (d).

En la Figura 3.16 se presenta un contraste de la evolución de la frecuencia al desconectar la carga de 176 MW, considerando el aporte de los sistemas SMES y también sin considerar los mismos. Los sistemas SMES absorben potencia activa de la red, y como consecuencia la frecuencia es controlada hasta que la energía de la bobina superconductora equivalente de los sistemas llegué a su límite máximo. La frecuencia de zenith es 60.142 Hz cuando los sistemas SMES no actúan, mientras que es 60.123 Hz cuando los sistemas SMES absorben potencia a la red.

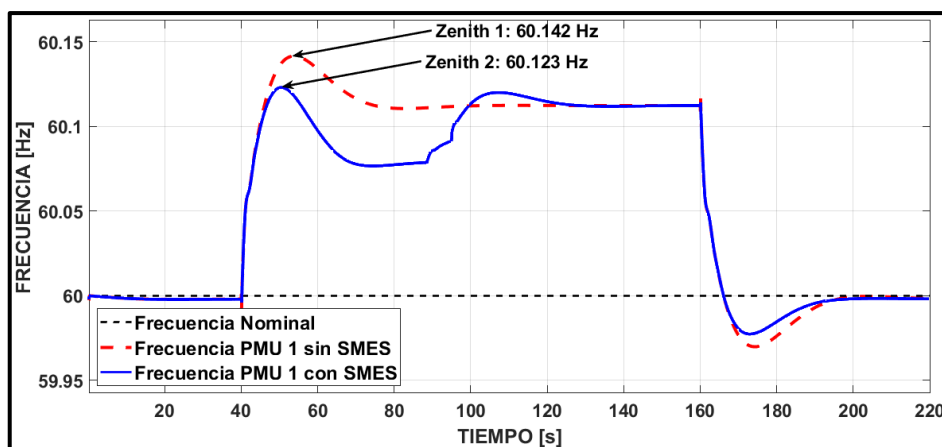


Figura 3.16. Evolución de la frecuencia con actuación los sistemas SMES 1 y SMES 2, y sin la actuación de esta tecnología

La actuación del control coordinado de los sistemas SMES 1 y SMES 2 se puede verificar en la Figura 3.17, donde el aporte de potencia de los sistemas SMES son distintos y dependen de la cercanía a la fuente del disturbio. Como la fuente del disturbio está en el área 2 la absorción de potencia activa del sistema SMES 2 es mayor que el sistema SMES 1. La potencia máxima que absorbe el sistema SMES 1 es 25.974 MW, mientras la del SMES 2 es de 27.197 MW.

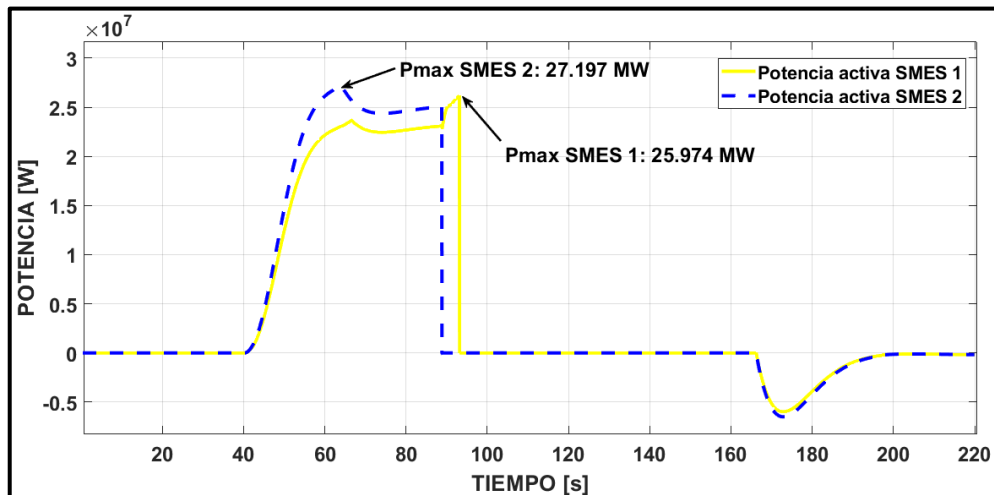


Figura 3.17. Potencia activa absorbida por los sistemas SMES 1 y SMES 2 considerando el control coordinado inteligente

El control coordinado de los sistemas SMES 1 y SMES 2, se realiza utilizando los valores del primer RoCoF promedio posterior al disturbio. En las Figura 3.18 se presenta una superposición del RoCoF promedio con ventana móvil de 500 ms obtenidos a partir de la medición de frecuencia en la barra 3 (área 1) y barra 2 (área 2) posterior al disturbio.

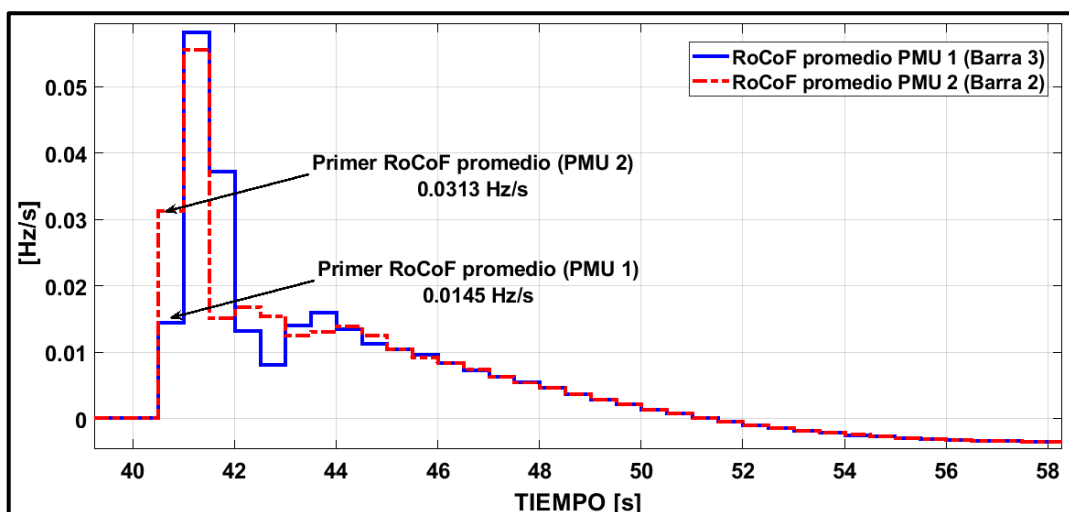


Figura 3.18. RoCoF promedio con ventana móvil de 500 ms

A partir de las Figuras 3.18, se obtienen las siguientes aseveraciones: el primer valor del RoCoF promedio obtenido de la medición de frecuencia en la barra 3 (área 1) es 0.0145 Hz/s, mientras que el obtenido de la medición de frecuencia en la barra 2 (área 2) es 0.0313 Hz/s. En consecuencia, debido a que el disturbio tuvo lugar en el área 2, la amplitud del primer RoCoF promedio calculado en dicha área es mayor al primer del RoCoF promedio calculado del área 1. En la Figura 3.19 se presentan los primeros valores del RoCoF promedio obtenidos de las mediciones de frecuencias de las barras 2 y 3, estos valores son capturados (retenidos) durante toda la duración del disturbio para obtener las constantes Ksmes1 y Ksmes2.

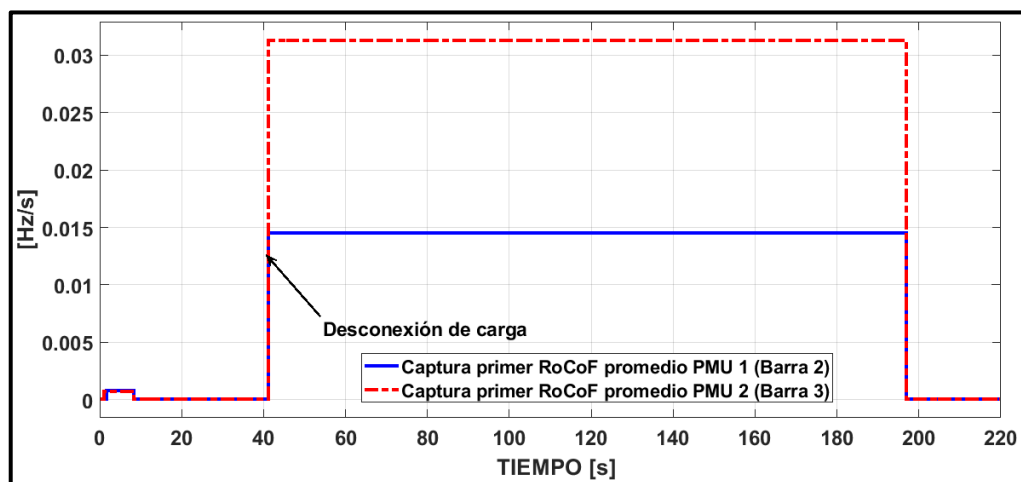


Figura 3.19. Primeros valores de RoCoF promedio capturados en las barras 2 y 3

Con base en estos valores de RoCoF promedio y el control con lógica *fuzzy*, se obtiene las constantes Ksmes1 y Ksmes2 que se muestran en la Figura 3.20.

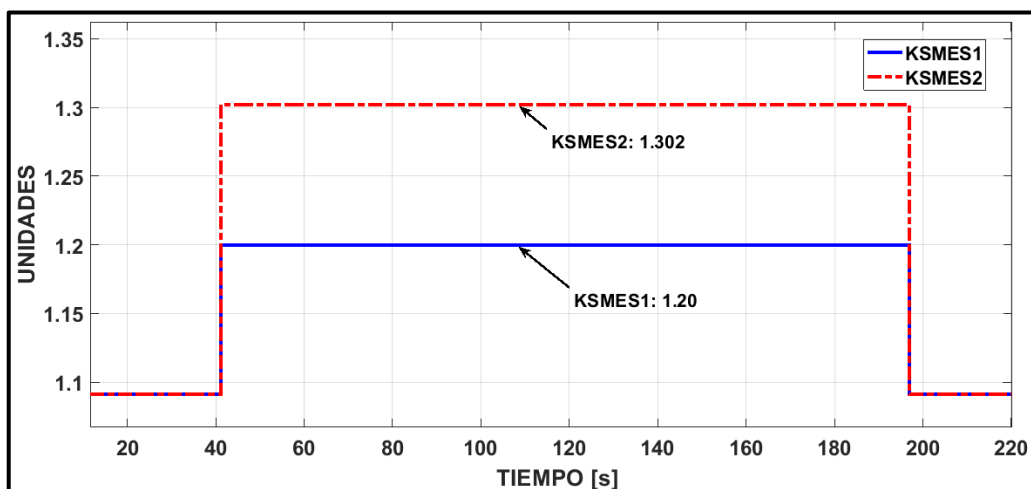


Figura 3.20. Constantes Ksmes1 y Ksmes2

En la Figura 3.20 se observa que la amplitud de la constante  $K_{smes2}$  es mayor que la amplitud de la constante  $K_{smes1}$ , esto debido a que el disturbio se produce en el área 2.

En la Figura 3.21 se presenta el resultado de la multiplicación de las variaciones de frecuencia originales por las constantes obtenidas del control *fuzzy* ( $\Delta F * K_{smes}$ ). Estos resultados son los nuevos valores de la variación de frecuencia amplificada que ingresan a cada sistema SMES para obtener el control coordinado.

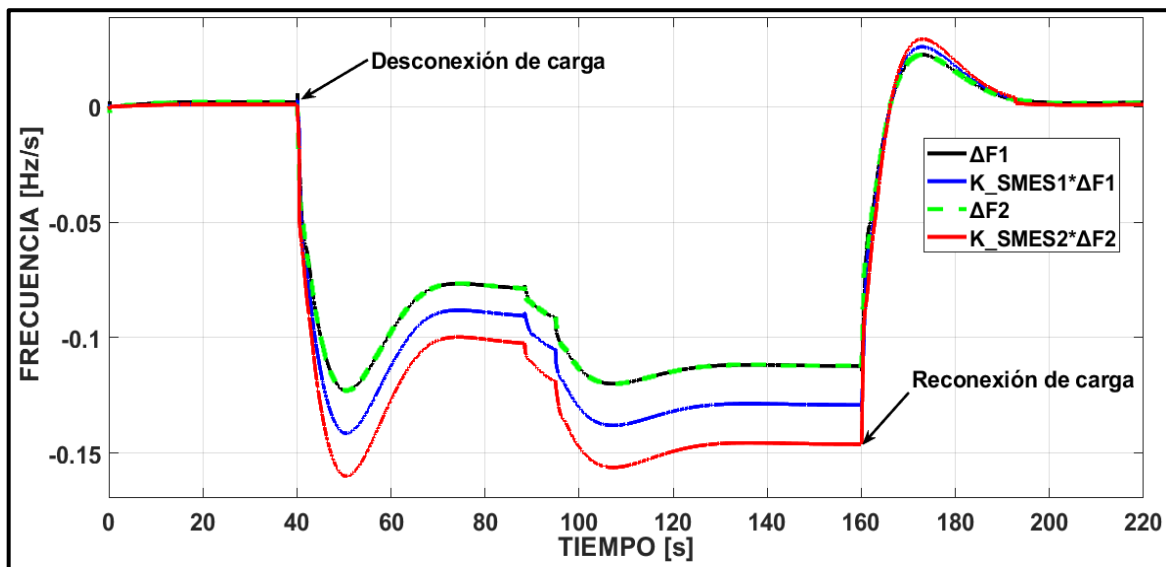


Figura 3.21. Variaciones de frecuencia amplificadas resultantes

### 3.1.1.3. Caso de estudio 3 reducción de generación

El disturbio de reducción de generación de 87.08 MW (variación repentina de setpoint) tiene lugar en el área 1 en la barra 3, empezando a los 40 segundos, y se recupera la generación a los 160 segundos. Para este evento se habilita el control coordinado de los sistemas SMES 1 y SMES 2.

Para la simulación se considera que las bobinas equivalentes superconductoras de los dos sistemas SMES tienen una energía inicial de 1000 MJ cada una, es decir están con su máxima capacidad de almacenamiento de energía magnética.

En las Figuras 3.22, se muestra: la frecuencia obtenida por las PMU virtuales, la potencia activa y reactiva que inyectan/absorben los sistemas SMES a la red, y el módulo del voltaje fase pico medido de las barras B3 y B2.

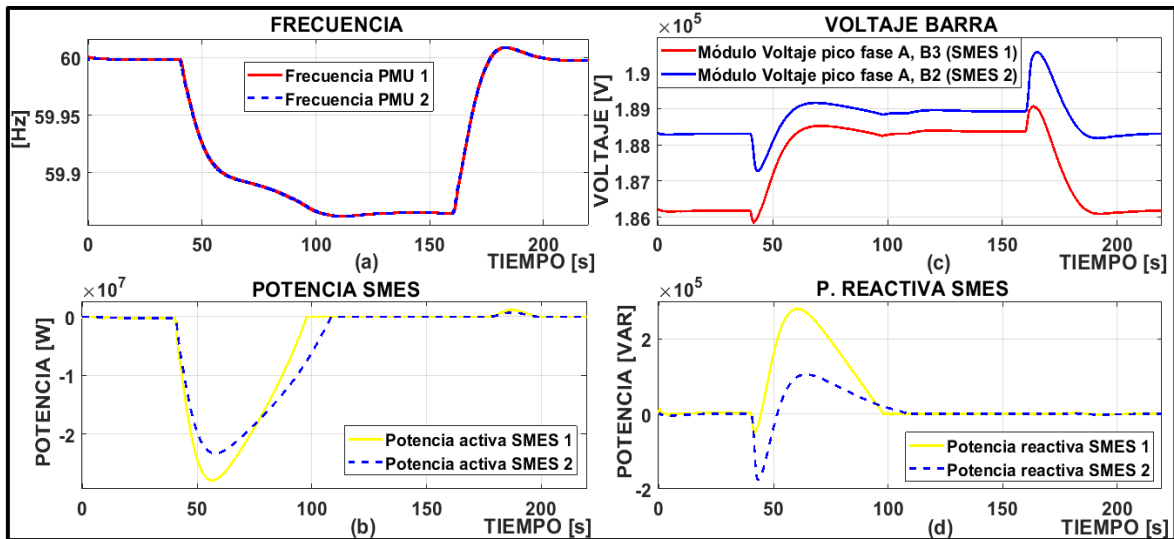


Figura 3.22. (a) frecuencia PMU; (b) potencia activa SMES; módulo del voltaje fase pico medido de las barras B3 y B2; (c) potencia reactiva SMES

La actuación del control coordinado de los sistemas SMES 1 y SMES 2 se ve evidenciado en la Figura 3.22 (b) y (d), donde el aporte de potencia de los sistemas SMES varía dependiendo de la cercanía a la fuente del disturbio. En otras palabras, debido a que la fuente del disturbio está en el área 1 la inyección de potencia activa del sistema SMES 1 es mayor que el sistema SMES 2 hasta los 78 segundos, esto a causa de la reserva de energía magnética disponible en la bobina. El sistema SMES 1 al inyectar una mayor potencia activa al inicio del disturbio que el sistema SMES 2, agota a los 99 segundos la energía magnética almacenada en la bobina equivalente, mientras que la reserva de energía del sistema SMES 2 es cero a los 109 segundos. La potencia máxima que inyecta el sistema SMES 1 es -27.905 MW, mientras la de SMES 2 es de -23.309 MW. Además, En la Figura 3.22 se observa que el aporte de potencia activa del sistema SMES está en función de la variación de frecuencia amplificada ( $\Delta F \cdot K_{smes}$ ), mientras que el aporte de la potencia reactiva depende de la variación del módulo del voltaje de fase de las barras 2 y 3, esto debido al control desacoplado propuesto de potencia activa y reactiva.

En la Figura 3.23 se presenta una comparación de la evolución de la frecuencia cuando se produce la reducción de generación (87.08 MW), considerando el aporte de los sistemas SMES y también sin considerar los mismos. El aporte de los sistemas SMES se ve reflejado en los primeros 69 segundos posteriores a la ocurrencia del evento, ya que debido a la inyección de potencia activa a la red la frecuencia es controlada, hasta que la energía de la bobina superconductora equivalente de los sistemas se agota a los 109 segundos. La frecuencia de nadir se

establece en 59.8528 Hz cuando los sistemas SMES no actúan, mientras que es 59.8619 Hz cuando los sistemas SMES aportan potencia a la red.

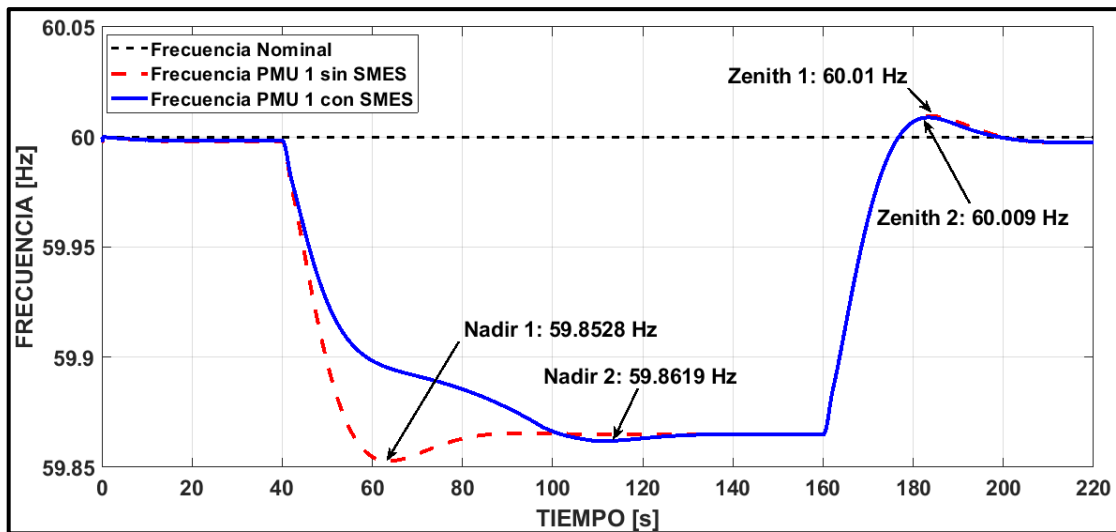


Figura 3.23. Evolución de la frecuencia con actuación los sistemas SMES 1 y SMES 2, y sin la actuación de esta tecnología

En la Figura 3.24 se muestra la evolución del duty cycle del chopper DC-DC para los sistemas SMES durante el disturbio. Cuya variación está regida por la ecuación (2.42).

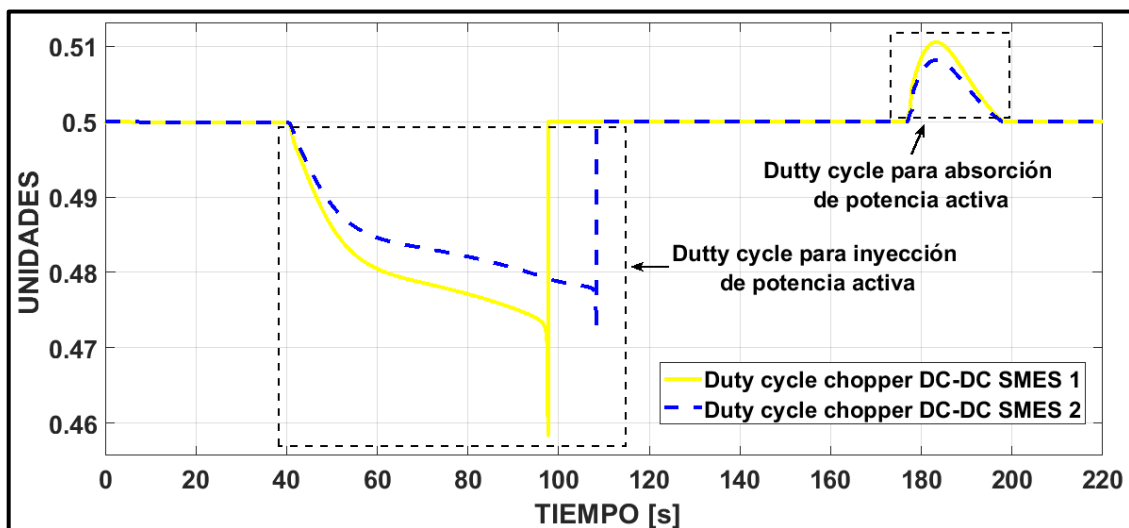


Figura 3.24. Duty cycle del chopper DC-DC para los sistemas SMES 1 y SMES 2 considerando el control coordinado inteligente

En la Figura 3.25 se presenta los módulos y ángulos de fase de las corrientes generadas por las fuentes de corrientes controladas del modelo fasorial de los sistemas SMES.

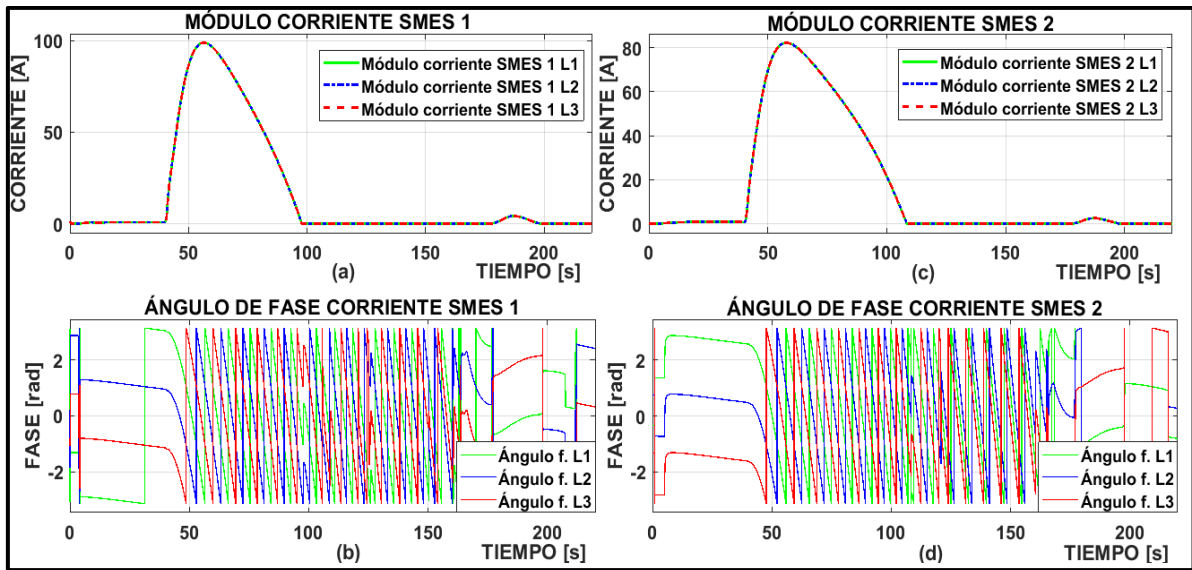


Figura 3.25. Módulos y ángulos de fase de las corrientes generadas por las fuentes de corrientes controladas del modelo fasorial de los sistemas SMES

#### 3.1.1.4. Análisis de resultados casos de estudio en red de prueba reducida de 2 áreas

Una vez realizadas las pruebas propuestas en los casos de estudio 1, 2, y 3, se obtienen los resultados presentados en las Tabla 3.1, Tabla 3.2, Tabla 3.3, y Tabla 3.4, en las cuales, se presenta los valores del: primer RoCoF promedio, las constantes Ksmes1 y Ksmes2, la potencia máxima inyectada por los sistemas SMES, la frecuencia de nadir/zenith y máximas variaciones de frecuencia.

Tabla 3.1. Resultados de casos de estudio 1, 2 y 3.

Caso de estudio	Disturbio	Control coordinado	Primer RoCoF Promedio [Hz/s]		Constantes	
			PMU 1	PMU 2	Ksmes1	Ksmes2
1	Conexión de carga 100 MW (área 1)	Deshabilitado	---	---	---	---
		Habilitado	-0.0294	-0.0209	1.315	1.20
2	Desconexión de carga 176 MW (área 2)	Habilitado	0.0145	0.0313	1.20	1.302
3	Reducción de generación 87.08 MW (área 1)	Habilitado	-0.000792	-0.000239	1.499	1.20

**Tabla 3.2. Resultados de casos de estudio 1, 2 y 3.**

Caso de estudio	Disturbio	Control coordinado	Potencia Máxima inyectada [MW]		Potencia Máxima absorbida [MW]	
			SMES 1	SMES 2	SMES 1	SMES 2
1	Conexión de carga 100 MW (área 1)	Deshabilitado	-17.961	-17.961	2.332	2.332
		Habilitado	-21.440	-19.723	3.488	2.887
2	Desconexión de carga 176 MW (área 2)	Habilitado	-5.976	-6.492	25.974	27.197
3	Reducción de generación 87.08 MW (área 1)	Habilitado	-27.905	-23.309	1.163	0.741

**Tabla 3.3. Resultados de casos de estudio 1, 2 y 3.**

Caso de estudio	Disturbio	Control coordinado	Sin sistemas SMES		Con sistemas SMES	
			Nadir 1 [Hz]	Zenith 1 [Hz]	Nadir 2 [Hz]	Zenith 2 [Hz]
1	Conexión de carga 100 MW (área 1)	Deshabilitado	59.887	60.020	59.908	60.018
		Habilitado	59.887	60.020	59.908	60.017
2	Desconexión de carga 176 MW (área 2)	Habilitado	59.969	60.142	59.978	60.123
3	Reducción de generación 87.08 MW (área 1)	Habilitado	59.853	60.010	59.862	60.009

**Tabla 3.4. Resultados de casos de estudio 1, 2 y 3.**

Caso de estudio	Disturbio	Control coordinado	Sin sistemas SMES	Con sistemas SMES
			Máxima variación de frecuencia [Hz]	Máxima variación de frecuencia [Hz]
1	Conexión de carga 100 MW	Deshabilitado	0.113	0.092



	(área 1)	Habilitado	0.113	0.092
2	Desconexión de carga 176 MW (área 2)	Habilitado	-0.142	-0.123
3	Reducción de generación 87.08 MW (área 1)	Habilitado	0.147	0.138

De resultados presentados, se aprecia que las mediciones de frecuencia mediante las PMU virtuales son útiles para el cálculo del primer RoCoF promedio con ventana móvil de 500 ms mediante la metodología propuesta. Los valores del primer RoCoF promedio ingresan al control con lógica *fuzzy* y con base en las reglas del tipo SI-ENTONCES propuestas, se obtiene las constantes  $K_{smes1}$  y  $K_{smes2}$ .

Los resultados de los casos de estudio permiten verificar que el control coordinado inteligente con lógica *fuzzy* logra regular la potencia máxima que es inyectada o absorbida por los sistemas SMES, dependiendo de la cercanía a la fuente del disturbio.

El modelo del sistema SMES inyecta potencia a la red hasta que la energía magnética en la bobina equivalente superconductor se agote. De igual manera absorbe potencia de la red hasta que bobina alcance su límite máximo de almacenamiento de energía.

Los sistemas SMES inyectan o absorben potencia de red desde el instante que se produce el disturbio, lo que reduce las variaciones de frecuencia, esto causa que las frecuencias de nadir y zenith sean menores en comparación de un evento donde no se tiene integrado los sistemas SMES. La actuación instantánea de los sistemas SMES también aportan para mejorar la respuesta inercial de los generadores síncronos de la red, así como también a la respuesta primaria de frecuencia.

La reserva de energía magnética en la bobina equivalente superconductor de los sistemas SMES, limita el tiempo de regulación de la frecuencia, ya que en los casos de estudio 1 y 3, se verifica que cuando se agota la energía almacenada en la bobina, los sistemas SMES dejan de regular la frecuencia y esta decrece.

### 3.1.2. Casos de estudio en red de prueba IEEE *New England* 39-bus

Para evaluar el desempeño de las granjas de sistemas SMES con el control inteligente coordinado, en la red de prueba *New England* original e híbrida, se simula los escenarios de los casos de estudio 4, 5, 6 y 7, presentados en la Tabla 2.15. En los casos de estudio, se considera la operación del control automático de generación, con el fin de verificar el aporte de las granjas de sistemas SMES a la respuesta inercial, al control primario y secundario de frecuencia. Mediante la observación de parámetros como el nadir, zenith y RoCoF, se establece el efecto que causa la integración de los sistemas SMES a la red de prueba. Los valores de los parámetros eléctricos y constantes que se utilizan en el modelo del sistema SMES para los casos de estudio correspondientes a la simulación con la red de prueba *New England* se presentan en el Anexo A.

#### 3.1.2.1. Caso de estudio 4, 5, 6 y 7 para conexión de carga

Para las simulaciones la energía inicial de la bobina equivalente superconductora de cada sistema SMES se estableció en 1000 MJ. En las Figuras 3.26 a 3.31, se presentan gráficamente los resultados obtenidos para los casos de estudio 4, 5, 6 y 7 para la conexión de carga en la red de prueba *New England* original y con inercia reducida. Además, en las Tablas 3.5 a 3.8, se presentan los valores del primer RoCoF promedio, nadir, potencias inyectadas por las granjas SMES 1 y SMES 2, y la frecuencia de establecimiento a los 200 segundos.

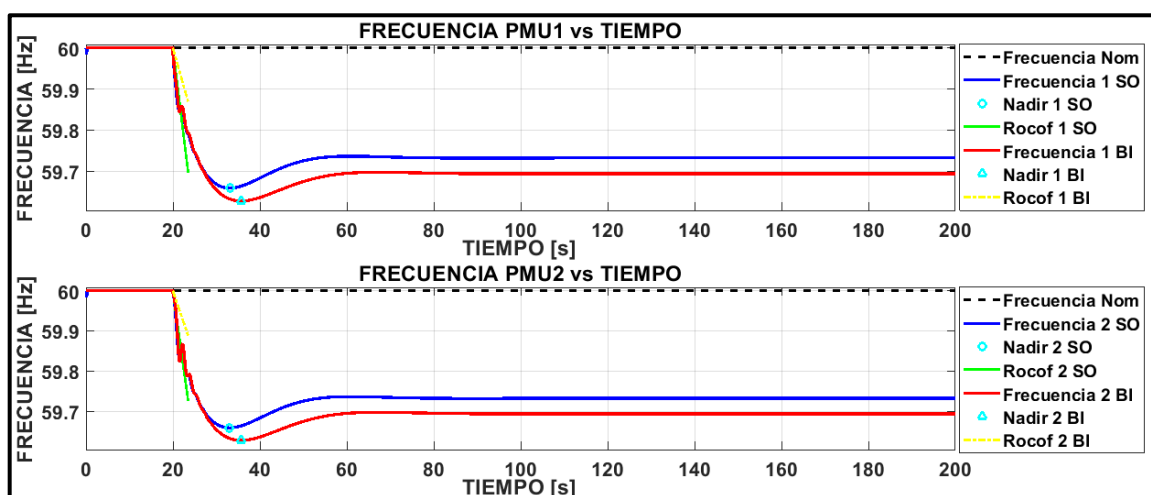


Figura 3.26. Contraste conexión de carga 1000 MW en barra 39 sistema original (SO) y sistema con inercia reducida (BI), sin considerar granjas SMES ni control secundario

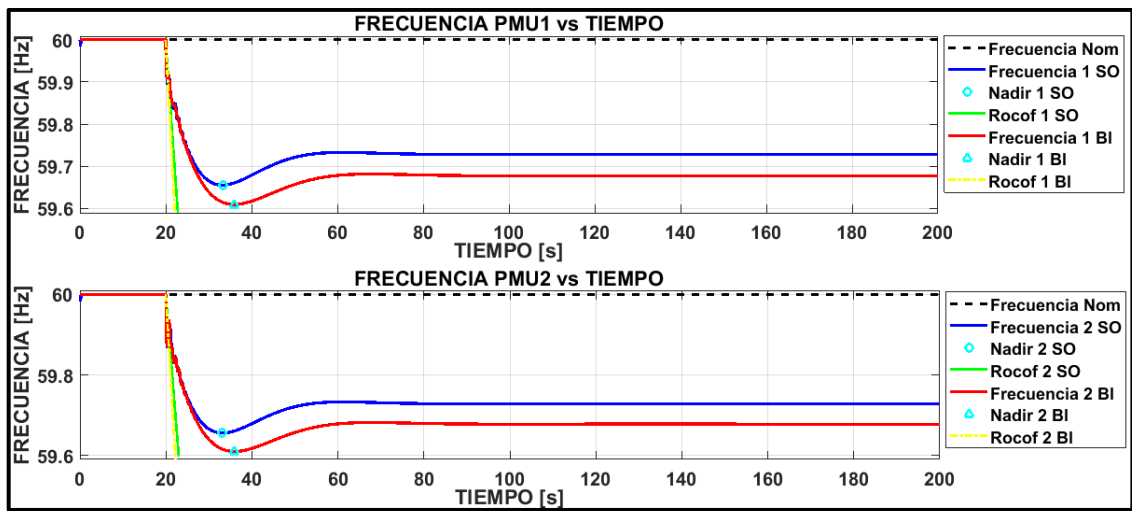


Figura 3.27. Contraste conexión de carga 1000 MW en barra 23 sistema original (SO) y sistema con inercia reducida (BI), sin considerar granjas SMES ni control secundario

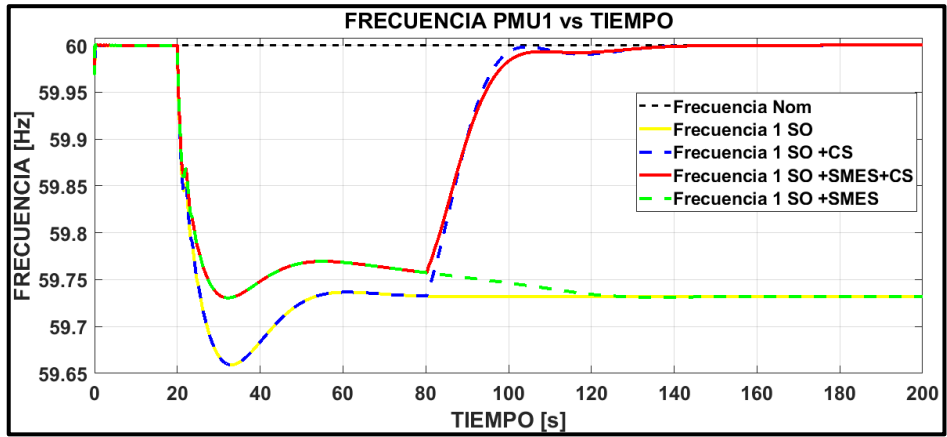


Figura 3.28. Resumen de respuesta de frecuencia para sistema original (SO) a conexión de carga 1000 MW en barra 39, control secundario (CS) y granjas de sistemas SMES

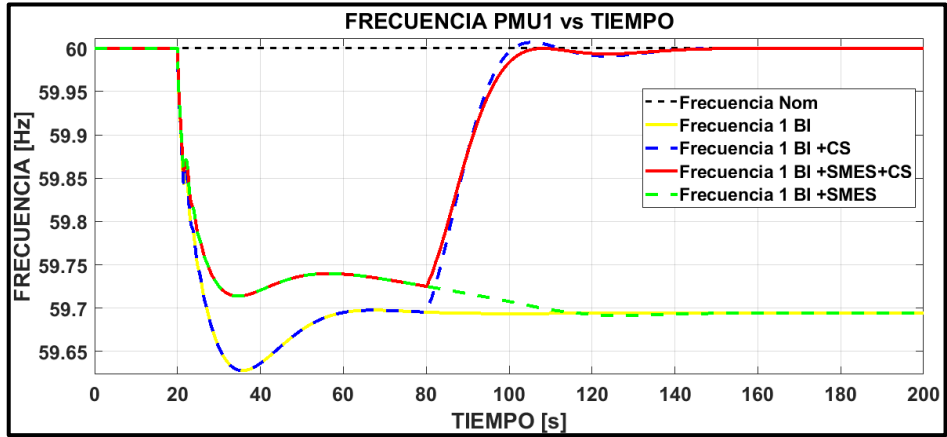


Figura 3.29. Resumen de respuesta de frecuencia para sistema con inercia reducida (BI) a conexión de carga 1000 MW en barra 39, control secundario (CS) y granjas de sistemas SMES

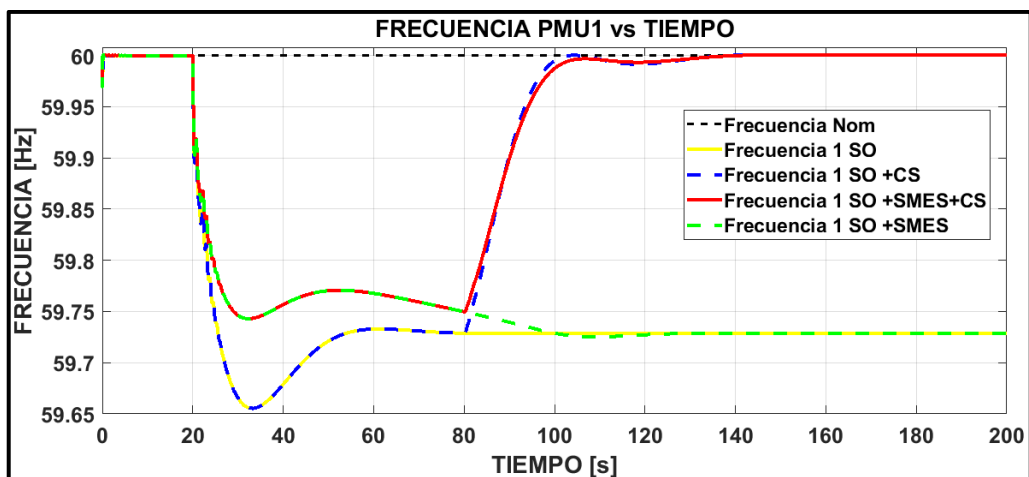


Figura 3.30. Resumen de respuesta de frecuencia para sistema original (SO) a conexión de carga 1000 MW en barra 23, control secundario (CS) y granjas de sistemas SMES

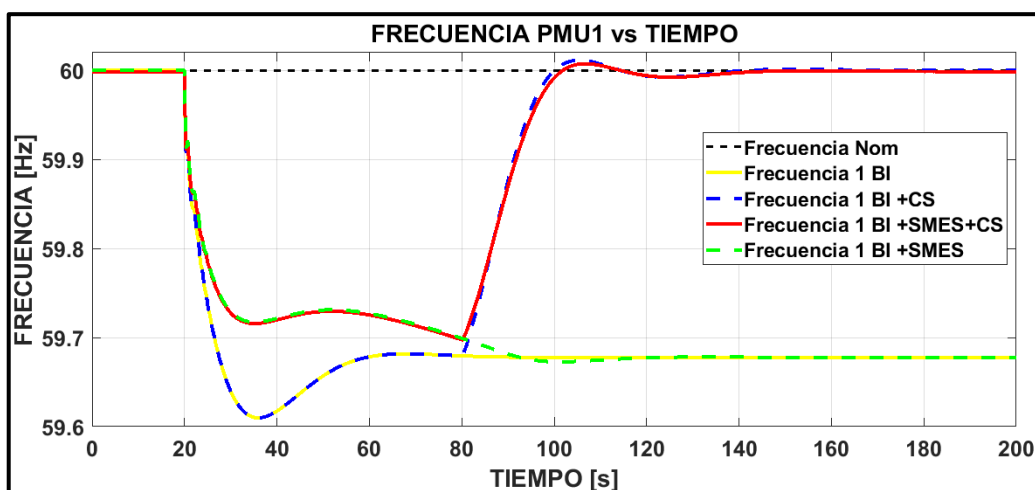


Figura 3.31. Resumen de respuesta de frecuencia para sistema con inercia reducida (BI) a conexión de carga 1000 MW en barra 23, control secundario (CS) y granjas de sistemas SMES

Tabla 3.5. Resultados de casos de estudio 4, 5, 6 y 7 para conexión de carga en la red de prueba *New England* original.

Caso de estudio	Barra disturbio	Potencia disturbio [MW]	Área	Primer RoCoF Promedio [Hz/s]		Constantes (control Fuzzy)		Potencia Máxima inyectada [MW]	
				PMU 1	PMU 2	Ksmes1	Ksmes2	Granja SMES 1	Granja SMES 2
4	B39	1000	1	-0.0854	-0.0369	***	***	***	***
	B23	1000	2	-0.1421	-0.1858	***	***	***	***
5	B39	1000	1	-0.0854	-0.0369	***	***	***	***
	B23	1000	2	-0.1421	-0.1858	***	***	***	***
6	B39	1000	1	-0.0798	-0.0308	1.4068	1.2067	-103.59	-90.045
	B23	1000	2	-0.1318	-0.1701	1.6109	1.7942	-112.27	-123.70
7	B39	1000	1	-0.0798	-0.0309	1.4068	1.2067	-103.59	-90.045
	B23	1000	2	-0.1319	-0.1701	1.6111	1.7942	-112.28	-123.69

**Tabla 3.6. Resultados de casos de estudio 4, 5, 6 y 7 para conexión de carga en la red de prueba *New England* original.**

Caso de estudio	Barra disturbio	Potencia disturbio [MW]	Área	Nadir [Hz]		Frecuencia de establecimiento (Fss) en 200 s [Hz]		Máxima variación de frecuencia [Hz]	
				PMU 1	PMU 2	PMU 1	PMU 2	PMU 1	PMU 2
4	B39	1000	1	59.6592	59.6592	59.7323	59.7323	0.3409	0.3408
	B23	1000	2	59.6554	59.6555	59.7286	59.7286	0.3446	0.3445
5	B39	1000	1	59.6592	59.6592	60.0001	60.0001	0.3409	0.3408
	B23	1000	2	59.6554	59.6555	60.0004	60.0005	0.3446	0.3445
6	B39	1000	1	59.7306	59.7306	59.7323	59.7323	0.2694	0.2694
	B23	1000	2	59.7250	59.7250	59.7286	59.7286	0.2750	0.2750
7	B39	1000	1	59.7306	59.7306	60.0001	60.0001	0.2694	0.2694
	B23	1000	2	59.7429	59.7429	60.0004	60.0005	0.2571	0.2571

**Tabla 3.7. Resultados de casos de estudio 4, 5, 6 y 7 para conexión de carga en red la de prueba *New England* con inercia reducida.**

Caso de estudio	Barra disturbio	Potencia disturbio [MW]	Área	Primer RoCoF Promedio [Hz/s]		Constantes (control Fuzzy)		Potencia Máxima inyectada [MW]	
				PMU 1	PMU 2	Ksmes1	Ksmes2	Granja SMES 1	Granja SMES 2
4	B39	1000	1	-0.0773	-0.0316	***	***	***	***
	B23	1000	2	-0.1323	-0.1811	***	***	***	***
5	B39	1000	1	-0.0773	-0.0316	***	***	***	***
	B23	1000	2	-0.1323	-0.1811	***	***	***	***
6	B39	1000	1	-0.0725	-0.0264	1.4037	1.2030	-107.30	-93.484
	B23	1000	2	-0.1239	-0.1679	1.5986	1.7858	-118.67	-130.85
7	B39	1000	1	-0.0725	-0.0264	1.4036	1.2030	-107.29	-93.484
	B23	1000	2	-0.1239	-0.1679	1.5986	1.7858	-118.67	-130.85

**Tabla 3.8. Resultados de casos de estudio 4, 5, 6 y 7 para conexión de carga en red la de prueba *New England* con inercia reducida.**

Caso de estudio	Barra disturbio	Potencia disturbio [MW]	Área	Nadir [Hz]		Frecuencia de establecimiento (Fss) en 200 s [Hz]		Máxima variación de frecuencia [Hz]	
				PMU 1	PMU 2	PMU 1	PMU 2	PMU 1	PMU 2
4	B39	1000	1	59.6279	59.6279	59.6939	59.6939	0.3721	0.3721
	B23	1000	2	59.6098	59.6097	59.6778	59.6778	0.3902	0.3903
5	B39	1000	1	59.6279	59.6279	60.0000	60.0000	0.3721	0.3721
	B23	1000	2	59.6098	59.6097	60.0005	60.0006	0.3902	0.3903
6	B39	1000	1	59.6916	59.6916	59.6939	59.6939	0.3084	0.3084
	B23	1000	2	59.6727	59.6727	59.6778	59.6778	0.3273	0.3273
7	B39	1000	1	59.7138	59.7138	60.0000	60.0000	0.2862	0.2862
	B23	1000	2	59.6991	59.6990	60.0005	60.0006	0.3009	0.3010

#### **3.1.2.1.1. Análisis de resultados casos de estudio 4, 5, 6 y 7 para conexión de carga**

Al realizar la conexión de carga se produce un desequilibrio entre la potencia de generación y la demanda, razón por la cual se produce una desviación de la frecuencia del sistema de su valor nominal 60 Hz (decae). En las Figuras 3.26 y 3.27, se presenta la respuesta de frecuencia a la conexión de carga en la red de prueba *New England* sin considerar las granjas de sistemas SMES ni el control secundario de frecuencia (caso de estudio 4). En las gráficas se verifica que la frecuencia de nadir es mayor en el sistema original que en el sistema con integración de generación fotovoltaica y eólica. Mientras que la desviación de frecuencia es mayor en el sistema con reducción de la inercia mecánica.

En las Figuras 3.28 a 3.31, se presenta un resumen de la respuesta de frecuencia a la conexión de carga en la red de prueba *New England* original y en la red con reducción de inercia. Las granjas de sistemas SMES mejoran la respuesta inercial, ya que actúan como una inercia sintética al aportar potencia activa desde el primer segundo. Esto se verifica al contrastar el valor de la frecuencia de nadir y el primer RoCoF promedio obtenido del caso 4 y caso 7 presentados en las Tablas 3.5 a 3.8. Así también las granjas de sistemas SMES modifican la frecuencia de nadir y el valor del primer RoCoF promedio de la red.

En el caso de estudio 6, que toma en cuenta únicamente el control primario y las granjas de sistemas SMES, se verifica que el aporte de las granjas SMES al control primario de frecuencia se realiza hasta que se agota la reserva de energía magnética de las bobinas superconductoras. Posterior a esto la frecuencia (línea entrecortada verde) cae hasta alcanzar la frecuencia en estado estacionario del control primario de frecuencia (línea amarilla). Las granjas SMES al inyectar potencia activa durante el periodo de actuación del control primario, provoca que la desviación de frecuencia sea menor en contraste a cuando no se cuenta con esta tecnología como se presenta en las Figuras 3.28 a 3.31.

En el caso de estudio 7, a los 80 segundos actúa el control secundario de frecuencia, y las granjas SMES continúan aportando potencia activa para contribuir en la recuperación de la frecuencia a su valor nominal. El aporte de las granjas SMES al control secundario se realiza hasta cuando existe reserva de energía en las bobinas de las granjas SMES, por lo que, a los 80 segundos el aporte es menor que al inicio

del disturbio debido a que la bobinas van reduciendo la energía almacenada. En las Figuras 3.28 a 3.31 se verifica que la recuperación de la frecuencia a su valor nominal posterior al disturbio presenta menores oscilaciones y desviaciones de frecuencia en los casos donde se incluye las granjas de sistemas SMES y el control secundario en contraste a los casos 4, 5 y 6.

En la red de prueba *New England* original y con inercia reducida, los valores de la amplitud del primer RoCoF promedio posterior a la conexión de carga obtenidos de las mediciones de frecuencia de las PMUs, son mayores cuanto más cerca se encuentran de la fuente de disturbio como se verifica en las Tablas 3.5 y 3.7. A partir de estos valores del primer RoCoF promedio el control *fuzzy* obtiene las constantes *Ksmes1* y *Ksmes2*. Las potencias máximas inyectadas por las granjas SMES 1 y SMES 2 están coordinadas en función de la cercanía de la fuente de disturbio como se presenta en las Tablas 3.5 y 3.7.

### 3.1.2.2. Caso de estudio 4, 5, 6 y 7 para desconexión de carga

Para las simulaciones la energía inicial de la bobina equivalente superconductor de cada sistema SMES se estableció en 0 MJ. En las Figuras 3.32 a 3.37, se presentan gráficamente los resultados obtenidos para los casos de estudio 4, 5, 6 y 7 para la desconexión de carga en la red de prueba *New England* original y con inercia reducida. Además, en las Tablas 3.9 a 3.12, se presentan los valores del primer RoCoF promedio, zenith, potencias absorbidas por las granjas SMES 1 y SMES 2, y la frecuencia de establecimiento a los 200 segundos.

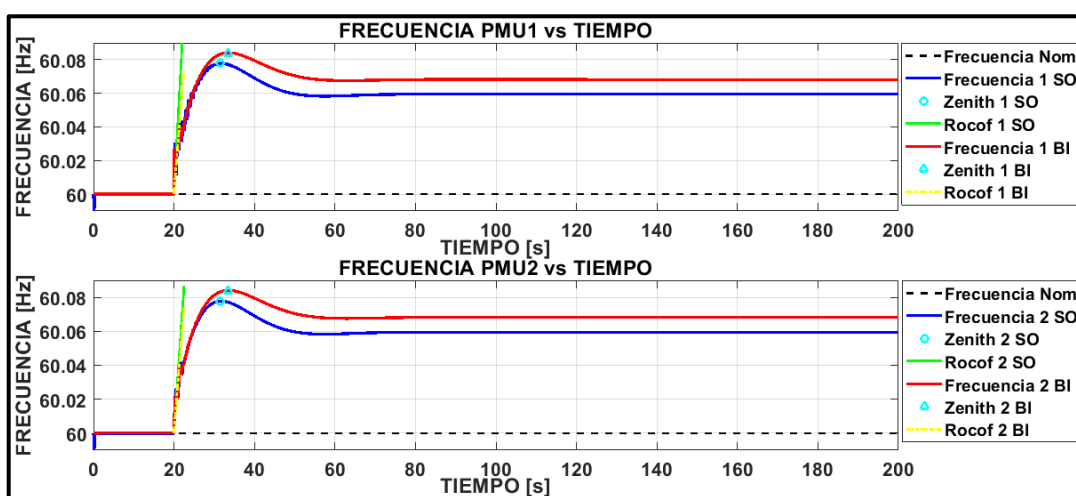


Figura 3.32. Contraste desconexión de carga 224 MW en barra 25 sistema original (SO) y sistema con inercia reducida (BI), sin considerar granjas SMES ni control secundario

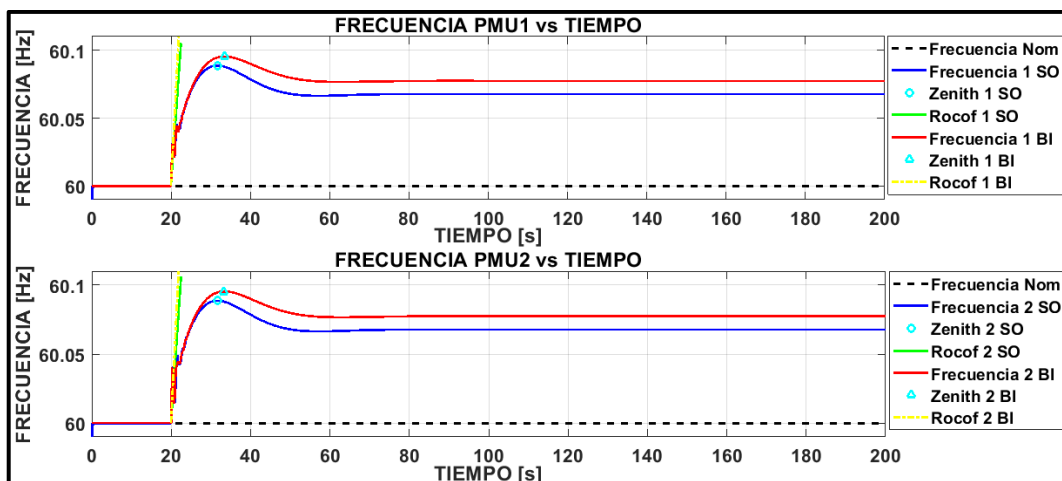


Figura 3.33. Contraste desconexión de carga 247.5 MW en barra 23 sistema original (SO) y sistema con inercia reducida (BI), sin considerar granjas SMES ni control secundario

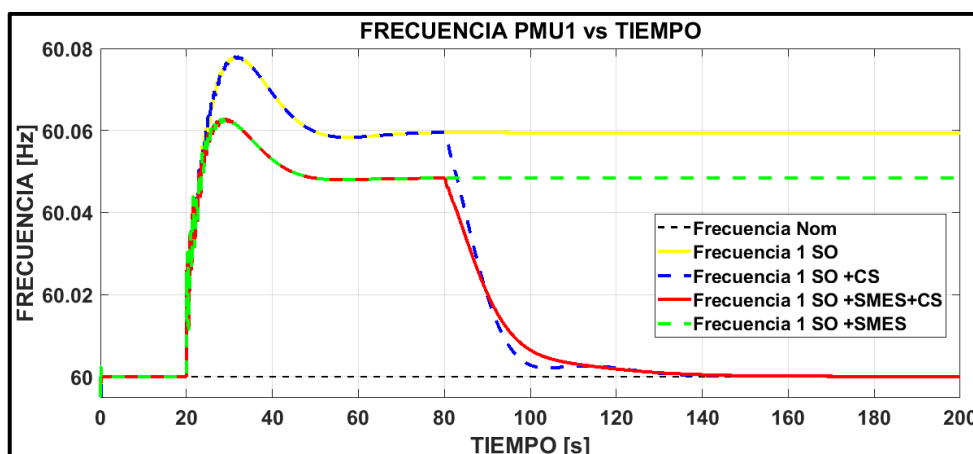


Figura 3.34. Resumen de respuesta de frecuencia para sistema original (SO) a desconexión de carga 224 MW en barra 25, control secundario (CS) y granjas de sistemas SMES

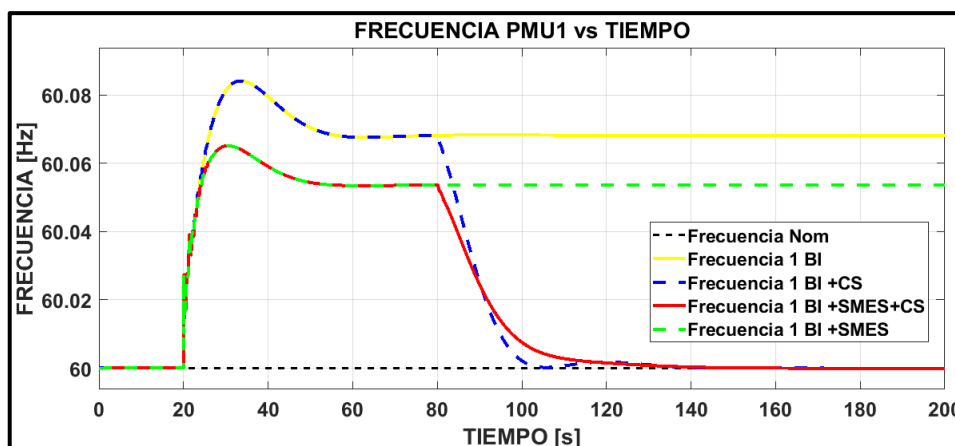


Figura 3.35. Resumen de respuesta de frecuencia para sistema con inercia reducida (BI) a desconexión de carga 224 MW en barra 25, control secundario (CS) y granjas de sistemas SMES



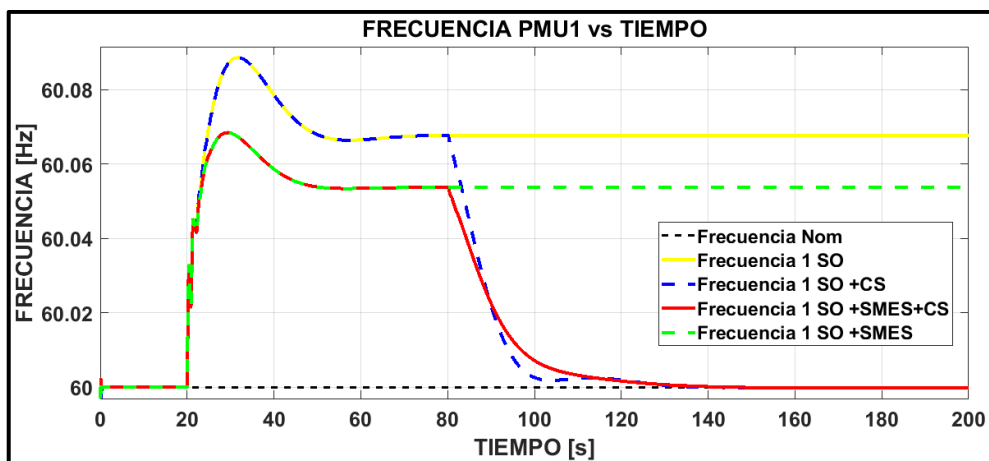


Figura 3.36. Resumen de respuesta de frecuencia para sistema original (SO) a desconexión de carga 247.5 MW en barra 23, control secundario (CS) y granjas de sistemas SMES

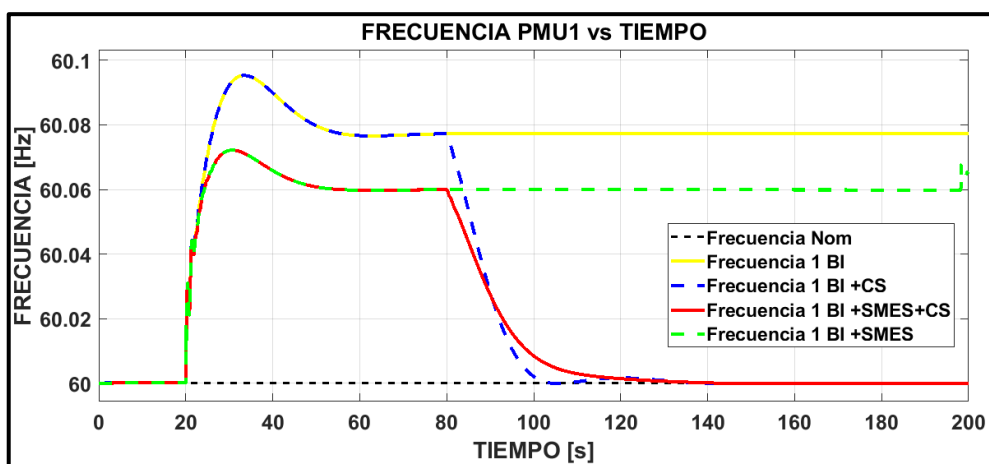


Figura 3.37. Resumen de respuesta de frecuencia para sistema con inercia reducida (BI) a desconexión de carga 247.5 MW en barra 23, control secundario (CS) y granjas de sistemas SMES

Tabla 3.9. Resultados de casos de estudio 4, 5, 6 y 7 para desconexión de carga en la red de prueba *New England* original.

Caso de estudio	Barra disturbio	Potencia disturbio [MW]	Área	Primer RoCoF Promedio [Hz/s]		Constantes (control Fuzzy)		Potencia Máxima absorbida [MW]	
				PMU 1	PMU 2	Ksmes1	Ksmes2	Granja SMES 1	Granja SMES 2
4	B25	224	3	0.0431	0.0289	***	***	***	***
	B23	247.5	2	0.0413	0.0562	***	***	***	***
5	B25	224	3	0.0431	0.0289	***	***	***	***
	B23	247.5	2	0.0413	0.0562	***	***	***	***
6	B25	224	3	0.0430	0.0288	1.3244	1.2046	25.00	22.62
	B23	247.5	2	0.0411	0.0562	1.2953	1.5648	26.66	32.23
7	B25	224	3	0.0430	0.0288	1.3244	1.2046	25.00	22.62
	B23	247.5	2	0.0411	0.0562	1.2953	1.5648	26.66	32.23

**Tabla 3.10. Resultados de casos de estudio 4, 5, 6 y 7 para desconexión de carga en la red de prueba *New England* original.**

Caso de estudio	Barra disturbio	Potencia disturbio [MW]	Área	Zenith [Hz]		Frecuencia de establecimiento (Fss) en 200 s [Hz]		Máxima variación de frecuencia [Hz]	
				PMU 1	PMU 2	PMU 1	PMU 2	PMU 1	PMU 2
4	B25	224	3	60.0780	60.0778	60.0594	60.0594	-0.0780	-0.0778
	B23	247.5	2	60.0886	60.0886	60.0677	60.0677	-0.0886	-0.0886
5	B25	224	3	60.0780	60.0778	60.0000	60.0000	-0.0780	-0.0778
	B23	247.5	2	60.0886	60.0886	59.9999	59.9999	-0.0886	-0.0886
6	B25	224	3	60.0628	60.0625	60.0483	60.0483	-0.0628	-0.0625
	B23	247.5	2	60.0684	60.0684	60.0537	60.0537	-0.0684	-0.0684
7	B25	224	3	60.0628	60.0625	60.0000	60.0000	-0.0628	-0.0625
	B23	247.5	2	60.0684	60.0684	59.9999	59.9999	-0.0684	-0.0684

**Tabla 3.11. Resultados de casos de estudio 4, 5, 6 y 7 para desconexión de carga en la red de prueba *New England* con inercia reducida.**

Caso de estudio	Barra disturbio	Potencia disturbio [MW]	Área	Primer RoCoF Promedio [Hz/s]		Constantes (control Fuzzy)		Potencia Máxima absorbida [MW]	
				PMU 1	PMU 2	Ksmes1	Ksmes2	Granja SMES 1	Granja SMES 2
4	B25	224	3	0.0340	0.0291	***	***	***	***
	B23	247.5	2	0.0417	0.0574	***	***	***	***
5	B25	224	3	0.0340	0.0291	***	***	***	***
	B23	247.5	2	0.0417	0.0574	***	***	***	***
6	B25	224	3	0.0340	0.0290	1.4593	1.2049	28.59	23.58
	B23	247.5	2	0.0416	0.0575	1.2969	1.5591	28.18	33.94
7	B25	224	3	0.0340	0.0290	1.4593	1.2049	28.59	23.58
	B23	247.5	2	0.0416	0.0575	1.2968	1.5590	28.18	33.94

**Tabla 3.12. Resultados de casos de estudio 4, 5, 6 y 7 para desconexión de carga en la red de prueba *New England* con inercia reducida.**

Caso de estudio	Barra disturbio	Potencia disturbio [MW]	Área	Zenith [Hz]		Frecuencia de establecimiento (Fss) en 200 s [Hz]		Máxima variación de frecuencia [Hz]	
				PMU 1	PMU 2	PMU 1	PMU 2	PMU 1	PMU 2
4	B25	224	3	60.0841	60.0841	60.0682	60.0682	-0.0841	-0.0841
	B23	247.5	2	60.0953	60.0954	60.0773	60.0773	-0.0953	-0.0954
5	B25	224	3	60.0841	60.0841	60.0000	60.0000	-0.0841	-0.0841
	B23	247.5	2	60.0953	60.0954	59.9999	59.9999	-0.0953	-0.0954
6	B25	224	3	60.0651	60.0651	60.0535	60.0535	-0.0651	-0.0651
	B23	247.5	2	60.0722	60.1031	60.0648	60.0645	-0.0722	-0.1031
7	B25	224	3	60.0651	60.0651	60.0000	60.0000	-0.0651	-0.0651
	B23	247.5	2	60.0722	60.0723	59.9999	59.9999	-0.0722	-0.0723

### **3.1.2.2.1. Análisis de resultados casos de estudio 4, 5, 6 y 7 para desconexión de carga**

Al realizar la desconexión de carga se produce un desequilibrio entre la potencia de generación y la demanda, razón por la cual se produce una desviación de la frecuencia del sistema de su valor nominal 60 Hz (incremento). En las Figuras 3.32 y 3.33, se presenta la respuesta de frecuencia a la conexión de carga en la red de prueba *New England* sin considerar las granjas de sistemas SMES ni el control secundario de frecuencia (caso de estudio 4). En las gráficas se verifica que la frecuencia de zenith es menor en el sistema original que en el sistema con integración de generación fotovoltaica y eólica. Mientras que la desviación de frecuencia es mayor en el sistema con reducción de la inercia mecánica.

En las Figuras 3.34 a 3.37, se presenta un resumen de la respuesta de frecuencia a la desconexión de carga en la red de prueba *New England* original y en la red con reducción de inercia. Las granjas de sistemas SMES mejoran la respuesta inercial, ya que actúan como una inercia sintética al aportar potencia activa desde el primer segundo. Esto se verifica al contrastar el valor de la frecuencia de zenith y el primer RoCoF promedio obtenido del caso 4 y caso 7 presentados en las Tablas 3.9 a 3.12. Así también las granjas de sistemas SMES modifican la frecuencia de zenith y el valor del primer RoCoF promedio de la red.

En el caso de estudio 6, que toma en cuenta únicamente el control primario y las granjas de sistemas SMES, se verifica que el aporte de las granjas SMES al control primario de frecuencia limita la desviación de frecuencia (aumento). Esto debido a que las granjas SMES absorben potencia activa de la red durante el periodo de actuación del control primario, provocando que la desviación de frecuencia sea menor en contraste a cuando no se cuenta con esta tecnología como se presenta en las Figuras 3.34 a 3.37. Además, en este mismo caso 6, se observa que la frecuencia de la red (línea entrecortada verde) se mantiene constante posterior a la actuación del control primario debido a que las granjas SMES tienen capacidad de absorber potencia hasta alrededor de los 200 segundos (bobinas superconductoras con disponibilidad de almacenamiento de energía).

En el caso de estudio 7, a los 80 segundos actúa el control secundario de frecuencia, y las granjas SMES continúan absorbiendo potencia activa de la red para contribuir en la recuperación de la frecuencia a su valor nominal. En las Figuras 3.34 a 3.37, se

verifica que la recuperación de la frecuencia a su valor nominal posterior al disturbio presenta menores desviaciones de frecuencia en los casos donde se incluye las granjas de sistemas SMES y el control secundario en contraste a los casos 4, 5 y 6.

En la red de prueba *New England* original y con inercia reducida, los valores de la amplitud del primer RoCoF promedio posterior a la desconexión de carga obtenidos de las mediciones de frecuencia de las PMUs, son mayores cuanto más cerca se encuentran de la fuente de disturbio como se verifica en las Tablas 3.9 y 3.11. A partir de estos valores del primer RoCoF promedio el control *fuzzy* obtiene las constantes  $K_{smes1}$  y  $K_{smes2}$ . Las potencias máximas absorbidas por las granjas SMES 1 y SMES 2 están coordinadas en función de la cercanía de la fuente de disturbio como se presenta en las Tablas 3.9 y 3.11.

### 3.1.2.3. Caso de estudio 4, 5, 6 y 7 para desconexión de generación

Para las simulaciones la energía inicial de la bobina equivalente superconductor de cada sistema SMES se estableció en 1000 MJ. En las Figuras 3.38 a 3.43, se presentan gráficamente los resultados obtenidos para los casos de estudio 4, 5, 6 y 7 para la desconexión de generación en la red de prueba *New England* original y con inercia reducida. Además, en las Tablas 3.13 a 3.16, se presentan los valores del primer RoCoF promedio, nadir, potencias inyectadas por las granjas SMES 1 y SMES 2, y la frecuencia de establecimiento a los 200 segundos.

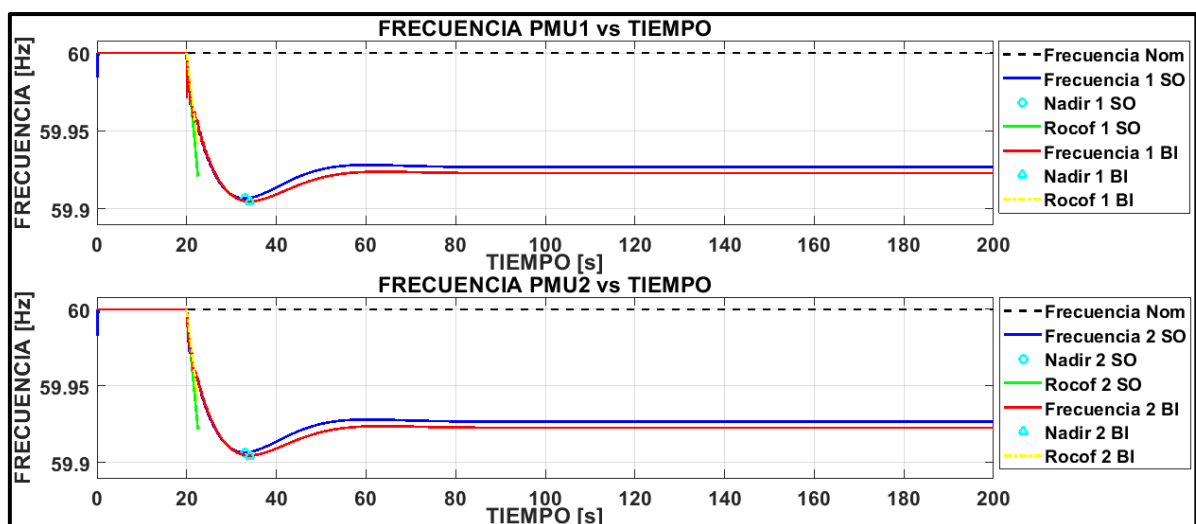


Figura 3.38. Contraste de disparo de generación 250 MW (G10) en sistema original (SO) y sistema con inercia reducida (BI), sin considerar granjas SMES ni control secundario

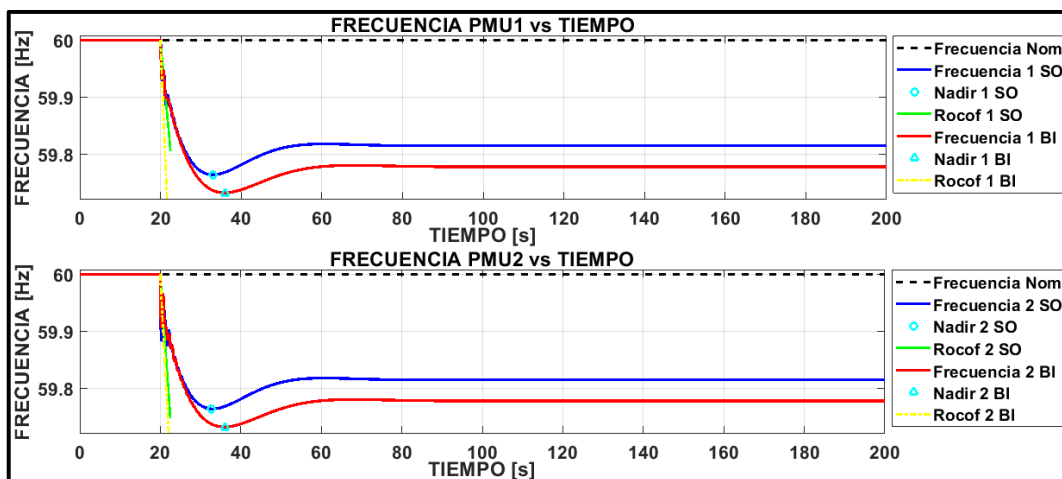


Figura 3.39. Contraste de disparo de generación 560 MW (G7) en sistema original (SO) y sistema con inercia reducida (BI), sin considerar granjas SMES ni control secundario

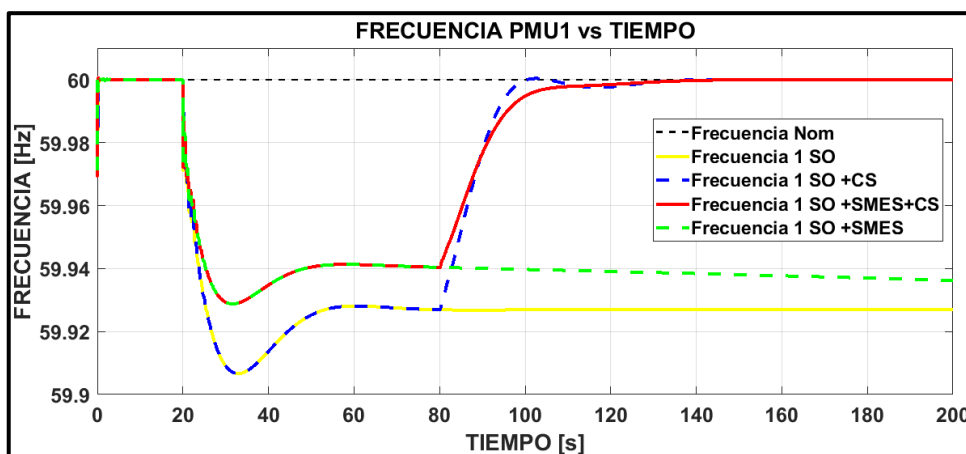


Figura 3.40. Resumen de respuesta de frecuencia para sistema original (SO) a disparo de generación de 250 MW (G10), control secundario (CS) y granjas de sistemas SMES

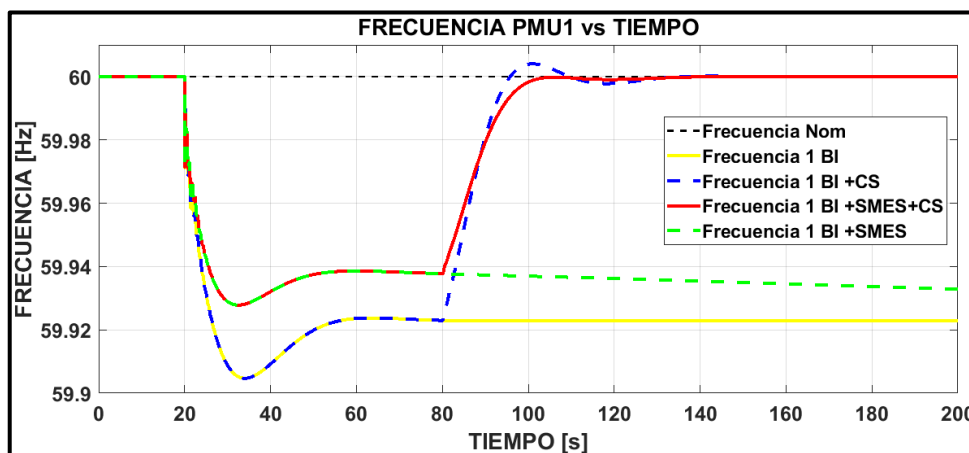


Figura 3.41. Resumen de respuesta de frecuencia para sistema con inercia reducida (BI) a disparo de generación de 250 MW (G10), control secundario (CS) y granjas de sistemas SMES

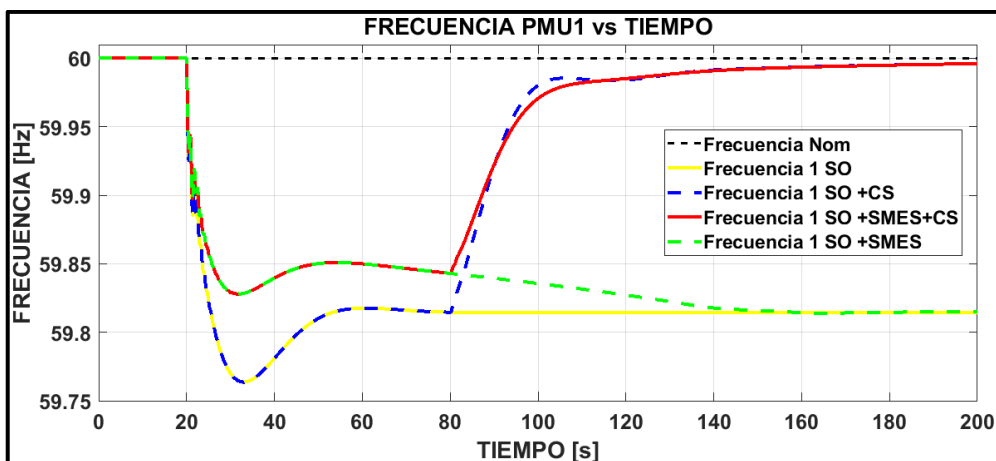


Figura 3.42. Resumen de respuesta de frecuencia para sistema original (SO) a disparo de generación de 560 MW (G7), control secundario (CS) y granjas de sistemas SMES

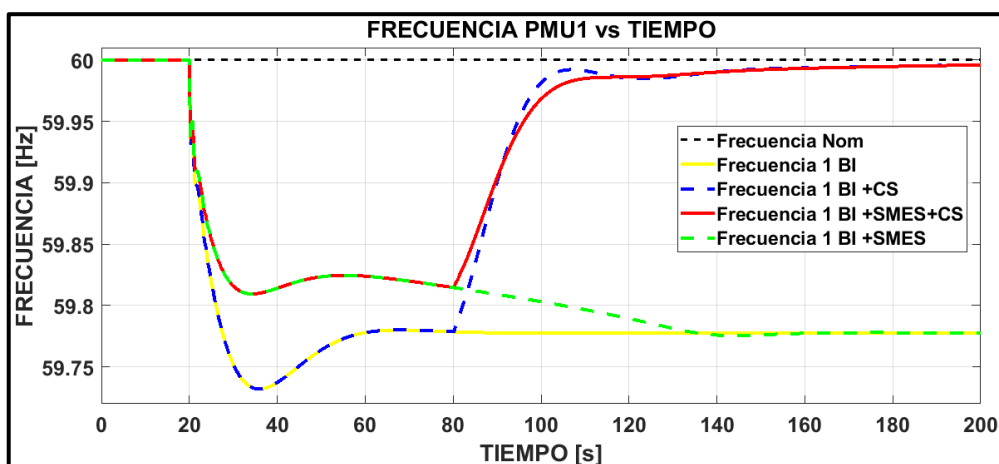


Figura 3.43. Resumen de respuesta de frecuencia para sistema con inercia reducida (BI) a disparo de generación de 560 MW (G7), control secundario (CS) y granjas de sistemas SMES

Tabla 3.13. Resultados de casos de estudio 4, 5, 6 y 7 para desconexión de generación en la red de prueba *New England* original.

Caso de estudio	Barra/ Generador disturbio	Potencia disturbio [MW]	Área	Primer RoCoF Promedio [Hz/s]		Constantes (control Fuzzy)		Potencia Máxima inyectada [MW]	
				PMU 1	PMU 2	Ksmes1	Ksmes2	Granja SMES 1	Granja SMES 2
4	B30/G10	250	3	-0.0311	-0.0230	***	***	***	***
	B36/G7	560	2	-0.0766	-0.1662	***	***	***	***
5	B30/G10	250	3	-0.0311	-0.0230	***	***	***	***
	B36/G7	560	2	-0.0766	-0.1663	***	***	***	***
6	B30/G10	250	3	-0.0304	-0.0198	1.4797	1.2011	-30.85	-25.13
	B36/G7	560	2	-0.0868	-0.1667	1.4419	1.7763	-70.31	-85.44
7	B30/G10	250	3	-0.0304	-0.0198	1.4797	1.2011	-30.85	-25.13
	B36/G7	560	2	-0.0868	-0.1667	1.4419	1.7764	-70.31	-85.44

**Tabla 3.14. Resultados de casos de estudio 4, 5, 6 y 7 para desconexión de generación en la red de prueba *New England* original.**

Caso de estudio	Barra disturbio	Potencia disturbio [MW]	Área	Nadir [Hz]		Frecuencia de establecimiento (Fss) en 200 s [Hz]		Máxima variación de frecuencia [Hz]	
				PMU 1	PMU 2	PMU 1	PMU 2	PMU 1	PMU 2
4	B30/G10	250	3	59.9066	59.9067	59.9269	59.9269	0.0934	0.0933
	B36/G7	560	2	59.7636	59.7636	59.8146	59.8146	0.2364	0.2364
5	B30/G10	250	3	59.9066	59.9067	60.0000	60.0000	0.0934	0.0933
	B36/G7	560	2	59.7636	59.7636	59.9962	59.9964	0.2364	0.2364
6	B30/G10	250	3	59.9288	59.9288	59.9362	59.9362	0.0712	0.0712
	B36/G7	560	2	59.8139	59.8139	59.8148	59.8148	0.1861	0.1861
7	B30/G10	250	3	59.9288	59.9288	60.0000	60.0000	0.0712	0.0712
	B36/G7	560	2	59.8277	59.8277	59.9961	59.9963	0.1723	0.1723

**Tabla 3.15. Resultados de casos de estudio 4, 5, 6 y 7 para desconexión de generación en la red de prueba *New England* con inercia reducida.**

Caso de estudio	Barra disturbio	Potencia disturbio [MW]	Área	Primer RoCoF Promedio [Hz/s]		Constantes (control Fuzzy)		Potencia Máxima inyectada [MW]	
				PMU 1	PMU 2	Ksmes1	Ksmes2	Granja SMES 1	Granja SMES 2
4	B30/G10	250	3	-0.0307	-0.0234	***	***	***	***
	B36/G7	560	2	-0.0991	-0.1310	***	***	***	***
5	B30/G10	250	3	-0.0307	-0.0234	***	***	***	***
	B36/G7	560	2	-0.0991	-0.1310	***	***	***	***
6	B30/G10	250	3	-0.0302	-0.0199	1.4809	1.2011	-31.20	-25.42
	B36/G7	560	2	-0.0921	-0.1214	1.4846	1.6052	-78.20	-84.08
7	B30/G10	250	3	-0.0302	-0.0199	1.4809	1.2011	-31.20	-25.42
	B36/G7	560	2	-0.0921	-0.1214	1.4846	1.6052	-78.20	-84.08

**Tabla 3.16. Resultados de casos de estudio 4, 5, 6 y 7 para desconexión de generación en la red de prueba *New England* con inercia reducida.**

Caso de estudio	Barra disturbio	Potencia disturbio [MW]	Área	Nadir [Hz]		Frecuencia de establecimiento (Fss) en 200 s [Hz]		Máxima variación de frecuencia [Hz]	
				PMU 1	PMU 2	PMU 1	PMU 2	PMU 1	PMU 2
4	B30/G10	250	3	59.9047	59.9047	59.9228	59.9228	0.0953	0.0953
	B36/G7	560	2	59.7320	59.7319	59.7775	59.7775	0.2680	0.2681
5	B30/G10	250	3	59.9047	59.9047	60.0000	60.0000	0.0953	0.0953
	B36/G7	560	2	59.7320	59.7319	59.9960	59.9960	0.2680	0.2681
6	B30/G10	250	3	59.9278	59.9278	59.9328	59.9328	0.0722	0.0722
	B36/G7	560	2	59.7755	59.7755	59.7778	59.7778	0.2245	0.2245
7	B30/G10	250	3	59.9278	59.9278	60.0000	60.0000	0.0722	0.0722
	B36/G7	560	2	59.8095	59.8094	59.9959	59.9959	0.1905	0.1906

### **3.1.2.3.1. Análisis de resultados casos de estudio 4, 5, 6 y 7 para desconexión de generación**

Al realizar la conexión de carga se produce un desequilibrio entre la potencia de generación y la demanda, razón por la cual se produce una desviación de la frecuencia del sistema de su valor nominal 60 Hz (decae). En las Figuras 3.38 y 3.39, se presenta la respuesta de frecuencia a la desconexión de generación en la red de prueba *New England* sin considerar las granjas de sistemas SMES ni el control secundario de frecuencia (caso de estudio 4). En las gráficas se verifica que la frecuencia de nadir es mayor en el sistema original que en el sistema con integración de generación fotovoltaica y eólica. Mientras que la desviación de frecuencia es mayor en el sistema con reducción de la inercia mecánica.

En las Figuras 3.40 a 3.43, se presenta un resumen de la respuesta de frecuencia a la desconexión de generación en la red de prueba *New England* original y en la red con reducción de inercia. Las granjas de sistemas SMES mejoran la respuesta inercial, ya que actúan como una inercia sintética al aportar potencia activa desde el primer segundo. Esto se verifica al contrastar el valor de la frecuencia de nadir y el primer RoCoF promedio obtenido del caso 4 y caso 7 presentados en las Tablas 3.13 a 3.16. Así también las granjas de sistemas SMES modifican la frecuencia de nadir y el valor del primer RoCoF promedio de la red.

En la Figura 3.42 y 3.43, en el caso de estudio 6 para la desconexión del generador G7, que toma en cuenta únicamente el control primario y las granjas de sistemas SMES, se verifica que el aporte de las granjas SMES al control primario de frecuencia se realiza hasta que se agota la reserva de energía magnética de las bobinas superconductoras. Posterior a esto la frecuencia (línea entrecortada verde) cae hasta alcanzar la frecuencia en estado estacionario del control primario de frecuencia (línea amarilla). Las granjas SMES al inyectar potencia activa durante el periodo de actuación del control primario, provoca que la desviación de frecuencia sea menor en contraste a cuando no se cuenta con esta tecnología.

En las Figuras 3.40 y 3.41 del caso de estudio 6 para la desconexión del generador G10, se verifica que las granjas SMES al inyectar potencia activa durante el periodo de actuación del control primario, provoca que la desviación de frecuencia sea menor en contraste a cuando no se cuenta con esta tecnología. Además, la frecuencia (línea entrecortada verde) no cae hasta alcanzar la frecuencia en estado



estacionario del control primario (línea amarilla) debido a que las granjas SMES continúan inyectando potencia activa a los 200 segundos.

En el caso de estudio 7, a los 80 segundos actúa el control secundario de frecuencia, y las granjas SMES continúan aportando potencia activa para contribuir en la recuperación de la frecuencia a su valor nominal. El aporte de las granjas SMES al control secundario se realiza hasta cuando existe reserva de energía en las bobinas superconductoras, por lo que, a los 80 segundos el aporte es menor que al inicio del disturbio debido a que la bobinas van reduciendo la energía almacenada. En las Figuras 3.40 a 3.43 se verifica que la recuperación de la frecuencia a su valor nominal posterior al disturbio presenta menores oscilaciones y desviaciones de frecuencia en los casos donde se incluye las granjas de sistemas SMES y el control secundario en contraste a los casos 4, 5 y 6.

En la red de prueba *New England* original y con inercia reducida, los valores de la amplitud del primer RoCoF promedio posterior a la desconexión de generación obtenidos de las mediciones de frecuencia de las PMUs, son mayores cuanto más cerca se encuentran de la fuente de disturbio como se verifica en las Tablas 3.13 y 3.15. A partir de estos valores del primer RoCoF promedio el control *fuzzy* obtiene las constantes  $K_{smes1}$  y  $K_{smes2}$ . Las potencias máximas inyectadas por las granjas SMES 1 y SMES 2 están coordinadas en función de la cercanía de la fuente de disturbio como se presenta en las Tablas 3.13 y 3.15.

### 3.2. Discusión

Con base en la revisión bibliográfica y las metodologías investigadas se desarrolló el modelo de sistema SMES con un control desacoplado de potencia activa y potencia reactiva que está en función de la frecuencia y voltaje respectivamente. El modelo de sistema SMES considera el almacenamiento de energía en la bobina superconductora SMES 100 MJ de BWX, la cual es una de las bobinas de sistemas SMES de mayor capacidad construida hasta la actualidad.

Se verificó que para aportar en el control de frecuencia de un sistema eléctrico extenso como la red de prueba IEEE *New England* 39-bus es necesario contar con sistemas SMES que tengan la capacidad de almacenar grandes cantidades de energía magnética (500 MJ-15MWh) como se presenta en [37], [39]. Así también el aporte de los sistemas SMES en el control de frecuencia está limitado por el tiempo de descarga de energía magnética de la bobina superconductora, por lo que, ante

grandes disturbios de potencia el aporte puede reducirse a unos pocos minutos incluso segundos, mientras que para disturbios de potencia de menor magnitud el aporte de los sistemas SMES puede ser sostenido por un tiempo prolongado que puede llegar a varios minutos, todo dependerá de la magnitud del disturbio. El estudio desarrollado verificó que los sistemas SMES pueden requerir la conexión de varias bobinas superconductoras en paralelo, y a su vez instalar varias unidades de sistemas SMES en paralelo para formar una granja, con el fin de disponer de energía necesaria para aportar al control primario y secundario ante disturbios de potencia de gran capacidad (1000 MW).

Con base en los resultados del RoCoF, frecuencia de nadir y zenith, se verifica que los sistemas SMES aportan una inercia sintética a la red de prueba durante perturbaciones de conexión de carga, desconexión de carga, y desconexión de generación, ya que aportan a la respuesta inercial desde el primer segundo logrando que la amplitud del nadir, zenith se reduzcan. Así también el valor de la amplitud del primer RoCoF promedio posterior al disturbio disminuye al integrar sistemas SMES a la red. Esto demuestra que los sistemas SMES pueden actuar como una inercia sintética [30] [33].

Con respecto a la pregunta de investigación del presente trabajo, se observó de los resultados de las pruebas realizadas que los sistemas de almacenamiento de energía magnética con superconductores (SMES) en sistemas extensos y con integración de generación eólica y fotovoltaica aportan al control primario y secundario de frecuencia en los siguientes aspectos:

- a) Mejora la respuesta inercial al aportar una inercia sintética reduciendo la severidad del nadir y zenith posterior a un disturbio.
- b) El aporte de potencia activa de los sistemas SMES al control primario provoca que la desviación de frecuencia en estado estacionario de este control sea menor, hasta que la reserva de energía de las bobinas superconductoras se agote.
- c) El aporte de potencia activa de los sistemas SMES al control secundario es menor que en el control primario, debido a que al momento de entrar en operación el control secundario (80 segundos) la reserva de energía magnética en las bobinas superconductoras se ha reducido

significativamente, aun así, provoca que la recuperación de la frecuencia a su valor nominal presenta menores oscilaciones y desviaciones de frecuencia.

- d) El aporte de los sistemas SMES al control primario y secundario están limitados por la capacidad de almacenamiento de energía magnética en la bobina superconductora. Para lograr con los sistemas SMES un aporte significativo en el control de la frecuencia de la red en sistemas extensos y con integración de generación eólica y fotovoltaica, se debe integrar a la red sistemas SMES con grandes capacidades de almacenamiento (500 MJ-15MWh) e inyección de potencia.
- e) Los sistemas SMES mejoran la estabilidad de frecuencia en la red.

Una vez verificado el aporte de los sistemas SMES a la regulación de frecuencia, se debe analizar el impacto económico que tiene la implementación de esta tecnología, para lo cual, en el ANEXO H se presenta un breve cálculo de estimación del costo total de la operación de las granjas SMES. Con base a los costos calculados para la instalación y operación de 10 sistemas SMES, se establece que durante los 20 años de operación de los sistemas SMES costará en total 210.03021 MUSD, dando como costo anual promedio 10.501510 MUSD.

## **4. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS**

### **4.1. Conclusiones**

Este trabajo presenta la implementación de un control inteligente coordinado de sistemas de almacenamiento de energía con superconductores magnéticos para la regulación de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia extensos con baja inercia considerando mediciones fasoriales (PMUs). Los resultados de los casos de estudio propuestos verifican el accionar de los sistemas SMES en el control de frecuencia, aportando a la mejora de la respuesta inercial, control primario y secundario de frecuencia.

Con base en la revisión del estado del arte, se implementó un modelo fasorial de un sistema de almacenamiento de energía con superconductores magnéticos, el cual tiene un control desacoplado de potencia activa y potencia reactiva que está en función de la frecuencia y voltaje respectivamente. Además, se desarrolló una metodología de control coordinado de sistemas SMES para la regulación de la frecuencia mediante mediciones de frecuencia provenientes de PMUs virtuales y basado en el primer RoCoF promedio obtenido posterior a un disturbio de potencia.

El modelo fasorial implementado del sistema de almacenamiento de energía con superconductores magnéticos se integró junto con las PMUs virtuales a la red de prueba híbrida IEEE *New England* 39-bus con inercia reducida (alta penetración de generación eólica y fotovoltaica) en la plataforma de simulación Matlab - Simulink.

Para la realización de las pruebas de estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico de potencia bajo la acción de la metodología de control coordinado de los sistemas SMES, en Simulink se programó perturbaciones de demanda y generación en barras y generadores puntuales. Los tiempos que demoró en ejecutarse cada uno de los casos de estudio no fueron iguales (entre 4 a 8 horas), ya que Simulink utilizó un tamaño de paso de simulación no fijo (solver ode23tb). En Simulink las simulaciones de sistemas de potencia relativamente extensos requieren más recursos computacionales, y tienden a ejecutarse en tiempos extensos, y podrían hasta colapsar. Las características principales del computador empleado son: procesador i7 - 2 GHz, memoria RAM de 16 GB.

Una vez obtenidos los resultados de las simulaciones de los casos de estudio propuestos, se verifica que la integración de los sistemas SMES en la red de prueba mejora la respuesta inercial al aportar una inercia sintética reduciendo la severidad del nadir y zenith que se tiene posterior a un disturbio de potencia. El aporte de esta tecnología al control primario y secundario provoca que se reduzca las oscilaciones y las desviaciones de la frecuencia de su valor nominal, haciendo que mejore la estabilidad de frecuencia de la red.

La integración de generación eólica y fotovoltaica en la red *New England* en reemplazo de la generación convencional (G5 y G10) disminuye la inercia del sistema, produciendo que los parámetros como el nadir y zenith empeoren en comparación con el sistema *New England* original. Además, en el sistema *New England* con inercia reducida se verifica que existe mayores desviaciones de frecuencia, por lo que, la integración de sistemas SMES aporta a la disminución de la desviación de la frecuencia hasta que la reserva de energía de las bobinas superconductoras se agoten.

La coordinación de la actuación de las granjas de sistemas SMES para la regulación en un sistema extenso, es un campo que no se ha abordado aún como se encontró en la revisión bibliográfica. La metodología propuesta toma en cuenta el valor del primer RoCoF promedio y el control *fuzzy* para determinar la potencia máxima inyectada por cada granja de sistemas SMES con base a la cercanía de la fuente de disturbio. Esta metodología es una opción teórica que podría ser puesta a prueba en trabajos prácticos futuros para conocer el alcance de la misma.

Para conseguir con sistemas SMES un aporte significativo y prolongado en el control de la frecuencia de redes extensas y con integración de generación eólica y fotovoltaica, se debe integrar a la red granjas de sistemas SMES con grandes capacidades de almacenamiento de energía magnética (500 MJ-15MWh) e inyección de potencia.

## **4.2. Trabajos Futuros**

Durante el desarrollo del presente proyecto se identificó los siguientes posibles trabajos futuros de investigación:

Determinación óptima de las ganancias  $K_p$  y  $K_v$  del lazo de control de potencia activa y reactiva respectivamente del sistema SMES. Mediante una metodología las

ganancias  $K_p$  y  $K_v$  podrían ajustarse automáticamente para inyectar o absorber la potencia en función de la magnitud del disturbio de potencia.

Determinación óptima de los valores umbrales de frecuencia y RoCoF para la captura del primer RoCoF promedio posterior a un disturbio de potencia. Esto determina la magnitud mínima del disturbio de potencia para el cual los sistemas SMES operan.

Determinación óptima de las funciones de membresía de las variables lingüísticas de entrada y salida del control con lógica fuzzy, para que los sistemas SMES que operan coordinadamente inyecten o absorban potencia de forma óptima en la red de prueba.

Determinación económica de la implementación e instalación de la tecnología SMES propuesta con sus elementos constitutivos y servicios auxiliares para integrarse en sistemas eléctricos de potencia extensos.

Determinación de una metodología que permita la operación coordinada de las granjas de sistemas SMES con el control primario y control secundario de frecuencia.

Desarrollo del sistema SMES de forma detallada, implementado con los respectivos dispositivos electrónicos el VSC y el chopper DC-DC, y tomando como punto de partida el modelo fasorial desarrollado en el presente proyecto. Para integrar el sistema SMES y el control coordinado a la red de prueba, y ejecutar una validación y simulación de transitorios electromagnéticos (EMT).

Determinación óptima de la ubicación de las granjas de sistemas SMES en las redes de prueba del estudio.

Estudio de estabilidad del controlador de convertidor de potencia VSC utilizado para integrar a la red las bobinas superconductoras.

## 5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]I. Calero, C. A. Cañizares, and K. Bhattacharya, "Implementation of Transient Stability Model of Compressed Air Energy Storage Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 6, pp. 4734–4744, Nov. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2020.2995787.
- [2]T. Kerdphol, F. S. Rahman, and Y. Mitani, "Virtual Inertia Control Application to Enhance Frequency Stability of Interconnected Power Systems with High Renewable Energy Penetration," *Energies*, vol. 11, no. 4, Art. no. 4, Apr. 2018, doi: 10.3390/en11040981.
- [3]G. Magdy, A. Bakeer, M. Nour, and E. Petlenkov, "A New Virtual Synchronous Generator Design Based on the SMES System for Frequency Stability of Low-Inertia Power Grids," *Energies*, vol. 13, no. 21, Art. no. 21, Jan. 2020, doi: 10.3390/en13215641.
- [4]M. M. Aman, M. Arshad, H. K. Zuberi, and J. A. Laghari, "A hybrid scheme of load shedding using globalized frequency and localized voltage (GFLV) controller," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 113, pp. 674–685, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.05.073.
- [5]F. Cruz Gutierrez, "Propuesta de la operación de esquema de acción remedial por baja frecuencia en un sistema eléctrico de potencia," p. 138, Feb. 2018, [Online]. Available: <https://repositorioinstitucional.buap.mx/handle/20.500.12371/930?locale-attribute=en>
- [6]R. E. Larrea Moraga, "Análisis de la respuesta en frecuencia en sistemas de potencia con altos niveles de generación variable sin inercia," 2015, Accessed: Sep. 02, 2021. [Online]. Available: <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/137574>
- [7]C. Henriquez and A. Andres, "SOPORTE DE FRECUENCIA PARA REDES DE BAJA INERCIA CONECTADAS A ESTACIONES HVDC-MMC," 2018, Accessed: Sep. 02, 2021. [Online]. Available: <https://repositorio.usm.cl/handle/11673/42461>
- [8]J. C. Cepeda and D. G. Colomé, "Evaluación de la Vulnerabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia en Tiempo Real usando Tecnología de Medición

Sincrofasorial,” *Revista Técnica “energía,”* vol. 10, no. 1, Art. no. 1, Jan. 2014, doi: 10.37116/revistaenergia.v10.n1.2014.103.

[9] A. Nandar and C. Supriyadi, “Robust PI control of smart controllable load for frequency stabilization of microgrid power system,” *Renewable Energy*, vol. 56, no. C, pp. 16–23, 2013, Accessed: Sep. 02, 2021. [Online]. Available: <https://ideas.repec.org/a/eee/renene/v56y2013icp16-23.html>

[10] Y. Tang, L. Ren, J. Li, and S. Chen, “The phasor type model of SMES,” *Physica C-superconductivity and Its Applications - PHYSICA C*, vol. 469, pp. 1785–1788, Oct. 2009, doi: 10.1016/j.physc.2009.05.148.

[11] A. B. de la Torre Altamirano, “Análisis técnico de la implementación de un sistema SCADA de monitoreo de area extendida(Wams) en el sistema nacional interconectado del Ecuador,” Sep. 2013, Accessed: May 24, 2022. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/5297>

[12] H. D. Lashkari, J. B. Sarvaiya, and M. E. Student, “Matlab based Simulink Model of Phasor Measurement Unit and Optimal Placement Strategy for PMU Placement.”

[13] L. Pazmiño, D. Echeverría, and J. Cepeda, “Análisis de transitorios electromagnéticos en el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) a nivel de 230 kV y 500 kV usando el simulador digital en tiempo real HYPERsim,” *re*, vol. 15, no. 1, Jan. 2018, doi: 10.37116/revistaenergia.v15.n1.2018.319.

[14] M. Bey and M. Moudjahed, “Transient Stability Enhancement Using Phasor Model of Superconducting Magnetic Energy Storage,” *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*, vol. 5, Mar. 2016, doi: 10.11591/eei.v5i1.517.

[15] J. Shi *et al.*, “Integrated design method for superconducting magnetic energy storage considering the high frequency pulse width modulation pulse voltage on magnet,” *Applied Energy*, vol. 248, pp. 1–17, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.04.079.

[16] T. Kerdphol, M. Watanabe, Y. Mitani, and V. Phunpeng, “Applying Virtual Inertia Control Topology to SMES System for Frequency Stability Improvement of Low-Inertia Microgrids Driven by High Renewables,” *Energies*, vol. 12, no. 20, Art. no. 20, Jan. 2019, doi: 10.3390/en12203902.



- [17] G. Magdy, E. Mohamed, G. Shabib, A. A. Elbaset, and Y. Mitani, "SMES Based a New PID Controller for Frequency Stability of a Real Hybrid Power System Considering High Wind Power Penetration," *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, Jun. 2018, doi: 10.1049/iet-rpg.2018.5096.
- [18] P. Kundur *et al.*, "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [19] N. Hatziargyriou *et al.*, "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, Jul. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.
- [20] S. Lawrence, "Balancing And Frequency Control," p. 41, 2021.
- [21] Victor Nunez, Carlos Fuentes, Augusto Lismayes, Ph.D. Héctor Chá, and avez, "Inercia Virtual de Convertidores Fotovoltaicos Distribuidos." Departamento de Ingeniería eléctrica-Universidad Santiago de Chile. [Online]. Available: [https://www.postgrado.usach.cl/sites/default/files/propuesta\\_poster\\_-\\_lismayes\\_48inx33in.pdf](https://www.postgrado.usach.cl/sites/default/files/propuesta_poster_-_lismayes_48inx33in.pdf)
- [22] Comisión Nacional de Energía, Ministerio de energía, "Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio." May 2018. [Online]. Available: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NTSyCS\\_May18.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NTSyCS_May18.pdf)
- [23] J. Ramirez and E. Gómez, "Control en Microrredes de A.C: Control Jerárquico, Tecnologías y Normativa," p. 41.
- [24] P. Ledesma, "Regulación de frecuencia y potencia," p. 33, [Online]. Available: [https://sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/2015-08-22\\_04-26-07128795.pdf](https://sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/2015-08-22_04-26-07128795.pdf)
- [25] A. Arunan, J. Ravishankar, and E. Ambikairajah, "Improved disturbance detection and load shedding technique for low voltage islanded microgrids," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 13, Apr. 2019.
- [26] E. Spahic, K. Frey, G. Beck, and V. Hild, "Inertia in the System and First Swing Frequency-Description and Mitigation Possibilities," in *2018 IEEE/PES Transmission*

*and Distribution Conference and Exposition (T D)*, Apr. 2018, pp. 1–9. doi: 10.1109/TDC.2018.8440476.

[27] G. Chown, J. Wright, R. van Heerden, and M. Coker, “System inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF) with increasing non-synchronous renewable energy penetration,” Nov. 2017.

[28] U. Willem and J. Timpert, “RoCoF Alternative Solutions Technology Assessment.” Aug. 17, 2015. [Online]. Available: [https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/RoCoF-Alternative-Solutions-Technology-Assessment-Phase-1-DNV-GL-Report\\_.pdf](https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/RoCoF-Alternative-Solutions-Technology-Assessment-Phase-1-DNV-GL-Report_.pdf)

[29] UCTE OH, “P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C].” Mar. 19, 2009. [Online]. Available: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/oh/Policy1\\_final.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/oh/Policy1_final.pdf)

[30] M. Nedd, C. Booth, and K. Bell, “Potential solutions to the challenges of low inertia power systems with a case study concerning synchronous condensers,” in *2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Heraklion, Aug. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/UPEC.2017.8232001.

[31] G. Dominic, B. Saverio, P. K Bala, and D. Florian, “Increasing the Resilience of Low-inertia Power Systems by Virtual Inertia and Damping,” p. 12 p., Aug. 2017, doi: 10.3929/ETHZ-B-000232185.

[32] R. Smith, “The Electricity Ten Year Statement (ETYS) is produced every year by National Grid in its role as Transmission Owner (TO) and System Operator (SO).,” *Welcome to the 2014 edition of the Electricity Ten Year Statement.*, p. 323, 2014, [Online]. Available: <https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/37790-ETYS%202014.pdf>

[33] National Grid House, Warwick Technology Park, “Enhanced Frequency Response.” Gallows Hill. [Online]. Available: [https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/Enhanced%20Frequency%20Response%20FAQs%20v5.0\\_.pdf](https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/Enhanced%20Frequency%20Response%20FAQs%20v5.0_.pdf)

- [34] F. Gonzalez-Longatt, E. Chikuni, and E. Rashayi, "Effects of the Synthetic Inertia from wind power on the total system inertia after a frequency disturbance," in *2013 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Feb. 2013, pp. 826–832. doi: 10.1109/ICIT.2013.6505779.
- [35] W. A. Pacheco Cano, "Uso del convertidor modular multinivel para la integración de sistemas de almacenamiento de energía magnética por superconducción al sistema de potencia," 2016, Accessed: May 22, 2022. [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/11059/7404>
- [36] J. E. González López, "Control de potencia activa y reactiva de un SMES para aplicaciones de soporte de potencia en un sistema de distribución," 2018, Accessed: May 22, 2022. [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/11059/9420>
- [37] A. Arsoy, "Electromagnetic Transient and Dynamic Modeling and Simulation of a StatCom-SMES Compensator in Power Systems," Apr. 2000, Accessed: May 22, 2022. [Online]. Available: <https://vtechworks.lib.vt.edu/handle/10919/27225>
- [38] A. Zimmermann and E. Young, "Review of the State of the Art Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) in Renewable/Distributed Energy Systems," 2017. <https://www.semanticscholar.org/paper/Review-of-the-State-of-the-Art-Superconducting-in-Zimmermann-Young/56be8c27481051c3030e81064e7f2e8f887cff42> (accessed May 22, 2022).
- [39] A. Sahoo, N. Mohanty, and M. Anupriya, "Modeling and Simulation of Superconducting Magnetic Energy Storage Systems," *International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS)*, vol. 6, pp. 524–537, Sep. 2015, doi: 10.11591/ijpeds.v6.i3.pp524-537.
- [40] H. S. Salama, M. Aly, M. Abdel-Akher, and I. Vokony, "Frequency and voltage control of microgrid with high WECS penetration during wind gusts using superconducting magnetic energy storage," *Electrical Engineering*, vol. 101, Sep. 2019, doi: 10.1007/s00202-019-00821-w.
- [41] C. A. Luongo, T. Baldwin, P. Ribeiro, and C. M. Weber, "A 100 MJ SMES demonstration at FSU-CAPS," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 13, no. 2, pp. 1800–1805, Jun. 2003, doi: 10.1109/TASC.2003.812894.

- [42] C. M. Weber, "Commercialization demonstration of mid-sized superconducting magnetic energy storage technology for electric utility applications," **BWX TECHNOLOGIES, INC., DOE/GO/10011-1**, Jun. 2008. doi: 10.2172/932779.
- [43] R. Galán, A. Jiménez, R. Sanz, and F. Martíá, "Control Inteligente," *Int. Artif.*, vol. 4, no. 10, p. 276, Jul. 2000, doi: 10.4114/ia.v4i10.661.
- [44] K. M. Passino, "Intelligent Control: An Overview of Techniques," p. 34.
- [45] Martín Darío Arango Serna, Conrado Augusto Serna Urán, and Ana Carolina Gómez Builes, "Inferencia difusa aplicada a la ingeniería concurrente para el diseño de productos de manufactura en condiciones de incertidumbre." [http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1692-33242012000200011](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1692-33242012000200011) (accessed May 22, 2022).
- [46] Tania del Cerro Sánchez and Patricia Novalbos Laina, "Lógica Difusa." [Online]. Available: <https://www.it.uc3m.es/jvillena/irc/practicas/13-14/06.pdf>
- [47] A. Ramírez, D. Maxinez, A. Zúñiga López, and R. Alcantara Ramirez, "La lógica difusa como un medio para identificar y valorar las alteraciones de conducta en niños a nivel de educación básica: primaria y secundaria," *Pistas Educativas*, Oct. 2015.
- [48] H. Bevrani and P. R. Daneshmand, "Fuzzy Logic-Based Load-Frequency Control Concerning High Penetration of Wind Turbines," *IEEE Systems Journal*, vol. 6, no. 1, pp. 173–180, Mar. 2012, doi: 10.1109/JSYST.2011.2163028.
- [49] R. Franco, "Uso de Sincrofasores para la Detección de Oscilaciones de Potencia y Pérdida de Sincronismo. Aplicación al Sistema Eléctrico Uruguayo para la Separación Controlada en Islas," Sep. 2012. <https://docplayer.es/2801675-Universidad-de-la-republica-facultad-de-ingenieria.html> (accessed May 30, 2022).
- [50] L. E. Armas Vargas, "Estudio técnico para la determinación de la ubicación óptima de unidades de medición fasorial (PMU) en el Sistema Nacional Interconectado S.N.I. basado en criterios de observabilidad ante contingencias," Jun. 2016, Accessed: May 30, 2022. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/16480>

- [51] The MathWorks, Inc., “Implements a phasor measurement unit using a phase-locked loop -,” *The MathWorks, Inc.* <https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/pmupllbasedpositivesequence.html> (accessed May 30, 2022).
- [52] V. Lacerda, E. Prieto-Araujo, M. Cheah-Mane, and O. Bellmunt, *Phasor Modelling Approaches and Simulation Guidelines of Voltage-Source Converters in Grid-Integration Studies*. 2021.
- [53] I. Džafić, H.-T. Neisius, M. Gilles, S. Henselmeyer, and V. Landerberger, “Three-Phase Power Flow in Distribution Networks Using Fortescue Transformation,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 28, pp. 1027–1034, May 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2213278.
- [54] Y.-S. Lee and C.-J. Wu, “Application of superconducting magnetic energy storage unit on damping of turbogenerator subsynchronous oscillation,” *IEE Proc. C Gener. Transm. Distrib. UK*, vol. 138, no. 5, p. 419, 1991, doi: 10.1049/ip-c.1991.0053.
- [55] M. G. Rabbani, J. B. X. Devotta, and S. Elangovan, “Application of simultaneous active and reactive power modulation of SMES unit under unequal /spl alpha/-mode for power system stabilization,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 2, pp. 547–552, May 1999, doi: 10.1109/59.761879.
- [56] L. Wang, S.-M. Lee, and C.-L. Huang, “Damping subsynchronous resonance using superconducting magnetic energy storage unit,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 9, no. 4, pp. 770–777, Dec. 1994, doi: 10.1109/60.368329.
- [57] Y. Levron and J. Belikov, “The Direct-Quadrature-Zero (DQ0) Transformation.” [Online]. Available: [https://a-lab.ee/sites/default/files/PS\\_Lecture\\_2.pdf](https://a-lab.ee/sites/default/files/PS_Lecture_2.pdf)
- [58] C. J. O’Rourke, M. M. Qasim, M. R. Overlin, and J. L. Kirtley, “A Geometric Interpretation of Reference Frames and Transformations: dq0, Clarke, and Park,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 34, no. 4, pp. 2070–2083, Dec. 2019, doi: 10.1109/TEC.2019.2941175.
- [59] X. Lin, Y. Lei, and Y. Zhu, “A novel superconducting magnetic energy storage system design based on a three-level T-type converter and its energy-shaping

control strategy,” *Electric Power Systems Research*, vol. 162, pp. 64–73, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.epsr.2018.05.006.

[60] Y. Han, M. Khan, L. Xu, G. Yao, L. ZHOU, and C. Chen, “A new scheme for power factor correction and active filtering for six-pulse converters loads,” *Bulletin of the Polish Academy of Sciences: Technical Sciences*, vol. 57, Jun. 2009, doi: 10.2478/v10175-010-0117-0.

[61] M. Muniappan and K. Vittal, “Design and simulation of quadrilateral relays in ac transmission lines with vsc-based hvdc systems under phase-to-ground fault condition,” *UPB Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering*, vol. 81, pp. 153–168, Aug. 2019.

[62] B. Bahrani, S. Kenzelmann, and A. Rufer, “Multivariable-PI-Based  $dq$  Current Control of Voltage Source Converters With Superior Axis Decoupling Capability,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2070776.

[63] La mathworks, “Implement phasor model of three-phase static synchronous compensator - Simulink - MathWorks América Latina.” <https://la.mathworks.com/help/phymod/sps/powersys/ref/staticsynchronouscompensatorphasortype.html> (accessed May 22, 2022).

[64] L. Malesani, L. Rossetto, P. Tenti, and P. Tomasin, “AC/DC/AC PWM converter with reduced energy storage in the DC link,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 31, no. 2, pp. 287–292, Mar. 1995, doi: 10.1109/28.370275.

[65] Liuping Wang, Shan Chai, Dae Yoo, Lu Gan, and Ki Ng, “PID and Predictive Control of Electrical Drives and Power Converters using MATLAB / Simulink | IEEE eBooks | IEEE Xplore.” <https://ieeexplore.ieee.org/book/7111423> (accessed May 22, 2022).

[66] R. A. P. Suesca and C. L. T. Rodríguez, “Análisis y simulación de VSC’s con modulación PWM para uso en sistemas HVDC,” *Ingeniería*, vol. 11, no. 2, pp. 30–39, 2006, Accessed: May 23, 2022. [Online]. Available: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=4797229>

[67] D. H. Pham, G. Hunter, L. Li, and J. Zhu, “Feedforward decoupling control method in grid-interfaced inverter,” in *2013 Australasian Universities Power*

*Engineering Conference (AUPEC)*, Sep. 2013, pp. 1–5. doi: 10.1109/AUPEC.2013.6725404.

[68] IEEE Std C37.118.1-2011, “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems,” *IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005)*, pp. 1–61, Dec. 2011, doi: 10.1109/IEEESTD.2011.6111219.

[69] J. A. Barrios-Gomez, F. Sanchez, G. Claudio, F. Gonzalez-Longatt, M. Acosta, and D. Topic, “RoCoF Calculation Using Low-Cost Hardware in the Loop: Multi-area Nordic Power System,” in *2020 International Conference on Smart Systems and Technologies (SST)*, Oct. 2020, pp. 187–192. doi: 10.1109/SST49455.2020.9264119.

[70] R. Hyndman, “Moving Averages,” in *International Encyclopedia of Statistical Science*, 2010, pp. 866–869. doi: 10.1007/978-3-642-04898-2\_380.

[71] Wenjie Han, “Application of Ultra-Local Models in Automatic Generation Control with Co-Simulation of Communication Delay | ID: vd66wb28c | Tufts Digital Library,” May 2018. <https://dl.tufts.edu/concern/pdfs/vd66wb28c> (accessed May 22, 2022).

[72] H. Liu, “Power system stability assessment with voltage criteria calculation,” p. 58, [Online]. Available: <https://scholarworks.calstate.edu/downloads/j098zb110>

[73] A. Moeini, I. Kamwa, P. Brunelle, and G. Sybille, “Open data IEEE test systems implemented in SimPowerSystems for education and research in power grid dynamics and control,” in *2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Sep. 2015, pp. 1–6. doi: 10.1109/UPEC.2015.7339813.

[74] J. C. Castro, “Análisis de Eficiencia en Conversión/Almacenamiento de Energía Solar y Adquisición de Datos de Paneles Solares del Laboratorio de Física y Electrónica de la UNAD (Sede Nacional JCM) en el Marco de su Uso como Laboratorio Remoto,” p. 86, 2020.

[75] J. Moragues and A. Rapallini, “ENERGIA EOLICA.” [Online]. Available: <https://sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/1/534/541/2962.pdf>

[76] F. Daneshfar, S. Uok, and H. Bevrani, “A New Intelligent Agent-Based AGC Design With Real-Time Application,” *IEEE Transactions on Systems, Man, and*

*Cybernetics, Part C (Applications and Reviews)*, vol. 42, Nov. 2012, doi: 10.1109/TSMCC.2011.2175916.

[77] H. Bevrani, F. Daneshfar, and R. P. Daneshmand, "Intelligent Power System Frequency Regulations Concerning the Integration of Wind Power Units," in *Wind Power Systems: Applications of Computational Intelligence*, L. Wang, C. Singh, and A. Kusiak, Eds. Berlin, Heidelberg: Springer, 2010, pp. 407–437. doi: 10.1007/978-3-642-13250-6\_15.

[78] M. A. R. Mesias and O. G. Carmona, "Esquema de monitoreo integrado de seguridad de sistemas de potencia," p. 49, [Online]. Available: <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/13642/u728805.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

[79] G. Di Lavello Pagnussat, "Control automático de generación - Caso Uruguay (AGC)," 2019, Accessed: May 22, 2022. [Online]. Available: <https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/handle/20.500.12008/23110>

[80] Y. Cheng, M. Tabrizi, M. Sahni, A. Povedano, and D. Nichols, "Dynamic Available AGC Based Approach for Enhancing Utility Scale Energy Storage Performance," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 1070–1078, Mar. 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2289380.

[81] A. N. Paredes Cusco and W. G. Cisneros Tulcán, "Determinación del Factor BIAS de frecuencia en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador y verificación de la actuación del control de la frecuencia.," Oct. 2010, Accessed: May 22, 2022. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2522>

[82] J. M. A. Castañeda, L. G. Hernández, A. A. M. Garcia, and O. E. T. Breffe, "Mejores estrategias para el control de la frecuencia en el Sistema Interconectado Ecuador–Colombia. Área Ecuador," no. 1, p. 14, 2017.

[83] Prabha Kundur, *Power System Stability and Control*, Neal Balu, Mark Lauby. Palo Alto, California: McGraw Hill, Inc. [Online]. Available: <http://powerunit-ju.com/wp-content/uploads/2018/01/Power-System-Stability-and-Control-by-Prabha-Kundur.pdf>



- [84] Hassan Bevrani, *Robust Power System Frequency Control*. Accessed: May 22, 2022. [Online]. Available: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-0-387-84878-5>
- [85] F. Gonzalez-Longatt, J. M. Roldan-Fernandez, H. R. Chamorro, S. Arnaltes, and J. L. Rodriguez-Amenedo, "Investigation of Inertia Response and Rate of Change of Frequency in Low Rotational Inertial Scenario of Synchronous Dominated System," *Electronics*, vol. 10, no. 18, Art. no. 18, Jan. 2021, doi: 10.3390/electronics10182288.
- [86] Md. N. H. Shazon, Nahid-AI-Masood, H. M. Ahmed, S. R. Deeba, and E. Hossain, "Exploring the Utilization of Energy Storage Systems for Frequency Response Adequacy of a Low Inertia Power Grid," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 129933–129950, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3114216.
- [87] J. Li, A. M. Gee, M. Zhang, and W. Yuan, "Analysis of battery lifetime extension in a SMES-battery hybrid energy storage system using a novel battery lifetime model," *Energy*, vol. 86, pp. 175–185, Jun. 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.03.132.
- [88] J. Li, Q. Yang, Francis. Robinson, F. Liang, M. Zhang, and W. Yuan, "Design and test of a new droop control algorithm for a SMES/battery hybrid energy storage system," *Energy*, vol. 118, pp. 1110–1122, Jan. 2017, doi: 10.1016/j.energy.2016.10.130.
- [89] S. Nomura, T. Shintomi, S. Akita, T. Nitta, R. Shimada, and S. Meguro, "Technical and Cost Evaluation on SMES for Electric Power Compensation," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 20, no. 3, pp. 1373–1378, Jun. 2010, doi: 10.1109/TASC.2009.2039745.

## 6. ANEXOS

### ANEXO A. Parámetros sistema SMES

Tabla A1. Parámetros sistema SMES para casos de estudio en la red de prueba de dos áreas (Kundur) y New England

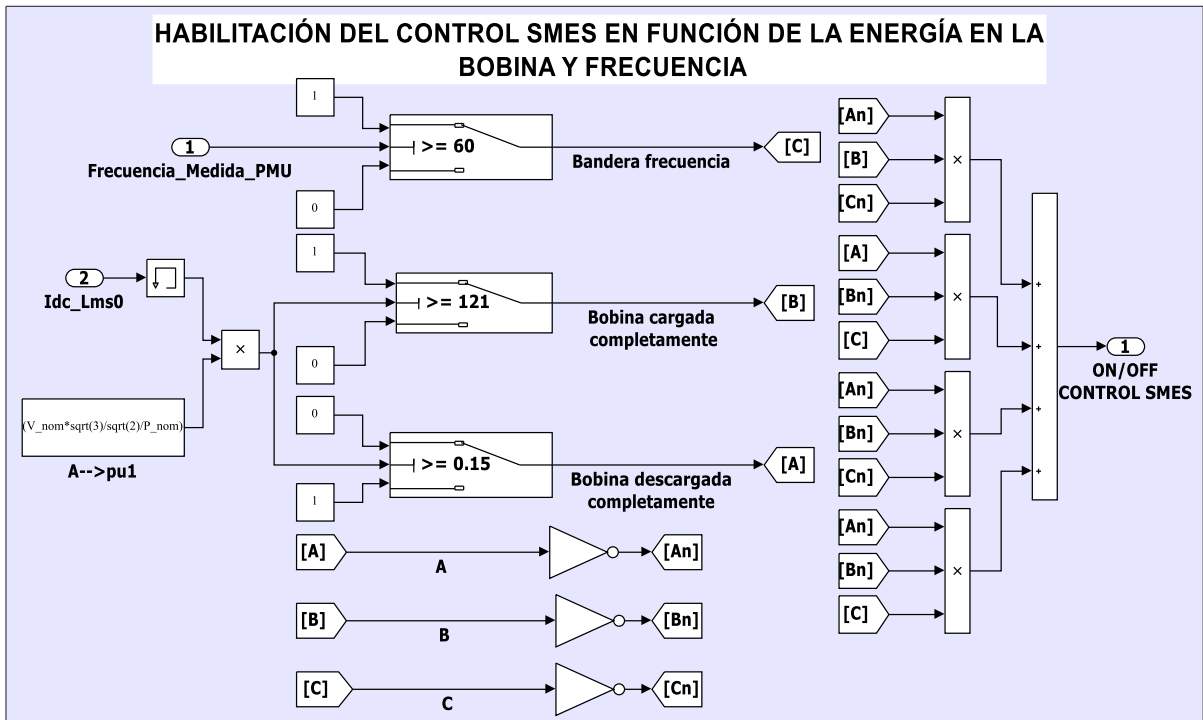
Nombre	Valor 1 (Red Kundur)	Valor 2 (Red New England)	Unidades	Descripción
V_nom	230	345	kV	Voltaje nominal línea línea RMS
P_nom	100	30	MW	Potencia nominal (SMES), 1 unidad
Ratio_t	17.5846	26.3765	Unidad	Relación transformador
R_L	0.00733	0.00733	p.u.	Resistencia reactor y transformador
L_LT	0.22	0.22	p.u.	Reactancia reactor y transformador
F	60	60	Hz	Frecuencia nominal
Dead_Zone_up_f	0.00001	0.00001	p.u.	Zona muerta de frecuencia superior (SMES)
Dead_Zone_down_f	0.00001	0.00001	p.u.	Zona muerta de frecuencia inferior (SMES)
Kp	1.75	0.3	Unidad	Ganancia de lazo de control de potencia activa/frecuencia (SMES)
Kv	0.004	0.0015	Unidad	Ganancia de lazo de control de potencia reactiva/voltaje (SMES)
Tdc	0.02	0.02	S	Constante de tiempo de retardo de control Electrónica de Potencia (SMES)
Lsm	0.769661	0.342070	p.u.	Inductancia bobina equivalente (SMES)
Limit_Vsmes_up	0.1278	0.085199	p.u.	Voltaje límite superior bobina (SMES)
Limit_Vsmes_down	-0.1278	-0.085199	p.u.	Voltaje límite inferior bobina (SMES)
Limit_Ismes_up	127.1836312	181.690901	p.u.	Corriente límite superior bobina (SMES)
Limit_Ismes_down	0	0	p.u.	Corriente límite inferior bobina (SMES)
Psmes_control_up	1.5	0.45	p.u.	Referencia de potencia activa límite superior (SMES)
Psmes_control_down	-1.5	-0.45	p.u.	Referencia de potencia activa límite inferior (SMES)
Qsmes_control_up	1.5	0.45	p.u.	Referencia de potencia reactiva límite superior (SMES)
Qsmes_control_down	-1.5	-0.45	p.u.	Referencia de potencia reactiva límite inferior (SMES)
K_Ismes0_carga	*1.7 **6	**1.7 *10	Unidad	Ganancia de Corriente de carga Bobina Ismes0(K-1) (SMES) ** en casos de estudio de conexión de carga y desconexión de generación * en casos de estudio de desconexión de carga
Dead_Zone_up_V	0	0.009	p.u.	Zona muerta de Voltaje superior (SMES)
Dead_Zone_down_V	0	-0.009	p.u.	Zona muerta de Voltaje inferior (SMES)
V_fase_pp	186.162	277.502	kV	Referencia de voltaje fase pico (SMES 1)
V_fase_pp2	188.308	**274.969 * 277.502	kV	Referencia de Voltaje fase pico (SMES 2) ** en sistema original * en sistema con inercia reducida
K_f_despl	0.22	0.22	Unidad	Constante de desacoplamiento de control Idq
Limit_up_PI	1	1	Unidad	Límite superior integrador PI (SMES)

Limit_down_PI	-1	-1	Unidad	Límite inferior integrador PI (SMES)
Limit_up	1	1	Unidad	Límite superior PI (SMES)
Limit_Down	-1	-1	Unidad	Límite inferior PI (SMES)
Condicion_Inicial_PI	0	0	Unidad	Condición inicial integrador PI (SMES)
Kp_PI	0.33	0.33	Unidad	Constante proporcional PI control corriente (SMES)
Ki_PI	11	11	Unidad	Constante integración PI control corriente (SMES)
K_Vdq_to_mf	0.816498	0.6532	Unidad	Constante de conversión Vdq a módulo y ángulo de modulación (SMES)
limit_up_m	1	1	Unidad	límite superior índice modulación
E_Lms_max	1000	1000	MJ	Máxima energía bobina equivalente (SMES)
E_Lms_min	0	0	MJ	Mínima energía bobina equivalente (SMES)
E_inicial_Lms_max	**1000 *0	**1000 *0	MJ	Energía inicial bobina equivalente (SMES) ** en casos de estudio de conexión de carga y desconexión de generación * en casos de estudio de desconexión de carga
Lsm_H	1.08	1.08	Henrios	Inductancia equivalente total de las 10 bobinas superconductoras (SMES)
Limit_Ism_up	45.150	45.150	kA	Corriente límite superior bobina equivalente (SMES)
Limit_Ism_down	0	0	kA	Corriente límite inferior bobina equivalente (SMES)
Max_porcentaje_Vdc	0.95	0.95	%	Porcentaje máximo de voltaje del Bus DC con respecto al Voltaje máximo de la bobina equivalente (SMES)
Rising_rate_Vlms	24000/0.22	24000/0.22	V/s	Tasa de crecimiento máxima del voltaje bobina equivalente EP (SMES)
Falling_rate_Vlms	-24000/0.22	-24000/0.22	V/s	Tasa de decaimiento máxima del voltaje bobina equivalente EP (SMES)
C_Bus	0.0207	0.0207	Faradios	Capacitancia Bus DC (SMES)
Vdc_inicial	22000	22000	V	Voltaje inicial en bus DC, operación continua (SMES)
Vdc_max	24000	24000	V	Límite máximo de voltaje en bus DC (SMES)
Vdc_min	0	0	V	Límite mínimo del voltaje en bus DC (SMES)
Duty_chopper_max	1	1	Unidad	Duty cycle máximo del chopper DC-DC (SMES)
Duty_chopper_min	0	0	Unidad	Duty cycle mínimo del chopper DC-DC (SMES)
Iism0_umbral_max_control	121	181.69	p.u.	Corriente máxima bobina superconductora equivalente (control SMES)
Iism0_umbral_min_control	0.15	0.15	p.u.	Corriente mínimo bobina superconductora equivalente (control SMES)
Sbase	66.66667	66.66667	MVA	Potencia base (SMES)
Vbase	187.7942	281.6913	kV	Voltaje base (SMES)
Zbase	529	1190.25	Ohmios	Impedancia base (SMES)
Ibase	354.998513	236.665	A	Corriente base (SMES)
Lbase	1.40321	3.15724	H	Inductancia base (SMES)
f_ep	5	5	kHz	Frecuencia de actuación electrónica de potencia (SMES) ( $T_r=5/f_{ep}$ )

**Tabla A2. Parámetros control coordinado SMES**

<b>Nombre</b>	<b>Valor 1 (Red Kundur)</b>	<b>Valor 2 (Red New England)</b>	<b>Unidades</b>	<b>Descripción</b>
<b>f3_rocof</b>	<b>59.9975</b>	<b>59.9999</b>	<b>(Hz)</b>	<b>Frecuencia umbral inferior para captura primer RoCoF promedio</b>
<b>f4_rocof</b>	<b>59.9987</b>	<b>60.0001</b>	<b>(Hz)</b>	<b>Frecuencia umbral superior para captura primer RoCoF promedio</b>
<b>Rocof_umbral_down</b>	<b>-0.0002</b>	<b>-0.0002</b>	<b>(Hz/s)</b>	<b>RoCoF umbral inferior para captura primer RoCoF promedio</b>
<b>Rocof_umbral_up</b>	<b>0.0002</b>	<b>0.0002</b>	<b>(Hz/s)</b>	<b>RoCoF umbral superior para captura primer RoCoF promedio</b>
<b>T_ventana</b>	<b>0.5</b>	<b>0.5</b>	<b>(s)</b>	<b>Tamaño ventana para cálculo RoCoF</b>
<b>N</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>Unidades</b>	<b>Número de sample a multiplicarse por 10ms para muestrear (10ms*N)</b>

## ANEXO B. Habilitación de control SMES



**Figura B1. Diagrama de bloques habilitación control SMES**

**Tabla B1. Variables para la habilitación SMES.**

<b>A</b>	<b>Bobina descargada completamente</b>
<b>B</b>	<b>Bobina cargada completamente</b>
<b>C</b>	<b>Bandera de frecuencia</b>

**Tabla B2. Lógica de habilitación control SMES.**

A	B	C	Control SMES
0	0	0	On
0	0	1	On
0	1	0	On
0	1	1	Off
1	0	0	Off
1	0	1	On
1	1	0	Indeterminado
1	1	1	Indeterminado

**Tabla B3. Bandera de Frecuencia.**

C = 1	F > 60 Hz
C = 0	F < 60 Hz

Habilitación control =  $A \cdot B \cdot C + A \cdot B \cdot \bar{C} + A \cdot \bar{B} \cdot C + A \cdot \bar{B} \cdot \bar{C}$

## ANEXO C. DIMENSIONAMIENTO SISTEMA SMES

Tomando como base las referencias [86], [87] y [88], se propone el dimensionamiento del sistema SMES para lo cual se establece la máxima potencia activa de inyección/absorción, así como la capacidad máxima de almacenamiento de energía magnética de las bobinas superconductoras.

### C.1 Potencia máxima inyectada/absorbida por los sistemas SMES

Se considera que las dos granjas de sistemas SMES brindaran un soporte en el control de frecuencia, por lo que se ubican cercanamente a los generadores que serán remplazados por generación eólica y fotovoltaica (G5 y G10).

#### C.1.1 Potencia máxima inyectada/absorbida por los sistemas SMES en la respuesta inercial

En la referencia [86], se expone una metodología analítica para dimensionar la capacidad de inyección/absorción de potencia por parte de un sistema SMES, con el fin de aportar potencia activa a la respuesta inercial (inercia sintética). En la ecuación (c.1) se presenta el cálculo del RoCoF en función de: la frecuencia nominal ( $f_0$ ), la variación de generación ( $\Delta P_G$ ) en MW y la variación de la carga ( $\Delta P_L$ ) en MW. A partir de la ecuación de oscilación (c.1), se obtiene la ecuación (c.2), la cual permite determinar la potencia de inyección/absorción del sistema SMES ( $SMES_{size}$ ) en MW (ecuación (c.3)), donde la máxima variación del RoCoF en Hz/s es  $R_{max}$ , y  $g$  representa una contingencia de generación en MW.  $IR$  representa la inercia total del sistema en estudio, y se determina como en la ecuación (c.4), donde  $S_i$  especifica la potencia nominal en MVA del generador sincrónico  $i$ , y  $H_i$  indica la constante de inercia (en segundos) del generador sincrónico  $i$ , además  $n$  representa el número de generadores sincrónicos de la red de estudio.

$$RoCoF = \frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2 * IR} (\Delta P_G - \Delta P_L) \quad (c.1)$$

$$RoCoF = \frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2 * IR} [(-g + SMES_{size}) - \Delta P_L] \quad (c.2)$$

$$-(R_{max}) * \frac{2 * IR}{f_o} + g + \Delta P_L < SMES_{size} \quad (c.3)$$

$$IR = \sum_{i=1}^n (S_i * H_i) \quad (c.4)$$

Para determinar el aporte de los sistemas SMES a la respuesta inercial de la red de prueba New England con inercia reducida, es decir el reemplazo de los generadores G5 y G10 por generación, eólica y fotovoltaica; se considera la conexión de carga de 1000 MW en la barra 39 (caso 4) y se establece la Rmax en 0.3 Hz/s. La inercia total para el sistema New England con inercia reducida es 71430 MVA\*s, durante la respuesta inercia no se presenta una contingencia de generación por lo que g=0 MW. A partir de la ecuación (c.3) se establece el cálculo de la potencia inyectada/absorbida del sistema SMES como se muestra en la ecuación (c.5).

$$-\left(0.3 \left[\frac{Hz}{s}\right]\right) * \frac{2 * 71430 [MW * s]}{60 [Hz]} + 0 [MW] + 1000 [MW] < SMES_{size} \quad (c.5)$$

$$285.7 [MW] < SMES_{size} \quad (c.6)$$

Como se integrarán 2 granjas de sistemas SMES en la red de prueba para brindar soporte cuando se integre la generación eólica y fotovoltaica en reemplazo de los generadores G5 y G10, y cada granja estará ubicado próximo al generador reemplazado, la potencia de inyección/absorción de la granja de sistemas SMES durante el control inercial se divide entre dos, quedando que cada granja de sistema SMES debe ser de una capacidad de inyección de potencia mayor a 142.85 MW.

$$SMES_{size1} = SMES_{size2} > 142.85 [MW] \quad (c.7)$$

### C.1.2 Potencia máxima inyectada/absorbida por los sistemas SMES en la respuesta primaria

Tomando como premisa que en el sistema New England con inercia reducida los generadores G5 y G10 se reemplazan por generación eólica y fotovoltaica, por lo que, esta generación no aporta potencia activa al control primario y secundario, se propone que la máxima potencia activa que inyecten o absorban los sistemas SMES sea mayor al valor que aportaban los generadores G5 y G10 en los disturbios de potencia de mayor severidad. En la Tabla C1 y Tabla C2 se presenta los resultados obtenidos para los disturbios de conexión de carga y desconexión de generación en el sistema original respectivamente. En la ecuación (c.8) se presenta la determinación de la potencia máxima sistema SMES, donde  $P_{smes,k}$  es la potencia activa del sistema SMES k en MW, y  $\Delta P_{gn}$  es la máxima variación de potencia activa del generador n durante el periodo del control primario en MW [87] [88].

**Tabla C1. Resultados conexión de carga en sistema original.**

Barra disturbio	Potencia disturbio [MW]	Área	Máxima variación de frecuencia [Hz]		Estatismos generadores R [%]	Variación Potencia $\Delta P_{Gn}$ [MW]									
			PMU 1	PMU 2		G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10
B39	1000	1	0.3409	0.3408	0.05	84.86	95.17	93.22	93.39	94.05	93.20	93.78	93.96	92.31	95.12
B23	1000	2	0.3446	0.3445	0.05	84.53	94.75	92.82	93.03	93.70	92.81	93.43	93.55	91.94	94.72

**Tabla C2. Resultados desconexión de generación en sistema original.**

Barra/ Generador disturbio	Potencia disturbio [MW]	Área	Máxima variación de frecuencia [Hz]		Estatismos generadores R [%]	Variación Potencia $\Delta P_{Gn}$ [MW]									
			PMU 1	PMU 2		G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10
B30/G10	250	3	0.0934	0.0933	0.05	23.23	26.07	25.54	25.60	25.78	25.54	25.70	25.77	25.31	---
B36/G7	560	2	0.2364	0.2364	0.05	58.82	66.01	64.66	64.82	65.25	64.65	---	65.18	64.06	66.00

$$P_{smes,k} \geq |\Delta P_{gn}| \quad (c.8)$$



Con base en los resultados presentados en la Tabla C1 y Tabla C2, se establece que la potencia que debe aportar los sistemas SMES debe ser igual o mayor a la variación de potencia activa del G5 y G10, esta variación de potencia corresponde al aporte de los generadores al control primario de frecuencia. La finalidad es que las granjas de sistemas SMES brinden un aporte de potencia activa al control primario durante un disturbio similar a los aportados los generadores G5 y G10 que serán reemplazados por generación eólica y fotovoltaica. En las ecuaciones (c.10) y (c.12) se establece las potencias máximas de los sistemas SMES 1 y SMES 2 respectivamente, considerado para el control primario.

$$P_{smes,1} \geq |\Delta P_{G10}| \quad (c.9)$$

$$P_{smes,1} \geq |95.12| [MW] \quad (c.10)$$

$$P_{smes,2} \geq |\Delta P_{G5}| \quad (c.11)$$

$$P_{smes,2} \geq |94.05| [MW] \quad (c.12)$$

### C.1.3 Establecimiento de la potencia máxima de inyección/absorción de los sistemas SMES

Con base en los apartados C.1.1 y C.1.2, se establece que la inyección de potencia activa por parte de las granjas de sistemas SMES debe cumplir con la capacidad para aportar al control inercial y primario como se presenta a continuación:

$$SMES_{size1} > 142.85 [MW] \quad (c.13)$$

$$P_{smes,1} \geq |95.12| [MW] \quad (c.14)$$

$$SMES_{size2} > 142.85 [MW] \quad (c.15)$$

$$P_{smes,2} \geq |94.05| [MW] \quad (c.16)$$

A partir de las ecuaciones (c.13) a (c.16), se establece que la potencia activa que debe inyectar/absorber la granja de sistemas SMES 1 es de 150 [MW], de igual forma la granja de sistemas SMES 2 debe ser de 150 [MW].

Como en el apartado 2.1.2 se estableció que cada sistema SMES tiene una capacidad de inyección de 30 [MW], se calcula el número de sistemas SMES que formaran parte de la granja SMES 1 y de la granja SMES 2.

$$\text{sistemas SMES en la granjas} = \frac{150 \text{ [MW]}}{30 \text{ [MW]}} = 5 \text{ [unidades]} \quad (\text{c.17})$$

Se propone que junto al generador G10 se disponga una granja de sistemas SMES 1 de 5 unidades SMES de 30 [MW] de inyección de potencia activa, igualmente junto al G5 se propone una granja de sistemas SMES 2 de 5 unidades SMES de 30 [MW] de inyección de potencia activa cada una.

## C.2 Determinación de la energía de almacenamiento de las granjas de sistema SMES

Con el fin de verificar el aporte de los sistemas SMES al control inercial y control primario, se establece que las granjas de sistemas SMES deben inyectar/absorber la máxima potencia activa desde el instante de ocurrencia del disturbio hasta por lo menos los 33.33 segundos (trespaldo), periodo en el cual ya actúa el control primario. En la ecuación (c.18) se muestra el cálculo de la energía almacenada en la granja SMES ( $E_{max\_granja\_smes(t)}$ ) en MJ, donde: la potencia máxima inyectada por cada granja es  $P_{max\_smes(t)}$  en MW [87] [88].

$$\begin{aligned} E_{max\_granja\_smes(t)} &= \int_{t_{disturbio}}^{t_{respaldo}} P_{max\_smes(t)} * dt \\ &= P_{max\_smes(t)} * (t_{respaldo} - t_{disturbio}) \end{aligned} \quad (\text{c.18})$$

En el apartado C.1.3, se estableció que cada granja SMES 1 y SMES 2 tiene una inyección máxima de potencia activa de 150 MW, por lo que, se calcula el máximo almacenamiento de energía de cada granja como:

$$E_{max\_granja\_smes(t)} = 150 [MW] * (33.33s - 0s) = 5000 [MJ] \quad (c.19)$$

**Se establece que la granja de sistemas SMES 1 y la granja SMES 2 deben almacenar máximo 5000 MJ cada una, ya que los sistemas SMES que forma parte de las granjas almacenan 1000 MW, y cada granja cuenta con 5 unidades SMES.**

**Con una capacidad de almacenamiento de energía de 5000 MJ cada granja SMES podrá inyectar la potencia activa máxima de 150 MW durante 33.33 segundos, aportando en este periodo al control inercial y primario. Se verifica que el nivel de almacenamiento de energía de las granjas SMES están dentro de los rangos establecidos para el control de frecuencia en las investigaciones presentadas en [37] [39].**

**El aporte de potencia de las granjas de sistemas SMES al control secundario estará en función del nivel de energía disponible en las bobinas superconductoras de las granjas de sistemas SMES 1 y SMES 2 posterior a los 60 segundos, ya que a este tiempo entra en operación el control AGC propuesto.**

# ANEXO D. Granjas sistema SMES integradas en red de prueba New England

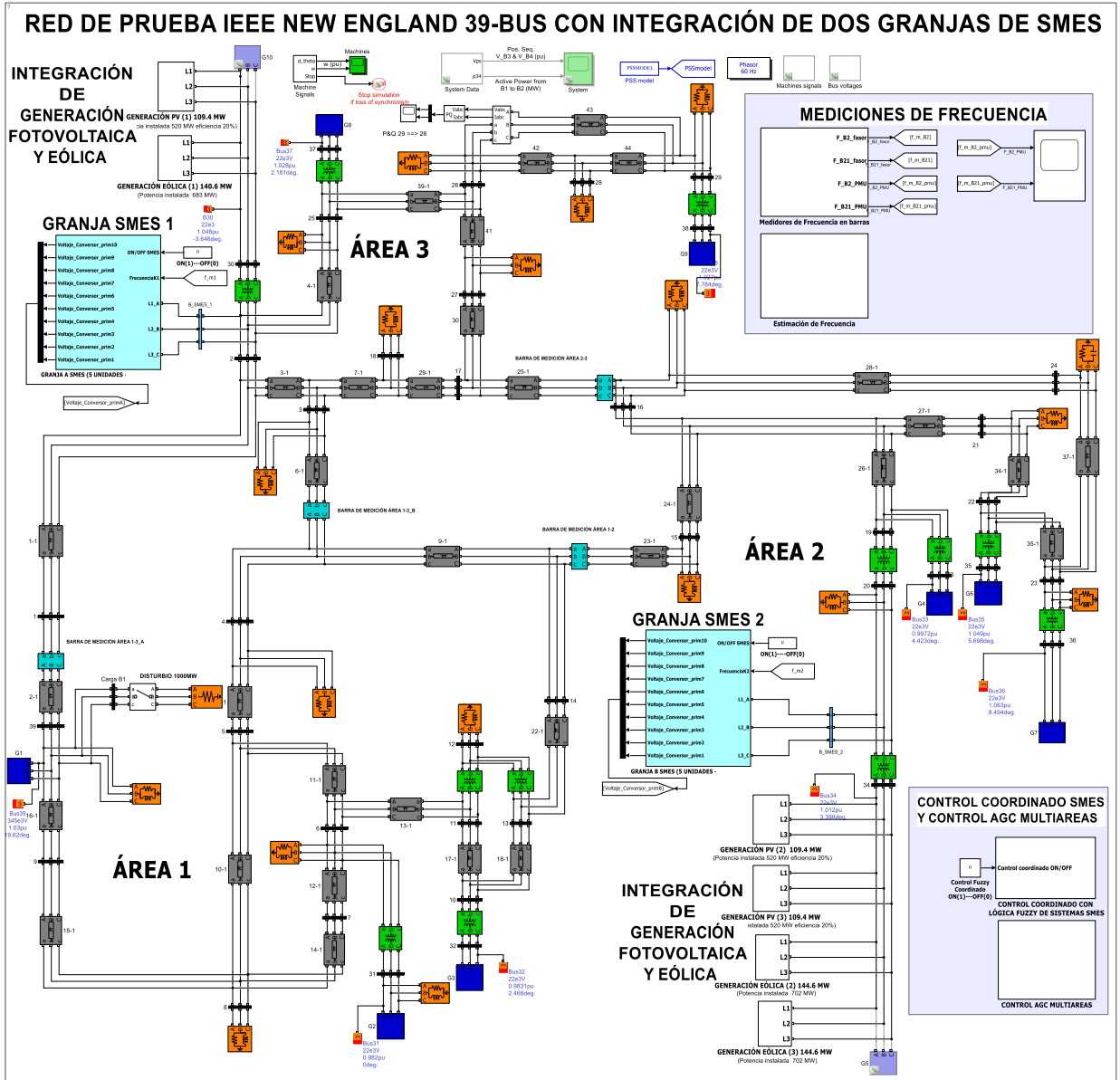


Figura D1. Granjas SMES1 y SMES 2 sistema SMES integradas en red de prueba IEEE New England 39-bus con generación eólica y fotovoltaica

## ANEXO E. Reglas Si-Entonces del control fuzzy

Tabla E1. Reglas difusas del control fuzzy.

N°	REGLAS DE MAMDANI
1	If ( Rocof1  is R1_1) and ( Rocof2  is R2_1) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_2)(K2_SMES2 is K2_5)
2	If ( Rocof1  is R1_1) and ( Rocof2  is R2_2) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_2)(K2_SMES2 is K2_3)
3	If ( Rocof1  is R1_1) and ( Rocof2  is R2_3) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_2)(K2_SMES2 is K2_3)
4	If ( Rocof1  is R1_1) and ( Rocof2  is R2_4) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_2)(K2_SMES2 is K2_4)
5	If ( Rocof1  is R1_1) and ( Rocof2  is R2_5) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_2)(K2_SMES2 is K2_5)
6	If ( Rocof1  is R1_1) and ( Rocof2  is R2_6) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_2)(K2_SMES2 is K2_6)
7	If ( Rocof1  is R1_1) and ( Rocof2  is R2_7) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_2)(K2_SMES2 is K2_7)
8	If ( Rocof1  is R1_1) and ( Rocof2  is R2_8) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_2)(K2_SMES2 is K2_8)
9	If ( Rocof1  is R1_1) and ( Rocof2  is R2_9) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_2)(K2_SMES2 is K2_9)
10	If ( Rocof1  is R1_2) and ( Rocof2  is R2_2) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_2)(K2_SMES2 is K2_5)
11	If ( Rocof1  is R1_2) and ( Rocof2  is R2_3) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_2)(K2_SMES2 is K2_3)
12	If ( Rocof1  is R1_2) and ( Rocof2  is R2_4) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_2)(K2_SMES2 is K2_4)
13	If ( Rocof1  is R1_2) and ( Rocof2  is R2_5) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_2)(K2_SMES2 is K2_5)
14	If ( Rocof1  is R1_2) and ( Rocof2  is R2_6) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_2)(K2_SMES2 is K2_6)
15	If ( Rocof1  is R1_2) and ( Rocof2  is R2_7) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_2)(K2_SMES2 is K2_7)
16	If ( Rocof1  is R1_2) and ( Rocof2  is R2_8) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_2)(K2_SMES2 is K2_8)
17	If ( Rocof1  is R1_2) and ( Rocof2  is R2_9) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_2)(K2_SMES2 is K2_9)
18	If ( Rocof1  is R1_3) and ( Rocof2  is R2_3) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_3)(K2_SMES2 is K2_6)
19	If ( Rocof1  is R1_3) and ( Rocof2  is R2_4) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_3)(K2_SMES2 is K2_4)
20	If ( Rocof1  is R1_3) and ( Rocof2  is R2_5) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_3)(K2_SMES2 is K2_5)
21	If ( Rocof1  is R1_3) and ( Rocof2  is R2_6) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_3)(K2_SMES2 is K2_6)
22	If ( Rocof1  is R1_3) and ( Rocof2  is R2_7) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_3)(K2_SMES2 is K2_7)

23	If ( Rocof1  is R1_3) and ( Rocof2  is R2_8) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_3)(K2_SMES2 is K2_8)
24	If ( Rocof1  is R1_3) and ( Rocof2  is R2_9) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_3)(K2_SMES2 is K2_9)
25	If ( Rocof1  is R1_4) and ( Rocof2  is R2_4) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_4)(K2_SMES2 is K2_7)
26	If ( Rocof1  is R1_4) and ( Rocof2  is R2_5) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_4)(K2_SMES2 is K2_5)
27	If ( Rocof1  is R1_4) and ( Rocof2  is R2_6) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_4)(K2_SMES2 is K2_6)
28	If ( Rocof1  is R1_4) and ( Rocof2  is R2_7) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_4)(K2_SMES2 is K2_7)
29	If ( Rocof1  is R1_4) and ( Rocof2  is R2_8) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_4)(K2_SMES2 is K2_8)
30	If ( Rocof1  is R1_4) and ( Rocof2  is R2_9) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_4)(K2_SMES2 is K2_9)
31	If ( Rocof1  is R1_5) and ( Rocof2  is R2_5) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_5)(K2_SMES2 is K2_8)
32	If ( Rocof1  is R1_5) and ( Rocof2  is R2_6) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_5)(K2_SMES2 is K2_6)
33	If ( Rocof1  is R1_5) and ( Rocof2  is R2_7) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_5)(K2_SMES2 is K2_7)
34	If ( Rocof1  is R1_5) and ( Rocof2  is R2_8) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_5)(K2_SMES2 is K2_8)
35	If ( Rocof1  is R1_5) and ( Rocof2  is R2_9) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_5)(K2_SMES2 is K2_9)
36	If ( Rocof1  is R1_6) and ( Rocof2  is R2_6) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_6)(K2_SMES2 is K2_9)
37	If ( Rocof1  is R1_6) and ( Rocof2  is R2_7) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_6)(K2_SMES2 is K2_7)
38	If ( Rocof1  is R1_6) and ( Rocof2  is R2_8) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_6)(K2_SMES2 is K2_8)
39	If ( Rocof1  is R1_6) and ( Rocof2  is R2_9) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_6)(K2_SMES2 is K2_9)
40	If ( Rocof1  is R1_7) and ( Rocof2  is R2_7) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_7)(K2_SMES2 is K2_9)
41	If ( Rocof1  is R1_7) and ( Rocof2  is R2_8) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_7)(K2_SMES2 is K2_8)
42	If ( Rocof1  is R1_7) and ( Rocof2  is R2_9) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_7)(K2_SMES2 is K2_9)
43	If ( Rocof1  is R1_8) and ( Rocof2  is R2_8) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_7)(K2_SMES2 is K2_9)
44	If ( Rocof1  is R1_8) and ( Rocof2  is R2_9) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_8)(K2_SMES2 is K2_9)
45	If ( Rocof1  is R1_9) and ( Rocof2  is R2_9) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2N) then (K1_SMES1 is K1_7)(K2_SMES2 is K2_9)
46	If ( Rocof1  is R1_1) and ( Rocof2  is R2_1) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2C) then (K1_SMES1 is K1_1)(K2_SMES2 is K2_1)

47	If ( Rocof1  is R1_2) and ( Rocof2  is R2_2) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2C) then (K1_SMES1 is K1_2)(K2_SMES2 is K2_2)
48	If ( Rocof1  is R1_3) and ( Rocof2  is R2_3) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2C) then (K1_SMES1 is K1_3)(K2_SMES2 is K2_3)
49	If ( Rocof1  is R1_4) and ( Rocof2  is R2_4) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2C) then (K1_SMES1 is K1_4)(K2_SMES2 is K2_4)
50	If ( Rocof1  is R1_5) and ( Rocof2  is R2_5) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2C) then (K1_SMES1 is K1_5)(K2_SMES2 is K2_5)
51	If ( Rocof1  is R1_6) and ( Rocof2  is R2_6) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2C) then (K1_SMES1 is K1_6)(K2_SMES2 is K2_6)
52	If ( Rocof1  is R1_7) and ( Rocof2  is R2_7) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2C) then (K1_SMES1 is K1_7)(K2_SMES2 is K2_7)
53	If ( Rocof1  is R1_8) and ( Rocof2  is R2_8) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2C) then (K1_SMES1 is K1_8)(K2_SMES2 is K2_8)
54	If ( Rocof1  is R1_9) and ( Rocof2  is R2_9) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2C) then (K1_SMES1 is K1_9)(K2_SMES2 is K2_9)
55	If ( Rocof1  is R1_1) and ( Rocof2  is R2_1) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_5)(K2_SMES2 is K2_2)
56	If ( Rocof1  is R1_2) and ( Rocof2  is R2_1) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_3)(K2_SMES2 is K2_2)
57	If ( Rocof1  is R1_2) and ( Rocof2  is R2_2) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_5)(K2_SMES2 is K2_2)
58	If ( Rocof1  is R1_3) and ( Rocof2  is R2_1) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_3)(K2_SMES2 is K2_2)
59	If ( Rocof1  is R1_3) and ( Rocof2  is R2_2) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_3)(K2_SMES2 is K2_2)
60	If ( Rocof1  is R1_3) and ( Rocof2  is R2_3) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_6)(K2_SMES2 is K2_3)
61	If ( Rocof1  is R1_4) and ( Rocof2  is R2_1) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_4)(K2_SMES2 is K2_2)
62	If ( Rocof1  is R1_4) and ( Rocof2  is R2_2) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_4)(K2_SMES2 is K2_2)
63	If ( Rocof1  is R1_4) and ( Rocof2  is R2_3) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_4)(K2_SMES2 is K2_3)
64	If ( Rocof1  is R1_4) and ( Rocof2  is R2_4) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_7)(K2_SMES2 is K2_4)
65	If ( Rocof1  is R1_5) and ( Rocof2  is R2_1) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_5)(K2_SMES2 is K2_2)
66	If ( Rocof1  is R1_5) and ( Rocof2  is R2_2) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_5)(K2_SMES2 is K2_2)
67	If ( Rocof1  is R1_5) and ( Rocof2  is R2_3) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_5)(K2_SMES2 is K2_3)
68	If ( Rocof1  is R1_5) and ( Rocof2  is R2_4) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_5)(K2_SMES2 is K2_4)
69	If ( Rocof1  is R1_5) and ( Rocof2  is R2_5) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_8)(K2_SMES2 is K2_5)
70	If ( Rocof1  is R1_6) and ( Rocof2  is R2_1) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_6)(K2_SMES2 is K2_2)

71	If ( Rocof1  is R1_6) and ( Rocof2  is R2_2) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_6)(K2_SMES2 is K2_2)
72	If ( Rocof1  is R1_6) and ( Rocof2  is R2_3) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_6)(K2_SMES2 is K2_3)
73	If ( Rocof1  is R1_6) and ( Rocof2  is R2_4) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_6)(K2_SMES2 is K2_4)
74	If ( Rocof1  is R1_6) and ( Rocof2  is R2_5) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_6)(K2_SMES2 is K2_5)
75	If ( Rocof1  is R1_6) and ( Rocof2  is R2_6) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_9)(K2_SMES2 is K2_6)
76	If ( Rocof1  is R1_7) and ( Rocof2  is R2_1) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_7)(K2_SMES2 is K2_2)
77	If ( Rocof1  is R1_7) and ( Rocof2  is R2_2) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_7)(K2_SMES2 is K2_2)
78	If ( Rocof1  is R1_7) and ( Rocof2  is R2_3) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_7)(K2_SMES2 is K2_3)
79	If ( Rocof1  is R1_7) and ( Rocof2  is R2_4) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_7)(K2_SMES2 is K2_4)
80	If ( Rocof1  is R1_7) and ( Rocof2  is R2_5) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_7)(K2_SMES2 is K2_5)
81	If ( Rocof1  is R1_7) and ( Rocof2  is R2_6) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_7)(K2_SMES2 is K2_6)
82	If ( Rocof1  is R1_7) and ( Rocof2  is R2_7) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_9)(K2_SMES2 is K2_7)
83	If ( Rocof1  is R1_8) and ( Rocof2  is R2_1) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_8)(K2_SMES2 is K2_2)
84	If ( Rocof1  is R1_8) and ( Rocof2  is R2_2) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_8)(K2_SMES2 is K2_2)
85	If ( Rocof1  is R1_8) and ( Rocof2  is R2_3) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_8)(K2_SMES2 is K2_3)
86	If ( Rocof1  is R1_8) and ( Rocof2  is R2_4) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_8)(K2_SMES2 is K2_4)
87	If ( Rocof1  is R1_8) and ( Rocof2  is R2_5) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_8)(K2_SMES2 is K2_5)
88	If ( Rocof1  is R1_8) and ( Rocof2  is R2_6) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_8)(K2_SMES2 is K2_6)
89	If ( Rocof1  is R1_8) and ( Rocof2  is R2_7) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_8)(K2_SMES2 is K2_7)
90	If ( Rocof1  is R1_8) and ( Rocof2  is R2_8) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_9)(K2_SMES2 is K2_7)
91	If ( Rocof1  is R1_9) and ( Rocof2  is R2_1) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_9)(K2_SMES2 is K2_2)
92	If ( Rocof1  is R1_9) and ( Rocof2  is R2_2) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_9)(K2_SMES2 is K2_2)
93	If ( Rocof1  is R1_9) and ( Rocof2  is R2_3) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_9)(K2_SMES2 is K2_3)
94	If ( Rocof1  is R1_9) and ( Rocof2  is R2_4) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_9)(K2_SMES2 is K2_4)



95	If ( Rocof1  is R1_9) and ( Rocof2  is R2_5) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_9)(K2_SMES2 is K2_5)
96	If ( Rocof1  is R1_9) and ( Rocof2  is R2_6) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_9)(K2_SMES2 is K2_6)
97	If ( Rocof1  is R1_9) and ( Rocof2  is R2_7) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_9)(K2_SMES2 is K2_7)
98	If ( Rocof1  is R1_9) and ( Rocof2  is R2_8) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_9)(K2_SMES2 is K2_8)
99	If ( Rocof1  is R1_9) and ( Rocof2  is R2_9) and ( Rocof1 - Rocof2  is R1R2P) then (K1_SMES1 is K1_9)(K2_SMES2 is K2_7)

## ANEXO F. Parámetros de la red de prueba IEEE New England 39-bus

Tabla F1. Parámetros de las líneas.

From bus	To bus	Resistance (pu)	Reactance (pu)	Charge (pu)	Transformer Tap Amplitude	base MVA	Nominal Voltage (kV)
1	2	0.0035	0.0411	0.6987	0	100	345
1	39	0.001	0.025	0.75	0	100	345
2	3	0.0013	0.0151	0.2572	0	100	345
2	25	0.007	0.0086	0.146	0	100	345
2	30	0	0.0181	0	1.025	100	22
3	4	0.0013	0.0213	0.2214	0	100	345
3	18	0.0011	0.0133	0.2138	0	100	345
4	5	0.0008	0.0128	0.1342	0	100	345
4	14	0.0008	0.0129	0.1382	0	100	345
5	8	0.0008	0.0112	0.1476	0	100	345
6	5	0.0002	0.0026	0.0434	0	100	345
6	7	0.0006	0.0092	0.113	0	100	345
6	11	0.0007	0.0082	0.1389	0	100	345
7	8	0.0004	0.0046	0.078	0	100	345
8	9	0.0023	0.0363	0.3804	0	100	345
9	39	0.001	0.025	1.2	0	100	345
10	11	0.0004	0.0043	0.0729	0	100	345
10	13	0.0004	0.0043	0.0729	0	100	345
10	32	0	0.02	0	1.07	100	22
12	11	0.0016	0.0435	0	1.006	100	345
12	13	0.0016	0.0435	0	1.006	100	345
13	14	0.0009	0.0101	0.1723	0	100	345
14	15	0.0018	0.0217	0.366	0	100	345
15	16	0.0009	0.0094	0.171	0	100	345
16	17	0.0007	0.0089	0.1342	0	100	345
16	19	0.0016	0.0195	0.304	0	100	345
16	21	0.0008	0.0135	0.2548	0	100	345
16	24	0.0003	0.0059	0.068	0	100	345
17	18	0.0007	0.0082	0.1319	0	100	345
17	27	0.0013	0.0173	0.3216	0	100	345
19	33	0.0007	0.0142	0	1.07	100	22
19	20	0.0007	0.0138	0	1.06	100	345
20	34	0.0009	0.018	0	1.009	100	22
21	22	0.0008	0.014	0.2565	0	100	345
22	23	0.0006	0.0096	0.1846	0	100	345
22	35	0	0.0143	0	1.025	100	22
23	24	0.0022	0.035	0.361	0	100	345
23	36	0.0005	0.0272	0	1	100	22

25	26	0.0032	0.0323	0.513	0	100	345
25	37	0.0006	0.0232	0	1.025	100	22
26	27	0.0014	0.0147	0.2396	0	100	345
26	28	0.0043	0.0474	0.7802	0	100	345
26	29	0.0057	0.0625	1.029	0	100	345
28	29	0.0014	0.0151	0.249	0	100	345
29	38	0.0008	0.0156	0	1.025	100	22
31	6	0	0.025	0	1	100	22

**Tabla F2. Parámetros de los generadores.**

Machine Number	Bus Number	Base MVA	Leakage Reactance $x_l$ (pu)	Resistance $r_a$ (pu)	d-axis synchronous reactance $x_d$ (pu)	d-axis transient reactance $x'_d$ (pu)
1	39	1000.0	0.30	0.0010	0.200	0.060
2	31	1000.0	0.350	0.0270	2.950	0.697
3	32	1000.0	0.304	.00386	2.495	0.531
4	33	1000.0	0.295	.00222	2.620	0.436
5	34	1000.0	0.540	0.0014	6.700	1.320
6	35	1000.0	0.224	0.0615	2.540	0.500
7	36	1000.0	0.322	.00268	2.950	0.490
8	37	1000.0	0.280	.00686	2.900	0.570
9	38	1000.0	0.298	0.0030	2.106	0.570
10	30	1000.0	0.125	0.0014	1.000	0.310

**Tabla F3. Parámetros de los generadores.**

Machine Number	d-axis subtransient reactance $x''_d$ (pu)	d-axis open-circuit time constant $T'_{do}$ (sec),	d-axis open-circuit subtransient time constant $T''_{do}$ (sec)	q-axis synchronous reactance $x_q$ (pu)	q-axis transient reactance $x'_q$ (pu)	q-axis subtransient reactance $x''_q$ (pu)
1	0.01	7.000	0.003	0.190	0.080	0.03
2	0.01	6.560	0.003	2.820	1.7	0.03
3	0.01	5.700	0.003	2.370	0.876	0.03
4	0.01	5.690	0.003	2.580	1.66	0.03
5	0.01	5.400	0.003	6.200	1.66	0.03
6	0.01	7.300	0.003	2.410	0.814	0.03
7	0.01	5.660	0.003	2.920	1.86	0.03
8	0.01	6.700	0.003	2.800	0.911	0.03
9	0.01	4.790	0.003	2.050	0.587	0.03
10	0.01	10.20	0.003	0.690	0.08	0.03

**Tabla F4. Parámetros de los generadores.**

Machine Number	q-axis open-circuit time constant T'_{qo}(sec)	q-axis open circuit subtransient time constant % T''_{qo}(sec)	inertia constant H(sec)	damping coefficient d_o(pu)	damping coefficient d_1(pu)	bus number	Active Power Generation MW
1	1.500	0.005	50.00	0.000	0.00	39	1000
2	1.500	0.005	3.030	0.000	0.00	31	520.81
3	1.500	0.005	3.580	0.000	0.00	32	650
4	1.500	0.005	2.860	0.000	0.00	33	632
5	0.440	0.005	2.600	0.000	0.00	34	508
6	0.400	0.005	3.480	0.000	0.00	35	650
7	1.500	0.005	2.640	0.000	0.00	36	560
8	0.410	0.005	2.430	0.000	0.00	37	540
9	1.960	0.005	3.450	0.000	0.00	38	830
10	1.500	0.005	4.200	0.000	0.00	30	250

**Tabla F5. Parámetros de los generadores.**

Generators	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10
Nominal Voltage [kV]	345	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Permanent drop [%]	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

**Tabla F6. Voltaje nominal línea-línea de barras.**

Bus	Bus 1 - bus 11	Bus 12	Bus 13 - bus 29	Bus 30 - bus 38	Bus 39
Nominal Voltage [kV]	345	230	345	22	345

**Tabla F7. Parámetro setpoint barras.**

BARRA	TIPO BARRA	VOLTAJE [p.u.]	ÁNGULO [°]	CARGA		GENERADOR		N° GENERADOR
				PL [MW]	QL [MVAR]	Pg [MW]	Qg [MVAR]	
1	PQ	---	---	0	0	0	0	0
2	PQ	---	---	0	0	0	0	0
3	PQ	---	---	322	2.4	0	0	0
4	PQ	---	---	500	184	0	0	0
5	PQ	---	---	0	0	0	0	0
6	PQ	---	---	0	0	0	0	0
7	PQ	---	---	233	84	0	0	0
8	PQ	---	---	522	176	0	0	0
9	PQ	---	---	0	0	0	0	0
10	PQ	---	---	0	0	0	0	0
11	PQ	---	---	0	0	0	0	0

12	PQ	---	---	7.5	88	0	0	0
13	PQ	---	---	0	0	0	0	0
14	PQ	---	---	0	0	0	0	0
15	PQ	---	---	320	153	0	0	0
16	PQ	---	---	329	32.3	0	0	0
17	PQ	---	---	0	0	0	0	0
18	PQ	---	---	158	30	0	0	0
19	PQ	---	---	0	0	0	0	0
20	PQ	---	---	628	103	0	0	0
21	PQ	---	---	274	115	0	0	0
22	PQ	---	---	0	0	0	0	0
23	PQ	---	---	247.5	84.6	0	0	0
24	PQ	---	---	308.6	-92	0	0	0
25	PQ	---	---	224	47.2	0	0	0
26	PQ	---	---	139	17	0	0	0
27	PQ	---	---	281	75.5	0	0	0
28	PQ	---	---	206	27.6	0	0	0
29	PQ	---	---	283.5	26.9	0	0	0
30	PV	1.0475	-3.65	0	0	250	168.12	G10
31	SL	0.982	0	9.2	4.6	546.2	145.13	G2
32	PV	0.9831	2.47	0	0	650	146.96	G3
33	PV	0.9972	4.42	0	0	632	50.78	G4
34	PV	1.0123	3.4	0	0	508	140.97	G5
35	PV	1.0493	5.7	0	0	650	232.73	G6
36	PV	1.0635	8.49	0	0	560	199.11	G7
37	PV	1.0278	2.18	0	0	540	17.31	G8
38	PV	1.0265	7.78	0	0	830	48.18	G9
39	PV	1.03	19.62	1104	250	1000	322.33	G1

## ANEXO G. Parámetros de la red de prueba de dos áreas (Kundur)

Tabla G1. Parámetro setpoint barras.

BARRA	TIPO BARRA	VOLTAJE [p.u.]	ÁNGULO [°]	Qc [MVAR]	PL [MW]	QL [MVAR]
1 y 1B	SMES	---	---	---	---	---
2	PQ	1.003	-11.43	-387	967	100
3	PQ	0.9916	15.06	-537	1767	100
4	SL	1.00	0	0	0	0
5	PV	1.00	10.22	0	0	0
6	PV	1.00	-15.88	0	0	0
7	PV	1.00	-26.53	0	0	0
8	PQ	0.9918	33.48	0	0	0
9	PQ	0.9876	23.23	0	0	0
10	PQ	0.9938	7.208	0	0	0
11	PQ	0.9934	-3.26	0	0	0

Tabla G2. Parámetros líneas.

BARRA i	BARRA j	R [pu/km]	X [pu/km]	B [pu/km]	Distancia [km]
3	9	0.0001	0.001	0.00175	10
8	9	0.0001	0.001	0.00175	25
3	2	0.0001	0.001	0.00175	220 (línea A)
3	2	0.0001	0.001	0.00175	220 (línea B)
2	11	0.0001	0.001	0.00175	10
10	11	0.0001	0.001	0.00175	25

Tabla G3. Parámetro setpoint generadores.

Generador	Barra i	S Nominal [MVA]	Pg [MW]	Qg [MVAR]	Vg [p.u.]	Estatismo [%]
G1	5	900	700	91.93	1.00	5
G2	4	900	700	117.74	1.00	5
G3	6	900	719	82.24	1.00	5
G4	7	900	700	82.66	1.00	5

Tabla G4. Parámetros generadores.

Nombre	Valor	Unidades	Descripción
Xd	1.8	Pu	Reactancia sincrónica eje d
Xq	1.7	Pu	Reactancia sincrónica eje q
Xl	0.2	Pu	Reactancia estator
X'd	0.3	Pu	Reactancia transitoria eje d

$X'q$	0.55	Pu	Reactancia transitoria eje q
$X''d$	0.25	Pu	Reactancia subtransitoria eje d
$X''q$	0.25	Pu	Reactancia subtransitoria eje q
Ra	0.0025	Pu	Resistencia estator
T'do	8	S	Constante de tiempo transitoria de circuito abierto d
T'qo	0.4	S	Constante de tiempo transitoria de circuito abierto q
T''do	0.03	S	Constante de tiempo subtransitoria de circuito abierto d
T''qo	0.05	S	Constante de tiempo subtransitoria de circuito abierto q
H (G1 y G2)	6.5	Pu	Inercia
H (G3 y G4)	6.175	Pu	Inercia

**Tabla G5. Parámetros Transformadores.**

Transformador	Barra I	Barra j	S Nominal [MVA]	V primario [kV]	V Secundario [kV]
T1	5	8	900	20	230
T2	4	9	900	20	230
T3	6	10	900	20	230
T4	7	11	900	20	230

## ANEXO H. ESTIMACIÓN DE COSTOS DE INSTALACIÓN DE LOS SISTEMAS SMES

Con base a las revisiones bibliográficas [86] y [89], se establece una breve estimación de costos de instalación y operación de los sistemas SMES. El costo capital ( $C_{cap}$ ), costo de mantenimiento ( $C_m$ ) y costo de operación ( $C_{op}$ ) en dólares (\$), se calculan con las relaciones matemáticas presentadas en las ecuaciones (h.1) a (h.4) para el tiempo de vida del sistema; donde:  $C_v$  es el costo capital del sistema SMES por MW expresado en \$/MW,  $ESS$  denota la capacidad instalada del SMES en MW,  $N_{ess}$  es el tiempo de vida promedio en años de los sistemas SMES incorporados. En la ecuación (h.3) representa el ciclo de eficiencia del sistema SMES ( $n$ ), donde la energía almacenada se expresa en MWh/día. En la ecuación (h.5) se presenta el costo anual promedio en (\$).  $C_{MWh}$  expresa el costo (precio) de la energía suministrada por el SMES en \$/MWh [86].

$$C_{cap} = C_v * ESS \quad (h.1)$$

$$C_m = 0.05 * C_{cap} * N_{ess} \quad (h.2)$$

$$n = \frac{Energía\_almacenada}{Energía\_almacenada + Promedio\_pérdidas} \quad (h.3)$$

$$C_{op} = Promedio\_pérdidas * C_{MWh} * N_{ess} * 365 \quad (h.4)$$

$$Costo\_anual\_promedio = \frac{C_{cap} + C_m + C_{op}}{tiempo\_de\_vida\_SMES} \quad (h.5)$$

Para calcular los costos de instalación y operación de las granjas de sistemas SMES, se establece los siguientes parámetros prestados en la Tabla H1 tomados del trabajo de investigación [86]. En la Tabla H2 se presenta los parámetros establecidos para los sistemas SMES desarrollados.

**Tabla H1. Parámetros de costos sistema SMES [86]**

Parámetro	Valor	Unidad
<b>Cv</b>	<b>350000</b>	<b>\$/MW</b>
<b>Ness</b>	<b>20</b>	<b>Años</b>
<b>n</b>	<b>98</b>	<b>Porcentaje</b>
<b>C_MWh</b>	<b>73</b>	<b>\$/MWh</b>



**Tabla H2. Parámetros sistemas SMES**

Parámetro	Valor	Unidad
1 sistema SMES (ESS)	30	MW
Energía almacenada	0.27778	MWh/día

A continuación, se presenta el desarrollo del cálculo de los costos para un único sistema SMES de capacidad de inyección/absorción de potencia de 30 MW y energía almacenada de 1000 MJ (0.27778 MWh), se utilizan las ecuaciones (h.1) a (h.5).

$$C_{cap} = 350000 * 30 = 10.5 [MUSD] \quad (h.6)$$

$$C_m = 0.05 * 10.5 * 20 = 10.5 [MUSD] \quad (h.7)$$

$$Promedio_{pérdidas} = \frac{Energía\_almacenada}{n} - Energía\_almacenada \quad (h.8)$$

$$Promedio_{pérdidas} = \frac{0.27778}{0.98} - 0.27778 = 0.005669 [MWh/día] \quad (h.9)$$

$$C_{op} = 0.005669 * 73 * 20 * 365 = 3021 [USD] \quad (h.10)$$

$$Costo\_anual\_promedio = \frac{10.5 [MUSD] + 10.5 [MUSD] + 3021 [USD]}{20} \quad (h.11)$$

$$Costo\_anual\_promedio = 1.05 [MUSD]$$

Para encontrar el costo de implementación de las dos granjas SMES, donde cada granja consta de 5 unidades SMES de 30 MW y 1000 MJ, se debe multiplicar los costos encontrados por 10, ya que se tiene 10 unidades SMES en total. En la Tabla H3 se presenta los resultados obtenidos de este ejercicio.

**Tabla H3. Costos implementación diez sistemas SMES**

Costo	Valor	Unidad
Costo capital (Ccap)	105	MUSD
Costo de mantenimiento (Cm)	105	MUSD
Costo de operación (Cop)	30210	USD
Costo anual promedio	10.501510	MUSD

Con base a los costos de la instalación y operación de 10 sistemas SMES, se establece que durante los 20 años de operación de los sistemas SMES costará en total 210.03021 MUSD, dando como costo anual promedio 10.501510 MUSD.

## **ORDEN DE EMPASTADO**