



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROVISIÓN DE INERCIA VIRTUAL A TRAVÉS DEL ALGORITMO
SUPER-TWISTING EN SISTEMAS DE POTENCIA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

P R E S E N T A :

ING. AMARANTA ALFARO BERNARDINO

DIRECTOR DE TESIS

DR. ALEJANDRO ZAMORA MÉNDEZ

CO-DIRECTOR DE TESIS

DR. GABRIEL E. MEJÍA RUÍZ



MORELIA, MICHOACÁN, Febrero 2025



**PROVISIÓN DE INERCIA VIRTUAL A TRAVÉS DEL ALGORITMO
SUPER-TWISTING EN SISTEMAS DE POTENCIA**

Los Miembros del Jurado de Examen de Grado aprueban la **Tesis de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica** de **Amaranta Alfaro Bernardino**.

Dr. Norberto García Barriga
Presidente del Jurado

Dr. Alejandro Zamora Méndez
Director de Tesis

Dr. Gabriel E. Mejía Ruíz
Co-director

Dr. Claudio Rubén Fuerte Esquivel
Vocal

Dr. Mario R. Arrieta Paternina
Revisor Externo (UNAM)

Dr. J. Aurelio Medina Rios
*Jefe de la División de Estudios de Posgrado
de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, UMSNH
(Por reconocimiento de firmas)*

UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO
Diciembre 2024

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a mi asesor de tesis el Dr. Alejandro Zamora Méndez por su invaluable tiempo, paciencia que ha dedicado para poder llevar a su fin con este trabajo. También agradezco a mi co-asesor el Dr. Gabriel E. Mejía Ruíz que a pesar de la distancia siempre estuvo pendiente de ayudarme a resolver mis dudas, muchas gracias por tu paciencia, dedicación y tiempo brindado a este trabajo.

Asimismo, agradezco al Dr. Mario R. Arrieta Paternina y al Dr. Juan Gustavo Rueda Escobedo que fueron parte importante en este proyecto. Gracias a ambos por su tiempo y paciencia.

Gracias a mi familia, a mi papá Angel Alfaro Franco, a mi mamá Ma. Guadalupe Bernardino Lomeli y a mi hermano Angel Alfaro Bernardino por el apoyo incondicional que me brindaron a lo largo de estos dos años de estudios de maestría, por confiar ciegamente en mi, en que lo lograría. A ustedes les dedico esta tesis, mi primer artículo y todos los artículos futuros, ya que sin ustedes como pilar todo esto no habría sido posible.

Gracias a mis compañeros de generación, Jorge Luis Montalvo, Felipe de Jesús Sánchez y Fernando Villa. Con los cuales forme un gran equipo de trabajo estos dos años.

Gracias a la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo por la educación pública de calidad brindada en esta máxima casa de estudios. Quiero agradecer también a la Facultad de Ingeniería Eléctrica y a su división de Estudios de Posgrado por abrirme las puertas y darme cabida en sus aulas. También agradezco a CONAHCYT por el apoyo económico brindado, ya que sin este no habría sido posible este trabajo.

Gracias a todos y cada una de las personas que conocí a lo largo de esta travesía y que de una u otra manera sirvieron de inspiración y apoyo personal y también para concluir con este trabajo.

Resumen

La presente tesis propone el desarrollo de un esquema de control jerárquico para la provisión de inercia virtual en redes de transmisión con alta penetración de recursos de generación distribuidos basados en inversores. El enfoque propuesto aprovecha múltiples sistemas de almacenamiento con baterías (BESS, del inglés battery energy storage system) en un esquema óptimo y escalable para la inyección óptima de potencia activa, emulando el comportamiento dinámico de generadores síncronos mediante la ecuación de oscilación. El marco propuesto pretende aumentar la estabilidad, eficacia y confiabilidad de las redes eléctricas modernas, mediante el mejoramiento de la regulación de la frecuencia de la red en presencia de contingencias de cambio de generación o de carga, manteniéndola dentro de los rangos establecidos por el operador del sistema de transmisión.

La metodología incluye un estimador robusto de frecuencia y tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF, del inglés rate of change of frequency) basado en el algoritmo Super-Twisting de modos deslizantes, diseñado para operar con mediciones de voltaje ruidosas. El esquema de control incorpora una estrategia de agregación y de control óptimo lineal cuadrático gaussiano (LQG, del inglés linear quadratic Gaussian) para optimizar la operación de múltiples BESS distribuidos, maximizando su vida útil y minimizando costos operativos. Los parámetros del esquema de control son sintonizados con base en el modelo linealizado de bajo orden de la red eléctrica obtenido mediante el algoritmo de realización del eigensistema (ERA, del inglés eigensystem realization algorithm).

La robustez y viabilidad de la propuesta se demuestran mediante escenarios simulados en un sistema modificado del sistema de dos áreas de Kundur. Los casos de estudio evaluados incluyen la respuesta del sistema frente a fallas trifásicas, cambios de carga o generación, y el reemplazo de generación convencional síncrona por su equivalente asíncrona. Los resultados obtenidos evidencian la efectividad del esquema propuesto, alcanzando una reducción del nadir de frecuencia de hasta un 45.81%. Estos resultados demuestran la viabilidad de integrar controladores como el Super-Twisting y las técnicas de agregación en redes de transmisión con alta penetración renovable, proporcionando una solución prometedora para enfrentar los desafíos de estabilidad en sistemas eléctricos modernos.

Palabras clave: Inercia virtual, sistemas de almacenamiento de energía median-

te baterías, frecuencia, RoCoF, algoritmo Super-Twisting, fuentes renovables de energía, agregación.

Abstract

This thesis proposes the development of a hierarchical control scheme for the provision of virtual inertia in transmission networks with high penetration of inverter-based distributed generation resources. The proposed approach leverages multiple battery energy storage systems (BESS) in an optimal and scalable framework for the optimal injection of active power, emulating the dynamic behavior of synchronous generators through the swing equation. The proposed framework aims to enhance the stability, efficiency, and reliability of modern power grids by improving network frequency regulation in the presence of generation or load change contingencies, keeping it within the limits established by the transmission system operator.

The methodology includes a robust frequency and rate of change of frequency (RoCoF) estimator based on the Super-Twisting sliding mode algorithm, designed to operate with noisy voltage measurements. The control scheme incorporates an aggregation strategy and an optimal linear quadratic Gaussian (LQG) control to optimize the operation of multiple distributed BESS, maximizing their lifespan and minimizing operational costs. The control scheme parameters are tuned based on the low-order linearized model of the power grid, obtained using the eigensystem realization algorithm (ERA).

The robustness and feasibility of the proposed approach are demonstrated through simulated scenarios in a modified two-area Kundur system. The evaluated case studies include the system response to three-phase faults, load or generation changes, and the replacement of conventional synchronous generation with its asynchronous equivalent. The obtained results demonstrate the effectiveness of the proposed scheme, achieving a frequency nadir reduction of up to 45.81 %. These results validate the feasibility of integrating controllers such as Super-Twisting and aggregation techniques in transmission networks with high renewable penetration, providing a promising solution to address stability challenges in modern power systems.

Keywords: Virtual inertia, battery energy storage system, frequency, RoCoF, Super-Twisting Algorithm, renewable energy sources, aggregator.

Contenido

Agradecimientos	1
Resumen	2
Abstract	5
Lista de Figuras	6
Lista de Tablas	9
Lista de Símbolos	9
Acrónimos	9
1. Introducción	1
1.1. Antecedentes	2
1.2. Objetivos	5
1.2.1. Objetivo General	5
1.2.2. Objetivos Particulares	6
1.3. Justificación	6
1.4. Contribuciones	8
1.5. Descripción de capítulos	9
1.6. Lista de publicaciones	9
2. Topología, modelado y control del convertidor electrónico de potencia basado en baterías	11
2.1. Introducción	11
2.2. Arquitectura para la provisión de inercia virtual	12
2.3. Topología del BESS y su circuito de control	13
2.3.1. Principio de operación del VSC trifásico	13
3. Metodología para la provisión de inercia virtual en SEPs	23
3.1. Introducción	23
3.2. Inercia virtual a partir de la ecuación de oscilación	26
3.3. Tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF)	28
3.4. Super-Twisting basado en SRF-PLL	30
3.5. Teoría del Agregador (Aggregator)	33
3.5.1. Algoritmo de la Realización del Eigensistema	33
3.5.2. Control lineal cuadrático Gaussiano (LQG)	38
3.5.3. El Agregador	40

4. Casos de estudio y validación de resultados	45
4.1. Introducción	45
4.2. Sistema de un solo BESS a nodo infinito	45
4.3. Sistema Kundur de dos áreas con un solo BESS	55
4.4. Sistema Kundur de dos áreas con un solo BESS más la acción del Agregador	60
4.5. Sistema Kundur de dos áreas equipado con 3 BESSs y agregador	64
4.6. Sistema Kundur de dos áreas modificado, 3 generadores síncronos y 1 IBR, equipado con 3 BESSs y acción de agregación	71
5. Conclusiones generales y trabajos futuros	79
5.1. Conclusiones Generales	79
5.2. Trabajos Futuros	80
A. Transformada de Clark y Park	83
A.1. Transformada directa de Clark	84
A.2. Transformada inversa de Clark	86
A.3. Transformada directa de Park	87
A.4. Transformada inversa de Park	88
B. Modelo del VSC trifásico de dos niveles en el marco de referencia $\alpha\beta$	91
C. Parámetros de simulación	93
Referencias	95

Lista de Figuras

2.1. Arquitectura propuesta para la provisión de inercia virtual.	12
2.2. Diagrama esquemático del VSC trifásico [6].	14
2.3. Diagrama esquemático del sistema de control de corriente en el marco de referencia dq	18
2.4. Control en lazo cerrado i_d [6].	21
2.5. Control en lazo cerrado i_q [6].	21
3.1. Evolución de los sistemas rotativos a sistemas basados en convertidores IBRs.	24
3.2. Respuesta de la frecuencia para diferentes ventanas de tiempo y sus respectivos controles.	24
3.3. Concepto de inercia virtual.	27
3.4. Respuesta de la frecuencia después de un evento para SEPs con alta inercia y baja inercia, respectivamente.	29
3.5. Diagrama a bloques del STA basado en el SRF-PLL.	32
3.6. Diagrama a bloques de SRF-PLL.	32
3.7. Diagrama de flujo del algoritmo de control del agregador [16].	42
4.1. Diagrama unifilar para la provisión de inercia virtual para un solo BESS a nodo infinito.	46
4.2. Sistema de un solo BESS a nodo infinito implementado en Matlab/Simulink.	46
4.3. Bloque lazos de control para la provisión de inercia virtual.	47
4.4. Algoritmo de Super-Twisting, STA, implementado en Matlab/Simulink.	48
4.5. Bloque del SRF-PLL implementado en Matlab/Simulink.	48
4.6. Control de inercia virtual implementado en Matlab/Simulink.	49
4.7. Control del VSC implementado en Matlab/Simulink. a) Cambio de marco de referencia abc a dq . b) Calculo de i_{dcal} y i_{qcal} . c) Lazo de control de corriente en dq para la apertura/cierre de los interruptores del VSC.	50
4.8. Frecuencia del sistema de un solo BESS a nodo infinito con y sin control de inercia virtual.	52
4.9. Potencia activa estimada, P_{ref} , debida al control de inercia virtual para el sistema de un solo BESS a nodo infinito.	53
4.10. Potencia activa de la red para el sistema de un solo BESS a nodo infinito.	54
4.11. Sistema Kundur de dos áreas con un BESS conectado al nodo 9.	56

4.12. Frecuencia del sistema Kundur de dos áreas con un BESS conectado al nodo 9.	57
4.13. Señales de frecuencia para cada generador del sistema Kundur de dos áreas con un solo BESS conectado al nodo 9. a) Generador 1, área 1. b) Generador 2, área 1. c) Generador 3, área 2. d) Generador 4, área 2.	58
4.14. Potencia activa estimada, P_{ref} , por el control de inercia virtual para el sistema Kundur de dos áreas con un BESS conectado al nodo 9.	59
4.15. Respuesta de la frecuencia con la acción del BESS y del agregador en conjunto para el sistema Kundur de dos áreas con un solo BESS conectado al nodo 9 y acción del agregador.	61
4.16. Señales de frecuencia para cada generador del sistema Kundur de dos áreas con un solo BESS conectado al nodo 9 y acción del agregador. a) Generador 1, área 1. b) Generador 2, área 1. c) Generador 3, área 2. d) Generador 4, área 2	63
4.17. Diagrama unifilar del sistema de distribución desbalanceado IEEE de 13 nodos.	64
4.18. Sistema Kundur de dos áreas equipado con 3 BESSs y agregador.	65
4.19. Medición de frecuencia en el generador 2 para el sistema Kundur de dos áreas equipado con 3 BESSs y agregador, con y sin control de inercia virtual.	66
4.20. Mediciones de frecuencia en todos los generadores del sistema Kundur de dos áreas equipado con 3 BESSs y agregador. a) Generador 1, área 1. b) Generador 2, área 1. c) Generador 3, área 2. d) Generador 4, área 2.	67
4.21. Potencia activa estimada, P_{ref} , por el control de inercia virtual para el sistema Kundur de dos áreas equipado con 3 BESSs y agregador.	69
4.22. Diagrama unifilar del sistema Kundur con 3 generadores y un IBR.	71
4.23. Medición de frecuencia en el generador 2 para el sistema Kundur de dos áreas modificado, 3 generadores síncronos y 1 IBR, equipado con 3 BESSs y agregador, con y sin control de inercia virtual.	72
4.24. Medición de frecuencia en el sistema Kundur de dos áreas modificado, 3 generadores síncronos y 1 IBR, equipado con 3 BESSs y agregador. a) Generador 1, área 1. b) Generador 2, área 1.	73
4.25. Medición de frecuencia en el sistema Kundur de dos áreas modificado, 3 generadores síncronos y 1 IBR, equipado con 3 BESSs y agregador. c) Generador 4, área 2 d) Frecuencia estimada por el STA del IBR, área 2.	74
4.26. Potencia activa estimada, P_{ref} , por el control de inercia virtual para el sistema Kundur de dos áreas modificado, 3 generadores síncronos y 1 IBR, equipado con 3 BESSs y agregador.	76
A.1. Representación fasorial en el plano complejo.	84
A.2. Representación fasorial en el marco de referencia $\alpha\beta$	87
A.3. Representación fasorial en el marco de referencia dq	89

Lista de Tablas

1.1. Comparación de las diferentes estrategias de control para la provisión de inercia virtual.	5
4.1. Parámetros de los generadores síncronos para el sistema Kundur de dos áreas [4].	55
C.1. Parámetros de simulación para el sistema un solo BESS a nodo infinito [4].	93
C.2. Parámetros de simulación para el sistema Kundur 2 áreas [4].	93
C.3. Capacitad de los sistemas de baterías (BESSs) y condiciones iniciales del SOC [33].	94

Lista de Símbolos

P_{ref}	Potencia activa de referencia.
Q_{ref}	Potencia reactiva de referencia.
P^{VI}	Potencia de inercia virtual.
V_{abc}	Voltajes en secuencia abc .
i_{abc}	Corrientes en secuencia abc .
ΔP	Disturbio en la red de transmisión.
K_p	Ganancia proporcional para la inercia virtual.
K_D	Ganancia de amortiguamiento para la inercia virtual.
$\hat{\omega}$	Frecuencia angular
$\hat{\dot{\omega}}$	Velocidad de cambio de la frecuencia (RoCoF).
C	Capacitor.
L	Inductancia.
L_g	Inductancia de la red.
i_d e i_q	Corriente directa d y de cuadratura q .
v_d e v_q	Voltaje directo d y de cuadratura q .
P_n	Potencia nominal.
δ	Ángulo de carga de la máquina síncrona.
ω_0	Velocidad angular de la red
P_L	Potencia demandada por la carga.
P_g	Potencia de la red.
P	Potencia Activa.
Q	Potencia Reactiva.
H	Constante de inercia [pu].
J	Inercia total del sistema.
$\hat{\phi}$	Ángulo de fase estimado por el STA.
$\hat{\omega}$	frecuencia estimada por el STA.
A, B, C, D	Matrices del modelo del sistema por ERA (SISO).
$\tilde{A}, \tilde{B}, \tilde{C}, \tilde{D}$	Matrices del modelo del sistema por ERA (MIMO).
H_0, H_1	Matriz Hankel y matriz Hankel desplazada.
P, Q	Matrices unitarias usadas en ERA.
β_i	Amplitud de la señal Chirp.
f_e, f_s	Limites de banda de frecuencia de la señal Chirp.
$0 \mathbf{Q}_c, \mathbf{R}_c$	Matrices de ponderación del control LQG.
J_c	Función cuadrática de costo.
<i>m-ésimo</i>	BESS.
<i>i-ésima</i>	Área.

Acrónimos

DER	Distributed Energy Resources.
RoCoF	Rate of Change of Frequency.
BESS	Battery Energy Storage System.
STA	Super-Twisting Algorithm.
PLL	Phase-Locked-Loop.
VI	Virtual Inertia.
SEPs	Sistemas Eléctricos de Potencia.
PCC	Point of Common Coupling.
VSC	Voltage Source Converter.
TSO	Transmission System Operator.
LV	Low Voltage.
HV	High Voltage.
SRF	Synchronous Reference Frame.
PI	Proporsional-Integral.
CD	Corriente Directa.
CA	Corriente Alterna.
GRID	Red.
SPWM	Modulación de ancho de pulso senoidal.
RES	Renowable Energy System.
ESS	Energy storage system.
LQG	Linear quadratic Gaussian
LQR	Linear quadratic regulator
LQE	Linear quadratic estimator
SOC	State of charge/ Estado de carga
BMS	Battery Management System
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
PMU	Phasor Measurement Unit
IBR	Inverter-Based Resource

Capítulo 1

Introducción

En los sistemas eléctricos, la inercia se refiere a la capacidad del sistema eléctrico para resistir cambios repentinos en la frecuencia. Este concepto está relacionado con la inercia mecánica de los generadores síncronos tradicionales, que utilizan la energía cinética almacenada en los rotores para estabilizar el sistema eléctrico frente a perturbaciones. Así, la inercia es una característica de los sistemas eléctricos de potencia, con sistemas de generación mediante generadores síncronos, donde la inercia proviene de la masa rotativa que gira a alta velocidad. Cuando ocurre un desequilibrio entre generación y demanda, la energía cinética del rotor se utiliza temporalmente para amortiguar las fluctuaciones de carga, esto, con el fin de evitar fluctuaciones rápidas y bruscas en la frecuencia, dando tiempo a los sistemas de control para responder a las perturbaciones externas. Por otra parte, la inercia mecánica en los sistemas de potencia ha ido disminuyendo debido al reemplazo paulatino de la generación síncrona por fuentes de generación no convencionales, tales como la solar y eólica. Las fuentes de generación no síncronas operan con base en convertidores electrónicos de potencia, y no disponen de partes móviles rotativas; en consecuencia, este tipo de fuentes no proveen inercia mecánica al sistema eléctrico, haciendo necesario el desarrollo de estrategias de control que permitan emular el comportamiento dinámico de los generadores síncronos y proveer la inercia virtual.

Así, los esquemas de control para los convertidores de potencia conectados a la red que imitan la inercia de un generador síncrono (inercia virtual), monitorean en tiempo

real la red y responden rápidamente inyectando o absorbiendo potencia activa para regular la frecuencia. Además, la precisión y estabilidad de la estimación de la frecuencia y el RoCoF (del inglés Rate of Change of Frequency) afectan el desempeño dinámico del controlador usado para proveer inercia virtual al sistema.

El concepto de inercia virtual que se utiliza en esta tesis, es el derivado de la ecuación de oscilación que rige a los generadores síncronos convencionales [1, 2], la cual depende de la frecuencia y RoCoF de la red eléctrica. Por esta razón, en este trabajo de tesis se propone el uso de un algoritmo llamado Super-twisting (STA, del inglés Super-Twisting Algorithm) para estimar la frecuencia y RoCoF del sistema, esto debido a su alta precisión en la estimación de la frecuencia y RoCoF, las cuales son mejores que si se utiliza un PLL convencional. Además, el STA contiene otras características como robustez ante perturbaciones, así como el seguimiento de la señal de frecuencia cuando ésta cambia en el tiempo, entre otras [3].

Una vez que se tiene la estimación de frecuencia y el RoCoF, la provisión de inercia se realiza a través de un sistema de almacenamiento de energía por baterías (BESS, del inglés Battery Energy Storage System) y mediante un agregador, el cual sirve como intermediario entre cada control LQG (del inglés, linear quadratic gaussian) y el número total de BEESs colocados en cada área del sistema, reduciendo así el gasto computacional del TSO (del inglés, Transmission System Operator) [4]. Además, en esta tesis también se diseña un modelo de un convertidor trifásico de dos niveles en su configuración en el marco de referencia abc , así como también en el marco de referencia dq , donde el marco de referencia dq se usa para reducir la complejidad del modelo matemático, así como también el del diseño de los lazos de control de corriente [5, 6], como se detalla en los siguientes Capítulos de la tesis.

1.1. Antecedentes

La literatura presenta varias soluciones para abordar el problema de reducción de la inercia mecánica en los sistemas eléctricos de potencia. La provisión de inercia mediante las turbinas eólicas es una solución viable [7, 8] y se ha convertido en un tema de

interés científico creciente para garantizar la estabilidad de los SEP. Sin embargo, las turbinas eólicas de velocidad variable (VSWTs, por sus siglas en inglés variable speed wind turbines), no contribuyen directamente a la inercia del sistema debido al control desacoplado entre los sistemas mecánico y eléctrico, lo que impide que los generadores aporten inercia mecánica en presencia de los desbalances de potencia activa [9]. La potencia de salida de las VSWTs es controlada por el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés maximum power point tracking), para maximizar la captación de energía del viento. Este esquema de control requiere coordinación con otras estrategias de control de regulación de la corriente y la potencia [10]. Otra estrategia consiste, en utilizar la energía cinética rotacional almacenada en el rotor de la turbina eólica, para proporcionar servicios de regulación de frecuencia [10]. Este tipo de inercia sintética, puede proporcionar un apoyo de inercia a la red durante contingencias de frecuencia y puede integrarse con las turbinas eólicas existentes. Sin embargo, estas técnicas proporcionan un control limitado sobre la cantidad de inercia proporcionada.

Por otra parte, la emulación de inercia virtual utilizando la energía almacenada en los capacitores instalados en el enlace de corriente directa (CD) de los convertidores electrónicos, que sirven de enlace entre la fuente de generación y la red, es otra solución viable. Esta solución es rentable, debido a que requiere modificaciones de hardware mínimas o nulas y su implementación se puede lograr a través de la modificación del firmware del convertidor electrónico. Sin embargo, la efectividad de este método depende del tamaño y la capacitancia disponible en el bus de CD [11].

También, el uso de baterías como fuente de energía ha sido abordado por diversos autores [12–15]. Este método permite una alta densidad de energía y una respuesta rápida. Este método para el suministro de inercia virtual, puede ser instalado en las cercanías de las plantas de generación renovable, reduciendo las pérdidas por el transporte de energía. Además, las baterías pueden almacenar la energía excedente y liberarla cuando se requiera, lo que las convierte en una solución flexible para mejorar el comportamiento inercial de los sistemas eléctricos de potencia (SEPs). La escalabilidad y versatilidad de los sistemas de baterías, permiten su adaptación a los requerimientos específicos de diversas redes eléctricas, con requerimientos variados en niveles de voltaje y potencia. El alto costo

de adquisición y el número limitado de ciclos de carga y descarga dificultan su adopción masiva [4, 16]. Esta tesis utiliza las baterías como fuente de energía primaria para mejorar la respuesta inercial en los SEPs.

Varias técnicas de control para proveer inercia virtual en los SEPs han sido reportadas en la literatura técnica [17]. En [18] se presenta un método basado en la ecuación de oscilación, el cual utiliza la ecuación que modela la dinámica de la máquina síncrona, ajustando los parámetros de control para mejorar la estabilidad de la frecuencia y la respuesta inercial del sistema. Los autores en [19] presentan un método que ajusta la potencia de salida del convertidor de potencia, en respuesta a la desviación de frecuencia con respecto al valor nominal de la frecuencia. Este método es similar al controlador utilizado en el regulador del generador síncrono convencional.

De lo anterior, la correcta implementación de un sistema para mejorar la inercia virtual (VI, del inglés Virtual Inertia), depende en gran medida, de la precisión y confiabilidad del método de medición de frecuencia utilizado en el sitio, por el controlador del convertidor de electrónica de potencia. Por ejemplo, el lazo de enganche de fase (PLL por sus siglas del inglés Phase-Locked Loop), es una herramienta popular usada para estimar la frecuencia de los recursos energéticos distribuidos (DERs por sus siglas del inglés Distributed Energy Resources), y su dinámica juega un papel importante para lograr un funcionamiento estable [20]. Cuando se tiene condiciones de una red débil, el acoplamiento entre el PLL y la impedancia de la red puede dar lugar a resonancias armónicas o inestabilidad en el sistema. El método de control anteriormente discutido, tiene dos limitaciones [21]: (i) una respuesta transitoria lenta debido al ancho de banda limitado del PLL o del esquema de control utilizado para aumentar la inercia virtual, y (ii) una robustez limitada debido a la aproximación lineal de los esquemas de control utilizados, que están severamente limitados en la presencia de desviaciones de frecuencia significativas o variaciones en los parámetros físicos del sistema. Así, una alternativa factible para sustituir el uso del PLL, es el STA basado en el control por modos deslizantes (SMC por sus siglas del inglés Sliding Mode Control), el cual es un enfoque popular, debido a su robustez para regular sistemas no lineales, como los convertidores de potencia [22, 23]. Las ventajas descritas del STA destacan el método de medición de frecuencia y RoCoF que se propone en esta tesis.

Tabla 1.1: Comparación de las diferentes estrategias de control para la provisión de inercia virtual.

Ref.	BESS	PLL	STA	Ec. Oscilación (VI)	Línea de tiempo	Tiempo de respuesta
[12]	sí	sí	no	no	segundos	450 ms
[13]	sí	sí	no	sí	segundos	-
[14]	sí	sí	no	sí	segundos	-
[15]	sí	sí	no	sí	segundos	-
[7]	no	sí	no	sí	segundos	50 ms
[8]	no	sí	no	sí	24 horas	-
[22]	sí	no	sí	no	segundos	750 ms
[23]	no	no	sí	no	segundos	25 ms
Propuesta	sí	no	sí	sí	segundos	235 ms

La Tabla 1.1 muestra diversas estrategias de control encontradas en la literatura, donde se observa que la mayoría constan en el uso de almacenamiento de energía mediante baterías, un estimador de frecuencia basado en PLL, y la ecuación de oscilación. Por otro lado, el último renglón de la Tabla 1.1, muestra la estrategia de control propuesta, donde ésta también es basada en la utilización de almacenamiento de energía mediante baterías, un estimador de frecuencia basado en STA, y la ecuación de oscilación.

Para resolver los problemas de los esquemas de implementación de inercia virtual (VI) mencionados anteriormente, este trabajo de tesis aprovecha la robustez intrínseca y el tiempo de asentamiento del controlador no lineal STA, para proporcionar inercia virtual en redes eléctricas con alta penetración de fuentes renovables, ya sea solar y/o eólica, optimizando la inyección de potencia desde sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) coordinadas por un agregador local. Además, el método propuesto mejora la estabilidad de frecuencia de las redes eléctricas en presencia de desequilibrios repentinos entre la generación y consumo de energía eléctrica.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Diseñar un esquema de control jerárquico, para incrementar la inercia virtual en redes eléctricas modernas, con alta penetración de generación distribuida basada en inversores. Esto, mediante la síntesis de la ecuación de oscilación de las máquinas síncronas y

la estimación precisa de la frecuencia de la red, empleando el algoritmo no lineal Super-Twisting. El enfoque propuesto, optimiza y coordina la inyección de potencia activa desde sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS), mejorando la estabilidad dinámica y operativa de la frecuencia en la red eléctrica ante desbalances entre generación y demanda.

1.2.2. Objetivos Particulares

- Modelar la red eléctrica, los convertidores electrónicos de potencia, y los lazos de control en el marco de referencia dq a nivel de dispositivo.
- Diseñar el esquema de control, para la provisión de inercia virtual con base en los sistemas de almacenamiento basados en baterías (BESS).
- Implementar el esquema de coordinación de los BESSs basado en agregadores y el controlador óptimo LQG.
- Validar experimentalmente, la metodología propuesta mediante casos de estudio simulados, en la red modificada del sistema Kundur de dos áreas.

1.3. Justificación

En los últimos años, el uso de las fuentes de generación distribuidas han experimentado un notable incremento, impulsado por las políticas de cero emisión de carbono, sustituyendo a las fuentes de energía basadas en carbón y diésel. En este contexto, los DERs representan una alternativa clave para la generación eléctrica sostenible, promoviendo el uso de fuentes renovables como la solar, la eólica, pilas de combustible, el uso de vehículos eléctricos, entre otros [9].

En las redes eléctricas convencionales, la energía cinética almacenada en el rotor de los generadores síncronos es usada para estabilizar la frecuencia del sistema de potencia, aprovechando la transferencia de energía cinética desde el rotor a la red en forma de potencia eléctrica. No obstante, el incremento significativo de DERs en el sistema de potencia reduce la inercia mecánica inherente del sistema eléctrico, reduciendo la capacidad

del sistema para resistir cambios rápidos de frecuencia. Bajo estas condiciones, el sistema eléctrico es vulnerable a eventos como apagones y fallos en cascada.

Los aerogeneradores, aunque son eficientes, operan a bajas velocidades de rotación que producen frecuencias inferiores a los estándares de la red, lo que puede provocar desacoplamientos y desequilibrios [24, 25]. También, se tiene generación eólica totalmente desacoplada de la red con convertidores, es decir, no provee ninguna inercia como se muestra en [9, 10]. Además, los sistemas de generación fotovoltaica y los sistemas de almacenamiento de baterías, no contribuyen con inercia mecánica, incrementando la vulnerabilidad del sistema ante perturbaciones.

Debido a lo anterior, la frecuencia de la red, que refleja el equilibrio entre generación y demanda eléctrica, puede sufrir desviaciones críticas durante fallas en plantas generadoras o sistemas de transmisión. Estas desviaciones representan un riesgo significativo para la estabilidad del sistema, debido a la pérdida de sincronismo de los generadores con la red, también, las variaciones de frecuencia pueden causar sobrecalentamiento en los motores eléctricos, reduciendo su vida útil y causar fallos en procesos industriales. Por otro lado, variaciones de frecuencia significativas pueden generar armónicos y fluctuaciones de voltaje, lo que incrementa las pérdidas en la transmisión y distribución de energía, afectando la eficiencia del sistema eléctrico.

En este sentido, resulta indispensable desarrollar estrategias que integren tecnologías avanzadas para suplir la pérdida de inercia y garantizar la estabilidad operativa del SEP.

La presente tesis, propone la implementación de un algoritmo de control para la provisión de inercia virtual, el cual consiste de un conjunto de lazos de control y un algoritmo estimador de frecuencia (STA) [26]. Además, esta tesis utiliza una acción de agregación, que ajusta la inyección de potencia de los BESSs a la red, reduciendo el uso de las baterías. Finalmente, esto permite a los sistemas de almacenamiento de energía por baterías proporcionar inercia virtual mediante la inyección de potencia activa. Esta solución ofrece una respuesta rápida y eficiente a las variaciones de frecuencia del sistema. Adicionalmente, debido a la configuración del BESS, se puede operar en los cuatro cuadrantes del plano P-Q, es decir, pueden absorber o inyectar energía según las necesidades

de la red. Aunque los sistemas BESS tienen capacidad para operar en múltiples modos, esta investigación prioriza la inyección y absorción de potencia activa como mecanismo principal para estabilizar la frecuencia. De esta forma, el trabajo contribuye al desarrollo de redes eléctricas robustas y sostenibles.

1.4. Contribuciones

Para poder implementar la inercia virtual, se requiere la estimación oportuna de la frecuencia de la red y el RoCoF. Además, el rango operativo de los PLLs convencionales está limitado por los controladores lineales que lo componen, introduciendo errores que afectan la estimación. Errores que se exacerban principalmente en los escenarios de contingencias operativas y desviaciones significativas de la frecuencia, haciendo ineficaz e incluso contraproducente la acción de control de inercia virtual. De lo anterior, las principales contribuciones de esta tesis se resumen a continuación.

- Se propone un algoritmo de control externo basado en el Algoritmo Super-Twisting, el cual, por su robustez es capaz de realizar una estimación confiable de la frecuencia en presencia de una perturbación en la frecuencia del sistema.
- Se presenta el diseño del BESS, el cual se conforma por un paquete de baterías, filtro pasa-bajas, un capacitor como enlace de corriente directa (DC-link) y finalmente, un VSC (del inglés Voltage Source Converter) de dos niveles con sus respectivos lazos de control.
- Por último, esta tesis aborda un sistema de agregación, el cual sirve para optimizar la inyección de potencia activa a través de los BESSs, es decir, con la estimación de la potencia activa que se requiere inyectar a la red, el agregador coordinará la inyección de potencia activa de los BESS que se tengan disponibles en cada área, con el fin de extraer mayor cantidad de energía desde los BESSs que tengan la mayor capacidad de inyección y energía almacenada. De esta manera, el algoritmo de control permite una respuesta rápida, mientras hace un uso óptimo de los recursos energéticos disponibles para extender su vida útil.

1.5. Descripción de capítulos

El Capítulo 2 está enfocado en dar una breve explicación de la topología que conforma un BESS. Además, este capítulo aborda el diseño de un convertidor trifásico de dos niveles en su modelo promediado, este modelo promediado describe el comportamiento dinámico del convertidor de potencia como una función de la señal de modulación [5]. También, se diseñan sus respectivos lazos de control de corriente en el marco de referencia dq , esto debido a que permite controlar la potencia activa y reactiva que se inyecta a la red.

En el Capítulo 3, se abordan los antecedentes del concepto de inercia virtual y la evolución de los sistemas de generación convencionales, desde grandes sistemas rotativos con gran inercia, hacia sistemas diseñados mediante convertidores basados en dispositivos electrónicos de potencia. Además, se menciona cómo este cambio ha tenido repercusiones considerables en el comportamiento de la frecuencia en los SEPs. También, este Capítulo muestra el modelo matemático del algoritmo Super-twisting basado en un marco de referencia síncrono, Synchronous Reference Frame Phase Locked Loop (SRF-PLL).

En el Capítulo 4, se presenta los resultados de la simulación de los lazos de control en el software Matlab/Simulink. El esquema de control está compuesto por los lazos de control internos que regulan el funcionamiento de cada BESSs, y un lazo de control externo que permite regular la provisión de inercia virtual. Finalmente, este capítulo presenta cuatro casos de estudio donde se analiza la respuesta del sistema en presencia de aumentos significativos de carga en presencia y ausencia del esquema de control propuesto.

Por último, en el Capítulo 5 se presentan las conclusiones relacionadas con los objetivos que se plantearon al desarrollar esta tesis y se hace la propuesta de ideas para posibles trabajos futuros.

1.6. Lista de publicaciones

- **A. Alfaro-Bernardino**, A. Zamora, J. G. Rueda-Escobedo, M. R. A. Paternina and G. Mejia-Ruiz, "Virtual Inertia Provision Through the Super-twisting Algorithm," 2024 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Seattle, WA, USA, 2024, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM51994.2024.10689022

- J. L. Montalvo, **Amaranta Alfaro-Bernardino**, J.C. Silva, and A. Zamora, “Power quality events detection, identification, and classification based on the HHDTW hybrid method,” 2024 IEEE PES Generation, Transmission, and Distribution & IEEE Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing, Ixtapa, Guerrero, México. Accepted.

Capítulo 2

Topología, modelado y control del convertidor electrónico de potencia basado en baterías

2.1. Introducción

Este Capítulo está enfocado en dar una detallada explicación de la topología que conforma a un BESS, el modelo del convertidor trifásico y sus respectivos lazos de control en el marco de referencia dq . Primeramente, hay que recordar que los convertidores de electrónica de potencia son los principales medios de interconexión de las fuentes de energía renovable como lo son las fotovoltaicas, eólicas y los sistemas de almacenamiento como BESS y/o ESS (por sus siglas en inglés, Energy Storage System) a la red eléctrica. Por esta razón, uno de los puntos importantes que se tocan en este Capítulo, es el modelo de un convertidor trifásico de dos niveles en su modo promediado (VSC average model), este modelo promediado describe el comportamiento dinámico del convertidor de potencia como una función de la señal de modulación [5]. También, se modelan sus respectivos lazos de control de corriente en el marco de referencia dq , esto debido a que permite controlar la potencia activa y reactiva que se inyecta a la red.

2.2. Arquitectura para la provisión de inercia virtual

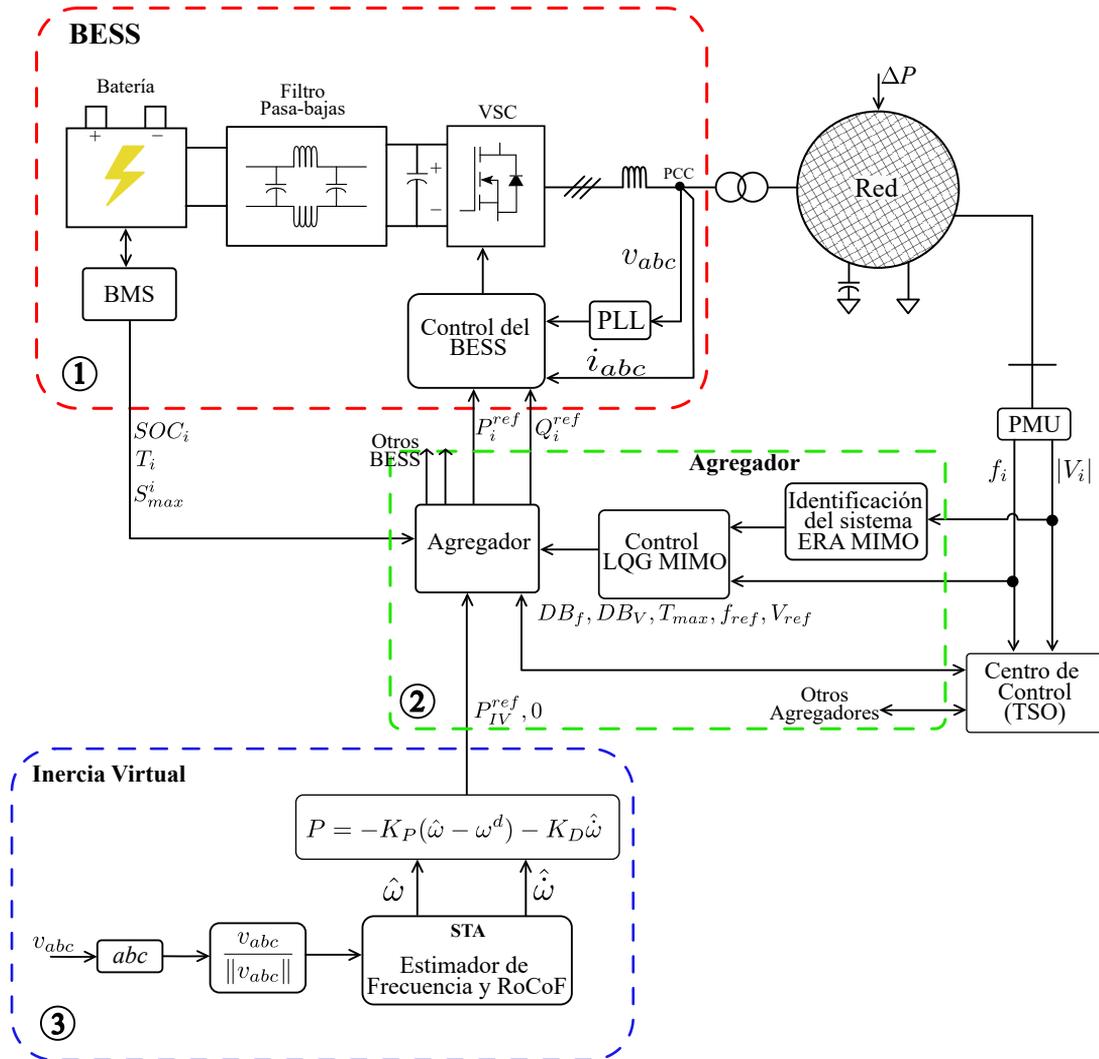


Figura 2.1: Arquitectura propuesta para la provisión de inercia virtual.

La Figura 2.1 muestra la arquitectura propuesta en esta tesis para la provisión de inercia virtual, la cual se realiza a través de la extracción de potencia activa almacenada en las baterías. Dicha arquitectura consta de tres lazos/estructuras de control que trabajan de manera sintonizada para la inyección de potencia activa hacia la red.

La primera estructura de control es la que se indica con el número 1. Esta estructura se conoce como BESS, permite el flujo de potencia bidireccional y cumple el rol de ac-

tuador en el esquema de control, el cual engloba: el banco de baterías, un filtro pasa-bajas, un capacitor como enlace de corriente directa, un convertidor de electrónica de potencia (convertidor de potencia) en su modelo promediado y el control del BESS.

La segunda estructura de control es la de agregación, esta se indica con el número 2. Esta estructura de control recibe las señales de frecuencia y voltaje tomadas de los PMUs (del inglés Phasor Measurement Unit) conectados en todos los nodos de la red, para posteriormente, hacer la identificación del sistema y obtener un modelo en espacio de estados **A**, **B**, **C**, **D**, necesaria para el diseño del control LQG. Posteriormente, con la identificación del sistema, el control LQG optimiza el cálculo de la acción de control (P_i^{ref} y Q_i^{ref}), minimizando el error y la energía necesaria para llevar las variables controladas a los valores deseados en cada área del sistema [4].

Finalmente, la tercera estructura de control corresponde a la provisión de inercia virtual propuesta y se indica con el número 3, donde se usa el algoritmo Super-Twisting Algorithm, que debidamente establece la potencia activa de referencia (P_{VI}^{ref}) que se requiere después de un disturbio (ΔP) en la red de transmisión. Este lazo de control también requiere de las señales de voltaje, tomadas del punto de acoplamiento común (PCC del inglés point of common coupling) en el marco de referencia abc , que son normalizados para alimentar al estimador de frecuencia y RoCoF, y así ajustar la inyección de potencia al TSO. En Capítulos posteriores se explica más detalladamente la segunda y tercera estructura de control.

2.3. Topología del BESS y su circuito de control

2.3.1. Principio de operación del VSC trifásico

La Figura 2.2 muestra el diagrama esquemático del modelo promediado del VSC trifásico de dos niveles [6]. Este convertidor se llama VSC de dos niveles, debido a que el voltaje de CA en sus terminales puede asumir los niveles de voltaje $-V_{CD}$ y V_{CD} [5, 6]. El VSC trifásico que se ilustra en la Figura 2.2, puede proveer flujo de potencia bidireccional entre el bus de CD y el sistema trifásico de CA, intercambiando así potencia activa y reactiva. El sistema de CA puede ser pasivo como una carga RLC o puede ser activo como

una máquina de inducción trifásica o una red de distribución. La conexión del VSC con el sistema CA se hace a través del punto de acoplamiento común (PCC). Así, en la Figura 2.2, abc corresponden a cada una de las fases del sistema de CA trifásico [5, 6].

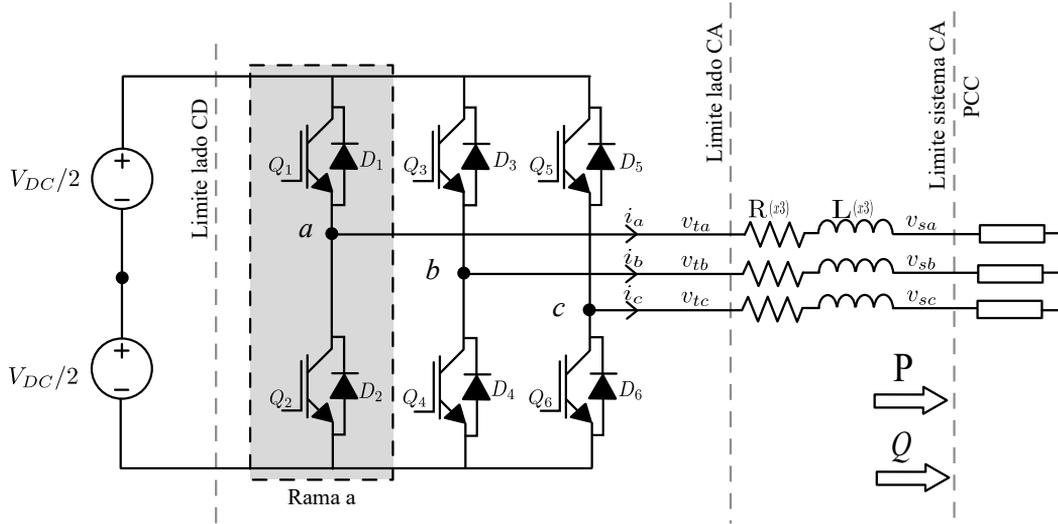


Figura 2.2: Diagrama esquemático del VSC trifásico [6].

Para los voltajes en las terminales de cada inversor de medio puente, se describen de (2.1)-(2.3) [5, 6].

$$v_{ta} = m_a \frac{V_{CD}}{2} \quad (2.1)$$

$$v_{tb} = m_b \frac{V_{CD}}{2} \quad (2.2)$$

$$v_{tc} = m_c \frac{V_{CD}}{2} \quad (2.3)$$

donde m_a , m_b y m_c son las amplitudes de una señal trifásica balanceada, como se muestra en (2.4)-(2.6) [5].

$$m_a = \hat{m}_a \cos[\varepsilon(t)] \quad (2.4)$$

$$m_b = \hat{m}_b \cos[\varepsilon(t) + 120^\circ] \quad (2.5)$$

$$m_c = \hat{m}_c \cos[\varepsilon(t) - 120^\circ] \quad (2.6)$$

si ε se elige como [6]:

$$\varepsilon(t) = \varepsilon_0 + \int \omega(\tau) d\tau \quad (2.7)$$

donde $\varepsilon(t)$ contiene la información que relaciona la frecuencia variante en el tiempo ($\omega(\tau)$) y el ángulo de fase inicial (ε_0) del sistema trifásico [5,6]. Los valores de las terminales del lado de corriente directa y el lado de corriente alterna (CA) del VSC de dos niveles, están relacionados con el principio de balance de potencia, $P_{CD} = P_t$. De este modo [6],

$$V_{CD}i_{CD} = v_{ta}i_a + v_{tb}i_b + v_{tc}i_c \quad (2.8)$$

Modelo del VSC trifásico de dos niveles en el marco de referencia dq

Ya que, los sistemas de control lineales se diseñan con un ancho de banda que rechaza las señales de ruido de alta frecuencia, y debido a que esta configuración dificulta que el sistema de control PI pueda seguir adecuadamente las señales de referencia sinusoidales, es importante utilizar señales a controlar que sean constantes y fácilmente reguladas por el controlador lineal PI [5,6], tal como las variables en el marco de referencia dq .

Así, aplicando la transformada de Park (ver Apéndice A) a (2.1)-(2.3), para obtener los voltajes trifásicos del lado de CA del VSC en el marco de referencia dq , se tiene [6]:

$$v_{td} = m_d \frac{V_{CD}}{2} \quad (2.9)$$

$$v_{tq} = m_q \frac{V_{CD}}{2} \quad (2.10)$$

La potencia activa y reactiva del VSC se puede expresar en términos de las componentes d y q como se muestra en (2.11) y (2.12), respectivamente [6]:

$$P_t = \frac{3}{2} [v_{td}i_d + v_{tq}i_q] \quad (2.11)$$

$$Q_t = \frac{3}{2} [-v_{td}i_q + v_{tq}i_d] \quad (2.12)$$

Sistema de control del VSC en el marco de referencia dq con conexión a la red

Ya que existen varias formas de utilizar los VSCs en los sistemas, éstos pueden ser clasificados como [5,6]:

- Sistemas VSC en los cuales la frecuencia es impuesta por la red eléctrica.
- Sistemas VSC donde la frecuencia es impuesta por el mismo VSC.

- Sistemas VSC con frecuencia de operación variable.

De lo anterior, el sistema VSC implementado en esta tesis corresponde al sistema del primer punto, es decir, el sistema de control del VSC donde la frecuencia es impuesta por la red eléctrica, donde el VSC debe de sincronizarse en frecuencia (del nodo) y en fase con el sistema de CA. Algunas de las aplicaciones de este sistema de control es en: las unidades de generación distribuidas (DG, Distributed Generation), en los sistemas de transmisión de alto voltaje de CD (HVDC, High Voltage Direct Current) y en los controladores de los sistemas de transmisión flexible en corriente alterna (FACTS, del inglés Flexible Alternating Current Transmission Systems). El sistema de control puede ser usado para controlar la potencia activa y reactiva que se intercambia con el sistema de CA en el punto de acoplamiento común. En el VSC que se muestra en la Figura 2.2, las potencias P_s y Q_s pueden ser controladas con base a los siguientes dos métodos:

- Control de voltaje, y
- control de corriente.

Usualmente, el control en modo de voltaje es usado en aplicaciones de alto voltaje o alta potencia como en los controles de los FACTS. En el control de voltaje, las potencias P_s y Q_s se controlan con base en la variación del sistema de CA en el PCC. El inconveniente es de que, el sistema de control de voltaje no puede proteger al sistema en presencia de sobre corriente [5].

Para el sistema de control de corriente, éste permite controlar las potencias P_s y Q_s , modificando el ángulo de fase y la amplitud de la corriente de línea respecto al voltaje presente en el PCC. El sistema de control de la corriente permite proteger al sistema en presencia de eventos de falla con sobre corriente. Por lo tanto, en comparación con el sistema de control de voltaje, el sistema de control de corriente tiene mejor desempeño dinámico que el sistema de control de voltaje [5].

Una de las grandes ventajas de realizar el sistema de control en el marco de referencia dq o $\alpha\beta$ es de que, se reduce el número de plantas a controlar de tres a dos, en comparación con el sistema trifásico abc . Sin embargo, el sistema de control en el marco de

referencia $\alpha\beta$ debe seguir señales de referencia sinusoidales, mientras que para el sistema de control en el marco de referencia dq sigue señales de referencia constantes, facilitando de esta manera, la regulación de las variables eléctricas con controles PI, además de que, el sistema de control PI puede reducir el error en estado estacionario a cero, cuando sigue referencias constantes. Así, las ventajas del control en el marco de referencia dq respecto a un control $\alpha\beta$ son [5]:

- El control y filtrado de magnitudes de CD es más sencillo que el control de magnitudes de CA.
- El sistema de control de la corriente dq desacopla el control de la potencia activa del sistema de control de potencia reactiva.

La Figura 2.3 ilustra el diagrama esquemático del sistema de control de la corriente en el marco de referencia dq . Esta estrategia de control permite controlar las potencias P_s y Q_s modificando las componentes de corriente i_d e i_q .

Las señales de las mediciones realizadas a las corrientes y a los voltajes de línea son transformadas en el marco de referencia dq [5], posteriormente, las señales de control son transformadas al marco de referencia abc para finalmente, utilizarlas para producir las señales de disparo de los interruptores de potencia mediante la modulación SPWM. Es importante mencionar, que este sistema de control requiere de la sincronización del sistema de control del VSC con la red eléctrica mediante el sistema PLL o la detección de cruce por cero [5]. Así, el control presentado en la Figura 2.3 es el modelo de control implementado en esta tesis.

Ahora, considérese el fasor (o vector) $\vec{x} = x_\alpha + jx_\beta$. Al aplicar la transformada del marco de referencia dq a $\alpha\beta$, se tiene [6],

$$x_d + jx_q = \vec{x} e^{-j\rho} = (x_\alpha + jx_\beta)e^{-j\rho} \quad (2.13)$$

donde \vec{x} es un cambio de fase dado por $-\rho$ [6]. El ángulo ρ puede elegirse arbitrariamente. Sin embargo, sí, por ejemplo, $\vec{x} = \hat{x}e^{j(\omega t + \theta_0)}$, entonces $\rho = \omega t$, resultando en un vector que

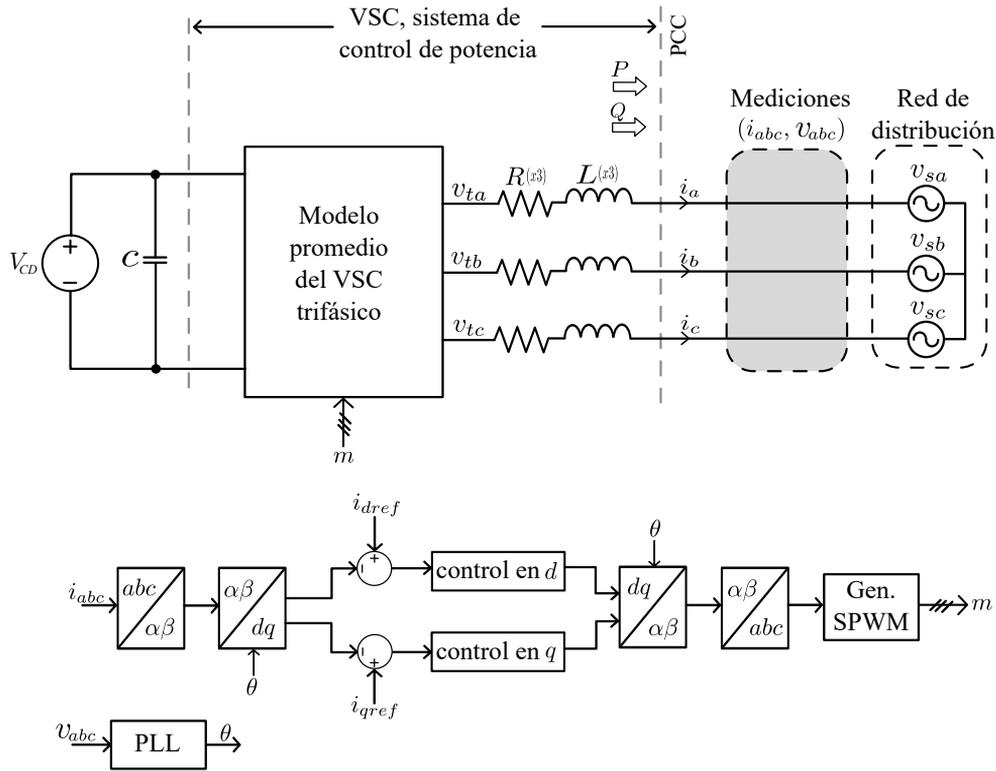


Figura 2.3: Diagrama esquemático del sistema de control de corriente en el marco de referencia dq .

ya no varía en el tiempo [6],

$$x_d + jx_q = \underbrace{\hat{x}e^{j(\omega t + \theta_0)}}_{\vec{x}} e^{-j\omega t} = \hat{x}e^{j\theta_0} \quad (2.14)$$

Así, x_d y x_q son magnitudes de corriente directa [6].

La transformada inversa es [6],

$$\hat{x} = x_\alpha + jx_\beta = (x_d + jx_q)e^{j\rho} \quad (2.15)$$

El voltaje del sistema de CA del VSC en el sistema VSC de la Figura 2.3 se puede expresar como [6]:

$$\begin{aligned} v_{sa} &= \hat{v}_s \cos(\omega t + \theta_0) \\ v_{sb} &= \hat{v}_s \cos(\omega t + \theta_0 - 120^\circ) \\ v_{sc} &= \hat{v}_s \cos(\omega t + \theta_0 - 240^\circ) \end{aligned} \quad (2.16)$$

donde \hat{v}_s es el valor pico del voltaje de fase a neutro, ωt es la frecuencia del sistema de CA, y θ_0 es el ángulo de fase de la fuente de CA. El fasor equivalente es de v_{s-abc} es [6]

$$\vec{v}_s = \hat{v}_s e^{j(\omega_0 t + \theta_0)} \quad (2.17)$$

El comportamiento dinámico del sistema en el lado de CA del VSC puede ser representado como [6]:

$$L \frac{d\vec{i}}{dt} = -R\vec{i} - \vec{v}_s + \vec{v}_t \quad (2.18)$$

Sustituyendo \vec{v}_s de (2.17) en (2.18), se obtiene [6]:

$$L \frac{d\vec{i}}{dt} = -R\vec{i} - \hat{v}_s e^{j(\omega_0 t + \theta_0)} + \vec{v}_t \quad (2.19)$$

Para expresar (2.19) en el marco de referencia dq , se usa (2.15). Así, sustituyendo $\vec{i} = i_{dq} e^{j\rho}$ y $\vec{v}_t = v_{tdq} e^{j\rho}$, se obtiene [6],

$$L \frac{d}{dt}(i_{dq} e^{j\rho}) = -R(i_{dq} e^{j\rho}) - \hat{v}_s e^{j(\omega_0 t + \theta_0)} + (v_{tdq} e^{j\rho}) \quad (2.20)$$

Así, (2.20) puede reescribirse como

$$L \frac{d}{dt}(i_{dq}) = -j \left(L \frac{d\rho}{dt} \right) i_{dq} - R i_{dq} - \hat{v}_s e^{j(\omega_0 t + \theta_0 - \rho)} + v_{tdq} \quad (2.21)$$

Desacoplando (2.21) en parte real y parte imaginaria se tiene [6]:

$$L \frac{di_d}{dt} = \left(L \frac{d\rho}{dt} \right) i_q - R i_d - \hat{v}_s \cos(\omega_0 t + \theta_0 - \rho) + v_{td} \quad (2.22)$$

$$L \frac{di_q}{dt} = - \left(L \frac{d\rho}{dt} \right) i_d - R i_q - \hat{v}_s \sin(\omega_0 t + \theta_0 - \rho) + v_{tq} \quad (2.23)$$

Se introduce ω como nueva variable de control para (2.22) y (2.23), donde $\omega = \frac{d\rho}{dt}$, esto produce [6],

$$L \frac{di_d}{dt} = L\omega i_q - R i_d - \hat{v}_s \cos(\omega_0 t + \theta_0 - \rho) + v_{td} \quad (2.24)$$

$$L \frac{di_q}{dt} = -L\omega i_d - R i_q - \hat{v}_s \sin(\omega_0 t + \theta_0 - \rho) + v_{tq} \quad (2.25)$$

se asume que $\rho = 0$ y $\omega \equiv 0$, por lo tanto, (2.24) y (2.25) se reescriben como [6]:

$$L \frac{di_d}{dt} = L\omega i_q - R i_d - \hat{v}_s \cos(\omega_0 t + \theta_0) + v_{td} \quad (2.26)$$

$$L \frac{di_q}{dt} = L\omega i_d - Ri_q - \hat{v}_s \cos(\omega_0 t + \theta_0) + v_{tq} \quad (2.27)$$

Para el VSC de la Figura 2.3, $\omega = \omega_0$ y $\rho = \omega_0 t + \theta_0$, entonces (2.24) y (2.25) se reescriben como [6]:

$$L \frac{di_d}{dt} = L\omega_0 i_q - Ri_d - \hat{v}_s + v_{td} \quad (2.28)$$

$$L \frac{di_q}{dt} = -L\omega_0 i_d - Ri_q - \hat{v}_s + v_{tq} \quad (2.29)$$

Y la potencia activa y reactiva expresadas en función de las componentes dq son [5]:

$$P_s = \frac{3}{2} [v_{sd} i_d + v_{sq} i_q] \quad (2.30)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} [-v_{sd} i_q + v_{sq} i_d] \quad (2.31)$$

donde v_{sd} y v_{sq} son las componentes de voltaje del sistema de CA en el marco de referencia dq y no pueden ser controladas por el sistema VSC [6]. Además, en estado estable $v_{sq} = 0$, entonces P_s y Q_s se pueden simplificar como [6]:

$$P_s = \frac{3}{2} [v_{sd} i_d] \quad (2.32)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} [-v_{sd} i_q] \quad (2.33)$$

donde la corriente de referencia que deben seguir los sistemas de control pueden ser calculadas por [6]:

$$i_{dref} = \frac{2}{3v_{sd}} P_{sref} \quad (2.34)$$

$$i_{qref} = \frac{2}{3v_{sd}} Q_{sref} \quad (2.35)$$

Suponiendo una condición de operación en estado estable y sustituyendo $\omega = \omega_0$ en (2.24) y (2.25), se tiene [6]

$$L \frac{di_d}{dt} = L\omega_0 i_q - Ri_d - v_{sd} + v_{td} \quad (2.36)$$

$$L \frac{di_q}{dt} = -L\omega_0 i_d - Ri_q - v_{sq} + v_{tq} \quad (2.37)$$

basado en (2.9) y (2.10)

$$v_{td} = m_d \frac{V_{CD}}{2} \quad (2.38)$$

$$v_{tq} = m_q \frac{V_{CD}}{2} \quad (2.39)$$

Debido a la presencia de $L\omega_0$ en (2.36) y (2.37), la dinámica de i_d y i_q están acopladas. Para desacoplar esta dinámica se determina m_d y m_q [6]:

$$m_d = \frac{2}{V_{CD}}(\mu_d - L\omega_0 i_q + v_{sd}) \quad (2.40)$$

$$m_q = \frac{2}{V_{CD}}(\mu_q - \omega_0 i_d + v_{sq}) \quad (2.41)$$

donde μ_d y μ_q son dos nuevas entradas de control, sustituyendo m_d y m_q en (2.38) y (2.39), por lo que se tiene [6]:

$$L \frac{di_d}{dt} = -Ri_d + \mu_d \quad (2.42)$$

$$L \frac{di_q}{dt} = -Ri_q + \mu_q \quad (2.43)$$

Así, (2.42) y (2.43) describen dos sistemas desacoplados. Basándose en estas dos ecuaciones, i_d e i_q pueden ser controladas mediante μ_d y μ_q , respectivamente [6].

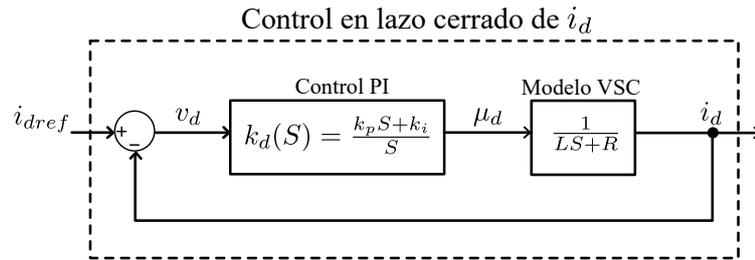


Figura 2.4: Control en lazo cerrado i_d [6].

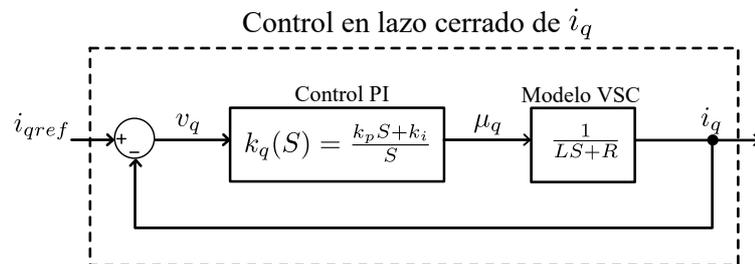


Figura 2.5: Control en lazo cerrado i_q [6].

Los diagramas simplificados del sistema de control mostrados en las Figuras 2.4 y 2.5, respectivamente, indican que el modelo del VSC (planta del sistema a controlar) para los componentes d y q son idénticos. Razón por la cual, el sistema de control para las componentes de control de la corriente i_d y i_q también pueden ser idénticos. Considerando el lazo de control del eje d , a diferencia del control en el marco de referencia $\alpha\beta$, donde los compensadores son bastante difíciles de optimizar y típicamente tienen órdenes dinámicos altos, $k_d(S)$ puede ser un compensador proporcional-integral (PI) simple para permitir el seguimiento de una referencia de corriente continua (CD) [5, 6].

Capítulo 3

Metodología para la provisión de inercia virtual en SEPs

3.1. Introducción

Hoy en día, las fuentes renovables de energía (RESs, del inglés *Renovables Energy Systems*) tales como las fuentes fotovoltaicas y eólicas han ido ganando relevancia, haciendo así un sistema eléctrico mixto, los cuales incluyen sistemas con grandes masas rotativas y los sistemas basados en convertidores, reemplazando de esta manera a los sistemas de generación tradicionales como lo son nucleares y de quema de combustibles fósiles. Por lo que, el rápido desarrollo de las RES ha generado nuevos cambios a la red eléctrica convencional, cambiando así los sistemas rotativos con alta inercia por sistemas interconectados a la red mediante convertidores de electrónica de potencia con baja inercia [2, 27]. La Figura 3.1 muestra la evolución de los sistemas rotativos convencionales a los sistemas basados en convertidores IBRs, del inglés *Inverter-based resources*.

Para mantener el balance entre demanda y generación, se han implementado diversas estrategias de control en múltiples escalas de tiempo en los SEPs, como el gobernador, el control automático de generación (AGC, del inglés *automatic generation control*) y la reserva. Así, la Figura 3.2 ilustra la respuesta de la frecuencia para diferentes ventanas de tiempo, donde se observa que el control primario (control debido al gobernador y cuyo

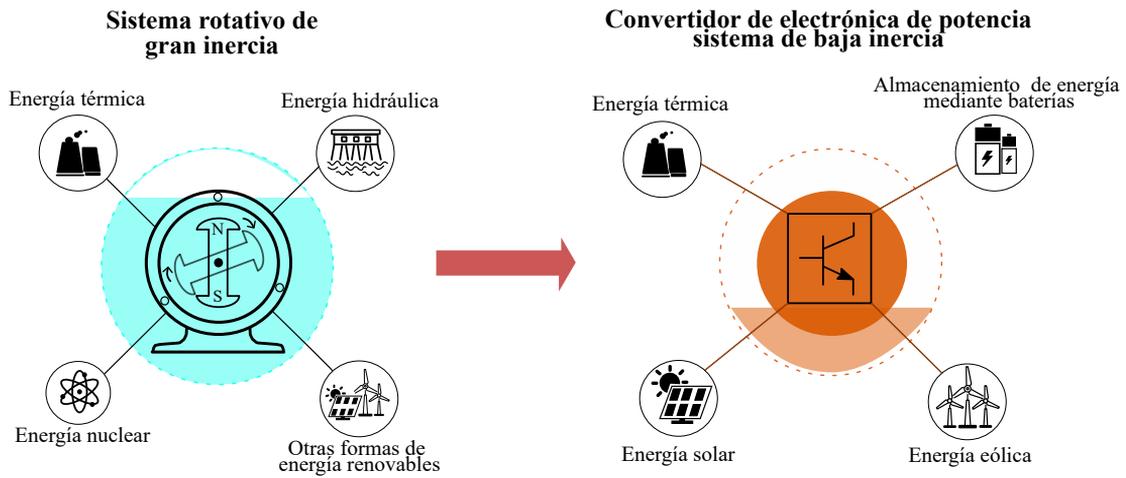


Figura 3.1: Evolución de los sistemas rotativos a sistemas basados en convertidores IBRs.

objetivo es reducir la desviación de frecuencia), actúa entre los 10 y 30 segundos después de suscitarse un evento, ver segunda ventana de la Figura 3.2.

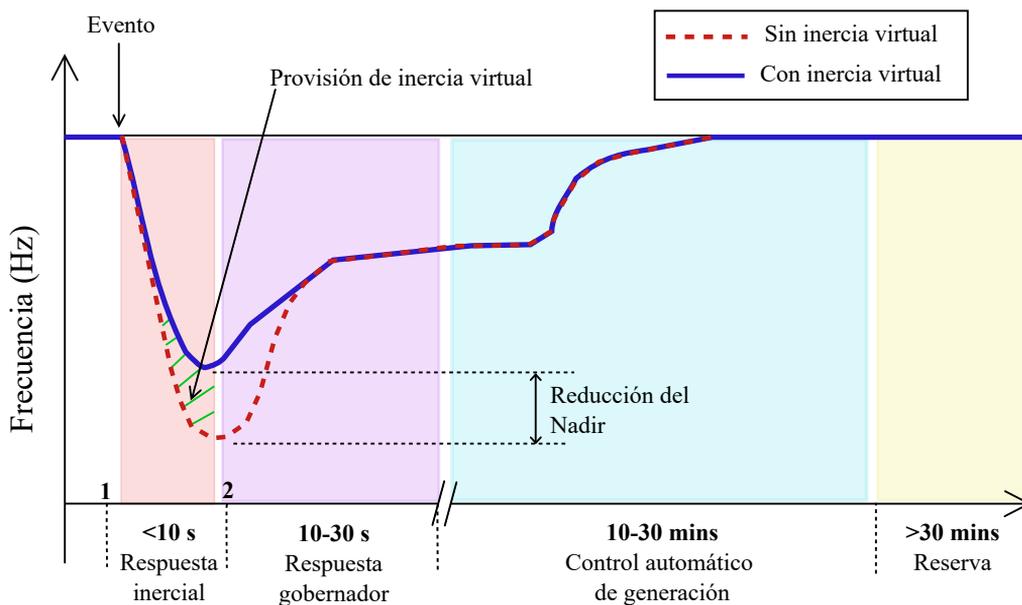


Figura 3.2: Respuesta de la frecuencia para diferentes ventanas de tiempo y sus respectivos controles.

El control automático de generación (AGC), es el control secundario y entra en acción después de unos minutos, entre 10 y 30 min, restableciendo así a la frecuencia a su

valor nominal, ver tercera ventana de la Figura 3.2. Por último, la reserva del sistema eléctrico se realiza mediante el tercer control, cuya ventana de tiempo se observa en la cuarta ventana de la Figura 3.2. Este último, toma los recursos necesarios para poder sobrellevar perturbaciones existentes o futuras perturbaciones [2].

Por lo tanto, si existe algún desbalance de energía entre la demanda y la generación en el sistema eléctrico, los generadores no pueden responder de manera instantánea a dicho desbalance, ya que la energía cinética almacenada en los rotores se encarga de contrarrestar el desbalance existente, mediante la respuesta inercial de los rotores, lo cual se mantiene así hasta que entra en acción el control primario.

Así, a medida que las RESs se integran a los sistemas eléctricos, la reducción de la inercia mecánica incrementa la sensibilidad de la respuesta de la frecuencia ante perturbaciones. Esto se ve representado por el aumento en la magnitud del RoCoF y reducción del nadir (este es el punto más bajo que alcanza la señal de frecuencia, ver Figura 3.2) en muy pocos segundos. Debido a esto, el control primario (gobernador) es incapaz de actuar en tan corto periodo de tiempo (menos de 10 segundos), para detener el cambio de frecuencia del sistema. Este periodo de tiempo es el que se muestra entre los puntos 1 y 2, de la Figura 3.2, es decir, la primer ventana. También se puede observar en la Figura 3.2, la respuesta de la frecuencia para un sistema con menor inercia (línea discontinua de color rojo), donde es notorio que se tiene un nadir muy bajo. Esta situación puede provocar disparos en los relevadores de baja frecuencia y en el peor de los casos, causar desconexiones que generan eventos en cascada, que son una serie de fallas, donde la falla inicial provoca condiciones que se llevan a fallas adicionales al sistema, llevando al SEP a una interrupción total en el suministro eléctrico, lo que se conoce como un blackout (apagón total).

Por lo tanto, resulta esencial implementar esquemas de control de inercia virtual capaces de proporcionar una respuesta dinámica en escalas temporales inferiores a 10 segundos tras la ocurrencia de una perturbación. Estos sistemas de control, diseñados para emular las propiedades inerciales de los generadores síncronos tradicionales, contribuyen a la estabilidad del sistema al amortiguar variaciones rápidas en la frecuencia. La adición de inercia virtual no solo mejora la estabilidad dinámica y transitoria del sistema eléctrico, sino que también facilita la integración masiva de RES, garantizando la seguridad operati-

va y reduciendo el riesgo de desconexiones no programadas o eventos de desestabilización de frecuencia.

Es por esto, que este Capítulo aborda los antecedentes del concepto de inercia virtual y de cómo han ido cambiando los sistemas de generación convencionales, de grandes sistemas rotativos con gran inercia, a sistemas diseñados mediante convertidores de electrónica de potencia con baja inercia, y cómo este gran cambio, ha tenido repercusiones considerables en el comportamiento de las señales de frecuencia en el sistema eléctrico. También, en este Capítulo se muestra el modelo matemático del algoritmo Super-twisting basado en SRF-PLL. Se describe una parte importante para el correcto desempeño de las baterías, el algoritmo que rige al agregador, con el cual se configura de manera correcta la operación de las baterías, manteniéndolas en ciclos de carga y descarga sostenibles en el tiempo, así como su ayuda en la extracción de la potencia almacenada en las baterías para inyectarla a la red cuando sea necesario.

3.2. Inercia virtual a partir de la ecuación de oscilación

El concepto de inercia virtual se puede resumir como se muestra en la Figura 3.3, donde se representa la generación de energía eléctrica mediante la energía eólica, solar y los bancos de baterías. Para la energía obtenida a través de los aerogeneradores, esta pasa por un convertidor CA-CD. Para el caso de la energía fotovoltaica y los bancos de baterías, se usan convertidores CD-CD, para así hacer la conexión a un nodo de corriente directa (CD). La energía en el nodo CD pasa por un inversor (CD-CA), el cual tiene su respectiva retro-alimentación con el algoritmo de inercia virtual que manda la señal de control al inversor. Y finalmente, se hace la conexión a la red eléctrica.

Algunas de las topologías disponibles en la literatura para representar el concepto de inercia virtual, se basan principalmente de las presentadas en [2, 28], las cuales se describen a continuación.

- Simular el comportamiento de los generadores síncronos a través de modelos matemáticos que representan la dinámica de éstos.
- Simular el comportamiento de los generadores síncronos a través de la ecuación de

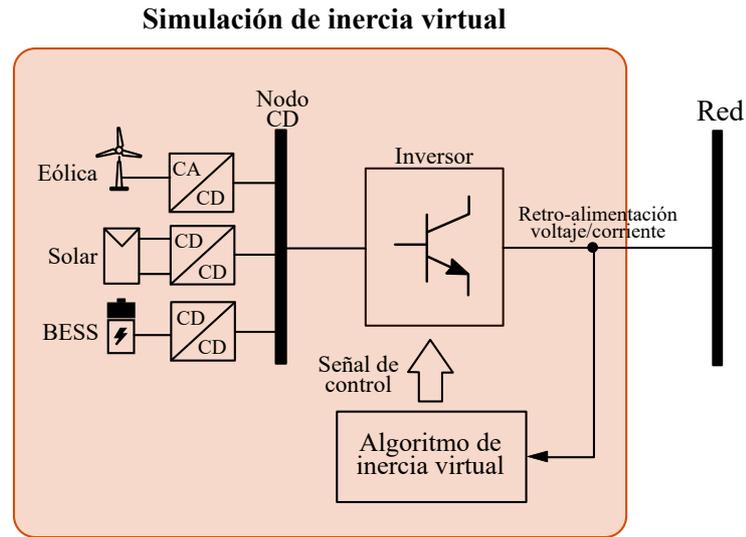


Figura 3.3: Concepto de inercia virtual.

oscilación (Swing Equation), de esta manera se aproxima de manera más simple, quitando la complejidad que conlleva modelar las ecuaciones de la máquina síncrona.

En esta tesis se opta por la simulación del comportamiento de los generadores mediante la ecuación de oscilación y de esta forma, representar el concepto de inercia virtual. Así, para describir el concepto fundamental de inercia virtual, primeramente se usa la ecuación de oscilación que rige a los generadores síncronos en su forma clásica, es decir [29]:

$$\dot{\delta}(t) = \omega(t) \quad (3.1)$$

donde $\delta(t)$ es el ángulo de carga (o ángulo del rotor) de la máquina síncrona, $\dot{\delta}(t)$ es la derivada del ángulo de carga y $\omega(t)$ es la velocidad angular del rotor.

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_r(t) - \omega_0(t) \quad (3.2)$$

donde $\omega_r(t)$ es la velocidad angular del rotor y $\omega_0(t)$ es la velocidad angular de la red.

Las variaciones de frecuencia después de un disturbio en el sistema de potencia se pueden expresar de la siguiente manera [2]:

$$P_{gen} - P_L = \frac{d(EC)}{dt} = \frac{d(\frac{1}{2}J\omega_0^2)}{dt} \quad (3.3)$$

$$P_{gen} - P_L = J\omega_0 \frac{d\omega_0}{dt} \quad (3.4)$$

donde P_{gen} es la potencia generada, P_L es la potencia demandada incluyendo las pérdidas, EC es la energía cinética, J es la inercia total del sistema y ω_0 es la velocidad síncrona angular nominal de la red.

La constante de inercia H es la energía cinética normalizada a la potencia aparente de la red ($VA_{red} = S_0$) de los generadores conectados en el sistema [2]:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J\omega_0^2}{S_0} \quad (3.5)$$

Reescribiendo (3.4) se tiene [2]:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d\omega_0}{dt} = \frac{P_{gen} - P_L}{S_0} \quad (3.6)$$

De acuerdo al recuadro número 3 de la Figura 2.1, la potencia de referencia de un BESS se puede definir en términos de la potencia nominal P_n como (3.7) [26],

$$P_{ref} = P_n - K_P \hat{\omega} - K_D \hat{\dot{\omega}} \quad (3.7)$$

donde $\hat{\omega}$ es la estimación de la frecuencia angular y $\hat{\dot{\omega}} = \frac{d\hat{\omega}}{dt}$ la estimación del RoCoF.

En esta investigación, las ganancias K_P y K_D son sintonizadas de acuerdo con lo propuesto en [1], mientras que $\hat{\omega}$ y $\hat{\dot{\omega}}$ son estimados por el Algoritmo Super-Twisting (STA). La Sección 3.3 explica a detalle como se obtienen los valores de $\hat{\omega}$ y $\hat{\dot{\omega}}$ mediante la estimación dada por el STA, la cual es una de las propuestas principales en esta tesis.

3.3. Tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF)

La tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF), es la medida usada en los sistemas eléctricos de potencia para determinar la velocidad a la cual cambia la frecuencia en un sistema eléctrico, en otras palabras, es la derivada de la frecuencia con respecto al tiempo $\frac{df}{dt}$ cuando existe un desbalance entre la generación y la demanda, o en caso de la ocurrencia de una falla eléctrica.

En los sistemas eléctricos de potencia, el RoCoF es una variable de suma importancia, ya que cuantifica/califica la robustez del sistema eléctrico. Los sistemas eléctricos

se rigen por una frecuencia nominal de 50 Hz o 60 Hz, y si existen cambios muy rápidos y grandes en la frecuencia, el sistema eléctrico puede llegar a estados de inestabilidad, o incluso pueden llegar a dañar equipos eléctricos.

Partiendo de la ecuación de oscilación (3.6) de la Sección anterior, se puede determinar el RoCoF, es decir,

$$\begin{aligned} \frac{2H}{\omega_0} \frac{d\omega_0}{dt} &= \frac{P_{gen} - P_L}{S_0} \\ RoCoF &= \frac{d\omega_0}{dt} \\ RoCoF &= \frac{\omega_0}{2H} \frac{P_{gen} - P_L}{S_0} \end{aligned} \quad (3.8)$$

La Figura 3.4 muestra una gráfica de la respuesta de la frecuencia después de un evento en la red, por ejemplo, un aumento en la carga. Así, el sistema responderá de una u otra manera, dependiendo de que tan rápido y abrupto sea el cambio.

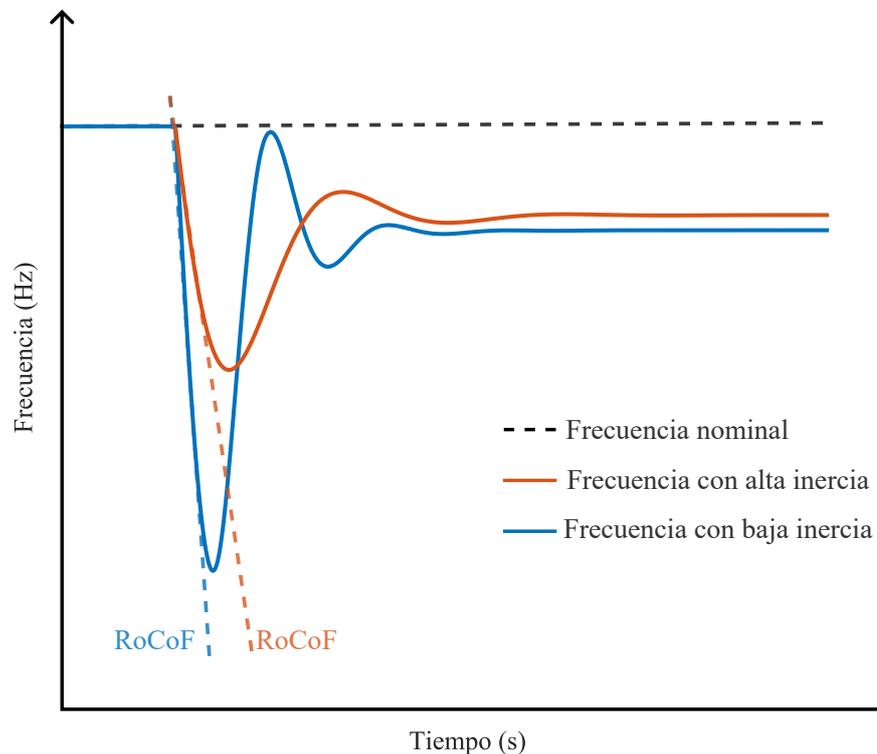


Figura 3.4: Respuesta de la frecuencia después de un evento para SEPs con alta inercia y baja inercia, respectivamente.

En esta misma Figura 3.4, se muestra la respuesta del sistema en línea de color

azul cuando se tiene un RoCoF alto, esto ocurre cuando la inercia del sistema es baja, lo que significa que una pequeña perturbación puede causar cambios rápidos en la frecuencia. Esto sucede típicamente en redes con alta penetración de energías renovables, como solar o eólica, que no aportan inercia rotacional significativa. En estas condiciones, un RoCoF alto puede causar inestabilidad y disparos de generadores si no se activan medidas correctivas, como la inyección de inercia virtual [30, 31].

Por otro lado, la respuesta del sistema cuando se tiene un RoCoF bajo, se muestra en línea de color rojo de la Figura 3.4. Por el contrario, se observa que en sistemas con alta inercia, generalmente proporcionada por grandes generadores síncronos tradicionales, estos sistemas responden más lentamente a perturbaciones, lo que les permite absorber mejor los cambios de frecuencia, manteniendo la estabilidad sin necesidad de activar la inercia virtual [31].

Así, el RoCoF es una variable muy importante para determinar la seguridad operativa de la red eléctrica, por esta razón, se han diseñado e implementado controles correctamente sintonizados para mantener la seguridad y robustez de la red, para mantener la frecuencia estable después de un evento.

3.4. Super-Twisting basado en SRF-PLL

Actualmente, los PLLs son muy usados en diferentes áreas como lo son: la estimación de los parámetros fundamentales de una señal (amplitud, frecuencia y RoCoF), medición de parámetros de calidad de la energía (armónicos e inter-armónicos), filtros adaptativos de control robusto, controles de CA y CD de máquinas eléctricas, circuitos de carga/descarga de baterías, cálculo de sincrofasores, etc [32]. Convencionalmente, la estimación de frecuencia para la operación de los convertidores de electrónica de potencia se hace mediante los PLLs, en particular, para los sistemas trifásicos, donde una de las aproximaciones más usadas es el SRF-PLL (del inglés, synchronous reference frame-phase-locked loop) [32].

Por lo tanto, en este trabajo se propone una modificación al SRF-PLL para una señal trifásica simétrica/balanceada, dicha propuesta se basa en el algoritmo de super-

twisting [26], el cual es parte fundamental, ya que se usa como control externo para la provisión de inercia de acuerdo al recuadro azul en la Figura 2.1.

El algoritmo de super-twisting se basa en el control robusto de modos deslizantes (SMC, del inglés Sliding Mode Conventional), la ayuda de este control tiene como objetivo mejorar la estimación de la fase de un PLL convencional. Se sabe que los SMCs son capaces de rechazar los disturbios mientras proporcionan convergencias de tiempo finito [3]. Los SMCs tienen algunas ventajas, por ejemplo, la provisión y generación de señales continuas de control que son muy útiles para la implementación del STA.

En [3] se presenta la implementación del STA para una señal monofásica, en [26] se implementa el algoritmo STA para una señal trifásica, donde también se demuestra, que es posible lograr la estimación precisa del ángulo de fase y la frecuencia variable en el tiempo de una señal trifásica simétrica [26].

Así, considérese el problema de la estimación del ángulo de fase $\phi(t) \in \mathbb{R}$ (representan los números reales) y la frecuencia $\omega(t) = \frac{d\phi}{dt} = \dot{\phi} \in \mathbb{R}_{>0}$ (números reales positivos), de una señal trifásica balanceada, como se describen a continuación.

$$v_{abc}(t) = A \begin{bmatrix} \cos(\phi(t)) \\ \cos(\phi(t) - 120) \\ \cos(\phi(t) + 120) \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

donde $A \in \mathbb{R}_{>0}$ es la amplitud de la señal, además, se asume que es una función continua por partes [26].

La principal diferencia con la formulación convencional, consiste en la consideración de $\omega(t)$ como una función variable en el tiempo. Esta consideración se hace, debido a que la inercia del sistema eléctrico ha disminuido debido a la masiva integración de fuentes de energías renovables. Cuando se tiene el caso de una frecuencia constante, uno de los métodos más populares usados para la estimación del ángulo de fase y la frecuencia de una señal trifásica simétrica es un SRF-PLL [32].

Si se aplica la transformada de Clark (ver Apéndice A ec. (A.11)) y la transforma-

da de Park (ver Apéndice A ec. (A.26)) a (3.9), se obtiene lo siguiente [26].

$$\begin{bmatrix} v_d(t) \\ v_q(t) \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} \cos(\phi(t) - \hat{\phi}(t)) \\ \sin(\phi(t) - \hat{\phi}(t)) \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

donde $\hat{\phi}(t)$ es la estimación de $\phi(t)$, v_q , es la componente que contiene la información del error de fase $\tilde{\phi}(t) = \hat{\phi}(t) - \phi(t)$ [3, 26, 32].

En la Figura 3.5 se muestra el diagrama a bloques del STA-PLL [26, 32], el cual es usado para la estimación de $\tilde{\phi}(t)$ a través de $v_q(t)$, donde se obtiene en el proceso la estimación de la frecuencia $\hat{\omega}(t)$.

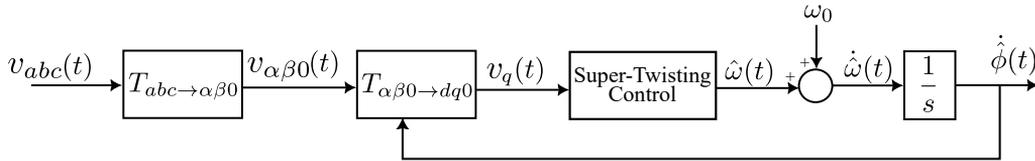


Figura 3.5: Diagrama a bloques del STA basado en el SRF-PLL.

Si la señal de la frecuencia es constante, el controlador PI (ver Figura 3.6) es capaz de corregir el error, resultando en una estimación del ángulo de fase y frecuencia asintótica. Por el contrario, si se tiene una frecuencia variante en el tiempo, se introduce un disturbio que no puede ser seguido por el controlador PI, resultando así en un error de estimación [26].

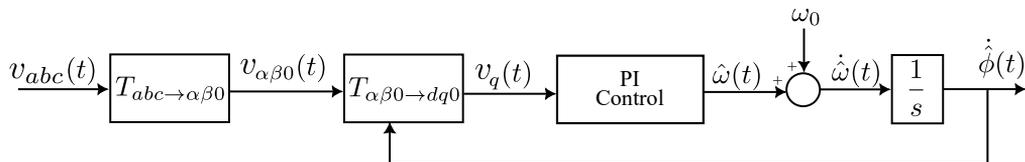


Figura 3.6: Diagrama a bloques de SRF-PLL.

Con el fin de mejorar la robustez del sistema cuando haya variaciones de frecuencia y acelerar la convergencia, se sustituye el controlador PI convencional del SRF-PLL por el algoritmo super-twisting, resultando así en la siguiente implementación del PLL para el

caso de una señal trifásica [26]:

$$\begin{aligned}\dot{\hat{\phi}}(t) &= k_1[v_q(t)]^{1/2} + \hat{\omega}(t) \\ \dot{\hat{\omega}}(t) &= k_2[v_q(t)]\end{aligned}\tag{3.11}$$

donde $\hat{\phi}$ y $\hat{\omega}$ son la estimación del ángulo de fase y la frecuencia de la señal, respectivamente, $k_1 \in R_{>0}$ y $k_2 \in R_{>0}$ son las ganancias del algoritmo de super-twisting. Estas ganancias se obtienen de las raíces de un polinomio de segundo grado que se propone según sea el tiempo de acción del estimador. Otra opción se propone en el Algoritmo 1 de [26].

3.5. Teoría del Agregador (Aggregator)

La correcta acción de respuesta del sistema para la inyección de potencia activa y reactiva a través de las baterías al sistema eléctrico es de suma importancia, por esta razón, se da una breve introducción al agregador, el cual ejecuta sentencias lógicas para calcular la potencia activa y reactiva que debe ser inyectada por cada uno de los sistemas de baterías (BEES) en el SEP. Estas sentencias de operación se siguen con base a restricciones de operación de las baterías, por ejemplo, el nivel de energía almacenada en ellas y/o la óptima acción de control para cada área del sistema. La inclusión de este agente de agregación reduce el uso excesivo de las baterías, extendiendo así su vida útil. También ayuda a reducir los desbalances entre la generación y demanda de potencia [4], además de ayudar a reducir el tiempo de respuesta del control y el gasto computacional del centro de control. A continuación se describe cada uno de los bloques que conforman la estructura de control del agregador, los cuales se muestran en el recuadro verde de línea discontinua de la Figura 2.1.

3.5.1. Algoritmo de la Realización del Eigensistema

La identificación de un sistema se plantea mediante la formulación del algoritmo de la realización del eigensistema (ERA, del inglés Eigensystem Realization Algorithm), esto debido a su sencilla y directa aplicación, su robustez numérica y sus fundamentos matemáticos sólidos. Así, el ERA se puede formular para sistemas SISO o MIMO.

ERA para sistemas SISO

Para el caso de una sola entrada y una sola salida, el ERA se formula partiendo de una secuencia de entradas, las cuales se consideran como $u(0), u(1), u(2), \dots, u(N)$. La secuencia de salida que le corresponde a cada entrada corresponde a las simulaciones en el dominio del tiempo. De este modo, si se asume una serie de mediciones en tiempo discreto de entradas o salidas es posible generar una secuencia de salidas [33]:

$$\begin{aligned}
 y(0) &= \mathbf{D}u(0) \\
 y(1) &= \mathbf{C}\mathbf{B}u(0) + \mathbf{D}u(1) \\
 y(2) &= \mathbf{C}\mathbf{A}\mathbf{B}u(0) + \mathbf{C}\mathbf{B}u(1) + \mathbf{D}u(2) \\
 &\vdots \\
 y(N-1) &= \mathbf{C}\mathbf{A}^{(N-1)}\mathbf{B}u(0) + \dots + \mathbf{C}\mathbf{B}u(N-2) + \mathbf{D}u(N-1)
 \end{aligned} \tag{3.12}$$

donde \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} y \mathbf{D} son las matrices de los parámetros de Markov para su identificación. La secuencia de salida se generaliza como [33]:

$$\mathbf{y}(k) = \mathbf{C}\mathbf{A}^{(k-1)}\mathbf{B} \tag{3.13}$$

Entonces, la representación en espacio de estados de un sistema dinámico se representa de la siguiente manera [33]:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{x}(k+1) &= \mathbf{A}\mathbf{x}(k) + \mathbf{B}u(k) \\
 \mathbf{y}(k) &= \mathbf{C}\mathbf{x}(k) + \mathbf{D}u(k)
 \end{aligned} \tag{3.14}$$

La salida es definida a través de la representación de la matriz Hankel, por lo que se tienen dos matrices Hankel: una para k y otra para $k+1$ [33].

$$\mathbf{H}(k) = \begin{bmatrix} y(k) & y(k+1) & \dots & y(k+N) \\ y(k+1) & y(k+2) & \dots & y(k+N+1) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y(k+N) & y(k+N+1) & \dots & y(k+2N) \end{bmatrix} \tag{3.15}$$

$$\mathbf{H}(k+1) = \begin{bmatrix} y(k+1) & y(k+2) & \cdots & y(k+N+1) \\ y(k+2) & y(k+3) & \cdots & y(k+N+2) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y(k+N+1) & y(k+N+2) & \cdots & y(k+2N+1) \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Estas matrices también se pueden escribir en términos de las matrices \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} y \mathbf{D} de Markov, de la siguiente manera [33]:

$$\mathbf{H}(k) = \begin{bmatrix} \mathbf{CA}^{(k-1)}\mathbf{B} & \mathbf{CA}^{(k)}\mathbf{B} & \cdots & \mathbf{CA}^{(k-1+n)}\mathbf{B} \\ \mathbf{CA}^{(k)}\mathbf{B} & \mathbf{CA}^{(k+1)}\mathbf{B} & \cdots & \mathbf{CA}^{(k+n)}\mathbf{B} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{CA}^{(k-1+n)}\mathbf{B} & \mathbf{CA}^{(k+n)}\mathbf{B} & \cdots & \mathbf{CA}^{(k-1+2n)}\mathbf{B} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Así, la matriz Hankel generalizada en términos de las matrices de observabilidad (ξ) y controlabilidad (\mathcal{C}) puede escribirse como [33]:

$$\mathbf{H}(k) = \xi \mathcal{C} \quad (3.18)$$

donde,

$$\xi = \begin{bmatrix} \mathbf{C} \\ \mathbf{CA} \\ \vdots \\ \mathbf{CA}^n \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

y

$$\mathcal{C} = \begin{bmatrix} \mathbf{B} & \mathbf{AB} & \cdots & \mathbf{A}^n\mathbf{B} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Así, para $k = 1$ y $k = 2$ de (3.18), entonces se tiene [33]:

$$\mathbf{H}(1) = \xi \mathbf{B} \quad (3.21)$$

$$\mathbf{H}(2) = \xi \mathbf{AB}$$

La estimación de los parámetros de Markov se hace mediante el SVD (Single Value Decomposition, del inglés). Aplicando SVD a (3.21), siendo $\mathbf{H}(1) \in R^{N \times N}$ y su truncamiento hasta el r -ésimo valor singular ($r < N$), asegurando un rango completo para el sistema. Esto se puede escribir de la siguiente manera como [33]:

$$\mathbf{H}(1) = \mathbf{PS}^{(1/2)}\mathbf{S}^{(1/2)}\mathbf{Q}^T \quad (3.22)$$

donde $\xi = \mathbf{P}\mathbf{S}^{(1/2)}$ y $\mathbf{B} = \mathbf{S}^{(1/2)}\mathbf{Q}^T$ en (3.21). Las matrices de estimación en tiempo discreto son:

$$\begin{aligned}\mathbf{A} &= \mathbf{S}^{-(1/2)}\mathbf{P}^T\mathbf{H}(2)\mathbf{Q}\mathbf{S}^{-(1/2)} \\ \mathbf{B} &= \mathbf{S}^{(1/2)}\mathbf{Q}^T \\ \mathbf{C} &= \mathbf{P}\mathbf{S}^{(1/2)} \\ \mathbf{D} &= y(0)\end{aligned}\tag{3.23}$$

ERA para sistemas MIMO

Para sistemas con múltiples salidas, la matriz $\mathbf{Y}_m \in R^{N \times j}$ de salidas, se forma con j arreglos correspondientes a cada salida, como se muestra a continuación [33]:

$$\mathbf{Y}_j = [\mathbf{y}^{\{1\}} \mathbf{y}^{\{2\}} \dots \mathbf{y}^{\{q\}} \dots \mathbf{y}^{\{j\}}]\tag{3.24}$$

donde el q -ésimo término se representa como un vector columna de la siguiente forma [33]:

$$\mathbf{y}^{\{q\}} = [y(0) \quad y(1) \quad \dots \quad y(N-1)]^T\tag{3.25}$$

Por lo tanto, la representación multivariable se representa de la siguiente manera [33]:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_0 \\ \mathbf{Y}_1 \\ \vdots \\ \mathbf{Y}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [y_0^{\{1\}} & y_0^{\{2\}} & \dots & y_0^{\{j\}}]^T \\ [y_1^{\{1\}} & y_1^{\{2\}} & \dots & y_1^{\{j\}}]^T \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ [y_{N-1}^{\{1\}} & y_{N-1}^{\{2\}} & \dots & y_{N-1}^{\{j\}}]^T \end{bmatrix}\tag{3.26}$$

De la misma forma que se plantea en (3.12) para una entrada una salida, se puede expresar para un sistema de múltiples entradas/salidas como [33]:

$$\begin{aligned}\mathbf{Y}_0 &= \tilde{\mathbf{D}} \\ \mathbf{Y}_1 &= \tilde{\mathbf{C}}\tilde{\mathbf{B}} \\ \mathbf{Y}_1 &= \tilde{\mathbf{C}}\tilde{\mathbf{A}}\tilde{\mathbf{B}} \\ &\vdots \\ \mathbf{Y}_{(N-1)} &= \tilde{\mathbf{C}}\tilde{\mathbf{A}}^{(N-1)}\tilde{\mathbf{B}}\end{aligned}\tag{3.27}$$

Así, la matriz Hankel para múltiples canales se puede formar a bloques como [33]:

$$\tilde{\mathbf{H}}(k) = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_k & \mathbf{Y}_{k+1} & \cdots & \mathbf{Y}_{k+N} \\ \mathbf{Y}_{k+1} & \mathbf{Y}_{k+2} & \cdots & \mathbf{Y}_{k+N+1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{Y}_{k+N} & \mathbf{Y}_{k+N+1} & \cdots & \mathbf{Y}_{k+2N} \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

Si sólo se toman $k = 1$ y $k = 2$ de (3.28), las matrices Hankel $\tilde{\mathbf{H}}(1)$ y $\tilde{\mathbf{H}}(2)$ se definen como en (3.21). Para obtener la matriz $\tilde{\mathbf{B}}$ de $\tilde{\mathbf{H}}(1) \in R^{j(N/2-1) \times (N/2-1)}$, y $\tilde{\mathbf{A}}$ se obtiene de la matriz Hankel $\tilde{\mathbf{H}}(2) \in R^{j(N/2-1) \times (N/2-1)}$ [33]. Las matrices de estimación de los parámetros de Markov para múltiples salidas son las siguientes [33]:

$$\begin{aligned} \tilde{\mathbf{A}} &= \tilde{\mathbf{S}}^{-(1/2)} \tilde{\mathbf{P}}^T \tilde{\mathbf{H}}(2) \tilde{\mathbf{Q}} \tilde{\mathbf{S}}^{-(1/2)} \\ \tilde{\mathbf{B}} &= \tilde{\mathbf{S}}^{(1/2)} \tilde{\mathbf{Q}}^T \\ \tilde{\mathbf{C}} &= \tilde{\mathbf{P}} \tilde{\mathbf{S}}^{(1/2)} \\ \tilde{\mathbf{D}} &= \mathbf{Y}_0 \end{aligned} \quad (3.29)$$

ERA mediante modulación Chirp

En esta tesis, la señal de entrada es representada por la modulación exponencial chirp, donde ésta es una técnica de modulación en la que la frecuencia de la señal (para este caso, la señal de entrada) varía de forma continua y controlada, es decir, una variación progresiva de frecuencia a lo largo del tiempo. Esto es útil cuando se requiere una alta resolución o una señal robusta ante algún tipo de interferencia y/o ruido. Esta función chirp ajusta la potencia activa y reactiva para cada BESS [4, 33]. La función modulación exponencial chirp se define como [4]:

$$u_i(t) = \beta_i \sin \left(\frac{2\pi f_s (r_f^t - 1)}{\ln(r_f)} \right) \quad (3.30)$$

$$r_f = \left(\frac{f_e}{f_s} \right)^{1/T} \quad (3.31)$$

donde β_i es la amplitud de la señal, T es el tiempo de duración de la señal, f_s y f_e son las frecuencias de inicio y fin, respectivamente, de la señal chirp. Una vez que se tienen las

mediciones al aplicar la modulación chirp al sistema, se realiza un espectro de Fourier a las señales de salida, es decir, $fft(y_j)$, dando como resultado la respuesta de la frecuencia $Y_j(s)$, para la j -ésima señal de salida. Así, se obtiene una secuencia de salida temporal para cada i -ésima señal de entrada usando la transformada de Fourier inversa, de la siguiente manera [4, 33, 34]:

$$y_j(t) = \mathcal{F}^{-1} \left(\frac{Y_j(s)}{U_i(s)} \right) \quad (3.32)$$

donde $U_i(s) = fft(u_i)$ corresponden a las señales de entrada.

3.5.2. Control lineal cuadrático Gaussiano (LQG)

El control Lineal Cuadrático Gaussiano (LQG) es uno de los controles modernos más utilizados en WADC, el cual requiere la representación del modelo lineal en espacio de estados \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} y \mathbf{D} para su diseño, el cual se puede obtener mediante la identificación del sistema usando ERA. Así, el control LQG está compuesto por la ganancia de retroalimentación de estados, \mathbf{K} , del Regulador Lineal Cuadrático (LQR, del inglés para Linear Quadratic Regulator) y la ganancia de Kalman, \mathbf{G} , del Estimador Lineal Cuadrático (LQE, del inglés Linear Quadratic Estimator) con lo que se estima los estados $\hat{\mathbf{x}}$ [4, 33].

Regulador lineal cuadrático (LQR)

El proceso para el diseño del LQR es a través del principio de Bellman, el cual se determina considerando la óptima solución para garantizar la estabilidad en un estado estable \mathbf{x} . Así, la función cuadrática de costo J_c , es propuesta para balancear la regulación de \mathbf{x} con el costo de la acción de control \mathbf{u} [4].

$$J_c = \frac{1}{2} \int_0^{\tau} (\mathbf{x}^T \mathbf{Q}_c \mathbf{x} + \mathbf{u}^T \mathbf{R}_c \mathbf{u}) dt \quad (3.33)$$

donde \mathbf{Q}_c y \mathbf{R}_c determinan el comportamiento dinámico del control. \mathbf{R}_c es definida como positiva ($\mathbf{R}_c > 0$), mientras que \mathbf{Q}_c es definida como semi-positiva ($\mathbf{Q}_c \geq 0$). \mathbf{Q}_c y \mathbf{R}_c son matrices simétricas, constantes, reales y diagonales. El ajuste diagonal de las matrices mantiene el equilibrio entre el error y el actuador, priorizando así el ahorro de energía, también estas matrices garantizan la óptima solución para el control [4].

De acuerdo con la función de costo definida en (3.33), se calcula el valor óptimo de \mathbf{u} regulando las salidas de la planta (\mathbf{y}) para aproximarlo al valor deseado (\mathbf{y}^*). Si el sistema (3.29) es controlable, entonces se puede diseñar un control proporcional que sigue al vector de control de retroalimentación de estado óptimo definido en (3.34).

$$\mathbf{u} = -\mathbf{K}\mathbf{x} \quad (3.34)$$

El problema de optimización se resuelve a través de la función escalar Hamiltoniana \mathbf{H} , la cual se determina mediante la función de costo (3.33) y las restricciones del sistema (3.29) [4].

$$\mathbf{H} = \mathbf{x}^T \mathbf{Q}\mathbf{x} + \mathbf{u}^T \mathbf{R}\mathbf{u} + \lambda(\mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{u}) \quad (3.35)$$

donde λ es el operador de Lagrange. Si en (3.35), $-d\mathbf{H}/d\mathbf{x} = -\mathbf{Q}\mathbf{x} - \mathbf{A}^T \lambda = 0$, entonces \mathbf{u} es redefinida como $\mathbf{u} = -\mathbf{R}^{-1} \mathbf{B}^T \lambda$, donde $\lambda = \mathbf{P}\mathbf{x}$. Así, la ganancia de control óptimo \mathbf{K} que minimiza (3.33) se define como [33]:

$$\mathbf{K} = \mathbf{R}^{-1} \mathbf{B}^T \mathbf{P} \quad (3.36)$$

donde \mathbf{P} es única definida simétrica y positiva de la ecuación de Riccati algebraica (ARE, del inglés Algebraic Riccati Equation). Así, ARE es derivada de (3.34) y (3.35) obteniendo así lo siguiente [33]:

$$\mathbf{A}^T \mathbf{P} + \mathbf{P}\mathbf{A} - \mathbf{P}\mathbf{B}\mathbf{R}^{-1} \mathbf{B}^T \mathbf{P} + \mathbf{Q} = 0 \quad (3.37)$$

La representación de estado estable en lazo cerrado se obtiene sustituyendo el resultado de \mathbf{u} de (3.29) como [33]:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{u} = (\mathbf{A} - \mathbf{B}\mathbf{K})\mathbf{x} \quad (3.38)$$

Estimador lineal cuadrático (LQE)

Considerando el control propuesto en la Sección 3.5.2, se propone un control LQE basado en la teoría del filtro de Kalman para obtener una mejor estimación. Considérese un estimador de estado completo que genera una estimación $\hat{\mathbf{x}}$ para el estado completo de \mathbf{x} usando solamente las mediciones conocidas de \mathbf{y} , de la entrada de control \mathbf{u} y un modelo

dinámico como en (3.29). Si el sistema es observable, es factible calcular un estimador con una ganancia de filtro \mathbf{G} [4, 33]:

$$\begin{cases} \dot{\hat{\mathbf{x}}} = \mathbf{A}\hat{\mathbf{x}} + \mathbf{B}\mathbf{u} + \mathbf{G}(\mathbf{y} - \hat{\mathbf{y}}) \\ \hat{\mathbf{y}} = \mathbf{C}\hat{\mathbf{x}} + \mathbf{D}\mathbf{u} \end{cases} \quad (3.39)$$

donde $\hat{\mathbf{y}}$ es la predicción de la salida esperada para la estimación de estado completo $\hat{\mathbf{x}}$. Para el sistema observable de (3.29) es viable colocar de manera arbitraria los valores propios de la dinámica del estimador $\mathbf{A} - \mathbf{G}\mathbf{C}$, garantizando así la convergencia estable de la estimación de $\hat{\mathbf{x}}$ del estado actual \mathbf{x} . De esta manera, la estimación del error se representa como $\mathbf{e} = \mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}}$. El error dinámico $\dot{\mathbf{e}}$ se describe como [4, 33]:

$$\dot{\mathbf{e}} = (\mathbf{A} - \mathbf{G}\mathbf{C})\mathbf{e} \quad (3.40)$$

El filtro Kalman es un óptimo estimador de estado completo que minimiza la función de costo

$$J_k(t) = \lim_{x \rightarrow +\infty} \mathbb{E} \left((\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}})^T (\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}}) \right) \quad (3.41)$$

donde \mathbb{E} es el operador de expectativas. La ganancia del filtro Kalman esta dada por:

$$\mathbf{G} = \mathbf{V}_n \mathbf{C}^T \mathbf{P}_o^{-1} \quad (3.42)$$

donde \mathbf{P}_o es la solución a otra ARE representada en (3.43). \mathbf{V}_n es una matriz diagonal que contiene las variaciones del ruido en los términos de las mediciones [33].

$$\mathbf{A}^T \mathbf{P}_o + \mathbf{P}_o \mathbf{A} - \mathbf{P}_o \mathbf{C} \mathbf{V}_n^{-1} \mathbf{C}^T \mathbf{P}_o + \mathbf{V}_d = 0 \quad (3.43)$$

y \mathbf{V}_d contiene los términos de varianza de la perturbación. Así, la ganancia del filtro de Kalman \mathbf{G} es elegida de modo que $(\mathbf{A} - \mathbf{G}\mathbf{C})$ es sintéticamente estable, entonces \mathbf{e} tendera a $\mathbf{0}$ [4, 33].

3.5.3. El Agregador

El agregador sirve como un intermediario entre cada control LQG y el número total de BESSs agregados por área, reduciendo así el gasto computacional del centro de control. El agregador también incorpora una rutina que ajusta la inyección de potencia

de los BESSs hacia los generadores síncronos, reduciendo así el uso de las baterías [4]. A continuación, se da una breve descripción de cada etapa del diagrama de flujo para el algoritmo de control del agregador mostrado en la Figura 3.7.

1. En esta etapa se realiza la estimación de la desviación de frecuencia (Δf) y voltaje (ΔV) como se muestra en el recuadro azul del diagrama. De esta manera, tanto Δf y ΔV son continuamente monitoreadas. Si se detecta una contingencia en la frecuencia y voltaje, el agregador inmediatamente inicializa las siguientes variables: S_i que corresponde a la capacidad de inyección de potencia en cada área, la potencia activa total P_i , y la potencia reactiva Q_i , las cuales son requeridas del BESSs correspondiente a la i -ésima área. También, se realiza el ajuste de potencia activa y reactiva, P_m^* y Q_m^* , respectivamente, para la inyección del m -ésimo BESSs de la i -ésima área, donde la variable temporal m es ajustada con un valor de uno. En esta etapa, el agregador también calcula la demanda de la potencia aparente S_i^* basado en la potencia activa y reactiva óptima, P_i^* y Q_i^* , respectivamente, requerida por el i -ésimo control LQG [4, 33].
2. Esta etapa se resalta de color rosa, y es donde el agregador calcula S_i y el SOC (límite de carga y descarga, del inglés State of Charge) total para cada una de las áreas correspondientes, es decir, SOC_i , que es basado en la capacidad máxima aparente S_m y la corriente SOC_m de cada BESSs. Aquí, el SOC_m que excede del rango definido $30\% \leq m \leq 70\%$ o una temperatura de operación T_m mayor que T_{max} , son excluidos para que operen como controles auxiliares en el sistema, dando así una protección mayor a cada BESS. El valor de m es ajustado como $1 \leq m \leq p$, donde p es el número de BESS instalados en la i -ésima área [4, 33].
3. Para esta etapa, la cual es resaltada de color gris, corresponde cuando $m = p$, así, el algoritmo del agregador calcula P_i y Q_i , en el se da prioridad a la inyección de potencia activa sobre la inyección de potencia reactiva [4, 33].
4. El recuadro de color amarillo, muestra cuando el algoritmo del agregador calcula P_m^* y Q_m^* a través de (3.44) y (3.45), respectivamente, con base en S_m y SOC_m . Aquí, la in-

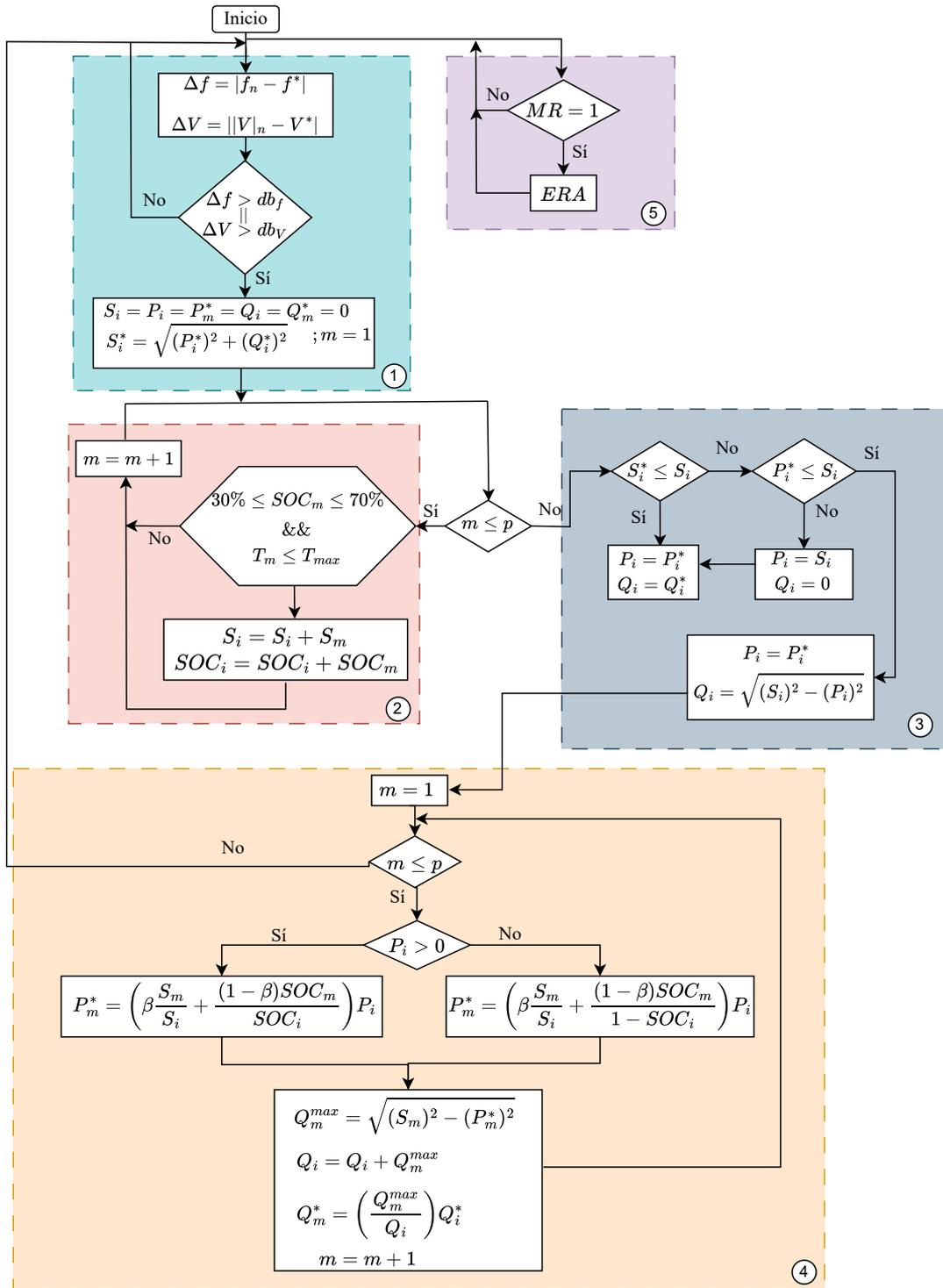


Figura 3.7: Diagrama de flujo del algoritmo de control del agregador [16].

yección de potencia activa esta designada por cada BESS. El centro de control puede priorizar la inyección de potencia activa basado en el S_m o SOC_m dándole prioridad según sea el valor de β , ($0 \leq \beta \leq 1$). Este factor se selecciona dependiendo del comportamiento químico de la batería, así como también, a los límites de operación del BESS [33]. La estrategia con el algoritmo de control es mantener balanceada la carga y descarga de cada BESS, permitiendo así el SOC cercano al 50%. En (3.44) permite un uso balanceado de cada uno de los BESSs, trabajando de la siguiente forma: si $P_i > 0$, el BESS en el área debe de ser descargado, requiriendo la inyección de grandes valores de potencia activa del BESS con un valor alto de SOC. Por el otro lado, si $P_i < 0$, el BESS del área debe de ser cargado, priorizando así la absorción de potencia activa hacia el BESS con un valor bajo de SOC [4,33].

$$P_m^* = \begin{cases} \left(\beta \left(\frac{S_m}{S_i} \right) + \left(\frac{(1-\beta)SOC_m}{SOC_i} \right) \right) P_i, & \forall P_i > 0 \\ \left(\beta \left(\frac{S_m}{S_i} \right) + \left(\frac{(1-\beta)SOC_m}{1-SOC_i} \right) \right) P_i, & \forall P_i \leq 0 \end{cases} \quad (3.44)$$

$$Q_m^{max} = \sqrt{(S_m)^2 - (P_m^2)} \quad (3.45)$$

$$Q_m^* = \left(\frac{Q_m^{max}}{Q_i} \right) Q_i^*$$

5. Por último, el recuadro de color morado muestra la ejecución automática de la identificación del sistema, esta se ejecuta cuando el comando binario MR cambia de estado [4,33].

En general, este Capítulo describe la metodología para la provisión de inercia virtual en sistemas eléctricos de potencia (SEPs) ante el creciente aumento de fuentes de energía renovable (RES), que reemplazan sistemas tradicionales con alta inercia rotacional. Se resalta la importancia de la inercia virtual para mantener la estabilidad del sistema eléctrico, compensando variaciones rápidas en la frecuencia debido a la baja inercia de los convertidores de electrónica de potencia. Aquí, se presenta el concepto de inercia virtual basado en la ecuación de oscilación de los generadores síncronos, enfatizando su relevan-

cia en la integración de sistemas basados en convertidores y BESS. También se introduce el algoritmo super-twisting como un lazo de control externo para estimación de frecuencia, proporcionando mayor robustez ante perturbaciones. Además, se detalla el uso del método de identificación ERA para modelar dinámicamente sistemas eléctricos y el diseño de controles lineales cuadráticos gaussianos (LQG) para optimizar la regulación de voltaje y frecuencia, priorizando la eficiencia energética y la vida útil de las baterías. Finalmente, se plantea la implementación de estos conceptos en el próximo Capítulo, para analizar el impacto del control de inercia virtual en la respuesta del sistema eléctrico ante un desbalance entre la demanda y generación.

Capítulo 4

Casos de estudio y validación de resultados

4.1. Introducción

En este Capítulo se presentan las estructuras de control que se implementan en el software Matlab/Simulink. A lo largo de este Capítulo se da una breve explicación de la implementación y su respectivo funcionamiento de cada uno de los lazos de control, recordar que el primer lazo de control es toda la topología del BESS y el segundo lazo de control es el conformado por la provisión de inercia virtual, de acuerdo a la Figura 2.1. Finalmente, para validar los resultados obtenidos mediante la propuesta, se presentan cuatro casos de estudio, los cuales son: *(i)* sistema de un solo BESS a nodo infinito, *(ii)* sistema Kundur de dos áreas con un solo BESS, *(iii)* sistema Kundur de dos áreas con un solo BESS y agregador, y *(iv)* sistema Kundur de dos áreas con 3 BESSs y agregador. Para todos los casos, se muestra la respuesta en la frecuencia ante un aumento de carga, con y sin control de inercia virtual.

4.2. Sistema de un solo BESS a nodo infinito

Para comprobar el funcionamiento de los controles propuestos en el Capítulo anterior, en este Capítulo se muestra la implementación de cada uno de los controles y la

implementación del BESS conformado por un VSC, un capacitor como enlace de corriente directa y una fuente de voltaje de corriente directa, como se muestra en el diagrama unifilar de la Figura 4.1.

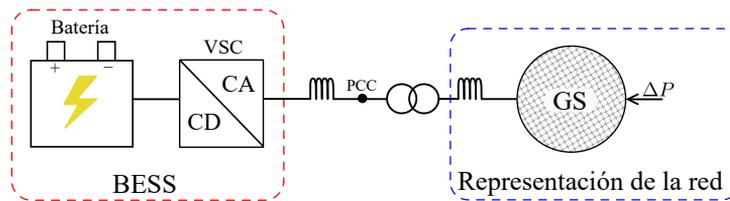


Figura 4.1: Diagrama unifilar para la provisión de inercia virtual para un solo BESS a nodo infinito.

Así, a este sistema se le aplica un aumento de carga y se analiza su respuesta cuando no se tiene activo el control de inercia virtual y cuando se tiene activo el control de inercia virtual propuesto.

En la Figura 4.2 se muestra el mismo sistema de un solo BESS a nodo infinito, pero esta vez implementado en el software Matlab/Simulink.

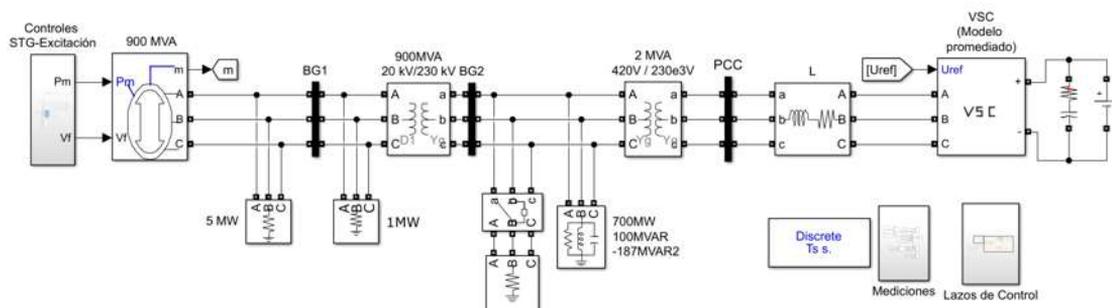


Figura 4.2: Sistema de un solo BESS a nodo infinito implementado en Matlab/Simulink.

Este sistema consta de una generador síncrono (GS) térmico de un solo ciclo de recalentamiento y sus respectivos controles de gobernador y excitación, donde, para este caso de estudio, el GS se considera como el nodo infinito. Por otro lado, se tiene conectado un VSC en su modelo promediado, el cual es alimentado con una fuente de voltaje en corriente directa y su respectivo capacitor de corriente directa, los tres elementos mencionados anteriormente conformar el BESS, este conjunto de elementos son los encargados de inyectar la potencia activa a la red cuando se detecta un disturbio en ésta. Además,

también se usa la conexión a la red para la carga del banco de baterías.

Además de estos elementos, en la Figura 4.2 se muestran otros elementos que conforman un sistema eléctrico, tales como: transformadores elevadores/reductores, cargas resistivas, resistivas-inductivas y cargas resistivas-inductivas y capacitivas. Es importante resaltar que para esta tesis, solamente se prioriza la inyección de potencia activa a través del BESS hacia el nodo infinito.

De este modo, la Figura 4.2 muestra un nodo de medición etiquetado como PCC. Este nodo se considera como el punto de acoplamiento común (PCC), donde se toman las mediciones de las señales de voltaje y corriente en el marco de referencia abc necesarias para el SRF-PLL, el cual se encuentra en el bloque *Lazos de control* (ubicado en la parte inferior derecha de la Figura 4.2) y se representa en la Figura 4.3. Así, dentro de este bloque se encuentran los tres lazos de control que conforman la propuesta para la provisión de inercia virtual, donde el primer lazo de control es el que se llama STA-PLL, el segundo lazo de control es la provisión de inercia virtual y finalmente, el tercer lazo de control es el control de corriente que es el encargado de la apertura y cierre de los interruptores del VSC. A lo largo de esta Sección se explica a detalle cada uno de los lazos de control que conforman a todo el sistema de control para la provisión de inercia virtual.

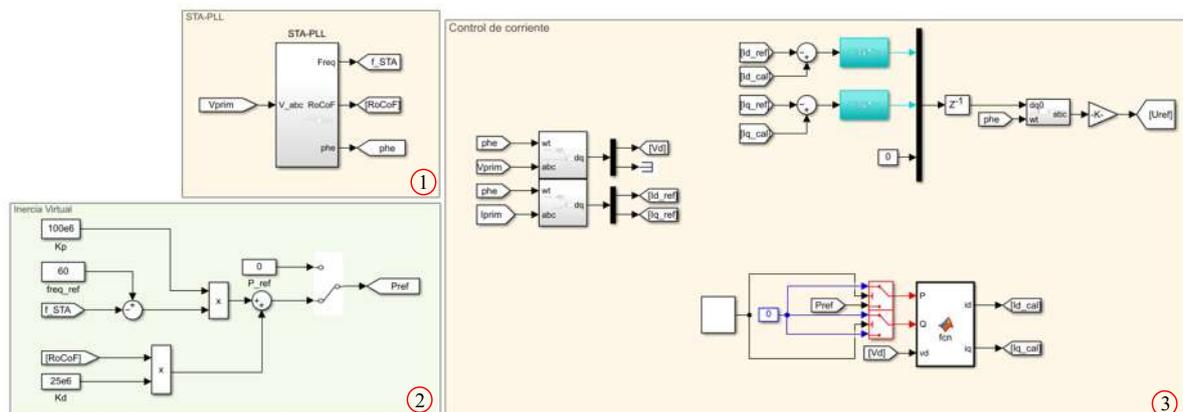


Figura 4.3: Bloque lazos de control para la provisión de inercia virtual.

La Figura 4.4 muestra el diagrama a bloques de la implementación del algoritmo Super-Twisting utilizado en esta tesis, es decir, el primer lazo de control de la Figura 4.3.

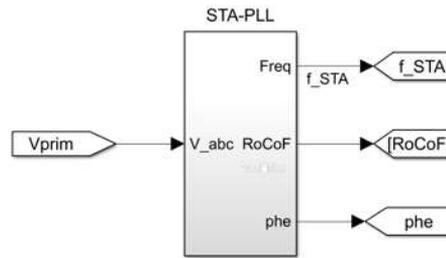


Figura 4.4: Algoritmo de Super-Twisting, STA, implementado en Matlab/Simulink.

Como se menciona anteriormente, el STA recibe las señales de voltaje en abc del nodo PCC y entrega las estimaciones de frecuencia f_STA , RoCoF y ángulo de fase (phe), donde este último parámetro es muy útil para hacer las transformaciones entre los marcos de referencia, como se muestra a continuación.

Al ver dentro del bloque STA-PLL de la Figura 4.4, se tiene lo que se muestra en la Figura 4.5.

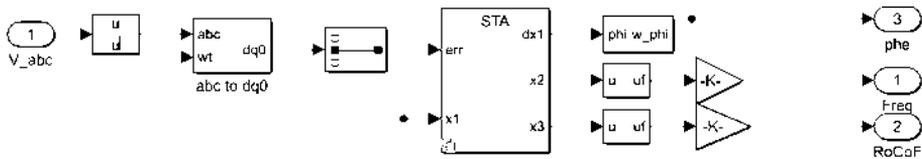


Figura 4.5: Bloque del SRF-PLL implementado en Matlab/Simulink.

Por lo que, el control del STA-PLL recibe las señales de voltaje en el marco de referencia abc tomadas desde el PCC (V_abc en la Figura 4.5). Estas señales, posteriormente pasan por un bloque de normalización para obtener un valor ≤ 1 . Ya con las señales normalizadas, ahora se hace el cambio de marco de referencia para pasar de abc a $\alpha\beta$, y posteriormente pasar de $\alpha\beta$ a $dq0$ (bloque etiquetado como abc to $dq0$). Así, con las señales en el marco de referencia dq solamente se toma la señal en el eje q , esto debido a que esta señal contiene la información del error, como anteriormente se menciona [1, 20]. Ahora bien, dentro del bloque etiquetado como STA se realiza la derivación del error para obte-

ner la frecuencia angular, la frecuencia y el RoCoF, respectivamente. Cabe mencionar, que también se colocan algunos filtros para eliminar el ruido en las señales y tener una mejor estimación de las variables. También se colocan unas ganancias para pasar la frecuencia angular de rad/s a Hz .

Por otra parte, el segundo lazo de control de la Figura 4.3, corresponde al control de inercia virtual y se muestra en la Figura 4.6, el cual se diseña mediante el modelo representado por (3.7). En este control se proponen los valores de K_p y K_D de acuerdo a lo que proporcione una respuesta más adecuada al desbalance de carga aplicado. Además, se define el valor de la frecuencia a la cual se desea que se mantenga, para este caso se selecciona de $60 Hz$, la cual pasa por un punto de resta, donde se hace la diferencia entre esta frecuencia de referencia y la frecuencia estimada por el STA, lo que sale de esta diferencia se multiplica por el K_p propuesto y lo que se obtiene a la salida se suma con el ajuste del RoCoF.

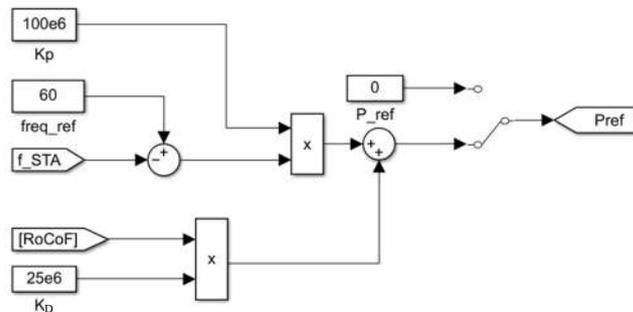


Figura 4.6: Control de inercia virtual implementado en Matlab/Simulink.

Para la parte del RoCoF obtenido mediante el STA, este se multiplica por el valor de K_D propuesto. Aquí, se recomienda que el valor de K_D sea pequeño para que no amplifique el error. Este resultado se suma con el ajuste de la frecuencia, para finalmente obtener el valor de la potencia de referencia, el cual se usa para calcular las corrientes de referencia, como se explica en el siguiente apartado. Se observa que, para lo mostrado en la Figura 4.6 el control de inercia se encuentra activado.

Por último, para el bloque del VSC de la Figura 4.2, se utiliza el modelo controlado por las corrientes del sistema, tal y como se explica en el Capítulo anterior. Entonces,

una vez que se obtiene la potencia de referencia mediante el bloque de inercia virtual, se calculan las corrientes i_{dref} y i_{qref} como en (2.34) y (2.35), respectivamente. Es importante mencionar que, en este trabajo solamente se maneja la inyección de potencia activa, por lo que la potencia reactiva se mantiene siempre en un valor de cero.

Así, la Figura 4.7 muestra el tercer lazo de control mostrado en la Figura 4.3, el cual consta de tres segmentos de control importantes para el control del VSC, donde el primer segmento es el que se ilustra en la Figura 4.7 a) y es para realizar el cambio de marco de referencia de abc a $dq0$ tanto para las señales de voltaje como para las corrientes. Así, con las señales en el marco de referencia $dq0$ y la señal de potencia de referencia dada por el control de inercia virtual, se procede al cálculo de las corrientes.

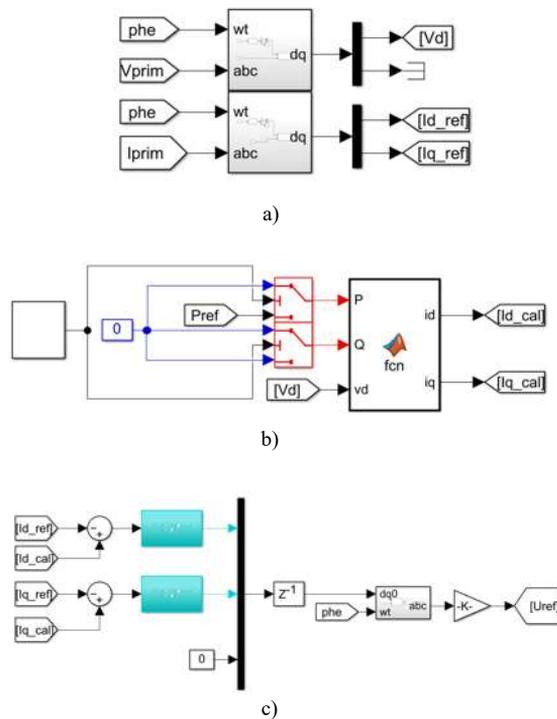


Figura 4.7: Control del VSC implementado en Matlab/Simulink. a) Cambio de marco de referencia abc a dq . b) Cálculo de i_{d_cal} y i_{q_cal} . c) Lazo de control de corriente en dq para la apertura/cierre de los interruptores del VSC.

La Figura 4.7 b) muestra el segundo segmento, este es la implementación de (2.34) y (2.35) para el cálculo de las corrientes. Este bloque es conformado por un bloque que cambia de estado al mismo tiempo que se aplica el desbalance. Además, de que se mantie-

ne en un valor de cero (0), por lo que no se hace un cálculo de corriente. Cuando cambia de estado, entonces se comienzan a calcular las corrientes mediante (2.34) y (2.35), que están en la función de simulink etiquetada como *fcn*, la cual recibe la potencia de referencia obtenida con el control de inercia virtual y el voltaje en directa (V_d). Lo que entrega la función son las corrientes I_{d_cal} e I_{q_cal} , las cuales son usadas en el siguiente apartado del control.

La Figura 4.7 c) corresponde al último bloque/segmento de control, donde se reciben las corrientes de referencia que pasan por un producto suma con las corrientes que se calculan, con lo cual se realiza el ajuste que se necesita para la inyección de potencia. Lo que se obtiene de este producto suma pasa por un control PI y es el bloque que se muestra de color azul, este bloque se implementa tal y como se ilustra en las Figuras. 2.4 y 2.5 del Capítulo 2. Finalmente, se hace la transformación del marco de referencia $dq0$ al marco de referencia abc y así hacer el ajuste de apertura y cierre de los interruptores del VSC.

Una vez descritos los distintos bloques que conforman tanto el control para la provisión de inercia virtual, así como los correspondientes controles para el VSC, se procede con la validación de los resultados. Para esto, al sistema de un solo BESS a nodo infinito de la Figura 4.2 se le aplica un aumento de carga de 50 MW en $t = 10$ s en el nodo etiquetado como BG2 de la Figura 4.2, permaneciendo así hasta terminar la simulación de 50 s.

La Figura 4.8 muestra la respuesta de la frecuencia del sistema ante el aumento de carga cuando no se tiene activo el control de inercia y cuando se tiene activo. Así, la línea discontinua de color azul muestra el comportamiento del sistema cuando no se tiene activo el control de inercia virtual, en el cual se puede observar que a los 10 s que se aplica la falla, la frecuencia cae de un valor de 60 Hz a un valor de 59.5 Hz.

Por otro lado, la línea continúa de la Figura 4.8 ilustra la respuesta de la frecuencia cuando se tiene activo el control de inercia virtual, donde es evidente la efectividad del control para la provisión de inercia virtual a través del BESS, donde se observa que la frecuencia cae de 60 Hz a un valor de 59.7 Hz, teniendo así una reducción del 40% en el nadir.

El valor de la reducción del nadir se obtiene implementado la siguiente fórmula

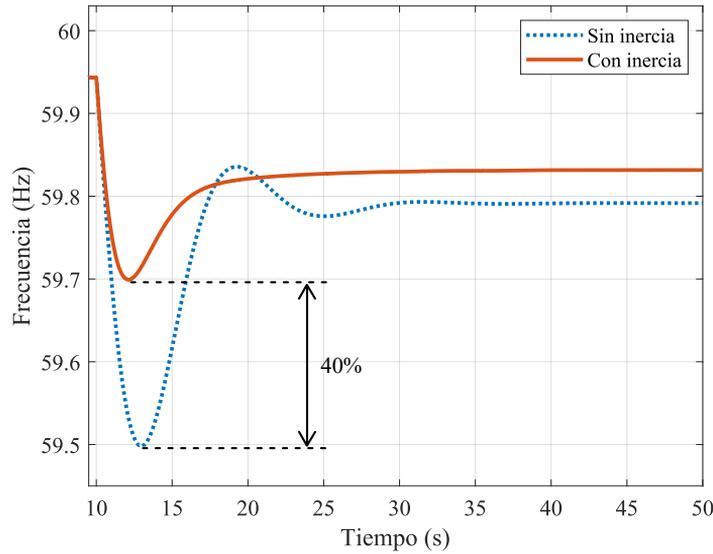


Figura 4.8: Frecuencia del sistema de un solo BESS a nodo infinito con y sin control de inercia virtual.

matemática [12],

$$\%nadir = \left(1 - \frac{f_{nom} - \Delta_2}{f_{nom} - \Delta_1}\right) * 100 \quad (4.1)$$

donde f_{nom} es la frecuencia nominal del sistema, es decir, 60 Hz, Δ_1 es el punto más bajo que alcanza la señal de frecuencia cuando no se tiene control y Δ_2 es el punto más bajo que alcanza la señal de frecuencia cuando se tiene activo el control de inercia virtual.

Ahora bien, es importante destacar que para este caso de estudio solo se implementaron los lazos de control encerrados con línea discontinua de color roja y línea discontinua de color azul de la Figura 2.1, esto debido a que se utiliza un solo BESS como inyección de potencia infinita, esto con la finalidad de comprobar el funcionamiento de ambos lazos de control.

La Figura 4.9 muestra la respuesta de la potencia activa estimada por el control de inercia virtual, es decir, P_{ref} de (3.7).

Como se observa en la Figura 4.6 se tienen dos estados, cuando se tiene una potencia de referencia igual a cero ($P_{ref} = 0$), lo cual significa que no se tiene inyección de potencia activa, es decir, el control de inercia virtual está desactivado, tal y como se muestra en la Figura 4.9 en línea discontinua de color azul, donde se observa que a lo largo de

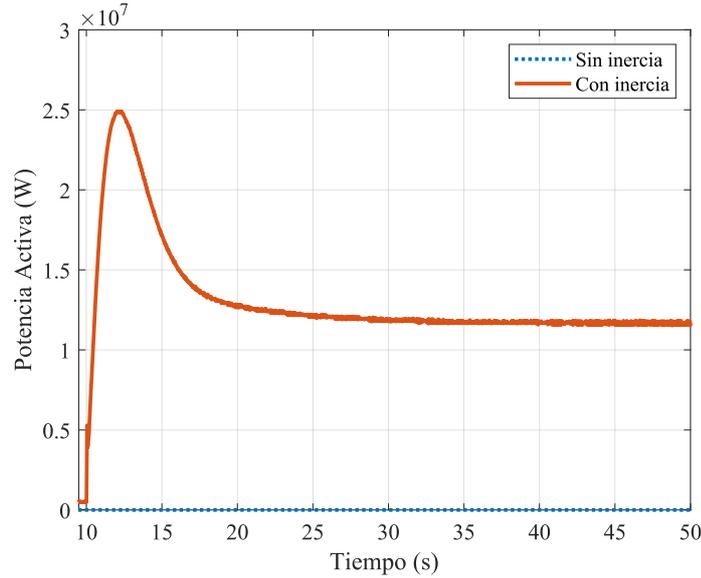


Figura 4.9: Potencia activa estimada, P_{ref} , debida al control de inercia virtual para el sistema de un solo BESS a nodo infinito.

la simulación se mantiene en cero la potencia.

Por otro lado, cuando se tiene activo el control de inercia virtual, la potencia activa estimada P_{ref} dada por (3.7) comienza a actuar, esto cuando se presenta el aumento de carga a los 10 s. Así, las mediciones de voltaje y corriente tomadas del punto de acoplamiento común (PCC), comienzan a ser medidas y enviadas a los lazos de control. El primer lazo de control que recibe las señales de voltaje tomadas desde el PCC es el STA (ver Figura 4.5), el cual está estimando la fase, la frecuencia y el RoCoF en cada instante de la simulación. Con la información proporcionada por el STA ahora se pasa al siguiente lazo de control, que es el control de inercia virtual (ver Figura 4.6), cuando en este lazo de control existe una diferencia entre la frecuencia de referencia y la frecuencia estimada por el STA, se hace el ajuste con la ganancia K_p , de igual manera con la parte del RoCoF, éste se ajusta con la ganancia K_D , y así, lo que se obtiene a la salida de este lazo de control es la potencia activa estimada, P_{ref} , que se usa como referencia en el siguiente lazo de control. En este siguiente lazo de control, la potencia activa estimada que se usa como referencia entra al bloque para el cálculo de las corrientes de referencia (ver Figura 4.7 b)), la cual se utiliza para el lazo de control del VSC que a su vez se utiliza para controlar la apertura o

cierre de los interruptores del VSC y así controlar la inyección de la potencia activa a la red.

Por esta razón, en el momento en que suscita el aumento de carga a los 10 s, se detecta una variación en la señal de frecuencia estimada por el STA, por lo que comienza la inyección de potencia activa estimada por el control de inercia virtual de manera instantánea, llegando a tener un pico máximo de inyección de 25 MW, disminuyendo lentamente a un valor aproximado de 12.5 MW, ayudando con este valor a la pronta recuperación del sistema ante el disturbio, en este caso, un aumento de carga.

Para corroborar el efecto del control de inercia virtual propuesto, la Figura 4.10 muestra la respuesta de la potencia activa en el nodo infinito, esta medición se toma del nodo BG2 (ver Figura 4.2). Así, cuando el control de inercia virtual está desconectado (línea discontinua de color azul), se observa que el nodo infinito está alimentando toda la potencia que se demanda, manteniéndose así en un valor constante de potencia activa de aproximadamente 728 MW a lo largo de la simulación.

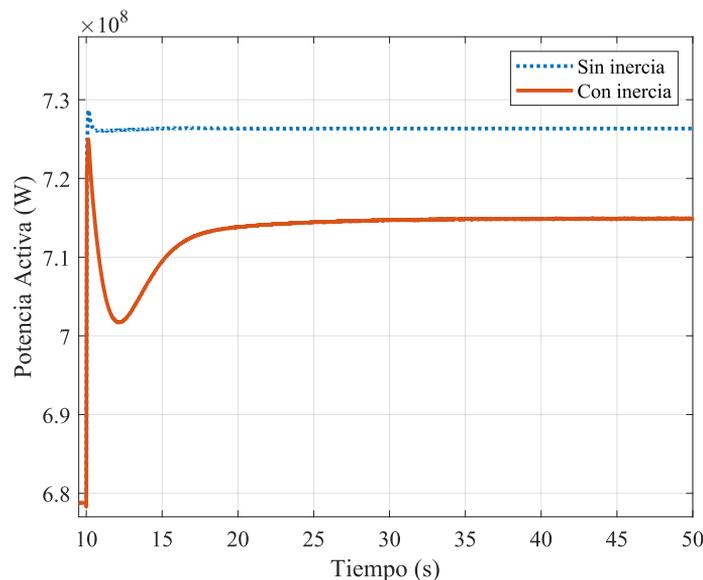


Figura 4.10: Potencia activa de la red para el sistema de un solo BESS a nodo infinito.

Por otro lado, se observa en la Figura 4.10 el efecto en la red debido a la inyección de potencia activa estimada por medio del control de inercia virtual, por lo que cuando se

suscita el aumento de carga, la potencia activa de la red denotada por la línea continua de color rojo, ahora tiene un pico máximo de aproximadamente 728 MW antes de activarse el control de inercia propuesto. Una vez se activa el control, se observa como se empieza a inyectar la potencia activa desde el control de inercia virtual, donde al inicio del aumento de carga se tiene la mayor inyección de potencia activa dada por parte del control de inercia virtual y el control del VSC, con lo que se logra una disminución de potencia hacia la red. Una vez que se estabiliza la inyección de potencia activa, se tiene un valor aproximado de 715.5 MW, este valor es el resultado de la diferencia principal de potencia activa en el bus infinito menos la potencia activa que esta inyectando el conjunto de los lazos de control de inercia virtual y el control del VSC.

Por lo tanto, los resultados obtenidos corroboran la efectividad de la metodología propuesta para la provisión de inercia virtual y de esta manera, recuperar de manera rápida la estabilidad de frecuencia en la red.

4.3. Sistema Kundur de dos áreas con un solo BESS

Para este caso de estudio, se implementa el sistema Kundur de dos áreas [29], el cual consta de dos áreas similares interconectadas por dos líneas de transmisión. Cada área consta de 2 generadores, cada uno con un límite de operación de 900 MVA y 20 kV. También, este sistema consta de 11 nodos. Los parámetros de simulación utilizados son los que se muestran en la Tabla C.2 y los parámetros de los generadores síncronos son los que se muestran en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Parámetros de los generadores síncronos para el sistema Kundur de dos áreas [4].

$x_d = 1.8$ pu	$T'_{d0} = 8$ pu
$x'_d = 0.9$ pu	$T''_{d0} = 0.03$ pu
$x''_d = 0.25$ pu	$T_{q0} = 0.4$ pu
$x_q = 1.7$ pu	$T'_{q0} = 0.5$ pu
$x'_q = 0.55$ pu	$V_{L-L} = 20$ kV
$x''_q = 0.25$ pu	$f_n = 60$ Hz
$x_l = 0.025$ pu	$H_1 = H_2 = 6.5$ s
$R_s = 0.0025$ pu	$H_3 = H_4 = 6.175$ s
$S = 900$ MVA	

Para corroborar la efectividad de la propuesta, al sistema Kundur de dos áreas original [29] se le conecta un BESS en el nodo 9 del área 2, tal y como se muestra en la Figura 4.11. Así, en $t = 1.5$ s se aplica un aumento de carga de 1750 MW en el nodo 9, con el objetivo de reducir la frecuencia en el sistema y así proveer de inercia virtual mediante el control propuesto y mejorar la estabilidad en la frecuencia. Cabe mencionar, que de igual manera que en el caso de estudio anterior, solo se utilizan los lazos de control encerrados con línea discontinua de color rojo y color azul (ver Figura. 2.1).

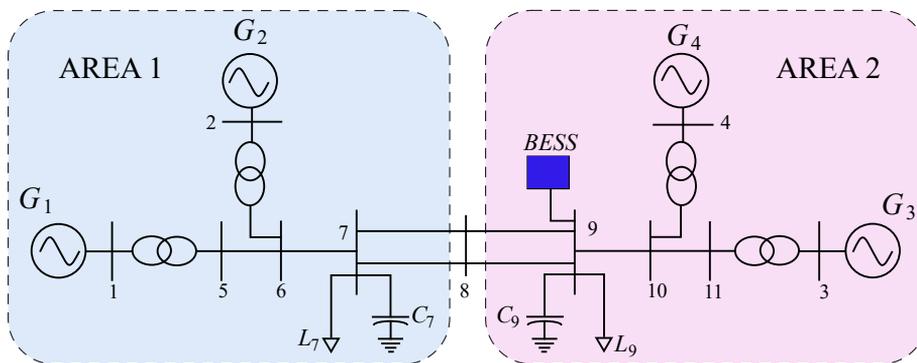


Figura 4.11: Sistema Kundur de dos áreas con un BESS conectado al nodo 9.

Así, la respuesta de la frecuencia ante el aumento de carga se ilustra en la Figura 4.12 y cuya medición se toma del nodo 9. La línea discontinua de color azul corresponde a la respuesta de la frecuencia cuando no se tiene activo el control de inercia virtual, donde se puede apreciar como la frecuencia cae, alcanzando un valor mínimo en el nadir de aproximadamente 59.89 Hz y como la inercia natural de las máquinas logran recuperar la estabilidad de frecuencia, llegando así a una frecuencia de 59.93 Hz en un tiempo aproximado de 4.5 s.

Por otro lado, la línea continua de color rojo en la Figura 4.12, representa la respuesta de la frecuencia cuando se aplica el cambio de carga y se tiene activo el control de inercia virtual propuesto. Se puede apreciar que cuando se aplica el aumento de carga en el sistema, la frecuencia alcanza un valor mínimo de nadir de 59.90 Hz, también se puede apreciar que el sobre-impulso que se tiene es mayor comparada al que se tiene cuando no esta activo el control de inercia virtual. Por otro lado, se puede observar que la frecuencia

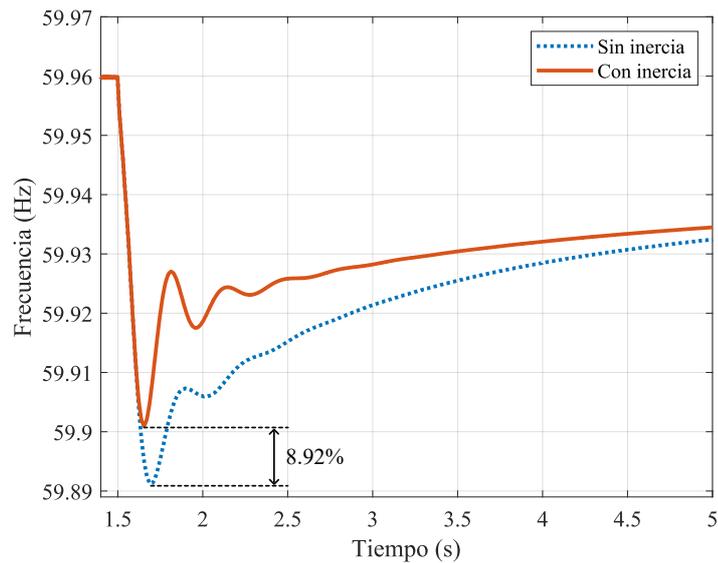


Figura 4.12: Frecuencia del sistema Kundur de dos áreas con un BESS conectado al nodo 9.

se recupera en menos tiempo, alrededor de 2 s una vez activado el control de inercia, regresando a un valor de 59.93 Hz en comparación a cuando no se tiene el control de inercia virtual. La reducción del nadir con el control de inercia virtual es de 8.9236%, la cual se obtiene mediante (4.1).

La Figura 4.13 muestra el comportamiento de las frecuencias para los 4 generadores. Se puede apreciar que los generadores 1 y 2, los cuales se encuentran ubicados en el área 1 y por lo tanto muy lejanos al lugar donde ocurre el aumento de carga, no tienen una gran variación en la frecuencia. Así, las Figuras 4.13 a) y 4.13 b) se puede apreciar que cuando no se tiene activado el control de inercia virtual propuesto (línea discontinua de color azul), se tiene un RoCoF bajo, lo cual impacta en que la frecuencia no oscile tanto, al contrario de cuando se tiene activo el control de inercia virtual (línea continua de color rojo), donde se tiene un RoCoF alto y una señal de frecuencia con más oscilaciones. Aún así, es importante notar que a diferencia del escenario donde no se tiene el control activo, la señal de frecuencia tiene una menor caída y un tiempo de recuperación mayor.

Para los generadores 3 y 4, la Figura 4.13 c) ilustra la repuesta de la frecuencia del generador 3, el cual se encuentra ubicado en el área 2 y por lo tanto, más cerca del

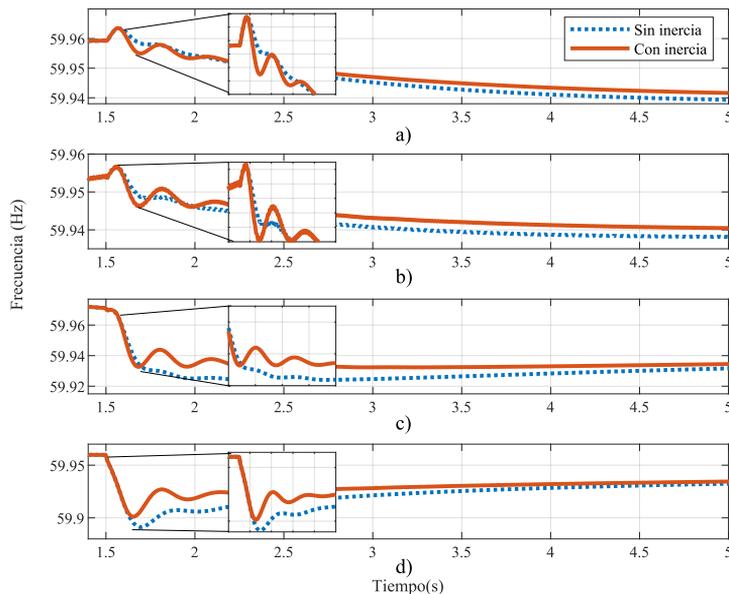


Figura 4.13: Señales de frecuencia para cada generador del sistema Kundur de dos áreas con un solo BESS conectado al nodo 9. a) Generador 1, área 1. b) Generador 2, área 1. c) Generador 3, área 2. d) Generador 4, área 2.

lugar donde se aplica el aumento de carga. Se puede apreciar, que la caída de la frecuencia es mayor en comparación a los generadores del área 1. Para el caso cuando no se tiene activo el control de inercia virtual (línea discontinua de color azul), se tiene un RoCoF bajo pero con una mayor disminución en el valor de la frecuencia. Por otro lado, cuando se tiene activo el control de inercia virtual, la señal de frecuencia para este generador tiene un RoCoF un tanto más alto en comparación a cuando no se tiene activo el control, pero la caída de la frecuencia es menor a cuando no se tiene.

Finalmente, la Figura 4.13 d) muestra la respuesta de la frecuencia del generador 4, este es el generador que se encuentra ubicado más cerca al lugar del aumento de carga, por lo cual es que se ve más afectado. Como se logra apreciar en la Figura 4.13 d), con y sin el control de inercia virtual el valor del RoCoF es el mismo, pero existe una gran diferencia y ésta es la reducción del nadir cuando se tiene activo el control de inercia en comparación a cuando no se tiene activo, además de que se tiene un tiempo de recuperación más rápido hacia un valor más estable.

La Figura 4.14 ilustra la inyección de potencia activa estimada la cual es provista

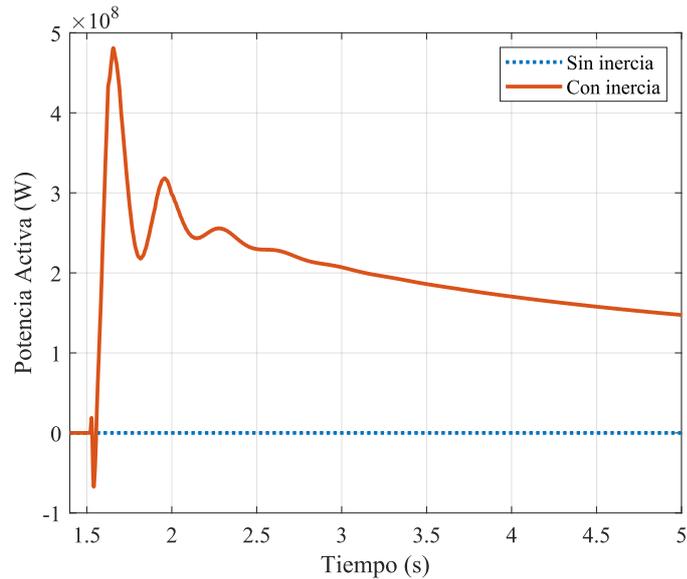


Figura 4.14: Potencia activa estimada, P_{ref} , por el control de inercia virtual para el sistema Kundur de dos áreas con un BESS conectado al nodo 9.

por el conjunto de lazos de control, BESS y control de inercia virtual al momento del aumento de carga. El primer estado que se analiza es cuando se tiene una potencia de referencia igual a cero ($P_{ref} = 0$, sin control), es decir, no se tiene una provisión de inercia virtual o en otras palabras, no se tiene una extracción de energía de las baterías para la inyección de potencia activa a la red.

Para el siguiente estado, es decir, cuando ya se tiene una $P_{ref} \neq 0$, lo cual indica que la estimación de la frecuencia, el RoCoF y la potencia de referencia se utilizan para la provisión de inercia virtual al sistema (se activa el control de inercia propuesto), la Figura 4.14 muestra con línea continua la respuesta de la inyección de potencia activa estimada provista por el control de inercia virtual, esto, cuando se realiza el aumento de carga en $t = 1.5$ s. Este cambio es detectado como una caída en la frecuencia, el cual se puede ver reflejado en la frecuencia que estima el STA y por ende, existiendo una diferencia de frecuencia entre la frecuencia de referencia ($freq_{ref}$) y la frecuencia estimada por el STA (f_{STA}) de la Figura 4.6. Por lo que, al existir esta diferencia en las frecuencias se tiene una estimación de potencia de referencia (P_{ref}), la cual se usa para calcular las corrientes que son necesarias para el lazo de control del VSC, las cuales ayudan en la apertura y

cierre de los interruptores del mismo y así tener el control de cuanta energía es extraída de las baterías. Ahora bien, el comportamiento del conjunto de los lazos de control es el siguiente, se tiene un pico máximo de inyección de potencia activa de aproximadamente 480 MW, conforme avanza la simulación, la potencia activa inyectada por el BESS es menor, esta disminución de inyección de potencia activa por parte del BESS a lo largo de la simulación es debido a que los controles primarios o secundarios de los generadores síncronos convencionales entran en operación. Por otro lado, una de las grandes ventajas del control de inercia virtual es que tiene una acción de respuesta en los primeros segundos cuando ocurre la falla. Finalmente, alcanzando así un valor final de provisión de potencia activa de aproximadamente 147 MW.

4.4. Sistema Kundur de dos áreas con un solo BESS más la acción del Agregador

Como se menciona en el Capítulo 3, Sección 3.5, el agregador sirve como un intermediario entre cada control LQG y el número total de BESSs por área. Además, el agregador también incorpora rutinas para calcular el ajuste de la inyección de potencia activa y reactiva de los BESSs hacia la red, reduciendo así el uso de las baterías. Ahora, para corroborar la efectividad del agregador ante un disturbio en la red eléctrica, al caso de estudio del sistema Kundur de 2 áreas con un BESS conectado al nodo 9 de la Figura 4.11, nuevamente se implementa, pero ahora incluyendo la acción del agregador. Es importante mencionar, que para este caso de estudio y el siguiente, se implementa en su totalidad toda la arquitectura de control propuesta en la Figura 2.1 para mejorar la respuesta del sistema, esto es, se utilizan los tres lazos de control.

De lo anterior, es importante tener en cuenta que para los dos casos de estudio anteriores, solamente se utilizaron dos de los tres lazos de control de la Figura 2.1, por ende, cuando solo se usan estos dos lazos de control, la potencia de referencia P_{ref} se envía directamente al control del BESS. Ahora, para los casos de estudio donde se implementa el agregador, la potencia de referencia P_{ref} , dada por el control de inercia virtual propuesto, pasa primero por el agente de agregación para llevar a cabo los cálculos adecuados y así

absorber/pedir la inyección de potencia activa del BESS, lo cual dependerá de su nivel de carga actual.

Así, la Figura 4.15 muestra la respuesta de la frecuencia ante el mismo aumento de carga del caso anterior, es decir, un aumento de carga de 1750 MW aplicado en $t = 1.5$ s. Como se puede apreciar, la respuesta del sistema sin el control de inercia virtual, es la misma que la presentada en la Figura 4.12, donde se tiene el valor más bajo de frecuencia (nadir), en 59.89 Hz.

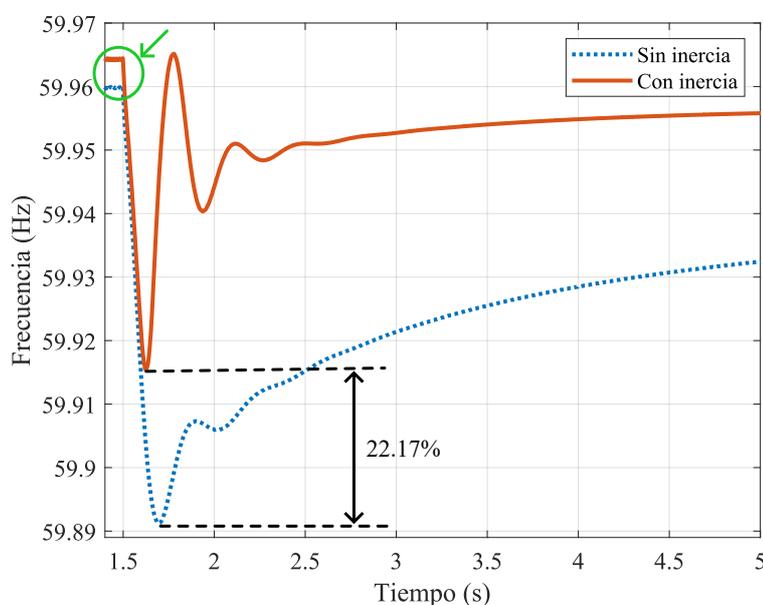


Figura 4.15: Respuesta de la frecuencia con la acción del BESS y del agregador en conjunto para el sistema Kundur de dos áreas con un solo BESS conectado al nodo 9 y acción del agregador.

Por lo tanto, la nueva respuesta del sistema cuando se tiene activo el control completo para la provisión de inercia virtual propuesto en esta tesis, se indica por la línea continua de la Figura 4.15, donde lo primero que se observa es de que al inicio de la simulación, el valor de la frecuencia aumenta 4.4 mHz , tal y como se indica en el círculo de color verde, esto en comparación con la señal de frecuencia cuando no se tiene activado el control de inercia virtual. Este aumento en la frecuencia es debido a que el agente de agregación tiene ajustados los valores de capacidad máxima de inyección de potencia y el

valor inicial de SOC (ver Apéndice C, Tabla C.3), el cual también mejora el RoCoF. Además, con el control activo de inercia virtual, se tiene un nadir de 59.9154 Hz, teniendo así una reducción del nadir de 22.171%. Otro aspecto importante a destacar es de que, también se tiene un sobre-impulso mayor y más oscilaciones en comparación de cuando no se tiene el control activo, resaltando también que el tiempo de recuperación de la señal de frecuencia se alcanza en 2.5 s, pasando el valor de la frecuencia de 59.93 Hz sin control a un valor de 59.95 Hz con control.

Las Figuras 4.16 a) y 4.16 b) ilustran el comportamiento de las señales de frecuencia de los generadores 1 y 2, donde se puede observar que la frecuencia de estos dos generadores también presentan el aumento de 4.4 mHz al inicio de la simulación, lo cual representa en una gran ventaja, ya que gracias al conjunto de los controles propuestos en este trabajo se logra incrementar la inercia en el sistema. Este aumento de la inercia en el sistema se ve reflejado al momento en el que ocurre la falla, ya que las señales de frecuencia no se ven tan afectadas cuando se tiene el control activo, como se ilustra en las señales de frecuencia representadas por las líneas continuas de la Figura 4.16. Como se menciona anteriormente, estas señales de frecuencia al momento de que ocurre una falla y los controles entran en acción, las señales de frecuencia tienen unas pequeñas oscilaciones, donde el tiempo de estabilización es menor a 1 s, posterior a eso, las señales de frecuencia vuelven a su valor de 59.96 Hz.

Por otro lado, en la Figura 4.16 c) se muestra la repuesta de la frecuencia del generador 3, el cual se encuentra ubicado en el área 2, más cerca del lugar donde se aplica el aumento de carga y como se puede apreciar, la caída de la frecuencia es mayor en comparación a los generadores del área 1. Así, para el caso cuando no se tiene activo el control de inercia virtual (línea discontinua), se tiene una mayor disminución en el valor de la frecuencia. Por otro lado, cuando se tiene activo el control de inercia virtual (línea continua), la señal de frecuencia para este generador tiene una caída de frecuencia menor a cuando no se tiene el control activo. Otro aspecto importante a resaltar, es de que el RoCoF de esta señal es bajo en comparación a cuando no se tiene activo el control de inercia virtual, así como también se tiene que resaltar, que el tiempo de respuesta del control es muy rápida, así como también el tiempo de recuperación de la frecuencia.

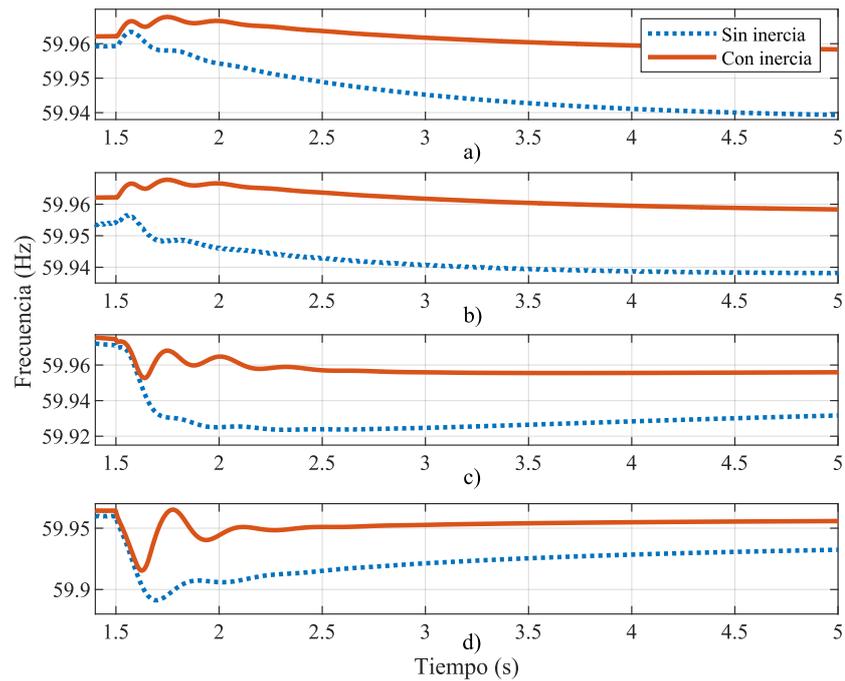


Figura 4.16: Señales de frecuencia para cada generador del sistema Kundur de dos áreas con un solo BESS conectado al nodo 9 y acción del agregador. a) Generador 1, área 1. b) Generador 2, área 1. c) Generador 3, área 2. d) Generador 4, área 2

Finalmente, la Figura 4.16 d) muestra la respuesta de la frecuencia del generador 4, este es el generador que se encuentra ubicado más cerca al lugar de ocurrencia del aumento de carga, por lo cual es que se ve más afectado. Como se logra apreciar en la Figura 4.16 d), sin el control de inercia virtual el valor del RoCoF es bajo en comparación a cuando se tiene activo el control de inercia virtual, existiendo algunas diferencias, por ejemplo, la reducción del nadir, el tiempo de acción del control, el tiempo de recuperación de la frecuencia después del desbalance de carga cuando se tiene activo el control de inercia en comparación a cuando no se tiene activo.

4.5. Sistema Kundur de dos áreas equipado con 3 BESSs y agregador

En la Sección 4.4 se muestra la respuesta de la acción del BESS más la acción del agregador, donde se obtiene una mejor respuesta en la señal de frecuencia y un tiempo de recuperación más corto cuando se aplica el aumento de carga en el sistema. Además, para este caso de estudio se realiza el aumento de carga de 1750 MW en el nodo 9 del área 2, ver Figura 4.11.

Así, para el presente caso de estudio, además de tener el aumento de carga de 1750 MW, se agrega el sistema de distribución desbalanceado IEEE de 13 nodos, cuyo diagrama unifilar es el que se muestra en la Figura 4.17. Es importante mencionar que, para el caso de estudio se le hicieron modificaciones al sistema IEEE de 13 nodos original, donde se quita el nodo oscilante y se mantiene cerrado el interruptor que va del nodo 692 al nodo 671.

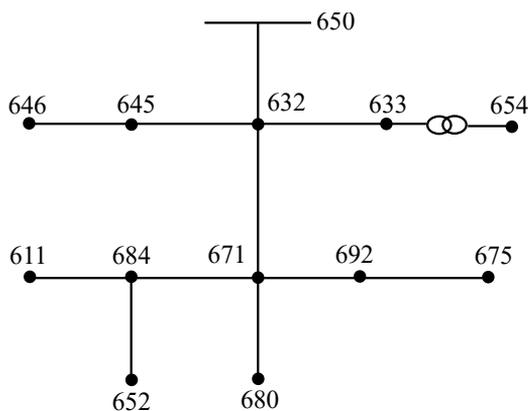


Figura 4.17: Diagrama unifilar del sistema de distribución desbalanceado IEEE de 13 nodos.

Otro punto importante a destacar, es de que el nodo 650 es el que se conecta al transformador elevador y posteriormente se conecta al nodo 7 del sistema Kundur [35] ubicado en el área 1. Así, este caso de estudio contempla la acción de agregación y 3 BESSs, dos de ellos colocados en el nodo 7 que se encuentra ubicado en el área 1; y el otro colocado en el nodo 9 ubicado en el área 2, quedando en un nuevo sistema Kundur de 2 áreas, tal y como se muestra en la Figura 4.18.

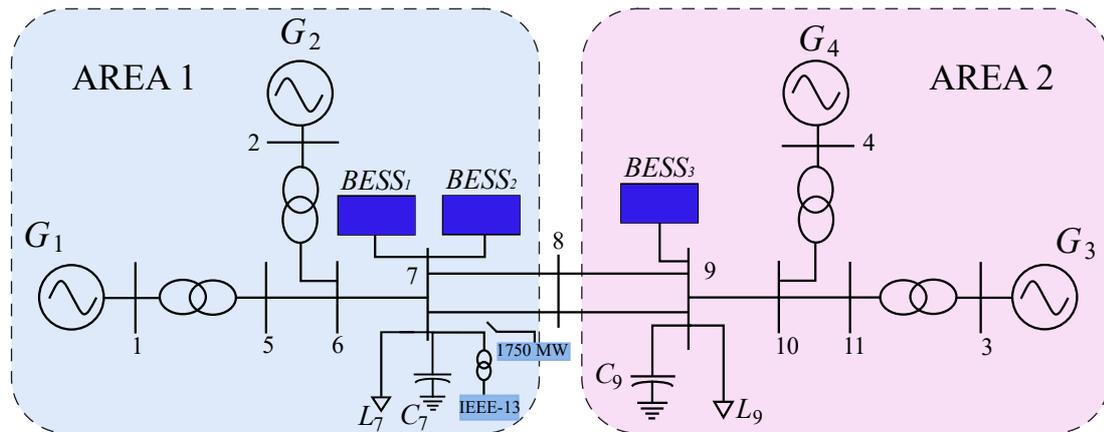


Figura 4.18: Sistema Kundur de dos áreas equipado con 3 BESSs y agregador.

Para el desbalance de potencia, se mantiene conectado el sistema de distribución IEEE-13 nodos desde el inicio de la simulación, posteriormente en el segundo 10 de la simulación, se coloca el aumento de carga de 1750 MW y este se mantiene hasta el final de la simulación.

La Figura 4.19 muestra la respuesta de la frecuencia del generador síncrono 2, esto debido a que el aumento de carga se coloca en el área donde está conectado este generador y por ende, las señales de frecuencia de esta área se ven más afectadas.

Así, en línea discontinua de color azul de la Figura 4.19, se muestra la respuesta de la frecuencia sin el control de inercia virtual, esto indica que no se tiene una potencia de referencia ($P_{ref} = 0$) para el funcionamiento del agregador. Sin el control de inercia virtual activo, la frecuencia alcanza un valor mínimo (nadir) de 59.8651 Hz , después de llegar a su valor mínimo de frecuencia, el sistema trata de recuperarse, teniendo así un sobre-impulso grande, para posteriormente oscilar un par de ciclos más y así, finalmente llegar a un valor de frecuencia estable en el segundo 14 de la simulación.

Por otro lado, la línea continua de color rojo de la Figura 4.19, se ilustra la respuesta del mismo generador síncrono, pero ahora con la inyección de potencia activa, es decir, con una $P_{ref} \neq 0$. Además, como se puede observar en la Figura 4.19, cuando se tiene activo el control para la inyección de potencia activa, mediante el conjunto de lazos de control propuestos en este trabajo (ver Figura 2.1), se puede observar como el conjunto

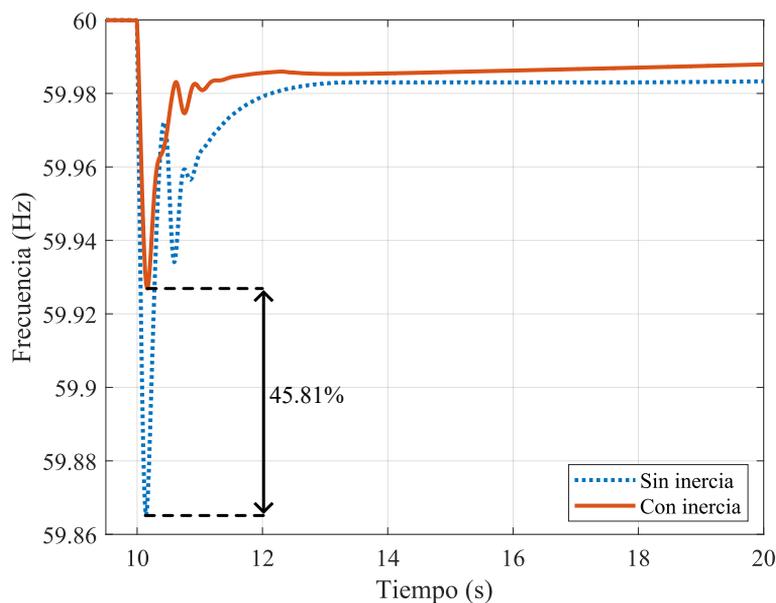


Figura 4.19: Medición de frecuencia en el generador 2 para el sistema Kundur de dos áreas equipado con 3 BESSs y agregador, con y sin control de inercia virtual.

del funcionamiento de éstos ayuda a mejorar la respuesta de la señal de frecuencia, la cual alcanza un valor mínimo de frecuencia (nadir) de 59.9269 Hz , teniendo así una mejora en la reducción del nadir del 45.8117% .

Otras características de mejora que se pueden observar en la respuesta de la frecuencia gracias a los lazos de control propuestos, es la mejora en el RoCoF, en comparación a la señal de frecuencia que no tiene el control activo, esta nueva señal tiene una pequeña pero notoria diferencia en el RoCoF, donde la implementación de los lazos de control ayuda a tener un mayor inercia en el sistema, haciendo que el RoCoF baje. También hay que resaltar que se tiene una disminución en los sobre-impulsos en comparación a cuando no se tiene activo el control de inercia virtual. Finalmente, se observa que después de las oscilaciones del sobre-impulso la señal de frecuencia se mantiene en un valor estable de aproximadamente 58.98 Hz , donde el tiempo de estabilización de la señal se alcanza al segundo 12 de simulación.

En la Figura 4.20, se muestran las respuestas de la frecuencia de todos los generadores, para este caso y a diferencia de los casos anteriores, los generadores 1 y 2 que se

encuentran ubicados en el área 1 se ven más afectados debido al aumento de carga conectada en esta misma área. Sin embargo, se debe resaltar que la respuesta de la frecuencia de ambos GS es muy buena, esto debido a la acción en conjunto de los lazos de control propuestos en esta tesis (ver Figura 2.1), la acción de agregación para identificar las características del sistema en cada paso de simulación, para así tener una eficiente inyección de potencia activa, la cual es extraída del sistema de baterías basados en convertidores de potencia (BESSs), sumado a esto, la correcta estimación de la frecuencia gracias al STA para estimar la potencia de referencia que es necesaria al momento de que ocurre el desbalance. A continuación, se analiza la respuesta de las señales de frecuencia de cada uno de los generadores, donde la respuesta para el generador 2 de la Figura 4.20 b) es la misma que la ya presentada en la Figura 4.19 y cuyo análisis ya se realizó.

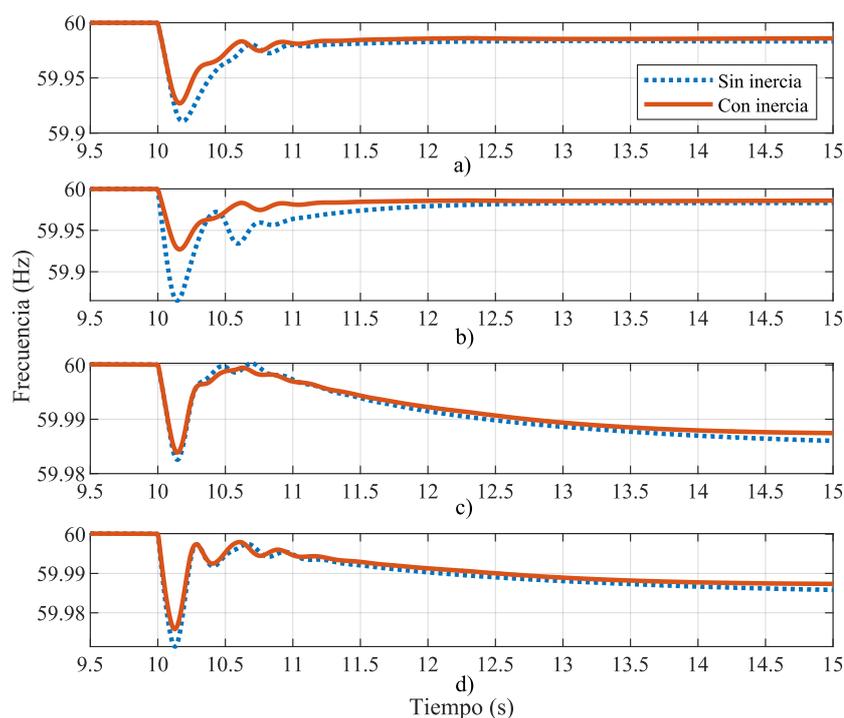


Figura 4.20: Mediciones de frecuencia en todos los generadores del sistema Kundur de dos áreas equipado con 3 BESSs y agregador. a) Generador 1, área 1. b) Generador 2, área 1. c) Generador 3, área 2. d) Generador 4, área 2.

Así, la Figura 4.20 a) muestra la respuesta de la frecuencia del generador 1, donde el primer caso que se analiza es cuando no se tiene activo el control (línea discontinua).

Se logra apreciar que la frecuencia en estado estable está en 60 Hz, cuando se aplica el aumento de carga en el segundo 10, se logra apreciar que el valor de la frecuencia cae, alcanzando el mínimo valor de frecuencia (nadir) aproximadamente en 59.92 Hz, después, la respuesta de los controles de las máquinas y la propia inercia de todo el sistema comienzan a recuperar el valor de la frecuencia, teniendo pequeños sobre-impulsos para posteriormente llegar a la estabilidad. Para el segundo caso, se analiza la respuesta del sistema cuando se tiene activo el control para inyección de potencia activa (línea continua), donde al principio de la simulación, la frecuencia en este generador está en un valor de 60 Hz, cuando ocurre la falla se puede apreciar que la señal de frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.94 Hz aproximadamente, teniendo así una reducción en el nadir del 18.1411 %, también se tiene un tiempo de recuperación menor en comparación a cuando no se tiene activo el control.

En la Figura 4.20 c) se muestra la repuesta de la frecuencia del generador 3, el cual se encuentra ubicado en el área 2, más alejado del lugar donde se aplicó el desbalance de carga, como se puede apreciar cuando no se tiene activado el control (línea discontinua), por lo que, la caída de frecuencia es menor alcanzando un valor de 59.97 Hz aproximadamente, en comparación a los generadores del área 1. Después de alcanzar su punto más bajo de frecuencia, el sistema trata de volver a su valor de frecuencia nominal, teniendo así un par de sobre-impulsos para así ir disminuyendo éstos en unos cuantos ciclos y posteriormente alcanzar la estabilidad. Por otro lado, cuando se tiene activo el control de inercia virtual (línea continua), la medición de frecuencia en este generador muestra una caída menor en *mHz* a cuando no se tiene el control, por lo que se tiene una reducción en el nadir del 8 %. También se puede apreciar que el RoCoF se reduce un poco en comparación a cuando no se tiene activo el control, además de que los transitorios o sobre-impulsos son más suaves en comparación a cuando no se tiene activo el control.

Finalmente, la Figura 4.20 d) muestra la respuesta de la frecuencia del generador 4, este es el generador que se encuentra ubicado lejos del lugar de ocurrencia del desbalance de carga, sin embargo, este se ve un poco más afectado que el GS 3. Como se logra apreciar en la Figura 4.20 d), cuando se tiene desactivado el control (línea discontinua), la caída en la frecuencia es de 1 Hz aproximadamente. Por otro lado, el valor del RoCoF es

alto en comparación a la señal del otro generador que se encuentra ubicado en la misma área, donde también hay que destacar que se tiene un sobre-impulso mayor que en la señal anterior. Posteriormente, la señal oscila hasta alcanzar su valor estable. El siguiente estado es cuando se tiene activa la inyección de potencia a través del conjunto de lazos de control propuestos (línea continua), donde lo primero que se puede apreciar es la reducción en la caída de frecuencia, la cual es menor a cuando no se tiene activo el control para la inyección de potencia, teniendo así una reducción en el nadir del 15.3846%. Después de alcanzar su punto más bajo, el sistema trata de volver a su valor de frecuencia nominal teniendo así un par de sobre-impulsos para así ir disminuyendo éstos en un par de ciclos para posteriormente alcanzar la estabilidad.

Por último y con el objetivo de corroborar la efectividad de la metodología propuesta para el control de inercia virtual, la Figura 4.21 muestra con línea continua de color azul la respuesta de la potencia cuando no se tiene activo el control de inercia virtual, en otras palabras, cuando la potencia activa de referencia es cero, ($P_{ref} = 0$) a lo largo de la simulación.

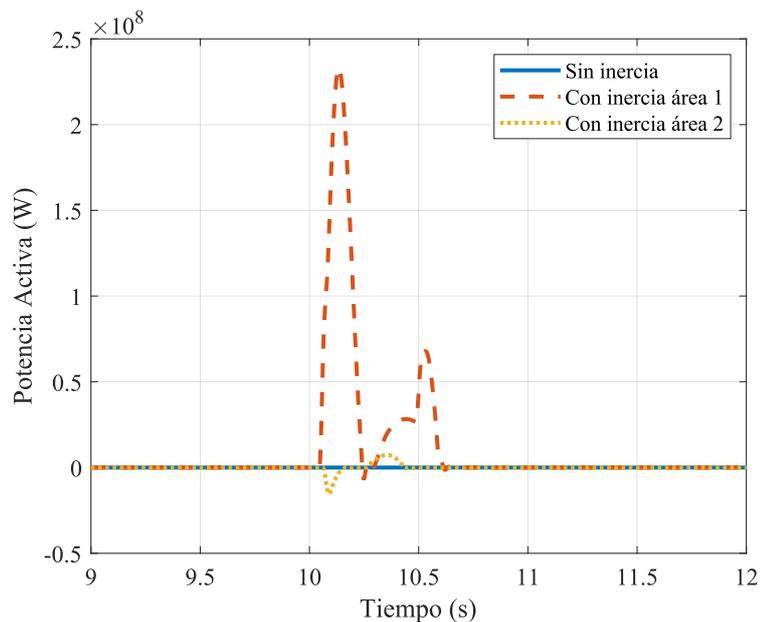


Figura 4.21: Potencia activa estimada, P_{ref} , por el control de inercia virtual para el sistema Kundur de dos áreas equipado con 3 BESSs y agregador.

Por otro lado, en línea discontinua de color rojo, la Figura 4.21 muestra la inyección de potencia activa dada en el área 1, donde esta medición de potencia se toma a la salida de la acción de agregación. Se observa que en esta área, la estimación de potencia activa es mayor, ya que aquí es donde ocurre el desbalance de carga, teniendo un primer pico de inyección de potencia activa de aproximadamente 2332.33 MW y el segundo pico de inyección de potencia de 66.93 MW , posterior a eso, ya no fue necesario la inyección de más potencia activa, ya que el sistema ya ha alcanzado su estabilidad por lo que la acción de agregación solo permite la extracción justa y requerida de potencia activa de las baterías hacia la red. Nótese que lo anterior no sucede en los casos cuando no se tiene la acción de agregación, es decir, en los casos anteriores es necesaria la inyección de potencia hasta el final de la simulación, como se puede apreciar en la Figura 4.14, ya que se tienen de la misma manera, picos de inyección de potencia, pero nunca para la inyección de potencia al sistema, en otras palabras, las baterías siempre están aportando potencia, lo cual, en un caso real esto es imposible, ya que las baterías eventualmente tienden a descargarse.

Finalmente, con línea punteada de color amarillo, la Figura 4.21 ilustra la estimación de potencia activa dada en el área 2, de igual manera que la estimación de potencia en el área 1, esta medición se toma a la salida de la acción de agregación. La estimación de potencia activa en esta área es menor porque solo se tiene conectado un BESS en esta área, por esta razón, la inyección de potencia es menor y el pico máximo de inyección de potencia activa dada en esta área es de aproximadamente 73.38 MW .

En resumen, la acción de agregación es muy evidente para este último caso de estudio, ya que con su correcto diseño y sus reglas lógicas, permite solo la extracción de potencia activa necesaria de las baterías, esto con la finalidad de mantener el ciclo de vida útil de las baterías. Finalmente, el conjunto de todos los lazos de control sirven como un sistema que auxilia al sistema eléctrico tradicional en caso de ocurrencia de una falla o un desbalance de carga, teniendo un tiempo de respuesta rápido para sobre llevar el evento.

4.6. Sistema Kundur de dos áreas modificado, 3 generadores síncronos y 1 IBR, equipado con 3 BESSs y acción de agregación

Para esta Sección, se realiza una modificación al sistema Kundur de dos áreas anterior. El área 1 de este sistema se mantiene igual que en la Sección 4.5. El ajuste se hace en el área 2, como se muestra en la Figura 4.22, donde se remueve el generador 3 (G_3), anteriormente conectado al nodo 3, quedando únicamente el generador 4 (G_4) conectado al nodo 10. Así, en el nodo 9 se conecta un sistema conformado por inversores (IBR, del inglés Inverter-based resource), esto con la finalidad de reducir la inercia y comprobar la eficiencia de los lazos de control propuestos en esta tesis.

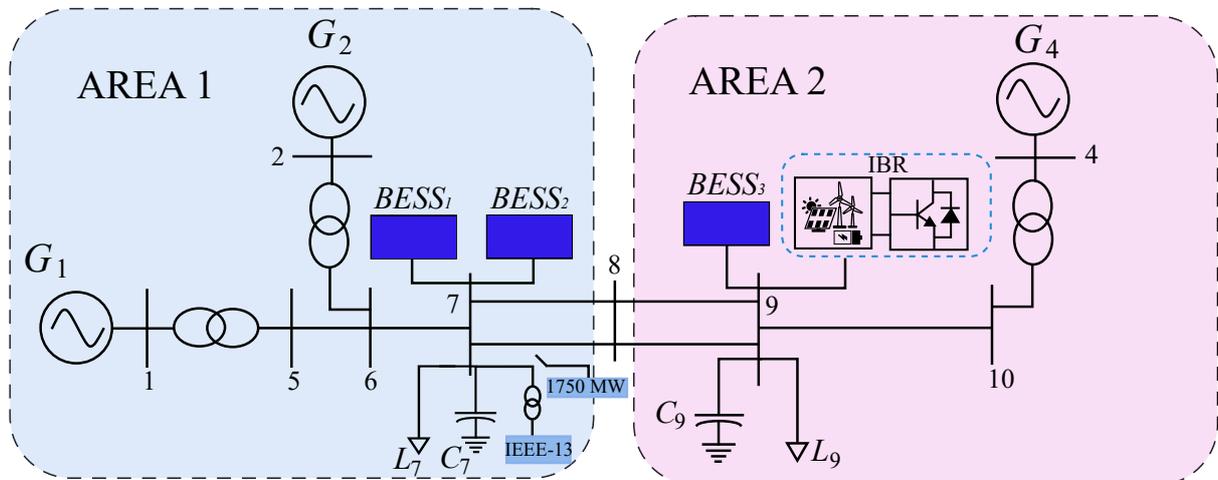


Figura 4.22: Diagrama unifilar del sistema Kundur con 3 generadores y un IBR.

Retomando de la Sección 4.5 el desbalance de potencia, el sistema de distribución IEEE-13 nodos se mantiene conectado desde el inicio de la simulación, posteriormente en el segundo 12 de la simulación, se coloca el aumento de carga de 1750 MW y éste se mantiene hasta el final de la simulación.

La Figura 4.23 muestra la respuesta de la frecuencia del generador síncrono 2, esto, debido a que el aumento de carga se coloca en el área donde está conectado este generador y por ende, las señales de frecuencia de esta área se ven más afectadas. En comparación al caso anterior, donde se tenían los 4 generadores conectados, la respuesta

de la señal de frecuencia tiene menos oscilaciones.

Así, en línea discontinua de color azul de la Figura 4.23, se muestra la respuesta de la frecuencia sin el control de inercia virtual, esto indica que no se tiene una potencia de referencia ($P_{ref} = 0$) para el funcionamiento del agregador. Sin el control de inercia virtual activo, la frecuencia alcanza un valor mínimo (nadir) de 59.8764 Hz, después de llegar a su valor mínimo de frecuencia, el sistema trata de recuperarse, teniendo así una serie de oscilaciones, hasta finalmente llegar a un valor de frecuencia estable.

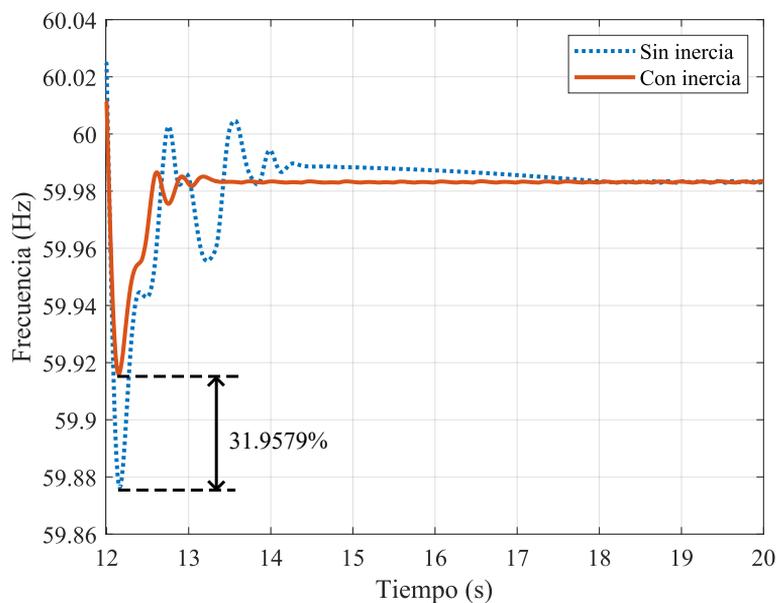


Figura 4.23: Medición de frecuencia en el generador 2 para el sistema Kundur de dos áreas modificado, 3 generadores síncronos y 1 IBR, equipado con 3 BESSs y agregador, con y sin control de inercia virtual.

Por otro lado, la línea continua de color rojo de la Figura 4.23, muestra la respuesta del mismo generador síncrono, pero ahora con la inyección de potencia activa, es decir, con una $P_{ref} \neq 0$. Además, como se puede observar en la Figura 4.23, cuando se tiene activo el control para la inyección de potencia activa, mediante el conjunto de lazos de control propuestos en este trabajo (ver Figura 2.1), se puede observar como el conjunto del funcionamiento de éstos ayuda a mejorar la respuesta de la señal de frecuencia, la cual alcanza un valor mínimo de frecuencia (nadir) de 59.9159 Hz, teniendo así una mejora en

la reducción del nadir del 31.9579%.

También hay que resaltar que se tiene una disminución en los sobre-impulsos en comparación a cuando no se tiene activo el control de inercia virtual. Además, se observa que las oscilaciones son menores con respecto a cuando no se tiene activo el control. Finalmente, la señal de frecuencia se mantiene en un valor estable de aproximadamente 58.98 Hz, donde el tiempo de estabilización de la señal se alcanza al segundo 13 de simulación.

Las Figuras 4.24 a) y b) representan los generadores 1 y 2 que se encuentran ubicados en el área 1 del sistema Kundur. La Figura 4.25 c) representa la señal de frecuencia del generador 4, del área 2, mientras que, la Figura 4.25 d) representa la señal de frecuencia estimada por el STA del sistema basado en inversores (IBR).

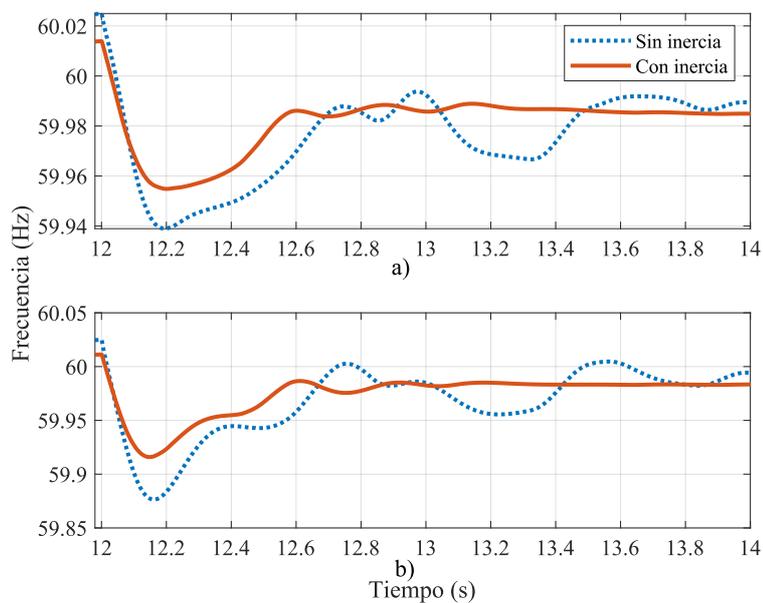


Figura 4.24: Medición de frecuencia en el sistema Kundur de dos áreas modificado, 3 generadores síncronos y 1 IBR, equipado con 3 BESSs y agregador. a) Generador 1, área 1. b) Generador 2, área 1.

La Figura 4.24 a) muestra la respuesta de la frecuencia del generador 1, donde el primer caso que se analiza es cuando no se tiene activo el control (línea discontinua). Se aprecia que la frecuencia en estado estable está alrededor de 60 Hz, cuando se aplica el aumento de carga en el segundo 12, se observa que el valor de la frecuencia cae, alcan-

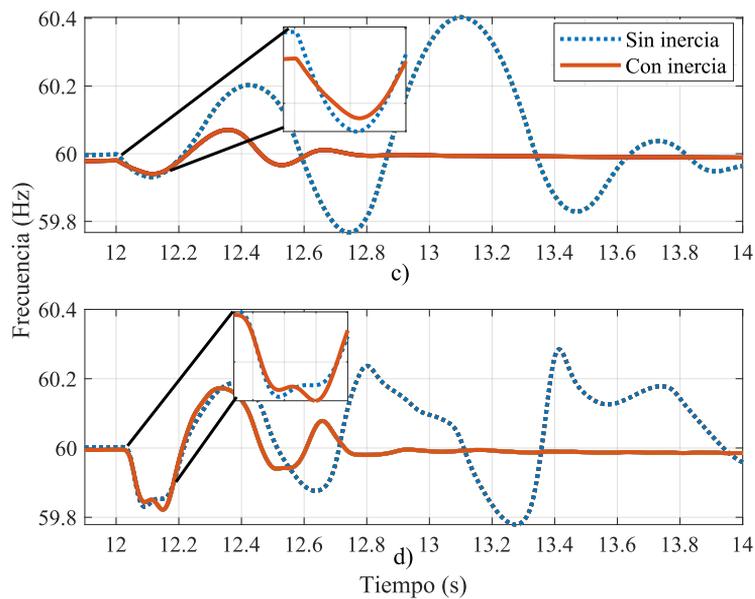


Figura 4.25: Medición de frecuencia en el sistema Kundur de dos áreas modificado, 3 generadores síncronos y 1 IBR, equipado con 3 BESSs y agregador. c) Generador 4, área 2 d) Frecuencia estimada por el STA del IBR, área 2.

zando el mínimo valor de frecuencia (nadir) aproximadamente en 59.93 Hz, después, la respuesta de los controles de las máquinas y la propia inercia de todo el sistema comienzan a recuperar el valor de la frecuencia, teniendo oscilaciones, para posteriormente, llegar a la estabilidad. Para el segundo caso, se analiza la respuesta del sistema cuando se tiene activo el control para inyección de potencia activa (línea continua), al principio de la simulación, la frecuencia en este generador está en un valor cercano a 60 Hz, cuando ocurre la falla, se puede apreciar que la señal de frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.95 Hz aproximadamente, teniendo así, un tiempo de recuperación menor en comparación a cuando no se tiene activo el control, además, de presentar menos oscilaciones al llegar al estado estable.

En la Figura 4.25 c), se muestra la repuesta de la frecuencia del generador 4, el cual se encuentra ubicado en el área 2 y más alejado del lugar donde se aplica el desbalance de carga, además, se encuentra muy cerca del IBR, el cual carece de inercia; por lo que la respuesta de la frecuencia de este generador se ve más afectada en comparación a los

generadores 1 y 2. Como se aprecia en la Figura 4.25 c), cuando no se tiene activo el control (línea discontinua), se puede apreciar en el acercamiento, que la frecuencia cae a un valor de 59.9312 Hz. Después de llegar al punto más bajo de frecuencia, el sistema trata de recuperarse con la inercia mecánica de los generadores síncronos, pero nótese que al faltar uno generador, el sistema tiende a oscilar más que cuando se tienen los 4 generadores síncronos conectados (véase la Figura 4.20).

Por otro lado, cuando se tiene activo el control de inercia virtual (línea continua), la medición de frecuencia en este generador muestra una caída menor, alcanzando un valor mínimo de nadir de 59.94 Hz, por lo que se tiene una reducción en el nadir del 12.7907%. También, se puede apreciar que el RoCoF se reduce en comparación a cuando no se tiene activo el control, lo cual indica que cuando se tiene activo el control de inercia virtual, este ayuda a que se tenga una frecuencia con alta inercia, además de que los transitorios o sobre-impulsos son menores y tiene un tiempo de estabilización menor, en comparación a cuando no se tiene activo el control.

Finalmente, la Figura 4.25 d) muestra la respuesta de la frecuencia estimada por el STA del IBR, como se logra apreciar, cuando se tiene desactivado el control (línea discontinua), la caída en la frecuencia es de 59.8301 Hz aproximadamente. Para este caso, la frecuencia medida en el IBR es la que alcanza un valor menor en comparación al resto de los generadores, esto debido a que estos sistemas basados en convertidores electrónicos carecen de inercia. Por otro lado, después de alcanzar el punto más bajo de la frecuencia, el sistema trata de estabilizarse. De esta misma Figura 4.25 d), se puede apreciar que las oscilaciones son grandes, así como las del generador 4. El siguiente estado, es cuando se tiene activa la inyección de potencia a través del conjunto de lazos de control propuestos (línea continua), donde lo primero que se puede apreciar, es la reducción en la caída de frecuencia, la cual es menor a cuando no se tiene activo el control para la inyección de potencia. Para este caso, la reducción del nadir es casi nula, ya que aumenta 1 mHz con respecto a cuando no se tiene activo el control, pero lo que si tiene una mejora visible, son las oscilaciones post-falla, las oscilaciones tienen una duración de dos ciclos, posteriormente la señal llega a la estabilidad.

Por último, y con el objetivo de corroborar la efectividad de la metodología pro-

puesta para el control de inercia virtual, para este caso de estudio del sistema Kundur de dos áreas modificado, la Figura 4.26 muestra con línea continua la respuesta de la potencia cuando no se tiene activo el control de inercia virtual, en otras palabras, cuando la potencia activa de referencia es cero, ($P_{ref} = 0$) a lo largo de la simulación.

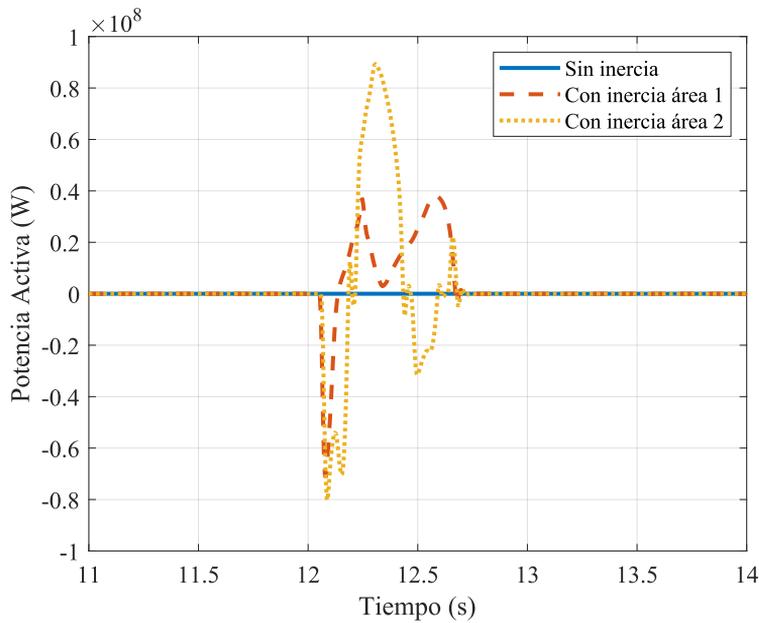


Figura 4.26: Potencia activa estimada, P_{ref} , por el control de inercia virtual para el sistema Kundur de dos áreas modificado, 3 generadores síncronos y 1 IBR, equipado con 3 BESSs y agregador.

Por otro lado, en línea discontinua de color rojo, la Figura 4.26 muestra la inyección de potencia activa dada en el área 1, donde esta medición de potencia se toma a la salida de la acción de agregación. Se observa que en esta área, la estimación de potencia activa es mayor, ya que aquí es donde ocurre el desbalance de carga, teniendo un primer pico de inyección de potencia activa de aproximadamente 36.98 MW, y un segundo pico de inyección de potencia de 38.03 MW. Posterior a eso, ya no se inyecta más potencia activa, ya que el sistema alcanza su estabilidad, por lo que la acción de agregación sólo permite la extracción justa y requerida de potencia activa de las baterías hacia la red.

Finalmente, con línea punteada de color amarillo, la Figura 4.26 ilustra la estimación de potencia activa dada en el área 2, de igual manera que la estimación de potencia

en el área 1, esta medición se toma a la salida de la acción de agregación. La estimación de potencia activa en esta área es mayor en comparación al caso propuesto en la Sección 4.5, esto debido a que se tiene un mayor requerimiento en potencia debido a la ausencia de G_3 . Lo que se puede apreciar es que, la inyección de potencia no se realiza de inmediato cuando ocurre la falla, se empieza a estimar la inyección de potencia cuando la frecuencia alcanza su punto más bajo (nadir), esta estimación de potencia activa tiene 3 picos de inyección, el primero alcanzando un valor de 12.42 MW, el segundo, el cual es el que inyecta más potencia, es de 89.31 MW, si se observa la Figura 4.25 d), es el primer impulso que tiene la señal de frecuencia después del nadir. Así, el tercer pico de inyección de potencia es de aproximadamente 22.15 MW.

Para finalizar, se vuelve a comprobar la efectividad del conjunto de lazos de control para la inyección de potencia activa, al momento de que ocurre un desbalance de carga. En este caso fue más evidente el requerimiento de inyección de potencia activa en el área 2, debido a la sustitución de G_3 por el IBR. Se deben destacar varios beneficios de tener un control de provisión de inercia, ya que si bien, para estos casos de estudio, la pendiente del RoCoF fue muy parecida con y sin control de inercia virtual, el control de inercia virtual ayuda a que el nadir no caiga, también ayuda a que el tiempo de recuperación del sistema sea menor en comparación a cuando no se tiene un control de provisión de inercia.

Capítulo 5

Conclusiones generales y trabajos futuros

5.1. Conclusiones Generales

Esta tesis presenta una metodología de control que aplica el algoritmo Super-Twisting (STA) para la estimación de la frecuencia y provisión de inercia virtual en redes eléctricas con alta penetración de generación distribuida. Se propone la implementación de un esquema de control jerárquico, en el que los sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) desempeñan un papel fundamental en la regulación de la frecuencia de la red, maximizando la estabilidad del sistema eléctrico ante variaciones súbitas de carga o generación.

Los resultados obtenidos a partir de los casos de estudio evaluados, permiten concluir que el esquema de control propuesto es efectivo para regular la frecuencia en redes eléctricas. Se analizan diferentes escenarios de prueba, incluyendo un sistema con un solo BESS conectado a un nodo infinito y el sistema Kundur de dos áreas, con distintas configuraciones de almacenamiento y agregación de potencia.

En el caso de un único BESS a nodo infinito, el controlador basado en STA logra mejorar la respuesta transitoria de la frecuencia, reduciendo significativamente las oscilaciones tras un incremento abrupto de carga.

Para el sistema Kundur de dos áreas, la integración del agregador y el control óptimo LQG permiten optimizar la inyección de potencia de los BESS, obteniendo una reducción efectiva del nadir de frecuencia de hasta un 45.81 %.

La implementación del esquema propuesto al sistema Kundur con tres BESSs y el agregador, demuestra como se incrementa la estabilidad en la red, confirmando la escalabilidad y robustez del enfoque propuesto.

Para el caso de estudio donde se sustituye G3 por un IBR del sistema Kundur de dos áreas; el sistema de agregación, el control LQG y el control de inercia virtual, logran en conjunto que el sistema tenga una reducción del nadir del 31.958 %, aunado a la reducción del nadir, el conjunto de lazos de control ayudan a reducir las oscilaciones, a mejorar la estabilidad de la frecuencia y acelerar el tiempo de recuperación del sistema.

Si bien los resultados validan la eficacia del algoritmo STA y la agregación de potencia en la provisión de inercia virtual, el estudio se encuentra limitado a simulaciones en un entorno de pruebas específico. La variabilidad de las condiciones operativas en sistemas eléctricos reales puede influir en la respuesta del esquema de control, lo que sugiere la necesidad de evaluaciones adicionales en plataformas experimentales a mayor escala.

El enfoque propuesto contribuye al desarrollo de estrategias de control avanzadas para redes con alta penetración de generación renovable, proporcionando una solución viable para mitigar los efectos negativos de la reducción de inercia en sistemas modernos. Los resultados obtenidos en esta tesis, confirman que la provisión de inercia virtual mediante STA y agregación de potencia es una estrategia efectiva y escalable, con potencial para mejorar la estabilidad y confiabilidad de las redes eléctricas modernas.

5.2. Trabajos Futuros

Como posibles trabajos futuros se tienen los siguientes:

1. Validación experimental en plataformas de hardware-in-the-loop (HIL) para evaluar el desempeño del esquema en escenarios más realistas.
2. Realizar un algoritmo/metodología para calcular las constantes K_P y K_D del control

de inercia virtual.

3. Extensión del modelo de control para su aplicación en redes eléctricas con mayor número de BESS, considerando restricciones de comunicación y sincronización.
4. Implementar la metodología de provisión de inercia virtual para el control de oscilaciones electromecánicas en sistemas de potencia.
5. Análisis de la integración del esquema en sistemas híbridos que combinen almacenamiento en baterías con generación renovable.

Apéndice A

Transformada de Clark y Park

Se presenta la transformación matemática de Clark y Park, estas transformaciones son usadas en el análisis de sistemas eléctricos trifásicos. La transformada de Clark y Park se usan para reducir la complejidad de los modelos matemáticos de los sistemas de control para los inversores trifásicos [5]. Considere la siguiente función senoidal trifásica balanceada [6]:

$$\begin{aligned}x_a(t) &= \hat{x} \cos(\omega t + \theta_0) \\x_b(t) &= \hat{x} \cos\left(\omega t + \theta_0 - \frac{2\pi}{3}\right) \\x_c(t) &= \hat{x} \cos\left(\omega t + \theta_0 - \frac{4\pi}{3}\right)\end{aligned}\tag{A.1}$$

donde \hat{x} , θ_0 y ω son la magnitud, el ángulo de fase inicial y la frecuencia angular de la función, respectivamente [6]. Para la función senoidal (A.1) el fasor es definido como [6]:

$$\vec{x}(t) = \frac{2}{3} \left[x_a(t)e^{j0} + x_b(t)e^{j\frac{2\pi}{3}} + x_c(t)e^{j\frac{4\pi}{3}} \right]\tag{A.2}$$

Sustituyendo por x_{abc} de (A.1) en (A.2) y usando las identidades $\cos\theta = \frac{1}{2}(e^{j\theta} + e^{-j\theta})$ y $e^{j0} + e^{j\frac{2\pi}{3}} + e^{j\frac{4\pi}{3}} \equiv 0$, se obtiene [6]:

$$\vec{x}(t) = (\hat{x}e^{j\theta_0})e^{j\omega t} = \bar{x}e^{j\omega t}\tag{A.3}$$

donde $\bar{x} = \hat{x}e^{j\theta_0}$ el complejo \bar{x} puede ser representado por un vector en el plano complejo.

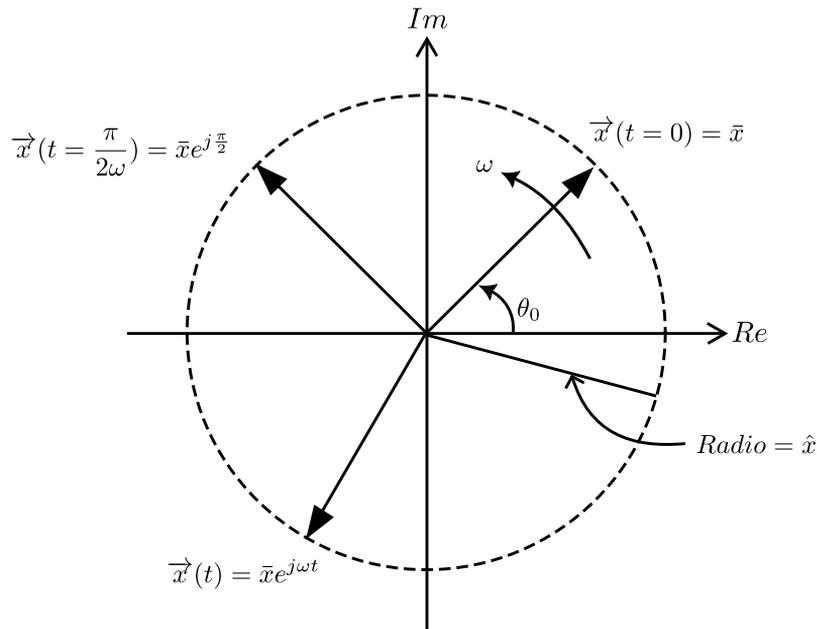


Figura A.1: Representación fasorial en el plano complejo.

Si \hat{x} es una constante, el vector es análogo al fasor convencional que se utiliza para analizar circuitos lineales en condiciones sinusoidales de estado estable y la punta de \bar{x} se mueve a lo largo de la circunferencia de un círculo centrado en el origen del plano complejo (Figura A.1). Basado en (A.3), el fasor $\vec{x}(t)$ es el mismo fasor \bar{x} que gira en sentido contrario a las manecillas del reloj con velocidad angular ω . Cabe señalar que $\vec{x}(x)$ conserva la forma expresada por (A.3) incluso si \hat{x} no es una constante; si \hat{x} es una función del tiempo, el fasor correspondiente \bar{x} también es una función del tiempo de valor complejo [6].

A.1. Transformada directa de Clark

La transformada de Clark permite reducir la ft complejidad del sistema de ecuaciones que representa a un sistema trifásico. La transformada de Clark también conocida como transformada α, β , es una transformación matemática que permite transformar un sistema tridimensional ya sea de corriente o voltaje a un sistema bidimensional representado por las magnitudes x_α y x_β , usando un marco de referencia estacionario (plano

cartesiano).

Un sistema trifásico balanceado puede ser descrito como se representa en (A.1), y puede ser descrito como un fasor expresado en coordenadas polares como [5]:

$$\vec{X} = \frac{2}{3} \left[\vec{X}_a e^{j0^\circ} + \vec{X}_b e^{j120^\circ} + \vec{X}_c e^{j240^\circ} \right] \quad (\text{A.4})$$

donde \vec{X} es el fasor que representa el sistema trifásico, \vec{X}_a , \vec{X}_b y \vec{X}_c corresponde a las magnitudes de cada una de las fases del sistema trifásico. También en esta expresión fasorial se satisface $x_a + x_b + x_c \equiv 0$ [5, 6]. La transformación de Clark mapea el fasor \vec{X} del sistema tridimensional al sistema cartesiano, dicho sistema cartesiano se conoce como marco de referencia α , β [5]. El fasor \vec{X} puede ser descompuesto en los componentes del eje real e imaginario, así como se muestra en (A.5) [5]:

$$\vec{X} = \vec{X}_\alpha + j \vec{X}_\beta \quad (\text{A.5})$$

donde \vec{X}_α y \vec{X}_β son las componentes referentes de los ejes α y β de \vec{X} , respectivamente. Sustituyendo (A.5) en (A.4) se obtiene (A.6) [5]:

$$\vec{X}_\alpha + j \vec{X}_\beta = \frac{2}{3} \left[\vec{X}_a e^{j0^\circ} + \vec{X}_b e^{j120^\circ} + \vec{X}_c e^{j240^\circ} \right] \quad (\text{A.6})$$

Descomponiendo el fasor \vec{x} en parte real e imaginaria se obtiene (A.7) [5]:

$$\vec{X}_\alpha + j \vec{X}_\beta = \frac{2}{3} \left[\vec{X}_a (\cos(0^\circ) + j \sin(0^\circ)) + \vec{X}_b (\cos(120^\circ) + j \sin(120^\circ)) + \vec{X}_c (\cos(240^\circ) + j \sin(240^\circ)) \right] \quad (\text{A.7})$$

Resolviendo matemáticamente se obtiene [5]

$$\vec{X}_\alpha + j \vec{X}_\beta = \frac{2}{3} \left[\vec{X}_a - \frac{1}{2} \vec{X}_b + j \frac{\sqrt{3}}{2} \vec{X}_b - \frac{1}{2} \vec{X}_c - j \frac{\sqrt{3}}{2} \vec{X}_c \right] \quad (\text{A.8})$$

Haciendo la descomposición en parte real y parte imaginaria se obtiene (A.9) y (A.10) [5]:

$$\vec{X}_\alpha = \Re \left\{ \vec{X}_\alpha + j \vec{X}_\beta \right\} = \frac{2}{3} \left[\vec{X}_a - \frac{1}{2} \vec{X}_b - \frac{1}{2} \vec{X}_c \right] \quad (\text{A.9})$$

$$\vec{X}_\beta = \Im \left\{ \vec{X}_\alpha + j \vec{X}_\beta \right\} = \frac{2}{3} \left[\frac{\sqrt{3}}{2} \vec{X}_b - \frac{\sqrt{3}}{2} \vec{X}_c \right] \quad (\text{A.10})$$

Las ecuaciones (A.9) y (A.10) se pueden escribir de forma matricial como se muestra en (A.11):

$$\begin{bmatrix} \vec{X}_\alpha \\ \vec{X}_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{X}_a \\ \vec{X}_b \\ \vec{X}_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.11})$$

A.2. Transformada inversa de Clark

La transformada inversa de Clark se puede obtener usando (A.12), (A.13) y (A.14):

$$\vec{X}_a = \Re \left\{ \left[\vec{X}_\alpha + j \vec{X}_\beta \right] e^{-j0^\circ} \right\} \quad (\text{A.12})$$

$$\vec{X}_b = \Re \left\{ \left[\vec{X}_\alpha + j \vec{X}_\beta \right] e^{-j120^\circ} \right\} \quad (\text{A.13})$$

$$\vec{X}_c = \Re \left\{ \left[\vec{X}_\alpha + j \vec{X}_\beta \right] e^{-j240^\circ} \right\} \quad (\text{A.14})$$

Usando la transformada de Euler en (A.15), (A.16) y (A.17), se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$\vec{X}_a = \Re \left\{ \left[\vec{X}_\alpha + j \vec{X}_\beta \right] (\cos(0) - j \sin(0)) \right\} = \vec{X}_\alpha \quad (\text{A.15})$$

$$\vec{X}_b = \Re \left\{ \left[\vec{X}_\alpha + j \vec{X}_\beta \right] (\cos(120^\circ) - j \sin(120^\circ)) \right\} = -\frac{1}{2} \vec{X}_\alpha + \frac{\sqrt{3}}{2} \vec{X}_\beta \quad (\text{A.16})$$

$$\vec{X}_c = \Re \left\{ \left[\vec{X}_\alpha + j \vec{X}_\beta \right] (\cos(240^\circ) - j \sin(240^\circ)) \right\} = -\frac{1}{2} \vec{X}_\alpha - \frac{\sqrt{3}}{2} \vec{X}_\beta \quad (\text{A.17})$$

Las ecuaciones de la transformada inversa de Clark se pueden escribir de forma matricial como (A.18):

$$\begin{bmatrix} \vec{X}_a \\ \vec{X}_b \\ \vec{X}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1/2 & \sqrt{3}/2 \\ -1/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{X}_\alpha \\ \vec{X}_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{A.18})$$

Considerando la Figura A.1 se puede concluir que \vec{X}_α y \vec{X}_β son la proyección de \vec{X} en el eje real y en el eje imaginario, respectivamente. Así, se puede renombrar a los ejes real e imaginario de la Figura A.1 como eje α y eje β , respectivamente, como se muestra en la Figura A.2 [6].

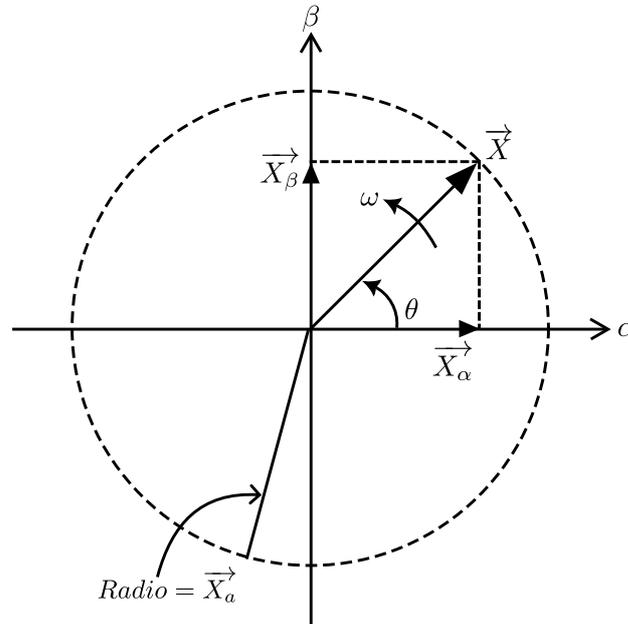


Figura A.2: Representación fasorial en el marco de referencia $\alpha\beta$.

A.3. Transformada directa de Park

La transformada de Park se obtiene mediante la rotación del plano cartesiano a la frecuencia angular del sistema trifásico, operando en un marco de referencia rotatorio. La transformada de Park opera en el sistema cartesiano rotatoria (marco de referencia rotativo) y la transformada de Clark opera mediante un fasor rotatorio.

La transformada de Park permite mapear el sistema bidimensional de magnitudes sinusoidales en el marco $\alpha\beta$ a un sistema de dos magnitudes constantes \vec{X}_d y \vec{X}_q .

Partiendo de la representación de (A.5), se puede representar el sistema al marco de referencia rotatorio

$$\vec{X} = (\vec{X}_d + j\vec{X}_q)e^{j\theta} \quad (\text{A.19})$$

Donde θ contiene la información de la fase del sistema trifásico. Si se igualan (A.5) y (A.19) se obtiene:

$$\vec{X} = \vec{X}_\alpha + j\vec{X}_\beta = (\vec{X}_d + j\vec{X}_q)e^{j\theta} \quad (\text{A.20})$$

$$\vec{X}_d + j\vec{X}_q = e^{-j\theta}(\vec{X}_\alpha + j\vec{X}_\beta) \quad (\text{A.21})$$

Mediante la identidad de Euler se puede deducir que:

$$\vec{X}_d + j\vec{X}_q = (\vec{X}_\alpha + j\vec{X}_\beta)(\cos\theta - j\sin\theta) \quad (\text{A.22})$$

$$\vec{X}_d + j\vec{X}_q = \vec{X}_\alpha \cos\theta - j\vec{X}_\alpha \sin\theta + j\vec{X}_\beta \cos\theta + \vec{X}_\beta \sin\theta \quad (\text{A.23})$$

Descomponiendo en parte real y parte imaginaria de (A.23), permite expresar las componentes \vec{X}_d y \vec{X}_q

$$\vec{X}_d = \Re\{\vec{X}\} = \vec{X}_\alpha \cos\theta + \vec{X}_\beta \sin\theta \quad (\text{A.24})$$

$$\vec{X}_q = \text{Im}\{\vec{X}\} = -\vec{X}_\alpha \sin\theta + \vec{X}_\beta \cos\theta \quad (\text{A.25})$$

De forma matricial se tiene:

$$\begin{bmatrix} \vec{X}_d \\ \vec{X}_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & \sin\theta \\ -\sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{X}_\alpha \\ \vec{X}_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{A.26})$$

A.4. Transformada inversa de Park

Partiendo de (A.19) y usando la identidad de Euler se tiene:

$$\vec{X}_\alpha + j\vec{X}_\beta = (\vec{X}_d + j\vec{X}_q)(\cos\theta + j\sin\theta) \quad (\text{A.27})$$

$$\vec{X}_\alpha + j\vec{X}_\beta = \vec{X}_d \cos\theta + j\vec{X}_d \sin\theta + j\vec{X}_q \cos\theta - \vec{X}_q \sin\theta \quad (\text{A.28})$$

Descomponiendo en parte real y parte imaginaria de (A.27), permite expresar \vec{X}_α y \vec{X}_β :

$$\vec{X}_\alpha = \Re\{\vec{X}\} = \vec{X}_d \cos\theta - \vec{X}_q \sin\theta \quad (\text{A.29})$$

$$\vec{X}_\beta = \text{Im}\{\vec{X}\} = \vec{X}_d \sin\theta + \vec{X}_q \cos\theta \quad (\text{A.30})$$

De forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \vec{X}_\alpha \\ \vec{X}_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ \sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{X}_d \\ \vec{X}_q \end{bmatrix} \quad (\text{A.31})$$

Como se muestra en la Figura A.3 se considera \vec{X} un vector representado por las componentes \vec{X}_d y \vec{X}_q en un sistema de coordenadas que esta rotando por ε con respecto al marco de referencia $\alpha\beta$ [6].

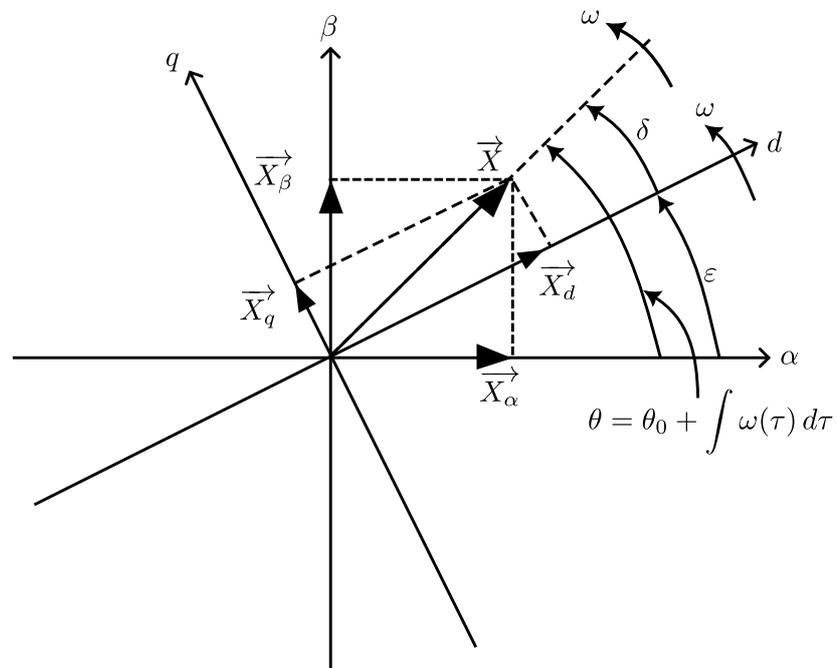


Figura A.3: Representación fasorial en el marco de referencia dq .

Apéndice B

Modelo del VSC trifásico de dos niveles en el marco de referencia $\alpha\beta$

Las ecuaciones (2.1) a (2.3) describen la relación entre la señal de modulación y los voltajes de fase en el lado de CA del VSC trifásico de dos niveles. Con base a estas ecuaciones y aplicando la transformada de Clark (ver Apéndice A ec. (A.8)), se obtiene el sistema en el marco de referencia $\alpha\beta$, como se muestra a continuación:

$$v_{t\alpha} = m_{\alpha} \frac{V_{CD}}{2} \quad (\text{B.1})$$

$$v_{t\beta} = m_{\beta} \frac{V_{CD}}{2} \quad (\text{B.2})$$

De (B.1) y (B.2) se indica que las componentes α y β del voltaje de CA son proporcionales a las componentes α y β de la señal de modulación. La potencia activa y reactiva del VSC se puede expresar en términos de las componentes α y β .

$$P_t = \frac{3}{2} [v_{t\alpha} i_{\alpha} + v_{t\beta} i_{\beta}] \quad (\text{B.3})$$

$$Q_t = \frac{3}{2} [-v_{t\alpha} i_{\beta} + v_{t\beta} i_{\alpha}] \quad (\text{B.4})$$

Apéndice C

Parámetros de simulación

Tabla C.1: Parámetros de simulación para el sistema un solo BESS a nodo infinito [4].

Parámetros del BESS	Valor
Voltaje de la batería de DC	800 V
Voltaje del capacitor de enlace de DC del BESS (C)	3600 μF
Inductor del BESS del lado de la red (L_1)	1.872 $\mu H(x3)$
Transformador elevador del BESS a la red	420 V/230 kV_{rms}
Transformador elevador del nodo infinito a la red	20 kV /230 kV_{rms}
Voltaje nominal de la red	230 kV_{rms}
Voltaje nominal del nodo infinito	20 kV_{rms}
Potencia nominal de la red	900 MVA
Frecuencia nominal de la red	60 Hz

Tabla C.2: Parámetros de simulación para el sistema Kundur 2 áreas [4].

Parámetros del BESS	Valor
Voltaje de la batería de DC	800 V
Voltaje del capacitor de enlace de DC del BESS (C)	3600 μF
Inductor del BESS del lado de la red (L_g)	600 $\mu H(x3)$
Parámetros de control del BESS (K_p y K_i)	$K_p = 1$ y $K_i = 5$
Transformador elevador del lado de la red	420 V/230 kV_{rms}
Voltaje de la red	230 kV_{rms}

Tabla C.3: Capacitada de los sistemas de baterías (BESSs) y condiciones iniciales del SOC [33].

	Área 1		Área 2
No. de BESS	1	2	3
Capacidad Máxima (MVA)	450	450	450
SOC inicial (%)	0.4	0.6	0.4
Temperatura Máxima (°C)	150	150	150
α_i	0.6	0.5	0.6

Referencias

- [1] J. G. Rueda-Escobedo, J. A. Moreno, and J. Schiffer, "Design and tuning of the super-twisting-based synchronous reference frame phase-locked-loop," in 2022 IEEE 61st Conference on Decision and Control (CDC), pp. 4300–4306, 2022.
- [2] U. Tamrakar, D. Shrestha, M. Maharjan, B. P. Bhattarai, T. M. Hansen, and R. Tonkoski, "Virtual inertia: Current trends and future directions," Applied sciences, vol. 7, no. 7, p. 654, 2017.
- [3] P. T. Lanza II, Y. B. Shtessel, and J. L. Stensby, "Improved acquisition in a phase-locked loop using sliding mode control techniques," Journal of the Franklin Institute, vol. 352, no. 10, pp. 4188–4204, 2015.
- [4] G. E. Mejia-Ruiz, M. R. A. Paternina, F. R. Segundo Sevilla, and P. Korba, "Fast hierarchical coordinated controller for distributed battery energy storage systems to mitigate voltage and frequency deviations," Applied Energy, vol. 323, p. 119622, 2022.
- [5] G. E. M. Ruíz, Desarrollo del sistema embebido para el control digital de un convertidor de potencia de una a tres fases. Magister en ingeniería, Universidad de Antioquia, 2014.
- [6] R. I. Amirnaser Yazdani, Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications. Wiley-IEEE Press, 2010.
- [7] T. Wang, M. Jin, Y. Li, J. Wang, Z. Wang, and S. Huang, "Adaptive damping control scheme for wind grid-connected power systems with virtual inertia control," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 37, no. 5, pp. 3902–3912, 2022.

- [8] T. Ding, Z. Zeng, M. Qu, J. P. S. Catalão, and M. Shahidehpour, "Two-stage chance-constrained stochastic thermal unit commitment for optimal provision of virtual inertia in wind-storage systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3520–3530, 2021.
- [9] Y. Wang, J. Meng, X. Zhang, and L. Xu, "Control of pmsg-based wind turbines for system inertial response and power oscillation damping," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 2, pp. 565–574, 2015.
- [10] X. Zeng, T. Liu, S. Wang, Y. Dong, and Z. Chen, "Comprehensive coordinated control strategy of pmsg-based wind turbine for providing frequency regulation services," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 63944–63953, 2019.
- [11] J. Fang, H. Li, Y. Tang, and F. Blaabjerg, "Distributed power system virtual inertia implemented by grid-connected power converters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, no. 10, pp. 8488–8499, 2018.
- [12] G. E. Mejia-Ruiz, M. R. Arrieta-Paternina, Z. Qu, S. Ahmed, and C. Konstantinou, "Fast responsive multiple ancillary services provision by optimal control of aggregated inverter-based resources," [Available at SSRN 4928993](#).
- [13] C. Zhong, H. Li, Y. Zhou, Y. Lv, J. Chen, and Y. Li, "Virtual synchronous generator of pv generation without energy storage for frequency support in autonomous microgrid," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 134, p. 107343, 2022.
- [14] X. Zhang, Q. Gao, Z. Guo, H. Zhang, M. Li, and F. Li, "Coordinated control strategy for a pv-storage grid-connected system based on a virtual synchronous generator," *Global Energy Interconnection*, vol. 3, no. 1, pp. 51–59, 2020.
- [15] S. Cao, Y. Dong, and X. Liu, "Electromechanical transient modeling analysis of large-scale new energy grid connection.," *Energy Engineering*, vol. 121, no. 4, 2024.
- [16] G. E. Mejia-Ruiz, M. R. Arrieta Paternina, M. Ramirez-Gonzalez, F. R. S. Sevilla, and P. Korba, "Real-time co-simulation of transmission and distribution networks inte-

- grated with distributed energy resources for frequency and voltage support,” Applied Energy, vol. 347, p. 121046, 2023.
- [17] D. E. Ochoa, F. Galarza-Jimenez, F. Wilches-Bernal, D. A. Schoenwald, and J. I. Poveda, “Control systems for low-inertia power grids: A survey on virtual power plants,” IEEE Access, vol. 11, pp. 20560–20581, 2023.
- [18] C. Li, Y. Yang, Y. Cao, A. Aleshina, J. Xu, and F. Blaabjerg, “Grid inertia and damping support enabled by proposed virtual inductance control for grid-forming virtual synchronous generator,” IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 38, no. 1, pp. 294–303, 2023.
- [19] J. Liu, Y. Miura, and T. Ise, “Comparison of dynamic characteristics between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators,” IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 31, no. 5, pp. 3600–3611, 2015.
- [20] S. Golestan, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, “Three-phase pll: A review of recent advances,” IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 32, no. 3, pp. 1894–1907, 2017.
- [21] X. Zhang, D. Xia, Z. Fu, G. Wang, and D. Xu, “An improved feedforward control method considering pll dynamics to improve weak grid stability of grid-connected inverters,” IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 54, no. 5, pp. 5143–5151, 2018.
- [22] A. Choudhury, S. Pati, R. Sharma, and S. K. Ka, “Evaluation of super-twisting smc and nsc combination for power control in multi-source renewable power generation system,” e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy, vol. 4, p. 100141, 2023.
- [23] N. Zine Laabidine, B. Bossoufi, I. El Kafazi, C. El Bekkali, and N. El Ouanjli, “Robust adaptive super twisting algorithm sliding mode control of a wind system based on the pmsg generator,” Sustainability, vol. 15, no. 14, 2023.

- [24] A. Ulbig, T. S. Borsche, and G. Andersson, "Impact of low rotational inertia on power system stability and operation," *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 47, no. 3, pp. 7290–7297, 2014. 19th IFAC World Congress.
- [25] G. Lalor, A. Mullane, and M. O'Malley, "Frequency control and wind turbine technologies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1905–1913, 2005.
- [26] J. G. Rueda-Escobedo, J. A. Moreno, and J. Schiffer, "Design and tuning of the super-twisting-based synchronous reference frame phase-locked-loop," in *2022 IEEE 61st Conference on Decision and Control (CDC)*, pp. 4300–4306, 2022.
- [27] B. Kroposki, B. Johnson, Y. Zhang, V. Gevorgian, P. Denholm, B.-M. Hodge, and B. Hannegan, "Achieving a 100% renewable grid: Operating electric power systems with extremely high levels of variable renewable energy," *IEEE Power and energy magazine*, vol. 15, no. 2, pp. 61–73, 2017.
- [28] M. Jafari, G. B. Gharehpetian, and A. Anvari-Moghaddam, "On the role of virtual inertia units in modern power systems: A review of control strategies, applications and recent developments," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 159, p. 110067, 2024.
- [29] P. Kundur, N. Balu, and M. Lauby, *Power System Stability and Control*. EPRI power system engineering series, McGraw-Hill, 1994.
- [30] X. Deng, R. Mo, P. Wang, J. Chen, D. Nan, and M. Liu, "Review of rocof estimation techniques for low-inertia power systems," *Energies*, vol. 16, no. 9, 2023.
- [31] P. Makolo, R. Zamora, U. Perera, and T. T. Lie, "Flexible synthetic inertia optimization in modern power systems," *Inventions*, vol. 9, no. 1, 2024.
- [32] S. Golestan, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, "Three-phase pll's: A review of recent advances," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 3, pp. 1894–1907, 2017.

-
- [33] G. E. M. Ruíz, Coordinated control scheme for voltage and frequency support in modern power grids via smart monitoring and battery-based power converters. Doctorado, Universidad Nacional Autónoma de México, 2022.
- [34] F. Wilches-Bernal, R. H. Byrne, and J. Lian, “Damping of inter-area oscillations via modulation of aggregated loads,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, no. 3, pp. 2024–2036, 2019.
- [35] The MathWorks, Inc., “Ieee 13 node test feeder.” Retrieved October 26, 2020.

Formato de Declaración de Originalidad y Uso de Inteligencia Artificial

Coordinación General de Estudios de Posgrado
Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo



A quien corresponda,

Por este medio, quien abajo firma, bajo protesta de decir verdad, declara lo siguiente:

- Que presenta para revisión de originalidad el manuscrito cuyos detalles se especifican abajo.
- Que todas las fuentes consultadas para la elaboración del manuscrito están debidamente identificadas dentro del cuerpo del texto, e incluidas en la lista de referencias.
- Que, en caso de haber usado un sistema de inteligencia artificial, en cualquier etapa del desarrollo de su trabajo, lo ha especificado en la tabla que se encuentra en este documento.
- Que conoce la normativa de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, en particular los Incisos IX y XII del artículo 85, y los artículos 88 y 101 del Estatuto Universitario de la UMSNH, además del transitorio tercero del Reglamento General para los Estudios de Posgrado de la UMSNH.

Datos del manuscrito que se presenta a revisión		
Programa educativo	Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica.	
Título del trabajo	Provisión de inercia virtual a través del algoritmo super-twisting en sistemas de potencia.	
	Nombre	Correo electrónico
Autor/es	Amaranta Alfaro Bernardino	1542123f@umich.mx
Director	Alejandro Zamora Méndez	alejandro.zamora@umich.mx
Codirector	Gabriel Eduardo Mejía Ruíz.	ga152288@ucf.edu
Coordinador del programa	Norberto García Barriga	norberto.garcia@umich.mx

Uso de Inteligencia Artificial		
Rubro	Uso (sí/no)	Descripción
Asistencia en la redacción	Sí	Para ayudar a plantear las ideas de manera clara.

Formato de Declaración de Originalidad y Uso de Inteligencia Artificial

Coordinación General de Estudios de Posgrado
Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo



Uso de Inteligencia Artificial		
Rubro	Uso (sí/no)	Descripción
Traducción al español	Sí	Para traducir partes de la bibliografía que no quedaban claras en el idioma original.
Traducción a otra lengua	Sí	Para traducir el resumen a inglés.
Revisión y corrección de estilo	No	
Análisis de datos	No	
Búsqueda y organización de información	No	
Formateo de las referencias bibliográficas	No	
Generación de contenido multimedia	No	
Otro	No	

Datos del solicitante	
Nombre y firma	Amaranta Alfaro Bernardino.
Lugar y fecha	Morelia, Michoacán a 24 de febrero de 2025.

Amaranta Alfaro Bernardino

Provisión de Inercia virtual a través del algoritmo Super-twisting en Sistemas de Potencia.pdf

Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::3117:433839407

Fecha de entrega

25 feb 2025, 8:39 a.m. GMT-6

Fecha de descarga

25 feb 2025, 8:41 a.m. GMT-6

Nombre de archivo

Provisión de Inercia virtual a través del algoritmo Super-twisting en Sistemas de Potencia.pdf

Tamaño de archivo

3.7 MB

117 Páginas

28,389 Palabras

135,694 Caracteres

17% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Fuentes principales

- 16%  Fuentes de Internet
- 10%  Publicaciones
- 0%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alertas de integridad para revisión

No se han detectado manipulaciones de texto sospechosas.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.