



EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



**TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO®**

Tecnológico Nacional de México

**Centro Nacional de Investigación y Desarrollo
Tecnológico**

Tesis de Maestría:

**Inversor interconectado a red con funciones de emulación
de inercia**

Presentada por

Ing. Diego Felipe Rosales García

Como requisito para la obtención del grado de

Maestro en Ciencias en Ingeniería Electrónica

Director de tesis

Dr. Jesús Darío Mina Antonio

Codirector de tesis

Dr. Abraham Claudio Sánchez

Cuernavaca, Morelos, México. Junio de 2026



Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico
Departamento de Ingeniería Electrónica

Cuernavaca, Mor; **05/marzo/2026**

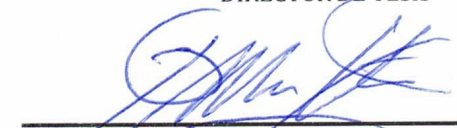
Oficio No. DIE/033/2026

Asunto: Aceptación de documentos.

DR. CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, los integrantes de Comité Tutorial del **C. DIEGO FELIPE ROSALES GARCIA**, con número de control **M23CE112** de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Electrónica, le informamos que hemos revisado el trabajo de tesis profesional titulado **"INVERSOR INTERCONECTADO A RED CON FUNCIONES DE EMULACION DE INERCIA"**, y hemos encontrado que se han realizado todas las correcciones y observaciones que se le indicaron, por lo que hemos acordado aceptar el documento de tesis y le solicitamos la autorización de impresión definitiva.

DIRECTOR DE TESIS



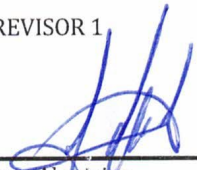
Dr. Jesús Darío Mina Antonio
Doctor en Ingeniería
Cédula profesional: 6094069

CODIRECTOR DE TESIS



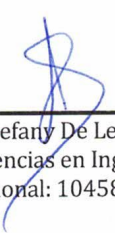
Dr. Abraham Claudio Sánchez
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional: 7675050

REVISOR 1



Dr. Jesús Aguayo Alquicira
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional: 4706315

REVISOR 2



Dr. Susana Estefany De León Aldaco
Doctora en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional: 10458245

C.c.p. Mtra. Verónica Sotelo Boyas. Jefa del Departamento de Servicios Escolares
Estudiante

JGM/ibm



2026
año de
Margarita
Maza

cenidet
Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico



Interior Internado Palmira S/N, Col. Palmira,
C.P. 62490, Cuernavaca, Morelos Tel. 01 (777) 3627770, ext. 2225,
e-mail: die@cenidet.tecnm.mx | cenidet.tecnm.mx



Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico
Subdirección Académica

Cuernavaca Mor, 22/mayo/2026

Oficio No. SAC/147/2026

Asunto: Autorización de impresión de tesis

DIEGO FELIPE ROSALES GARCÍA
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
P R E S E N T E

Por este conducto, tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado **"INVERSOR INTERCONECTADO A RED CON FUNCIONES DE EMULACIÓN DE INERCIA"**, ha informado a esta Subdirección Académica, que están de acuerdo con el trabajo presentado. Por lo anterior, se le autoriza a que proceda con la impresión definitiva de su trabajo de tesis.

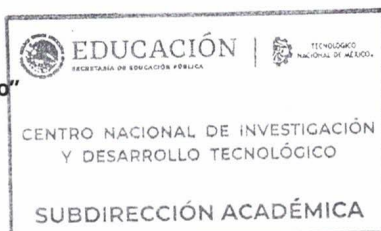
Esperando que el logro del mismo sea acorde con sus aspiraciones profesionales, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica®

"Conocimiento y Tecnología al servicio de México"

CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO



c.c.p. Departamento de Ingeniería Electrónica
Departamento de Servicios Escolares

CMAZ/lmz



2026
año de
Margarita Maza





Resumen

En este trabajo se analiza el impacto de la transición energética hacia un modelo sustentado en energías limpias y generación distribuida, el cual, al sustituir las centrales tradicionales basadas en máquinas síncronas por inversores de electrónica de potencia, provoca una reducción drástica en la inercia equivalente del sistema eléctrico. Se detalla la problemática asociada a esta pérdida de masa rotatoria, destacando cómo eleva la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) y produce nadirs de frecuencia más profundos ante perturbaciones en la red, poniendo en riesgo la estabilidad del sistema.

La propuesta consiste en el diseño, dimensionamiento y evaluación de una estrategia de control activa desde la etapa de inversión de un generador distribuido, fundamentada en la técnica del sincronizador. El enfoque principal radica en dotar al inversor de la capacidad de emular el comportamiento electromecánico y las propiedades intrínsecas de un generador síncrono convencional (como la inercia y el amortiguamiento) para proporcionar soporte dinámico de frecuencia y estabilidad transitoria ante desequilibrios de potencia.

El desarrollo de la estrategia se divide en el modelado detallado de sus dos componentes principales. La etapa eléctrica se estructura a partir de las ecuaciones de enlaces de flujo y la fuerza electromotriz de retorno en los devanados del estator y el rotor. Por su parte, la etapa mecánica implementa la ecuación de oscilación mediante la integración de un control por caída de frecuencia y un regulador de voltaje, gestionando de forma coordinada el torque electromagnético y la potencia activa aportada.

Para validar la efectividad del enfoque, el esquema de control del sincronizador se implementa y evalúa en un entorno de simulación bajo escenarios representativos de operación conectada a red. El desempeño de la estrategia se analiza cuantitativamente a través de métricas convencionales de compensación de frecuencia, tales como el RoCoF, el valor del nadir y el tiempo de establecimiento. Los resultados de las pruebas demuestran una mejora significativa en la respuesta dinámica del sistema y una estabilización eficaz de la frecuencia, validando al sincronizador como una alternativa viable y robusta para mitigar los efectos de la baja inercia en redes eléctricas modernas.



Palabras Clave: Generación Distribuida, Inversor Interconectado, Emulación de Inercia, Sincronvertidor, Soporte de Frecuencia.

Abstract

This paper analyzes the impact of the energy transition toward a model based on clean energy and distributed generation, which—by replacing traditional power plants based on synchronous machines with power electronics inverters—causes a drastic reduction in the equivalent inertia of the power system. The problems associated with this loss of rotating mass are detailed, highlighting how it increases the rate of change of frequency (RoCoF) and produces deeper frequency dips in response to grid disturbances, jeopardizing system stability.

The proposal consists of the design, sizing, and evaluation of an active control strategy starting from the inverter stage of a distributed generator, based on the synchronous converter technique. The main approach lies in equipping the inverter with the ability to emulate the electromechanical behavior and intrinsic properties of a conventional synchronous generator (such as inertia and damping) to provide dynamic frequency support and transient stability in the face of power imbalances.

The development of the strategy is divided into the detailed modeling of its two main components. The electrical stage is structured based on the flux linkage equations and the back-EMF in the stator and rotor windings. For its part, the mechanical stage implements the swing equation by integrating frequency-droop control and a voltage regulator, coordinating the management of electromagnetic torque and the active power supplied.

To validate the effectiveness of the approach, the synchronous converter control scheme is implemented and evaluated in a simulation environment under scenarios representative of grid-connected operation. The performance of the strategy is quantitatively analyzed using conventional frequency compensation metrics, such as RoCoF, the nadir value, and settling time. The test results demonstrate a significant improvement in the system's dynamic response and effective frequency stabilization, validating the synchronous converter as a viable and robust alternative for mitigating the effects of low inertia in modern power grids.

Keywords: Distributed Generation, Interconnected Inverter, Inertia Emulation, Synchronous Converter, Frequency Support.



EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



**TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO®**

Este trabajo de investigación está dedicado a aquella que a pesar de esforzarse en pasar desapercibida la mayor parte del tiempo y no hacerse notar entre la sociedad, me es imposible imaginar un lugar en donde ella no este, mi pareja de vida: Ximena Olivares Pérez.



Agradecimientos

Agradezco al CONACYT por el apoyo económico brindado.

Agradezco al TECNM por las instalaciones facilitadas.

Mis sinceros agradecimientos a todo el personal del CENIDET por facilitarme los tramites, brindarme buena compañía y de apoyarme en el transcurso de la obtención del grado.

Expreso mis agradecimientos a los profesores que tuvieron lugar en el proceso de la obtención de este grado académico, Dr. Jesús Aguayo Alquicira, Dra. Susana Estefany de León Aldaco, Dr. Abraham Claudio Sánchez, Dr. Mario Ponce Silva, Dr. Rodolfo Amalio Vargas Méndez, Dr. Carlos Aguilar Castillo, Dr. Luis Gerardo Vela Valdés y el Dr. Hugo Calleja Gjumlích, les agradezco el poder compartir su conocimiento y expresar su apoyo en su momento

Agradezco a mi asesor, el Dr. Jesús Dario Mina Antonio, por brindarme su apoyo, compartirme de su conocimiento y de expresarme siempre una actitud paciente ante los obstáculos.

Agradezco a mis amigos Christopher A., Jesús O., Juan Gerardo, Jefferson, Leonardo, Evelyn, Dr. Carlos A., por el tiempo compartido, la estancia no hubiera sido la misma sin su presencia.

A mi familia, Verónica Guadalupe Garcia Moreno y Leonardo Rosales Calderón y Sonia Alejandra Rosales Garcia, por brindarme su apoyo en todo lo que he querido hacer con mi vida, expresarme su amor y ser modelos a seguir.

A Ximena Olivares Pérez, por estar hoy y siempre.



Contenido

Lista de Figuras	II
Lista de Tablas	IV
1. Introducción	1
1.1. Problemática	3
1.2. Estado del Arte.....	8
1.2.1. Generador Síncrono Virtual.....	10
1.2.2. Sistema de Almacenamiento de Energía.....	14
1.2.3. Comparación de las técnicas de emulación de inercia.....	15
1.3. Propuesta de Solución.....	17
1.4. Objetivos	18
2. Esquema de emulación de inercia basado en sincronvertidor	19
2.1. Sincronvertidores como generadores síncronos	19
2.1.1. Etapa Eléctrica.....	19
2.1.2. Etapa Mecánica	22
2.1.3. Esquema de control del sincronvertidor	24
2.2. Diseño del esquema de control del sincronvertidor.....	26
3. Implementación y pruebas de simulación del sincronvertidor	28
3.1. Caso de estudio	28
3.2. Esquema de simulación del caso de estudio	30
3.3. Pruebas de simulación	34
4. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	42
4.1. Conclusión	42
4.2. Trabajos Futuros.....	43
5. Referencias.....	44
6. Anexos.....	48
6.1. Anexo A.....	48
6.2. Anexo B.....	51



Lista de Figuras

Figura 1. Esquema general de un generador distribuido.	2
Figura 2 Evolución de la respuesta de frecuencia ante una perturbación y las respuestas temporales de control [12].	5
Figura 3. Respuesta en frecuencia de múltiples marcos temporales en un sistema eléctrico tras un suceso de frecuencia.	7
Figura 4. Comportamiento de la frecuencia del sistema eléctrico ante el mismo evento, con un incremento en la interconexión de DER's.	8
Figura 5. Esquema de generación distribuida con inversor con funciones avanzadas [25].	9
Figura 6. Trabajos consultados de las técnicas de emulación de inercia.	10
Figura 7. Esquema general del sincronvertidor.	11
Figura 8. Estructura de control para emulación de inercia basada en sincronvertidor.	11
Figura 9. Esquema general de la técnica Ise Lab's.	12
Figura 10. Control de gobernador de un generador síncrono.	13
Figura 11. Esquema general del control por estadismo.	13
Figura 12. Estructura general de un BESS como soporte de frecuencia.	15
Figura 13. Concepto de Emulación de Inercia a través del control del inversor de un GD.	17
Figura 14. Diagrama general del sistema eléctrico de la máquina síncrona.	20
Figura 15. Esquema de control del sincronvertidor.	26
Figura 16. Diagrama de general de la etapa de potencia en un sincronvertidor.	27
Figura 17. Etapa de potencia del simulador.	31
Figura 18. Etapa de control del simulador.	31
Figura 19. Control de Enganche de Fase (PLL).	32
Figura 20. Control de Frecuencia del simulador.	32
Figura 21. Control de potencia reactiva del simulador.	33
Figura 22. Solución del modelo matemático del simulador.	33
Figura 23. Comportamiento de la frecuencia del sistema eléctrico sin ningún tipo de soporte adicional.	34
Figura 24. Tasa de variación de la frecuencia sin ningún tipo de soporte adicional. ...	35
Figura 25. Comportamiento de la tasa de cambio de la frecuencia a la conexión de la carga activa de 1.6 W.	35
Figura 26. Comportamiento de la frecuencia del sistema con el control de soporte adicional.	36



Figura 27. Tasa de variación de la frecuencia con el control de soporte adicional.	37
Figura 28. Comportamiento de la tasa de cambio de la frecuencia a la conexión de la carga activa de 1.6 W con el control de soporte adicional.....	37
Figura 29. Respuesta de la frecuencia.	38
Figura 30. Respuesta de la potencia activa de salida del inversor.	39
Figura 31. Respuesta de la potencia reactiva de salida del inversor.	39
Figura 32. Tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF).....	40
Figura 33. Respuesta de la frecuencia sin el esquema de control.....	41
Figura 34. Tasa de cambio de la frecuencia sin el esquema de control.	41



Lista de Tablas

Tabla 1. Categorías de la generación distribuida de acuerdo a la norma IEEE 1547.	1
<i>Tabla 2. Categorías de los valores nominales de los GD [4].</i>	<i>1</i>
Tabla 3. Constante de Inercia para diferentes tipos de ESS.	14
Tabla 4. Resumen de los criterios claves de los diferentes esquemas de emulación de inercia.	16
Tabla 5. Especificaciones del sistema.	29

1. Introducción

Actualmente, debido a la creciente preocupación global por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, la mayoría de los países han suscrito acuerdos internacionales [1], [2], [3] que establecen metas para transitar de una generación eléctrica basada en hidrocarburos hacia un modelo sustentado en energías limpias. Entre las estrategias propuestas, destaca la adopción de fuentes de energía renovable (FER), las cuales aprovechan recursos disponibles en el entorno — como la radiación solar, el viento, el movimiento de las olas, y el caudal de ríos— para disminuir la dependencia de combustibles fósiles y mitigar las emisiones asociadas. Dentro de este marco, uno de los enfoques con mayor desarrollo y proyección es la generación distribuida (GD), que permite producir energía cerca de los puntos de consumo, reduciendo pérdidas y fortaleciendo la resiliencia del sistema eléctrico. Sin embargo, existen diversas definiciones de la GD que generan ambigüedades en su interpretación. Para los fines de este trabajo se ocupará la definición propuesta en [4]:

“La generación distribuida es una fuente de energía interconectada directamente al sistema de distribución o cercana al usuario”.

Dado que esta definición no contempla una categorización por desempeño se considerará la clasificación establecida en la norma IEEE 1547-2022 [5], que distingue:

Tabla 1. Categorías de la generación distribuida de acuerdo a la norma IEEE 1547.

Categoría	Descripción
A	Cubre capacidades mínimas para la regulación de voltaje y gestión de potencia reactiva. Recomendada para GD con baja penetración en el sistema o variaciones de potencia poco frecuentes.
B	Incluye los requisitos de la categoría A y agrega capacidades adicionales para entornos con alta penetración de recursos energéticos distribuidos (DER) o variaciones de potencia frecuentes y significativas.

Adicionalmente, los sistemas de GD pueden clasificarse por su capacidad nominal de generación, como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Categorías de los valores nominales de los GD [4].

Categoría	Rango de potencia nominal
GD micro	$\sim 1 \text{ kW} < 5 \text{ kW}$
GD pequeño	$5 \text{ kW} < 5 \text{ MW}$
GD mediano	$5 \text{ MW} < 50 \text{ MW}$
GD grande	$50 \text{ MW} < 300 \text{ MW}$

Para comprender el rol de la GD en la red, es necesario describir su arquitectura básica, el cual generalmente está constituido por:

- 1) **Etapla inversora:** convierte la energía continua (CC) en alterna (CA) mediante modulación por ancho de pulso (PWM), reproduciendo una señal oscilatoria de frecuencia y amplitud controladas.
- 2) **Etapla de filtrado:** ubicada a la salida del inversor, tiene la función de reducir el rizado de voltaje y corriente. Comúnmente se emplea un filtro LC.
- 3) **Etapla de medición:** compara señales de referencia con las señales reales de salida, permitiendo el ajuste dinámico del control.
- 4) **Control del inversor:** diseñado según las capacidades de soporte requeridas (por ejemplo, respuesta inercial, regulación de voltaje, soporte de potencia reactiva).
- 5) **Interconexión con la red:** caracterizada por una impedancia específica y las cargas a las que estará sometido el inversor.

A continuación, se presenta en la Figura 1 el esquema general de la estructura del GD, abordando las etapas y componentes descritos con anterioridad, además de funcionar como un material visual el cual permitirá comprender gráficamente la interconexión del GD con la red eléctrica.

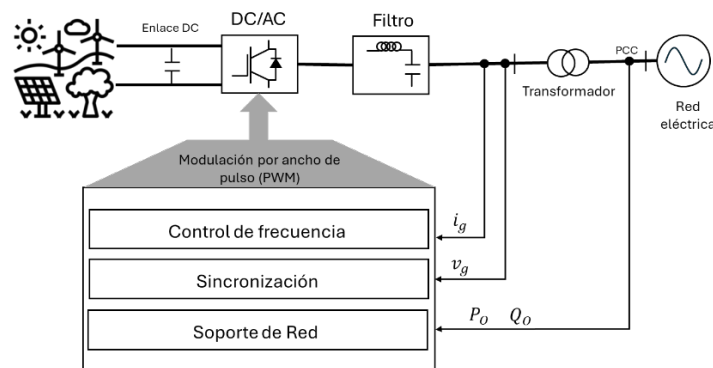


Figura 1. Esquema general de un generador distribuido.

Esta estructura constituye la base sobre la cual se desarrollarán las estrategias de control y soporte a red analizadas en este trabajo, asegurando su cumplimiento con las normativas y su adaptación a las condiciones de operación previstas.

Si bien la implementación de fuentes de energía renovable combinadas con generación distribuida tiene el potencial de contribuir significativamente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero se ha demostrado que la interconexión a gran escala de GD puede ser perjudicial para el sistema eléctrico [6]. Esto se debe a la estructura del sistema eléctrico tradicional que fue diseñado para suministrar energía y no a recibir energía de diferentes puntos en el sistema de distribución. De acuerdo con [7] se abordan los principales problemas de dicha

implementación que se resumen, entre otros, en distorsión armónica, operación no intencionada en isla, problemas de coordinación de protecciones y afectaciones en la regulación de voltaje y frecuencia.

1.1. Problemática

Antes que nada, se resalta que la estructura básica de un sistema eléctrico tradicional se compone de 3 etapas, resumidas a continuación [8]:

1. **Generación de energía eléctrica:** En esta etapa, se produce electricidad a partir de diversas fuentes de energía, como combustibles fósiles (carbón, gas natural, petróleo), energía nuclear, hidroeléctrica, solar, eólica, entre otras. Las plantas generadoras convierten estas fuentes de energía en electricidad.
2. **Transmisión de energía eléctrica:** La electricidad generada se transporta a través de líneas de transmisión de alta tensión desde las plantas generadoras hasta las subestaciones. Estas líneas están diseñadas para minimizar las pérdidas de energía durante el transporte a largas distancias.
3. **Distribución de energía eléctrica:** En las subestaciones, la electricidad se transforma a niveles de voltaje más bajos para su distribución a los consumidores finales, como hogares, industrias y comercios. Este proceso se realiza mediante redes de distribución que incluyen transformadores, líneas de distribución y equipos de protección.

En el caso del generador, la mayoría de las centrales de generación, usan un generador síncrono, que de acuerdo con [9], se define como un dispositivo electromecánico que convierte energía mecánica en energía eléctrica mediante el principio de la inducción electromagnética. Este proceso se basa en el movimiento de un conductor dentro de un campo magnético, lo que genera una corriente eléctrica en el conductor.

Los generadores son componentes esenciales en los sistemas eléctricos, ya que son responsables de la producción de electricidad. Pueden funcionar utilizando diversas fuentes de energía mecánica, como turbinas de vapor, turbinas hidráulicas, motores de combustión interna, turbinas eólicas, entre otros. Dentro de sus características principales podemos destacar:

1. **Inercia:** La inercia de un generador se refiere a su capacidad para resistir cambios rápidos en la velocidad de rotación. Esto es crucial para mantener la estabilidad del sistema eléctrico, especialmente durante perturbaciones o fluctuaciones en la carga.
2. **Control de voltaje:** Los generadores están equipados con sistemas de regulación de voltaje que ajustan la salida de voltaje según las necesidades del sistema eléctrico. Esto asegura que el voltaje se mantenga dentro de los límites aceptables para proteger los equipos conectados.

3. **Capacidad de generación:** Cada generador tiene un rango específico de potencia que puede producir, definido por su diseño y tamaño. Este rango incluye límites mínimos y máximos de generación.
4. **Eficiencia:** La eficiencia de un generador indica qué tan bien convierte la energía mecánica en energía eléctrica. Los generadores más eficientes tienen menores pérdidas de energía durante el proceso de conversión.
5. **Estabilidad dinámica:** Los generadores deben ser capaces de mantener su operación estable durante cambios en la carga o perturbaciones en el sistema eléctrico.
6. **Capacidad de respuesta:** Los generadores deben ser capaces de ajustar su salida rápidamente para adaptarse a las variaciones en la demanda de electricidad.

Siendo la inercia el tema principal de esta sección debido a la importancia que tiene como agente de soporte ante perturbaciones en la red eléctrica. En donde, la respuesta inercial contribuye a estabilizar la frecuencia del sistema eléctrico ante variaciones, liberando o absorbiendo energía cinética ante la existencia de desequilibrios entre la generación y carga eléctrica [10]. A continuación, en la Figura 2 se representa gráficamente el sistema de protección en la frecuencia del sistema eléctrico, conformado por las siguientes 3 etapas basadas en [11] :

Respuesta de frecuencia primaria. Es también conocida como la respuesta del control gobernador, que es la parte principal del control local del generador síncrono, y sucede en un intervalo de tiempo de entre 10-30s. Aquí la velocidad del generador se regula para tratar de recuperar el balance entre generación y demanda. El control del gobernador cambia la potencia de entrada. Cabe mencionar que con esta acción no necesariamente se recupera el valor nominal de la frecuencia previo a la perturbación.

Respuesta de frecuencia secundaria. Se encarga de recuperar el valor nominal de la frecuencia, y su operación sucede desde un sistema central de control de área amplia que actúa sobre todos los generadores del sistema eléctrico. De manera específica decide el aumento en la producción de potencia activa (si se requiere, incluso, iniciando el arranque de otros generadores), la reducción de generación, o hasta el recorte de cargas; dependiendo el valor de la desviación de frecuencia. Esta acción de control puede tomar de 5-10 minutos, o hasta 30 minutos; esto depende de las condiciones de tiempo de la respuesta inercial de cada sistema.

Respuesta de frecuencia terciaria. Es el despliegue de las reservas de energía almacenadas, activadas cuando se toman medidas para hacer frente a estas perturbaciones.

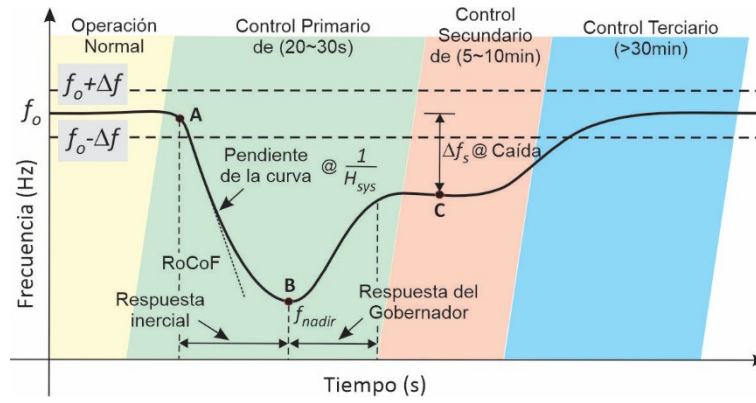


Figura 2 Evolución de la respuesta de frecuencia ante una perturbación y las respuestas temporales de control [12].

En ese contexto, ante la descarbonización del sector eléctrico y la creciente penetración de recursos energéticos distribuidos (DER por sus siglas en inglés) basados en electrónica de potencia, este sistema se está transformando de un sistema históricamente dominado por máquinas síncronas en uno dominado por inversores. Este cambio reduce la inercia disponible y, con ello, eleva la sensibilidad de la red ante perturbaciones de potencia.

El riesgo de que una red pueda hacerse inestable se puede atribuir a la alta penetración de GD. Los efectos negativos de la penetración de GD se han documentado ampliamente en la literatura como es el caso de [13], [14], [15], [16]. Uno de los problemas más importantes que se estudian es el de la perturbación de la frecuencia de red. A continuación, se describe, a grandes rasgos, cómo es que la frecuencia de red se puede ver afectada con la penetración de GD.

En principio, se ha de enfatizar que, desde el punto de vista físico, la energía cinética almacenada en el rotor de un generador síncrono puede expresarse como:

$$E_{kin} = \frac{1}{2} J \omega_r^2 \quad (1)$$

Donde J representa el momento de inercia, la cual se define como la resistencia que tiene un cuerpo ante un cambio en su movimiento rotatorio, ω_r es la frecuencia angular del rotor [17].

En el ámbito de los sistemas eléctricos de potencia, es más común utilizar la constante de inercia H , la cual se define como el tiempo durante el cual un generador podría entregar su potencia nominal utilizando únicamente la energía cinética almacenada. Esta se obtiene como:

$$H = \frac{E_{kin}}{S_n} \quad (2)$$

Donde S_n representa la potencia nominal del generador.

Si el sistema eléctrico está compuesto por múltiples generadores síncronos, la constante de inercia equivalente total de este sistema puede expresarse mediante un promedio ponderado:

$$H_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^{SG} H_i S_{n,i}}{\sum_{i=1}^{SG} S_{n,i}} \quad (3)$$

Donde H_i y $S_{n,i}$ son la constante de inercia y la potencia nominal del generador síncrono i -ésimo y SG es el número total de generadores síncronos interconectados a la red [18]. De (3) se puede deducir, que en la medida que se integren más generadores síncronos a la red eléctrica, la constante de inercia equivalente también crece, con lo cual se fortalece la red eléctrica ante perturbaciones.

No obstante, cuando se integran sistemas de GD basados en inversores —que carecen de elementos rotatorios—, su aporte a la constante de inercia es prácticamente nulo. Por lo tanto, la nueva expresión de la inercia equivalente considerando esta combinación se modifica a:

$$H_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^{SG} H_i S_{n,i} + \sum_{j=1}^{GD} H_{GD,j} S_{n,j}}{\sum_{i=1}^{SG} S_{n,i} + \sum_{j=1}^{GD} S_{n,j}} \quad (4)$$

Donde $H_{GD,j}$ y $S_{n,j}$ representarían la constante de inercia y potencia nominal j -ésimo GD. No obstante, en un GD la $H_{GD,j} \approx 0$, ya que carecen de masas rotativas que almacenen energía cinética. Esto implica que la GD no contribuye con inercia, pero sí con potencia, provocando que la constante de inercia equivalente se reduzca y con ello también se reduzca la capacidad de respuesta inercial ante perturbaciones. El efecto de la reducción de inercia, y cómo esto puede afectar la estabilidad de frecuencia de la red, se puede notar en la ecuación de oscilación (swing equation), presentada a continuación:

$$\frac{2H}{f} \frac{df}{dt} = \frac{P_G - P_L}{S_n} \quad (5)$$

Donde f es la frecuencia nominal de la red, P_G es la potencia generada, P_L representa la carga y pérdidas del sistema, y finalmente $\frac{df}{dt}$ se definiría como la tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF por sus siglas en inglés) [19].

Al reducirse la inercia, aumenta el RoCoF del sistema lo que provoca mayores cambios en la frecuencia del sistema en el mismo intervalo de tiempo. Por lo tanto, el sistema requiere inercia adicional a medida que se integran más GD en el sistema eléctrico [20].

El problema del aumento de la penetración de GD (o DER, como una noción más general), en la respuesta transitoria del sistema eléctrico, ante perturbaciones en la red, es explorado por diversos trabajos encontrados en la literatura. En el caso de [21] se señala que la generación distribuida carece de devanados, así como de masa rotatoria, y que, al estar interconectada mediante interfaces de electrónica de potencia, no posee ningún tipo de energía cinética almacenada y por ende de una constante de inercia. En relación con este trabajo; en la Figura 3 se observa que, ante un evento que provoca un transitorio en la frecuencia, la RoCoF es más pronunciada cuando el sistema bajo prueba tiene una constante de inercia menor ($H_2 = 1$), en comparación cuando la constante de inercia es mayor ($H_1 = 3$). Este RoCoF sucede en el control primario de la frecuencia, en la Figura 3 en un intervalo de tiempo menor a 10s. Otro aspecto adicional, como consecuencia de la reducción de la constante de inercia, es el cambio en el valor del Nadir, el cual es el valor más bajo encontrado. Cabe mencionar que en general, se debe cuidar que estos valores RoCoF y Nadir, estén dentro de valores normados a fin de evitar desconexiones y efectos dañinos multiplicadores.

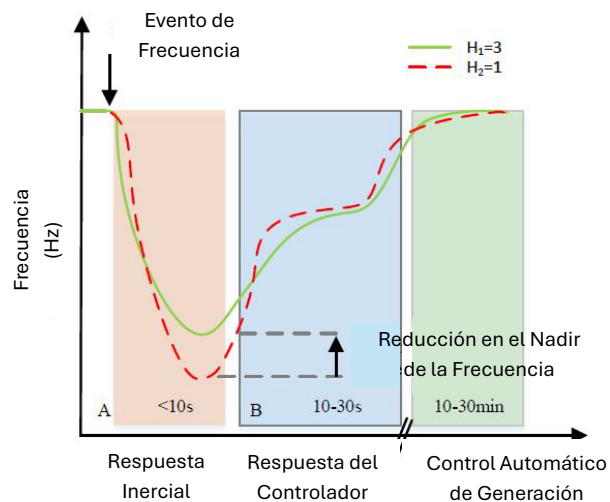


Figura 3. Respuesta en frecuencia de múltiples marcos temporales en un sistema eléctrico tras un suceso de frecuencia.

Otro ejemplo es el de [22], que analiza cuatro casos de simulación aplicado a un modelo basado en el sistema eléctrico de Kundur, donde se observa que la sustitución progresiva de generadores síncronos por generación distribuida reduce la inercia del sistema, provocando un aumento del RoCoF, un nadir de frecuencia más bajo y una mayor dificultad para que la respuesta primaria estabilice la frecuencia tras una perturbación, lo que pone en riesgo la estabilidad del sistema eléctrico, ver Figura 4.

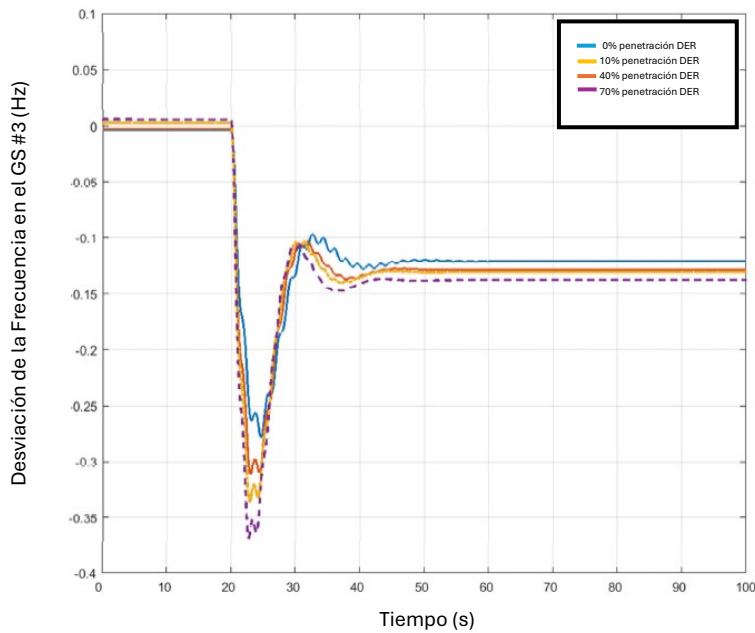


Figura 4. Comportamiento de la frecuencia del sistema eléctrico ante el mismo evento, con un incremento en la interconexión de DER's.

Del resultado de los trabajos consultados podemos concluir que el incremento de DER's interconectados a la red provoca la reducción de inercia mecánica en el sistema eléctrico, produciendo un fenómeno de inestabilidad en la frecuencia de este mismo. Evidenciando así, la necesidad de que los sistemas basados en electrónica de potencia cuenten con funciones adicionales capaces de proveer soporte de frecuencia o soporte inercial ante eventos de perturbación en la red eléctrica, que ponga en riesgo la estabilidad de la frecuencia.

1.2. Estado del Arte

Debido a que la estabilidad de la frecuencia del sistema eléctrico se ve comprometida por la implementación de la GD, se han desarrollado alternativas de control. Estas alternativas buscan que el inversor pueda operar de manera que suministre un soporte adicional a la red, específicamente a la frecuencia del sistema eléctrico, formando parte del control primario de frecuencia, ayudando así a la precaria estabilidad de la frecuencia en el sistema eléctrico. Este tipo de funciones implementadas al control principal de los generadores distribuidos llevan por nombre *funciones avanzadas* y es por ello por lo que a este conjunto de inversor y control se le denomina *inversor inteligente* (Smart inverter en inglés) [23], [24]. A continuación, en la Figura 5 se muestra la estructura convencional de este tipo de inversores.

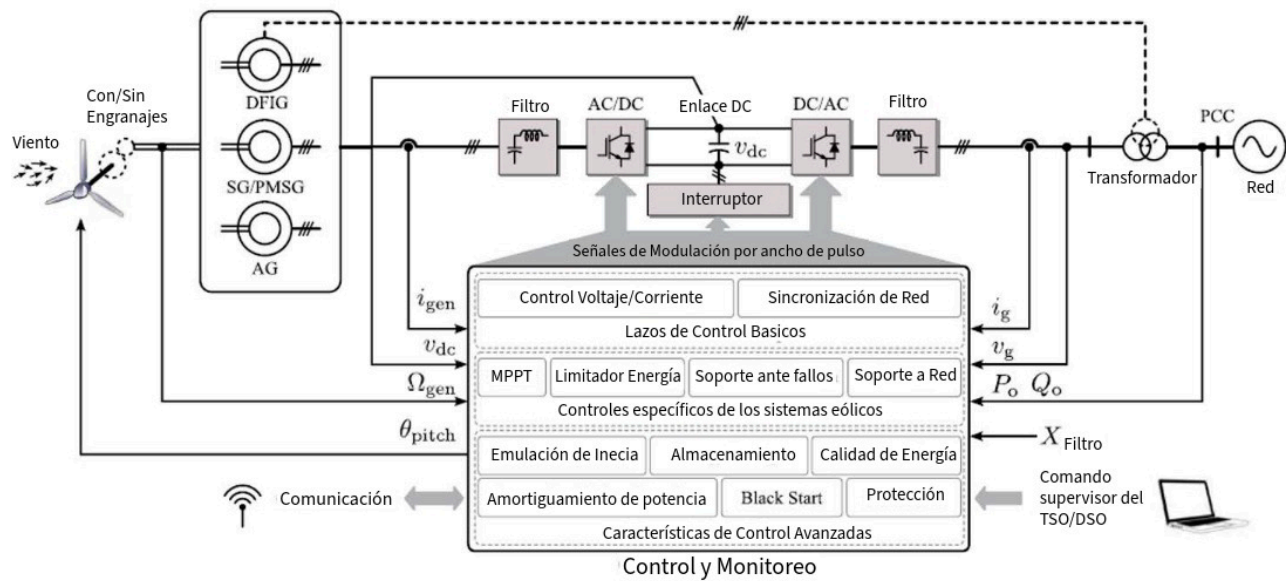


Figura 5. Esquema de generación distribuida con inversor con funciones avanzadas [25].

De manera particular, en este trabajo se revisan algunos de los enfoques más importantes acerca de las estrategias para proveer soporte a la frecuencia del sistema eléctrico mediante la respuesta inercial, a través del control del inversor de un generador distribuido, esta función adicional puede verse referida en la literatura como soporte inercial.

Cualquiera de las estrategias de soporte inercial, en general, lo que hacen es, emular inercia, en algunos de los casos de manera específica buscan emular el comportamiento de un generador síncrono. En general, las diferentes técnicas de emulación de inercia se pueden sintetizar según su modo de operación y el tipo de control para suministrar inercia virtual.

Dicha clasificación conceptual de las estrategias de soporte de inercia está fundamentada en un análisis bibliográfico de un número de referencias, que se sintetizan en el Anexo A y en la Figura 6. En donde, cada trabajo fue analizado en función de su enfoque de emulación de inercia.

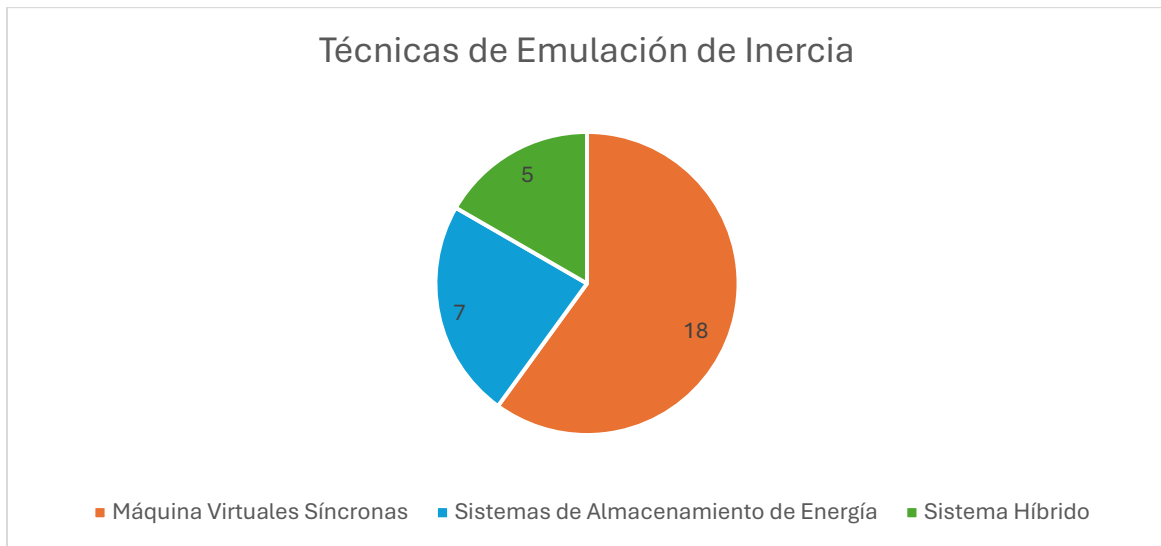


Figura 6. Trabajos consultados de las técnicas de emulación de inercia.

De la Figura 6 se pueden identificar los enfoques con mayor atención recibida, en cuanto a controles de emulación de inercia se refiere, lo cual orienta la selección de casos de estudio para este trabajo de investigación.

A continuación, se presentarán las técnicas de emulación de inercia, las cuales serán ordenadas según su principio de funcionamiento con el cual se gobierne la etapa conmutadora. Así como si necesitan de un sistema de almacenamiento adicional para proporcionar el soporte inercial.

1.2.1. Generador Síncrono Virtual

En el enfoque de generadores síncronos virtuales (VSG, por sus siglas en inglés), basa su principio de funcionamiento en emular el comportamiento de un generador síncrono. A continuación, se abordarán algunas topologías basadas en este principio.

a) Sincronvertidor

Es una estrategia de control basada en el modelo del comportamiento electromagnético de una máquina síncrona, que se asume puede tener la cantidad y forma de respuesta inercial que se desea. Este modelo se constituye en el controlador del inversor, ver Figura 7.

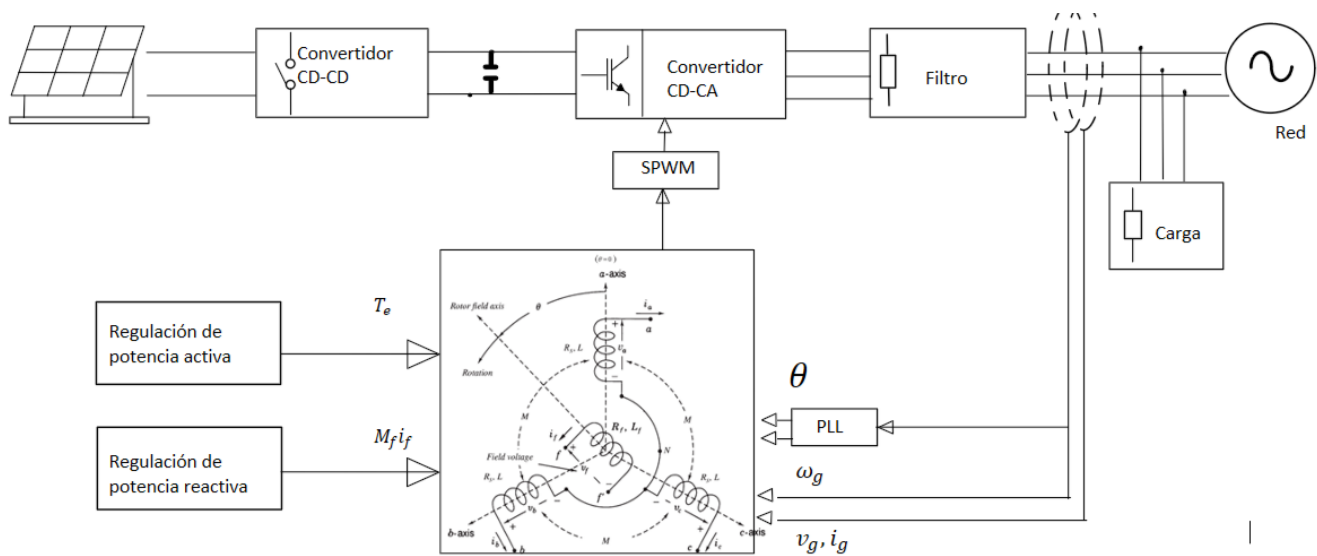


Figura 7. Esquema general del sincronvertidor.

La Figura 8 muestra un esquema detallado del control del sincronvertidor [26]. Nótese que el sistema admite la entrada de valores de referencia de potencia activa y/o reactiva; no obstante, de manera interna, debido al modelo de generador síncrono, la potencia final que entrega el inversor se auto-regula en función de la desviación (error) de frecuencia.

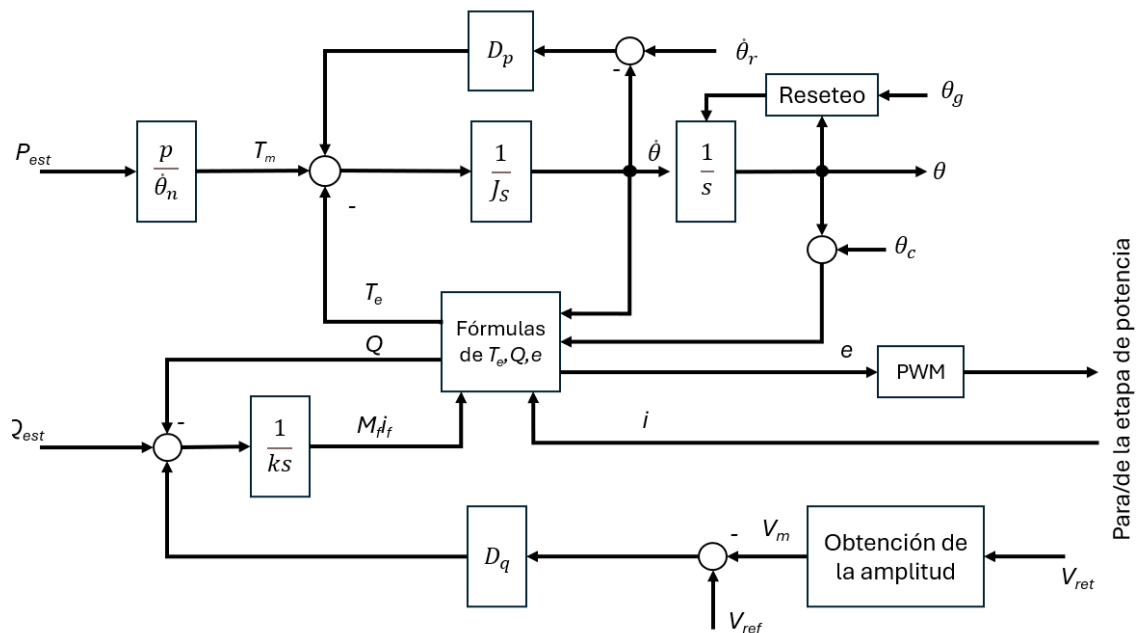


Figura 8. Estructura de control para emulación de inercia basada en sincronvertidor.

b) Laboratorio Ise

De manera similar, el esquema de control desarrollado por los laboratorios Ise (Ise Lab's en inglés) aproxima su emulación de la inercia como el modelo de la máquina síncrona visto en el

sincronizador, radicado en su diferencia en el modelo. La ecuación utilizada en este método se basa en el comportamiento de la red eléctrica, ecuación denominada la *ecuación del swing* (6) la cual busca dar un soporte inercial al sistema eléctrico mediante la gestión de las potencias activa y reactiva suministradas a la red. El diagrama general de este esquema de control se puede ver reflejado en la Figura 9 [27].

$$\left. \begin{aligned} \frac{d\omega_r}{dt} &= \frac{(P_{in} - P_{out})}{J\omega_r} - \frac{D}{J\omega_r} \Delta\omega \\ \Delta\omega &= \omega_r - \omega_g \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

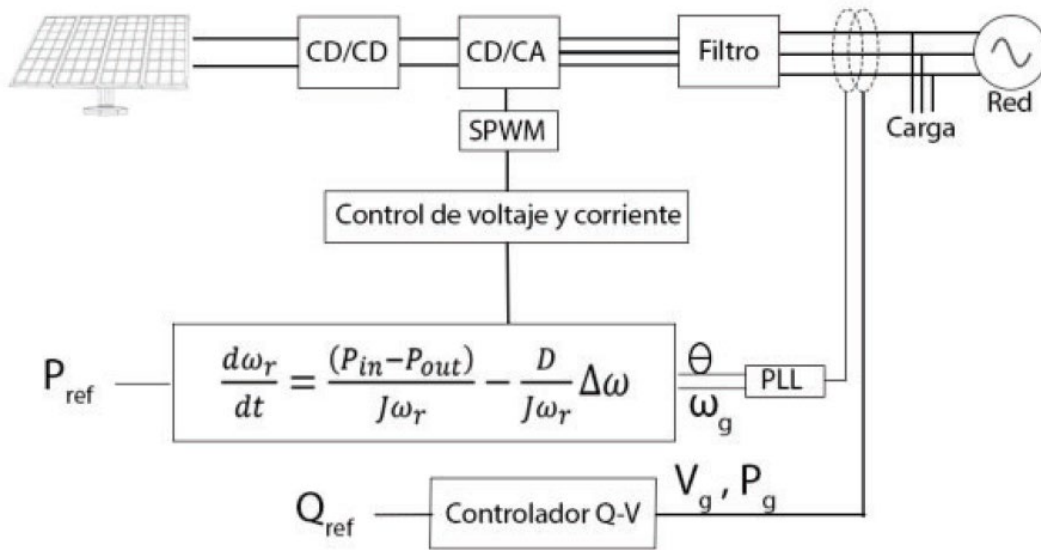


Figura 9. Esquema general de la técnica Ise Lab's.

La potencia de entrada se calcula de un modelo de primer orden que emula el comportamiento del gobernador de un generador síncrono, ver Figura 10. Para la *ecuación del swing*, el valor de frecuencia angular de la red (ω_g en rad/s) se obtiene del bucle de enganche de fase (PLL por sus siglas en inglés) y la potencia de salida del inversor se calcula con valores medidos de voltaje y corriente en el punto de conexión común (PCC). Con esta información, la *ecuación de swing* se resuelve continuamente obteniendo la frecuencia angular de referencia (ω_r) o (θ_r), necesaria para el control de voltaje del inversor, junto con un esquema de potencia reactiva-voltaje o Q-V.

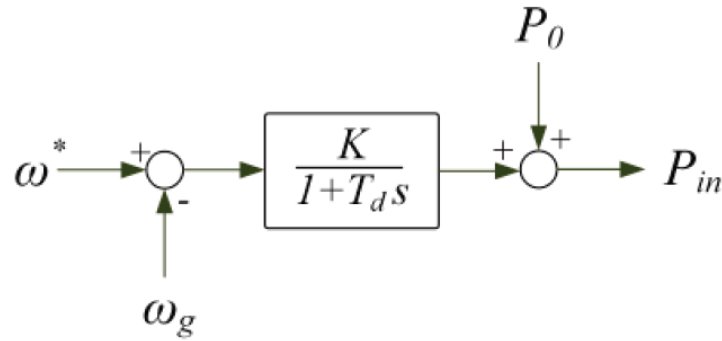


Figura 10. Control de gobernador de un generador síncrono.

c) Droop Control

Diferente a las estructuras de control previamente descritas, aquí se usa un par de controles proporcionales, independientes, para determinar las referencias de frecuencia y voltaje, necesarias para el control del inversor. Por separado se usa el error de las potencias activa y reactiva. Las expresiones del Droop Control mostradas a continuación se obtienen de [28].

$$\left. \begin{aligned} \omega_r^* &= \omega_g + m_p(P_{out} + P_{in}) \\ v_r^* &= v_g + m_q(Q_{out} + Q_{in}) \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

Aquí, la frecuencia angular de la red ω_g se obtiene del PLL, el voltaje de la red v_g se mide directamente en el PCC, las potencias activa y reactiva de entrada son las referencias, y las potencias activa y reactiva de salida son las que se miden a la salida del inversor. En la Figura 11 se muestra la estructura general del método Droop.

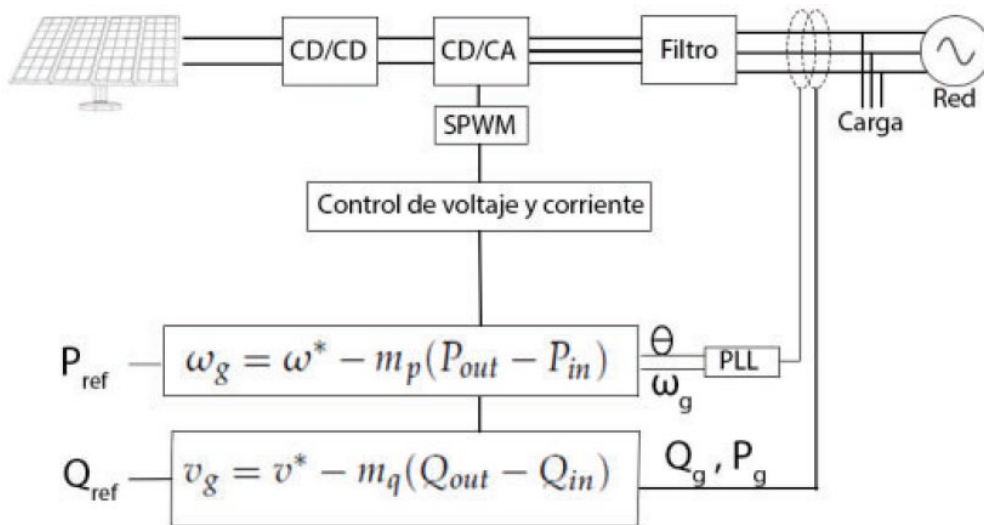


Figura 11. Esquema general del control por estatismo.

1.2.2. Sistema de Almacenamiento de Energía

Otro enfoque de soporte inercial que se usa de manera independiente o en conjunto con un GD, es el basado en sistemas de almacenamiento de energía (ESS, por sus siglas en inglés). Desde luego, este tipo de sistemas requieren sus propias interfaces de electrónica de potencia y controladores para la gestión de carga y descarga. Aquí solo se muestra la capacidad o valor de coeficiente de inercia H , que se puede obtener con algunos ESS más comunes para estas aplicaciones, como son: baterías, volantes de inercia, supercapacitores y SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage), ver Tabla 3 [30]. En donde, se muestran los valores de H en función de sus respectivos parámetros como son: capacitancia, inercia, etc.; así como sus variables de influencia como son: potencia, velocidad angular, corriente, etc.

Tabla 3. Constante de Inercia para diferentes tipos de ESS.

Tipo de ESS	Variable de Influencia	Coeficiente de Inercia
Iones de Litio	Potencia de salida	$H = \frac{1}{2P_n} \frac{\Delta E}{\Delta f_{sg}}$
Sulfuro de Sodio	Potencia de salida	$H = \frac{1}{2P_n} \frac{\Delta E}{\Delta f_{sg}}$
Volante de Inercia	Velocidad rotacional	$H = \frac{J\omega}{2P_n} \frac{\Delta \omega}{\Delta f_{sg}}$
Supercapacitores	Voltaje	$H = \frac{CV_{sc}}{2P_n} \frac{\Delta E}{\Delta f_{sg}}$
SMES	Corriente	$H = \frac{LI}{2P_n} \frac{\Delta I}{\Delta f_{sg}}$

Aunque los valores de H pueden diferir dependiendo de cada tecnología de almacenamiento de energía, en general, estos se pueden ver como una proporcionalidad, descrita como sigue:

$$H = K_x \frac{\Delta_x}{\Delta f_{sg}} \quad (8)$$

En este contexto, el control o gestión de energía del ESS, para propósitos de soporte, se puede expresar con un esquema como el que se muestra en la Figura 12 para el caso específico de un ESS basado en baterías ([31], [32], [33]).

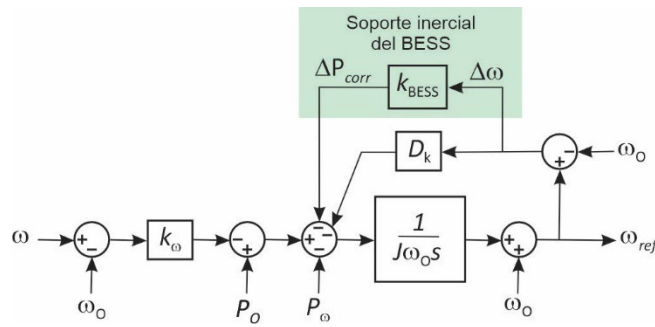


Figura 12. Estructura general de un BESS como soporte de frecuencia.

Se concluye que, la implementación o necesidad de un sistema de almacenamiento de energía con una técnica basada en un generador virtual, depende del entorno y las funciones que se traten de emular, debido a que implementar un sistema con otro aumenta la complejidad y puede reducir la velocidad de la respuesta ante los eventos de perturbación de la red, en donde el tiempo de respuesta forma parte fundamental en la evaluación de estos sistemas de soporte inercial. Esta revisión bibliográfica nos permitió identificar las principales corrientes de los generadores distribuidos con funciones de soporte o Smart Inverters, recopilando información relevante para poder evaluar a todas ellas, y escoger una para implementarla, logrando examinar sus resultados para poder determinar si la implementación a gran escala de GD es viable como una nueva alternativa para los generadores síncronos basados en hidrocarburos.

1.2.3. Comparación de las técnicas de emulación de inercia

Del producto de la revisión bibliográfica se logró identificar los principales puntos débiles de la integración masiva de las FER destacando la disminución de la inercia total de la frecuencia del sistema eléctrico, la falta de una respuesta dinámica inmediata en los generadores distribuidos, provocando los problemas de estabilidad ante las perturbaciones entre la potencia generada y la potencia consumida.

Asimismo, el análisis de las diferentes técnicas de emulación de inercia nos permitió identificar la diversidad en cuanto a control de inversores de soporte de inercia se refiere.

Para poder comparar objetivamente los esquemas identificados y seleccionar el más adecuado para este trabajo de tesis, se definieron los siguientes criterios de evaluación, basados tanto en los desafíos detectados como en las capacidades ofrecidas por cada técnica de emulación de inercia.

- Inercia aportada
- Regulación de frecuencia
- Cantidad de inercia configurable
- Operación en paralelo

Dichos criterios servirán para la selección de nuestro sistema de soporte de inercia, que será sometido ante un entorno establecido y poder seleccionar la técnica de emulación adecuada.

Este trabajo no busca el replicar todas las técnicas de soporte inercial encontradas, sino que, evaluará bajo los criterios de selección establecidos y con base en los resultados técnicos y métricas de desempeño reportadas en los artículos ya consultados. Esta comparación tiene como objetivo seleccionar el esquema más adecuado para la emulación de inercia desde el inversor de un GD para dar soporte inercial al sistema eléctrico. En este sentido, tomando en cuenta los criterios indicados en la sección previa, se analizaron los trabajos resumidos en el Anexo A y se obtuvo la síntesis de la Tabla 4.

Tabla 4. Resumen de los criterios claves de los diferentes esquemas de emulación de inercia.

Criterio	Synchronverter	VSG clásico (ISE, KHI, PSC)	Inducverter (PLL-less)	ESS/BMS con RoCoF	Synchronous Condenser (SC)
Operación en paralelo	Alta: probado en microredes con múltiples unidades.	Buena, pero puede presentar inestabilidades en redes débiles.	Robustez media; sensible a control, pero estable sin PLL.	Limitada: no diseñado para sincronía entre múltiples convertidores.	Natural, se comporta como cualquier SG.
Cantidad de inercia configurable	Totalmente ajustable vía parámetros (H , D).	Parcial: depende del modelo implementado.	Limitada; basada en impedancia virtual.	Depende del SOC y capacidad de batería.	Ninguna: fija por masa del rotor.
Respuesta en la impedancia	Moderada: requiere buen diseño de filtros LCL.	Sensible a variaciones de red.	Alta: diseñado para soportar desbalances y armónicos.	Dependiente de convertidor, poca rigidez.	Muy robusta.
Inercia aportada (sostenida)	Alta: configurable, desacoplada del almacenamiento.	Media: responde en rango limitado.	Rápida pero de corta duración.	Limitada al tamaño del ESS.	Alta pero fija.
Sincronización	Necesita algoritmos externos (sincronizador o PLL-less).	Usualmente depende de PLL.	Intrínseca, auto-sincronización.	Basada en medición de frecuencia, no en ángulo.	Natural, instantánea.
Regulación de frecuencia	Excelente: ajusta activamente el par virtual.	Buena, especialmente PSC.	Adecuada en redes débiles.	Limitada: soporte primario, no regulador continuo.	Muy buena, pero lenta.

Con base en la revisión, el sincronvertidor destaca por varias razones clave descritas a continuación:

1. Emula el comportamiento de un generador síncrono, facilitando la comprensión entre el comportamiento del sistema y la respuesta del inversor.
2. Su integración en inversores es compatible con plataformas de control convencionales.

3. Reporta una buena estabilidad transitoria y mejora significativa en la respuesta del sistema sin sufrir de perturbaciones adicionales.
4. Ha sido ampliamente validado en simulaciones en múltiples trabajos, así como en trabajos donde es validado en un entorno “real”.

Por lo tanto, se considera que el sincronvertidor ofrece un balance entre desempeño, estabilidad, complejidad y aplicabilidad en entornos de generación distribuida, lo cual justifica su selección como esquema base.

También se realizó un análisis para comprender el comportamiento de la máquina síncrona y el funcionamiento del control del sincronvertidor, dicha síntesis se muestra en el Anexo B. En consecuencia, se logró un mayor entendimiento del esquema de control. Además de poder detectar los parámetros que permiten dimensionar dicho control, logrando así la implementación en cualquier entorno de interés. Finalmente, se realizó la selección de los parámetros para nuestro caso de estudio.

1.3. Propuesta de Solución

Derivado de la problemática previamente descrita, es notable que para lograr que la penetración de GD en la red eléctrica sea más confiable, es necesario, que estos mismos puedan contribuir de manera activa con la red, llevando a cabo funciones de soporte. De acuerdo con el interés de este trabajo, que está relacionado con el soporte de frecuencia, en este caso se propone el desarrollo y/o evaluación de una estrategia de control que permita, desde el control del inversor del GD, que éste sea capaz de emular el comportamiento de las máquinas síncronas y con ello provea soporte de frecuencia o soporte inercial. En la Figura 13 se muestra esta idea.

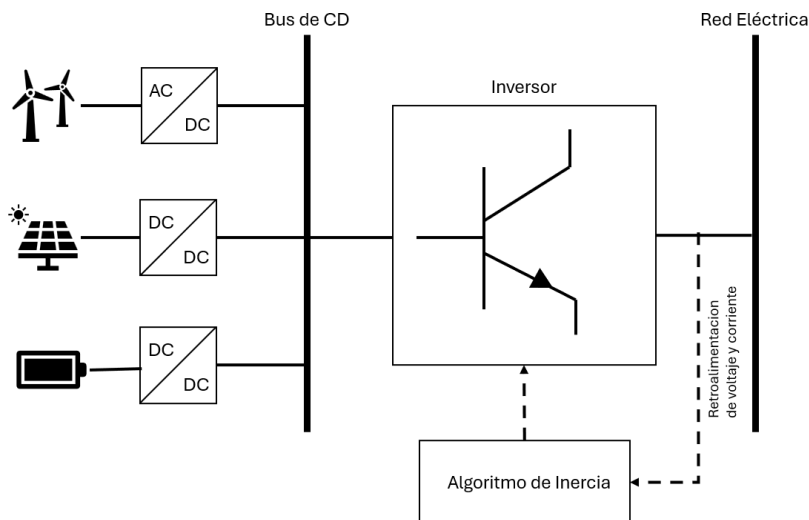


Figura 13. Concepto de Emulación de Inercia a través del control del inversor de un GD.

La validación considerará escenarios representativos de operación conectada a red, empleando métricas normalizadas: nadir, RoCoF y tiempo de establecimiento.

1.4. Objetivos

Objetivo general

Proveer soporte inercial a la red, mediante el control del inversor de un generador distribuido, capaz de actuar de manera activa ante variaciones de frecuencia en el punto de conexión a red.

Objetivos Específicos

- Seleccionar una estrategia de soporte inercial, mediante la revisión del estado del arte.
- Desarrollar la estrategia de soporte inercial, mediante el correspondiente dimensionamiento y control de un inversor.
- Implementar el simulador de la estrategia de soporte inercial, utilizando un entorno de simulación con elementos que permitan evaluar el desempeño de este.
- Analizar y validar el desempeño de la estrategia de soporte inercial, con base en múltiples pruebas y en métricas convencionales para la compensación de frecuencia.

2. Esquema de emulación de inercia basado en sincronvertidor

Como resultado de la búsqueda, síntesis y categorización de las técnicas de emulación de inercia virtual, en donde se ha concluido con la selección del sincronvertidor como técnica de emulación para este trabajo de investigación debido a sus características las cuales se han encontrado útiles para el y/o los casos de estudio de este trabajo.

2.1. Sincronvertidores como generadores síncronos

Un sincronvertidor opera al generador distribuido, basado en un inversor de potencia, para emular el comportamiento de un generador síncrono, desde la perspectiva de la red eléctrica [34]. Este esquema es desarrollado por el autor Q.C. Zhong en [35]. En donde, una etapa de control de caída de frecuencia se encarga de suministrar la potencia del inversor, emulando la respuesta de un generador síncrono. A continuación, y de las referencias [36], [37], [38], [39], [40], [41], [42], se abordará el modelado matemático para emular la máquina síncrona. Se asumirá un estado estable para las corrientes y voltajes para simplificar el análisis de dicha máquina. Además, las inductancias del estator se tomarán constantes y se basarán en una máquina de rotor redondo. Así mismo las corrientes parásitas, los efectos de saturación magnética y los devanados amortiguadores encontrados en el rotor, etc., no se tomarán en cuenta para este análisis. El modelado de dicha máquina comprende de una parte eléctrica y una parte mecánica.

2.1.1. Etapa Eléctrica

La geometría de la máquina síncrona a estudiar se basa en un bobinado para el rotor (también conocido como devanado de campo), y 3 devanados para estator, los cuales estarán distribuidos en 3 ranuras separadas cada una de la otra por 120° (Figura 14). En cuanto a los devanados de estator, estos se asumen que tienen una auto inductancia o inductancia propia por fase, denotada como L_a , L_b y L_c ; así como una resistencia serie denotada como R_a , R_b , R_c . Adicionalmente, entre las fases del estator existen inductancias mutuas (inducidas por las corrientes de los otros devanados), denotadas como M_{ab} , M_{ac} , M_{ba} , M_{bc} , M_{ca} , M_{cb} . De manera análoga, el rotor puede considerarse como una inductancia concentrada, denotada como L_f y una resistencia serie, denotada como R_f . Por su parte, la inductancia mutua que existe entre los devanados del estator y el rotor (inducida por la corriente del rotor), varía con el ángulo del rotor θ , es decir

$$M_{af} = M_f \cos(\theta) \quad (9)$$

$$M_{bf} = M_f \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (10)$$

$$M_{cf} = M_f \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \quad (11)$$

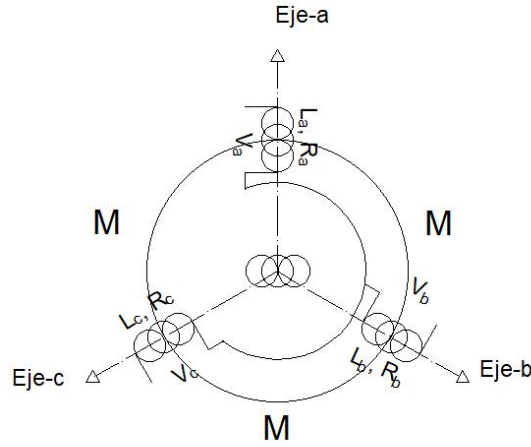


Figura 14. Diagrama general del sistema eléctrico de la máquina síncrona.

Donde M_f es mayor a 0. Los enlaces de flujo en cada devanado del estator están compuestos por su autoinductancia, la inductancia mutua que existe entre sus devanados, y la inductancia mutua que existe entre cada devanado y el campo del rotor. En este contexto, asumiendo devanados simétricos, y por sus condiciones estacionarias, se puede decir que: $L_a = L_b = L_c = L$; $R_a = R_b = R_c = R$; y que $M_{ab} = M_{ac} = M_{ba} = M_{bc} = M_{ca} = M_{cb} = M$. Por lo tanto, los enlaces de flujo de estator se pueden definir como sigue:

$$\Phi_a = Li_a - Mi_b - Mi_c + M_{af}i_f \quad (12)$$

$$\Phi_b = -Mi_a + Li_b - Mi_c + M_{bf}i_f \quad (13)$$

$$\Phi_c = -Mi_a - Mi_b + Li_c + M_{cf}i_f \quad (14)$$

El enlace de flujo del rotor está constituido por su autoinductancia y el flujo mutuo que existe con los 3 devanados del estator.

$$\Phi_f = M_{af}i_a + M_{bf}i_b + M_{cf}i_c + L_fi_f \quad (15)$$

El sistema puede expresarse de forma compacta utilizando matrices para los enlaces de flujo. Denotando:

$$\begin{aligned}\Phi &= \begin{bmatrix} \Phi_a \\ \Phi_b \\ \Phi_c \end{bmatrix} & i &= \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \\ \widetilde{\cos \theta} &= \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} & \widetilde{\sin \theta} &= \begin{bmatrix} \sin(\theta) \\ \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix}\end{aligned}\quad (16)$$

De ello se deduce que los enlaces de flujo del estator pueden ser reescritos como

$$\Phi = (L + M)i + M_f i_f \widetilde{\cos \theta} \quad (17)$$

De la misma manera se comprende que el enlace de flujo del rotor también puede ser reescrito como:

$$\Phi_f = L_f i_f + M_f \langle i_f, \widetilde{\cos \theta} \rangle \quad (18)$$

Donde $\langle \cdot, \cdot \rangle$, en este caso $\langle i_f, \widetilde{\cos \theta} \rangle$, define el producto interno en $\mathbb{R}^3$.

Por su parte, el voltaje en terminales del estator, de acuerdo con la ley de Faraday, quedan definidos de la siguiente manera:

$$v = -Ri - \frac{d\Phi}{dt} \quad (19)$$

Donde:

$$v = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad R_s = \begin{bmatrix} R_a & 0 & 0 \\ 0 & R_b & 0 \\ 0 & 0 & R_c \end{bmatrix} \quad (20)$$

Sustituyendo:

$$v = -R_s i - \frac{d\Phi}{dt} \quad (21)$$

Desarrollando:

$$v = -R_s i - \frac{d(L + M)i + M_f i_f * \widetilde{\cos \theta}}{dt} \quad (22)$$

$$v = -R_s i - \frac{(L + M) di}{dt} + \frac{dM_f i_f * \widetilde{\cos \theta}}{dt} \quad (23)$$

$$v = -R_s i - \frac{(L + M) di}{dt} + M_f i_f \dot{\theta} \widetilde{\sin \theta} + M_f \widetilde{\cos \theta} \frac{di}{dt} \quad (24)$$

Finalmente, debido al movimiento del rotor se puede definir como la fuerza electromotriz de retorno a:

$$e = M_f i_f \dot{\theta} \widetilde{\sin \theta} + M_f \widetilde{\cos \theta} \frac{di}{dt} \quad (25)$$

Entonces la ecuación de los voltajes de estator se puede reescribir como:

$$v = -R_s i - \frac{(L + M) di}{dt} + e \quad (26)$$

De manera análoga, para el rotor se define el voltaje de campo de acuerdo con la siguiente expresión:

$$v_f = -R_f i_f - \frac{d\Phi_f}{dt} \quad (27)$$

Con esto se concluye el modelado de la parte eléctrica de la máquina síncrona.

2.1.2. Etapa Mecánica

La parte mecánica de la máquina síncrona está definida por un modelo dinámico que describe el movimiento del rotor en respuesta de los torques aplicados, así mismo, del fenómeno de inercia y amortiguamiento. Basado en la segunda ley de Newton para movimiento angular, en la cual tomaremos interacciones electromagnéticas y mecánicas, la ecuación de par queda definida por:

$$J\ddot{\theta} = T_m - T_e - D_p\dot{\theta} \quad (28)$$

En donde:

J es el momento de inercia de todas las partes rotativas.

T_m es el torque mecánico.

T_e es el torque electromagnético.

D_p es el factor de amortiguamiento.

θ es el ángulo del rotor.

Debido a que la parte mecánica del generador síncrono interactúa con el sistema eléctrico a través del torque electromagnético T_e , los cambios en el sistema eléctrico afectan T_e , lo que a su vez alteran su dinámica. T_e se puede encontrar de la energía almacenada en el campo magnético de la máquina. En donde influye tanto los devanados del estator y sus corrientes, así como el devanado del rotor y sus corrientes:

$$E = \frac{1}{2} \langle i, \Phi \rangle + \frac{1}{2} \langle i_f, \Phi_f \rangle = \frac{1}{2} \langle i, (L + M)i + M_f i_f \widetilde{\cos \theta} \rangle + \frac{1}{2} \langle i_f, L_f i + M_f \langle i, \widetilde{\cos \theta} \rangle \rangle \quad (29)$$

$$= \frac{1}{2} \langle i, (L + M)i \rangle + M_f i_f \widetilde{\cos \theta} + \frac{1}{2} L_f i_f^2$$

El torque electromagnético se relaciona con el cambio de la energía almacenada en el sistema magnético con respecto al ángulo del rotor. Es decir:

$$T_e = -\frac{\partial E}{\partial \theta} \quad (30)$$

En donde se sustituye E con las corrientes del estator y rotor en T_e , quedando de la siguiente manera:

$$T_e = -M_f i_f \left\langle i, \frac{\partial}{\partial \theta} \widetilde{\cos \theta} \right\rangle = M_f i_f \langle i, \widetilde{\sin \theta} \rangle \quad (31)$$

En donde podemos notar que, si i_f es constante, entonces analizando (31) y (25) obtenemos:

$$T_e \dot{\theta} = \langle i, e \rangle \quad (32)$$

Concluyendo así el análisis de la máquina síncrona en la etapa mecánica.

2.1.3. Esquema de control del sincronvertidor

Como se ha mencionado, un sincronvertidor es un inversor de potencia, que se controla para emular el comportamiento de una máquina síncrona. Usa una estrategia basada en modelo, de aquí la importancia de conocer el modelo electro-mecánico de la máquina, la cual se asume puede tener la cantidad y forma de respuesta inercial que se desea. Así, para la síntesis del esquema de control, se parte de la definición de la potencia activa (P) y de la potencia reactiva (Q) en terminales de una máquina síncrona, esto es:

$$P = \langle i, e \rangle \quad Q = \langle i, e_q \rangle \quad (33)$$

Donde e_q tiene la misma amplitud que e pero está desfasada $\pi/2$, es decir:

$$e_q = \dot{\theta} M_f i_f \widetilde{\sin} \left(\theta - \frac{\pi}{2} \right) = -\dot{\theta} M_f i_f \widetilde{\cos}(\theta) \quad (34)$$

Entonces se define P y Q como:

$$\left. \begin{aligned} P &= \dot{\theta} M_f i_f \langle i, \widetilde{\sin} \theta \rangle \\ Q &= -\dot{\theta} M_f i_f \langle i, \widetilde{\cos} \theta \rangle \end{aligned} \right\} \quad (35)$$

Estas fórmulas son integradas al esquema de control del sincronvertidor para regular las potencias activa y reactiva. En la Figura 15 se muestra el esquema de control del sincronvertidor; en donde se puede observar, que integra las ecuaciones eléctricas y mecánicas de la máquina síncrona. Entre otras cosas, se distingue que el voltaje e (fuerza electromotriz) del modelo, constituye la salida de este esquema control, que a su vez serán las señales moduladoras para la modulación PWM del inversor, dado que se asume que se espera que este voltaje e, sea el que se tenga en las terminales de salida del inversor. Se distingue también, que el par mecánico (T_m) de entrada al modelo de control, proviene de la referencia de potencia activa (P_{set}), en donde se toma en cuenta la velocidad nominal, $\dot{\theta}_n$ (frecuencia angular de red); recordando que:

$$P = T \dot{\theta} \rightarrow T_{set} = \frac{1}{\dot{\theta}_n} P_{set} \quad (36)$$

Nótese que basado en el modelo mecánico, ecuación (28), se implementa una estrategia droop (caída) de frecuencia (*frequency-droop control - FDC*), descrita por la siguiente expresión:

$$\dot{\theta} = \frac{1}{J_S} [(T_{set} - T_e) + D_p(\dot{\theta}_r - \dot{\theta})] \quad (37)$$

en donde $\dot{\theta}_r$ es la frecuencia angular de red como valor de referencia y $\dot{\theta}$ es la frecuencia angular del emulador o frecuencia angular virtual. En este sentido, el FDC compensa el par o la potencia activa en función del error o desviación de frecuencia.

Por otro lado, el esquema de control del sincronvertidor, también incluye un compensador de voltaje mediante un esquema similar al de la frecuencia, en este caso un voltage-droop control (VDC), descrita por la siguiente expresión:

$$M_f i_f = \frac{1}{K_S} [(Q_{set} - Q) + D_q(V_{set} - V_m)] \quad (38)$$

en donde Q_{set} es la potencia reactiva de referencia; Q es la potencia reactiva del sincronverter; V_{set} es el voltaje de referencia; V_m es la magnitud del voltaje de red; D_q es el coeficiente de caída de voltaje y K es una constante (análoga a la inercia J). Nótese que el VDC compensa la potencia reactiva, agregando una porción adicional al error de seguimiento de potencia reactiva ($Q_{set} - Q$), como función del error o desviación de voltaje, proporcional a D_q .

En términos generales, se puede decir que el esquema de control del sincronvertidor, es un esquema que es capaz de controlar la potencia activa, así como la reactiva, que se intercambia con la red; y que internamente, basado en el modelo de una máquina síncrona, es capaz también, de compensar variaciones de frecuencia y de voltaje, constituyéndose en un sistema que provee inercia virtual.

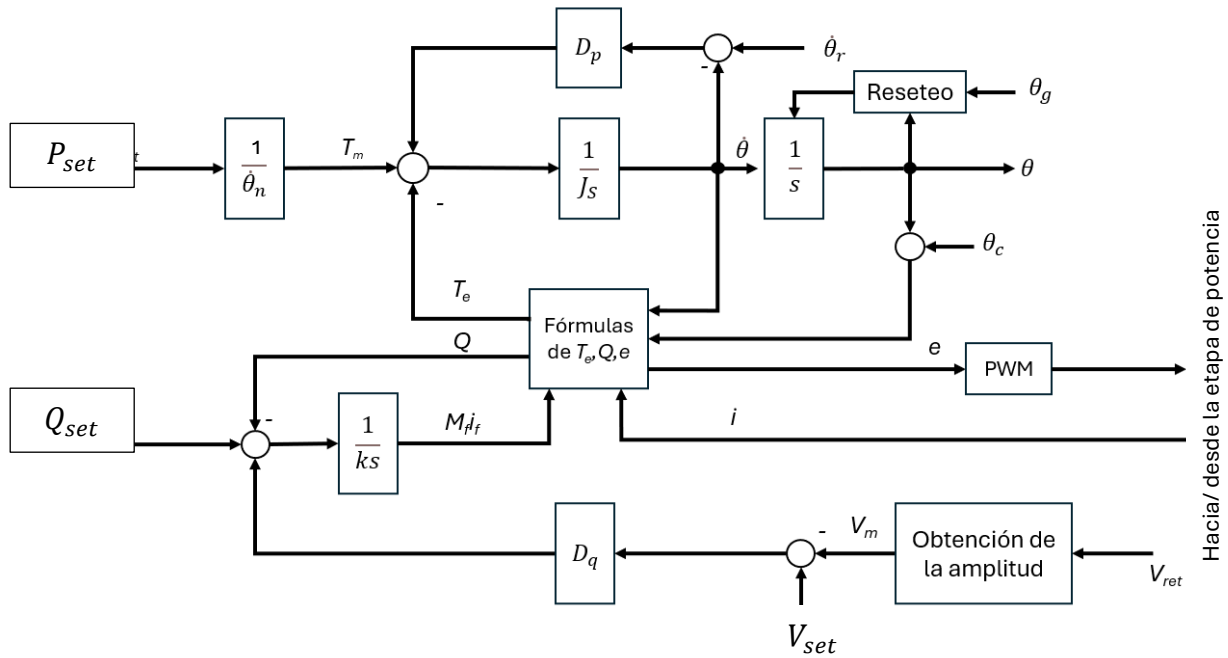


Figura 15. Esquema de control del sincronvertidor.

2.2. Diseño del esquema de control del sincronvertidor

De manera particular, en este trabajo en cuanto al DER o GD, el estudio solo se centra en el conjunto inversor-filtro. En cuanto al inversor, se hace uso de un inversor trifásico de dos niveles, con filtro de salida LC, el cual se interconecta a la red. El bus de CD es una fuente de CD que no requiere controlarse. La red se caracteriza como un bus infinito y una impedancia de red de tipo inductiva, con lo cual el filtro a la salida podría tratarse también como un filtro LCL. El esquema del inversor bajo estudio se muestra en la Figura 16.

En esta sección, se muestra cómo se lleva a cabo el dimensionamiento de los parámetros del esquema de control del sincronvertidor. En cuanto al lazo de control de frecuencia, en primer lugar, se puede definir un valor esperado de RoCoF, ejemplo, basado en las normativas de red

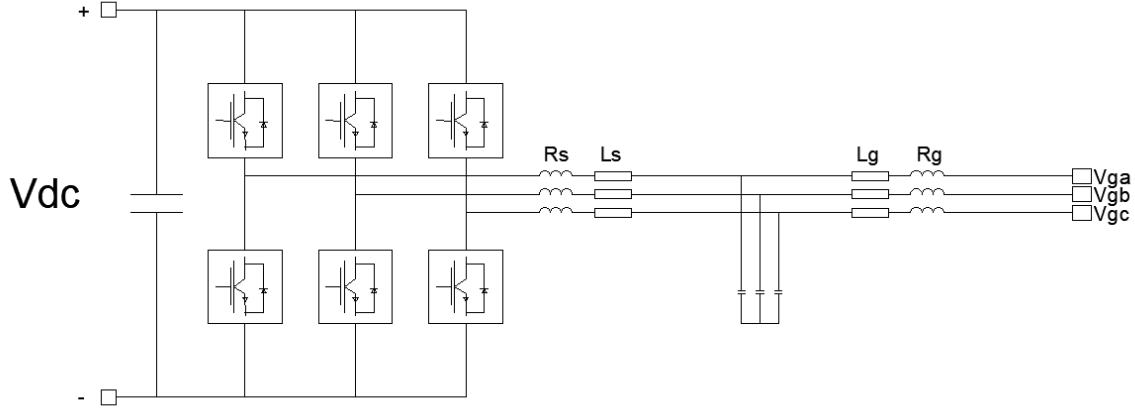


Figura 16. Diagrama de general de la etapa de potencia en un sincronvertidor.

aplicables. En ese sentido, dada la definición del RoCoF, se puede calcular la correspondiente constante de inercia H:

$$RoCoF = \frac{f_n P_k}{2H P_n} \rightarrow H = \frac{f_n P_k}{(2)(RoCoF)(P_n)} \quad (39)$$

Donde:

f_n , es la frecuencia nominal (Hz).

P_k , es la diferencia o cambio máximo de carga.

P_n , es la potencia nominal del inversor.

Por su parte, dada la definición de la *constante de inercia H*, que es función de la *inercia J*, se puede calcular esta última como sigue:

$$H = \frac{J \omega_n^2}{2P_n} \rightarrow J = \frac{2P_n H}{\omega_n^2} \quad (40)$$

Donde:

ω_n , es la frecuencia nominal (rad/s).

Por otro lado, de acuerdo con la dinámica mecánica del modelo de máquina síncrona, la constante de tiempo (constante de tiempo de inercia) de este sistema mecánico está dada por:

$$\tau_f = \frac{J}{D_p} \quad (41)$$

Es decir, la respuesta inercial depende de J y de D_p . En este caso, J se calcularía a partir de definir un valor deseado de RoCoF de la ecuación (39). Por su parte, D_p , como un coeficiente de amortiguamiento virtual, se define como una razón entre el cambio requerido de par y el cambio de velocidad (frecuencia), esto es:

$$D_p = \frac{\Delta T}{\Delta \omega} \quad (42)$$

Generalmente, se asume un cambio del 100% de la potencia (par) ante un cambio permitido de la frecuencia de un x porcentaje. De esta manera se concluye el cálculo de los parámetros J y D_p del lazo de control de frecuencia dado en la ecuación (37).

Con relación al lazo de control de voltaje, dado en la ecuación (38), en este se tienen que definir tanto D_q como K . En cuanto al coeficiente de caída de voltaje D_q , este se puede determinar análogamente a D_p , en este caso mediante la siguiente expresión:

$$D_q = \frac{\Delta Q}{\Delta V} \quad (43)$$

Es decir, como una razón entre el cambio requerido de potencia reactiva y el cambio de voltaje. Aquí, análogamente, se suele asumir un cambio del 100% de la potencia reactiva ante un cambio permitido del voltaje de un y porcentaje. Por otro lado, en este caso, la constante de tiempo (τ_v) del lazo de voltaje está dada por:

$$\tau_v = \frac{K}{D_q \omega_n} \quad (44)$$

En donde, se suele definir un valor de τ_v , generalmente más grande que τ_f , de tal manera que K se calcularía como:

$$K = \tau_v D_q \omega_n \quad (45)$$

3. Implementación y pruebas de simulación del sincronvertidor

3.1. Caso de estudio

Con base en el desarrollo previamente descrito, la parametrización de este trabajo fue realizada cuidadosamente siguiendo estos lineamientos teóricos, con el objetivo de estimar la cantidad de inercia virtual (H) que puede proporcionar el inversor y establecer los umbrales seguros de

frecuencia en operación ante eventos de perturbación en la red, como pueden ser cambios severos de carga.

Aunque el diseño actual del control está orientado a un sistema de bajo voltaje, la arquitectura planteada es escalable y puede adaptarse para operar en sistemas de media o alta tensión, con los ajustes pertinentes.

Las especificaciones del caso de estudio se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Especificaciones del sistema.

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
L_s	$0.45mH$	R_g	0.135Ω
R_s	0.135Ω	f_n	$50Hz$
C	$22\mu F$	V_{RMS-n}	$20.78 V$
Potencia nominal	$100W$	V_{DC}	$42V$
L_g	$0.45mH$	f_s	$10 KHz$

Los parámetros de la Tabla 5 constituyen la base para el dimensionamiento del esquema de control del sincronvertidor. En donde, conociendo que el valor de la tasa del cambio de frecuencia RoCoF tiene que estar dentro de los $\pm 2 \frac{Hz}{s}$ podemos sustituir este valor en la ecuación (39) y obtener el valor de la constante de inercia H .

$$H = \frac{(50 Hz)(1.6 W)}{(2) \left(2 \frac{Hz}{s} \right) (100 W)} = 0.2 s \quad (46)$$

De la misma manera, conociendo el valor de H y sustituyendo en (40) se puede obtener el valor del torque inercial J .

$$J = \frac{2(100W)(10s)}{((2)(\pi)(50Hz))^2} = 0.0004052 \frac{kg \cdot m^2}{s} \quad (47)$$

En este sentido, el coeficiente de amortiguamiento de frecuencia D_p fue seleccionado de modo que una caída de frecuencia del 0.5 % provoque un incremento del 100 % en el torque electromagnético virtual, en nuestro caso la potencia nominal del sistema 100W, el cual, de acuerdo con la ecuación (36) debemos de calcular el torque mecánico virtual haciendo la correcta conversión y sustituyendo en la ecuación (42), obtenemos:

$$D_p = \frac{100W}{(2\pi)(50Hz)} = 0.2026 \frac{kg \cdot m^2}{s} \quad (48)$$

Asimismo, la constante de tiempo del lazo de la frecuencia dado por τ_f se puede calcular de acuerdo con (44).

$$\tau_f = \frac{0.0004052 \frac{kg \cdot m^2}{s}}{0.2026 \frac{kg \cdot m^2}{s}} = 0.002 \quad (49)$$

El coeficiente de amortiguamiento D_q de voltaje se calcula de manera similar al coeficiente de amortiguamiento del lazo de la frecuencia, en donde asumimos un valor de 100VAR para un cambio del 100% de potencia reactiva, una desviación del 5% y el valor del voltaje nominal el cual es de 12V, desarrollando:

$$D_q = \frac{100VAR}{(5\%)(\sqrt{2} \cdot 12)} = 117.881 \quad (50)$$

Asimismo, la constante de tiempo para el lazo de voltaje se fijó en 0.1 s.

La implementación del generador distribuido se llevó a cabo en el entorno de simulación MATLAB/Simulink. A continuación, se describe cómo se implementó cada uno de los subsistemas.

3.2. Esquema de simulación del caso de estudio

a) Etapa de potencia

Para la implementación de la etapa de potencia se ha hecho uso de una fuente de voltaje trifásica programable para emular los eventos y poner a prueba el control del sincronvertidor. Así mismo a este se le ha conectado una carga para emular el comportamiento de la red eléctrica, de la misma manera para emular una experiencia más realista, se ha ocupado un transformador para simular la etapa de transformación de voltaje, característica de los sistemas de distribución, para emular la conexión y desconexión de cargas en el sistema de distribución se ha utilizado un interruptor conectado en serie con una carga resistiva. Además, se ha colocado una reactancia que simularía la inductancia y resistencia de la red. Para hacer la conexión y desconexión del sincronvertidor se ha hecho uso de otro disyuntor, programado para hacer una óptima conexión. Con esto se finaliza la etapa que emula la red eléctrica y comienza la etapa característica del sincronvertidor. Empezando con una fuente de voltaje de CD de 42 V, conectado a un puente inversor de 3 ramas, el cual a su vez es conectado con el filtro LC, que emulará las inductancias de nuestra máquina síncrona y los voltajes de esta misma, las mediciones se hacen con bloques mediciones trifásicas, ver Figura 17.

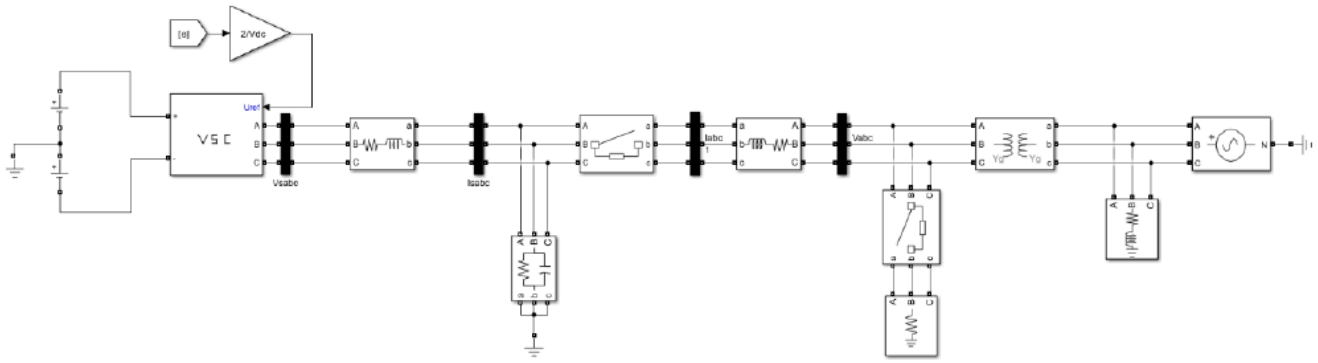


Figura 17. Etapa de potencia del simulador.

Para emular la etapa de control se basó en el modelado matemático detallado de la máquina síncrona, sintetizado en la Figura 18. En donde consta de 4 fases, las cuales son: a) la sincronización, b) el control de frecuencia, c) control de voltaje y d) el control encargado de hacer la solución de las ecuaciones (25), (37) y (38).

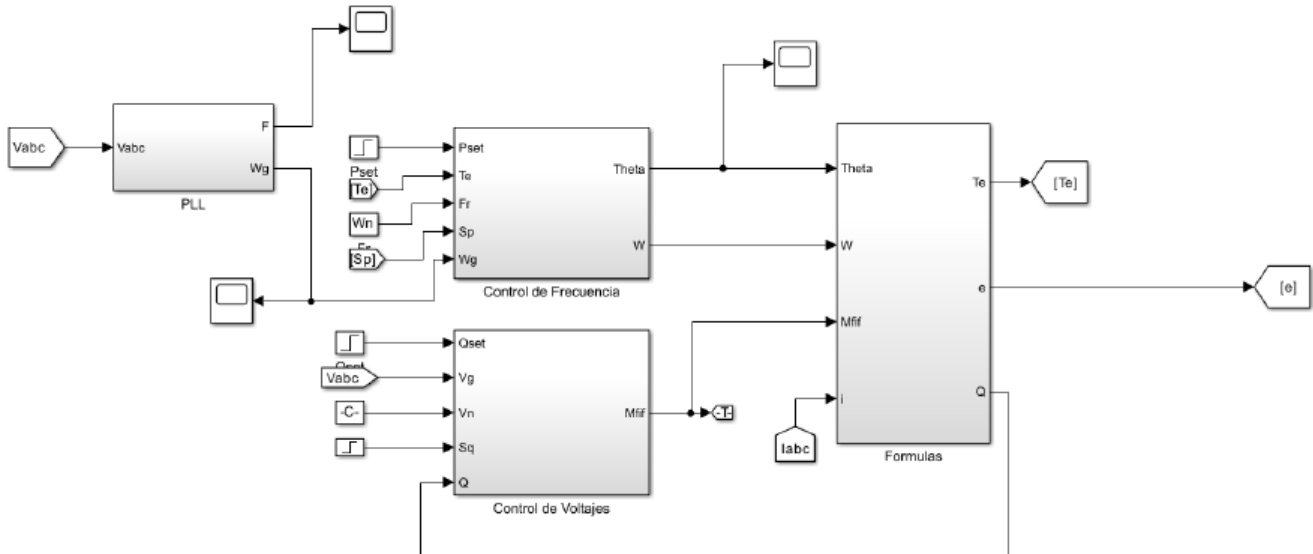


Figura 18. Etapa de control del simulador.

Para la fase de sincronización se hizo uso de un control de enganche de fase (PLL por sus siglas en inglés). La cual hace uso de bloques de transformación para simplificar el control y la obtención del ángulo virtual y velocidad angular virtual de la red. Ver Figura 19.

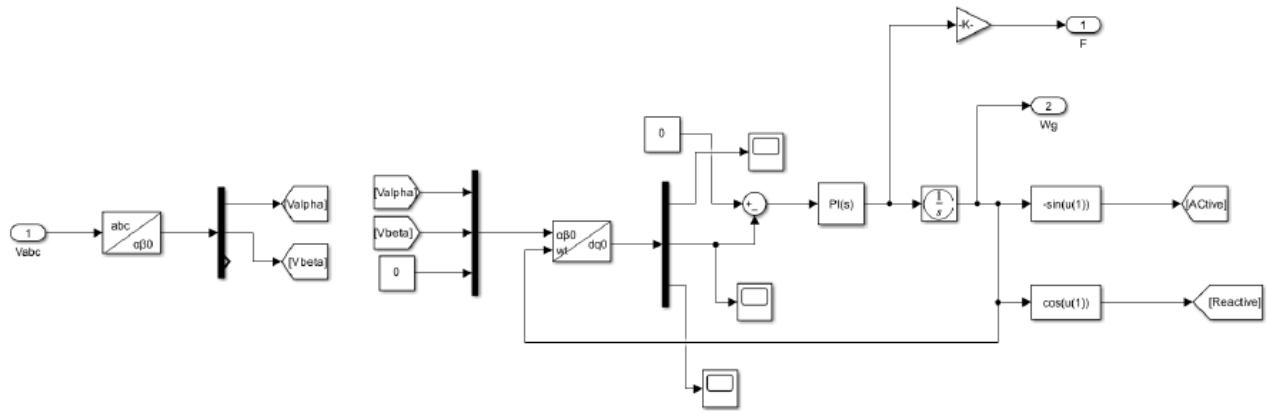


Figura 19. Control de Enganche de Fase (PLL).

El control de la frecuencia está compuesto por la ecuación número (28), acompañada de la conversión vista en (36), ver Figura 20.

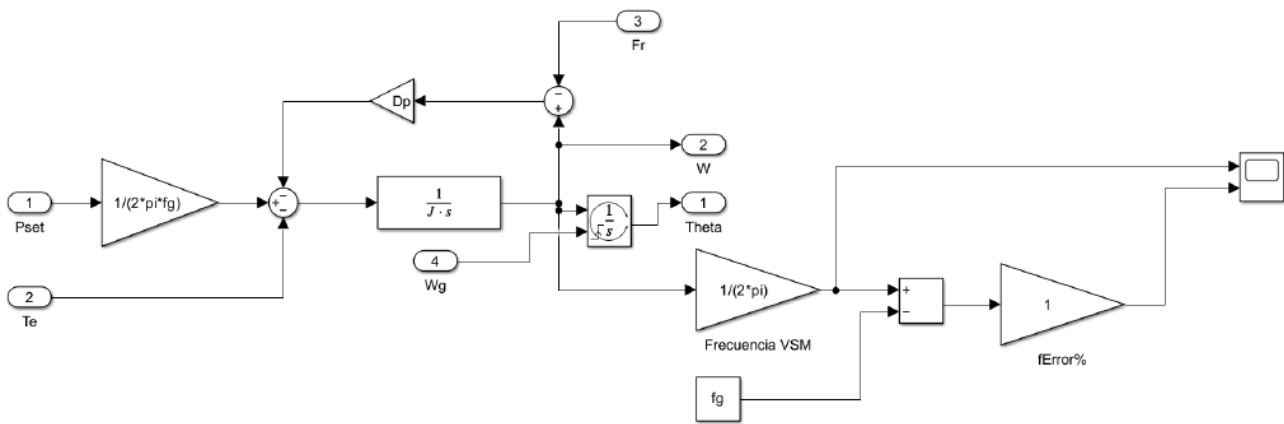


Figura 20. Control de Frecuencia del simulador.

El control de potencia reactiva puede ser realizada como se muestra en la Figura 15 con la diferencia entre el voltaje de referencia y el error de la amplitud de voltaje de la red. Este error es multiplicado por el coeficiente de amortiguamiento de voltaje Dq y después sumada a la potencia reactiva Q_{set} y la potencia reactiva del sistema Q , la cual es calculada de acuerdo con (38). El resultado es la entrada de un integrador con ganancia K para generar $M_f i_f$, ver Figura 21.

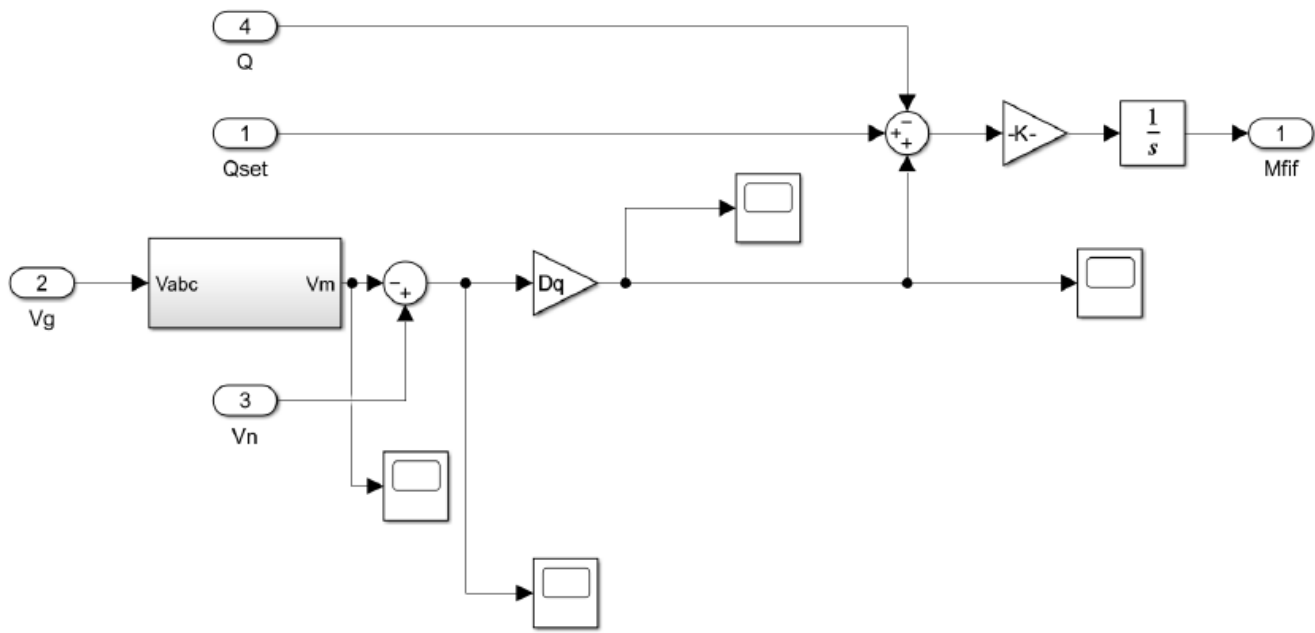


Figura 21. Control de potencia reactiva del simulador.

Finalmente, el control encargado de computar las ecuaciones se puede ver en la Figura 22. En donde, con un arreglo de funciones trigonométricas, acompañados de su debido desfase de cada una de las señales, logramos emular las ecuaciones (25), (37) y (38).

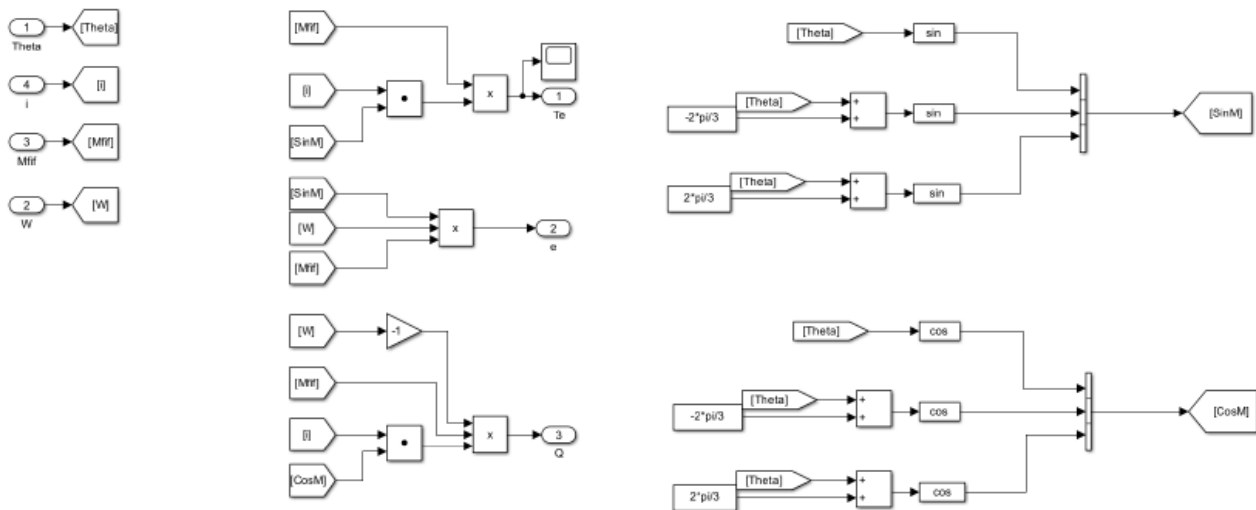


Figura 22. Solución del modelo matemático del simulador.

3.3. Pruebas de simulación

Las diferentes simulaciones presentadas a continuación tienen como fin demostrar que el control propuesto puede aportar inercia a la red y por ende brindar un soporte a la frecuencia del sistema eléctrico.

La primera simulación, está dirigida a demostrar el comportamiento de la red sin ningún tipo de soporte inercial, es decir un comportamiento nominal. La simulación comienza en $t=0s$ con una carga inicial activa de 80W y una carga inductiva de 60 VAR, la justificación de esto es para evaluar el comportamiento de la red como si se le estuviera aportando una potencia activa y reactiva de los valores ya antes mencionados.

El escenario de prueba se compone de los siguientes eventos:

- $t=2s$: se desconecta la carga activa, produciendo un efecto de desviación positiva.
- $t=3s$: se desconecta la carga inductiva, produciendo el mismo efecto discutido en la desconexión de la carga activa.
- $t=6.5s$: se realiza la conexión espontanea de una carga activa de un valor de 1.6W para evaluar el comportamiento ante una conexión.

La secuencia establecida puede verse en la Figura 23.

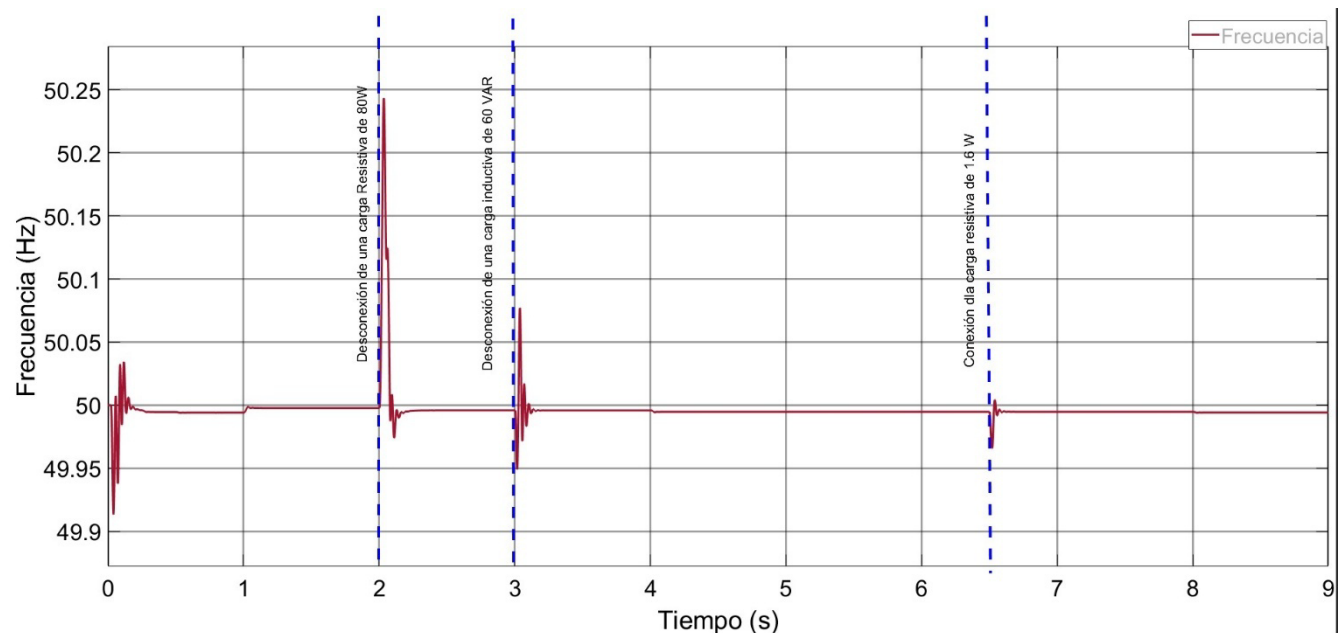


Figura 23. Comportamiento de la frecuencia del sistema eléctrico sin ningún tipo de soporte adicional.

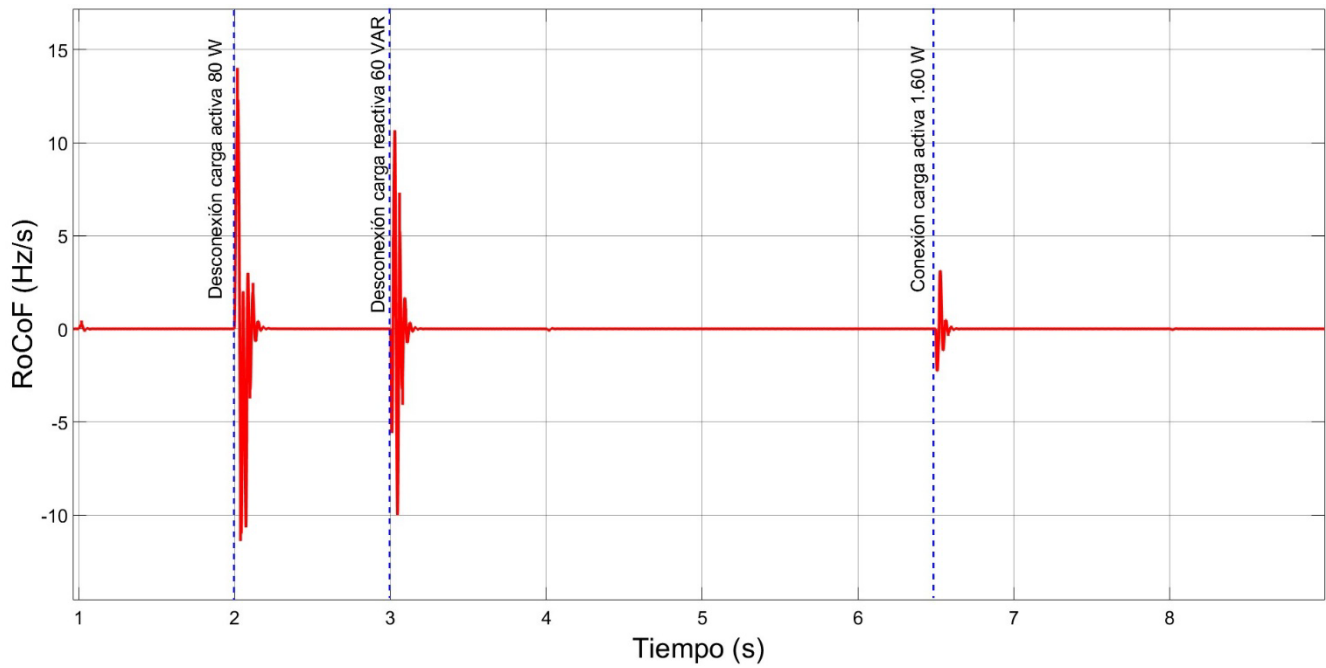


Figura 24. Tasa de variación de la frecuencia sin ningún tipo de soporte adicional.

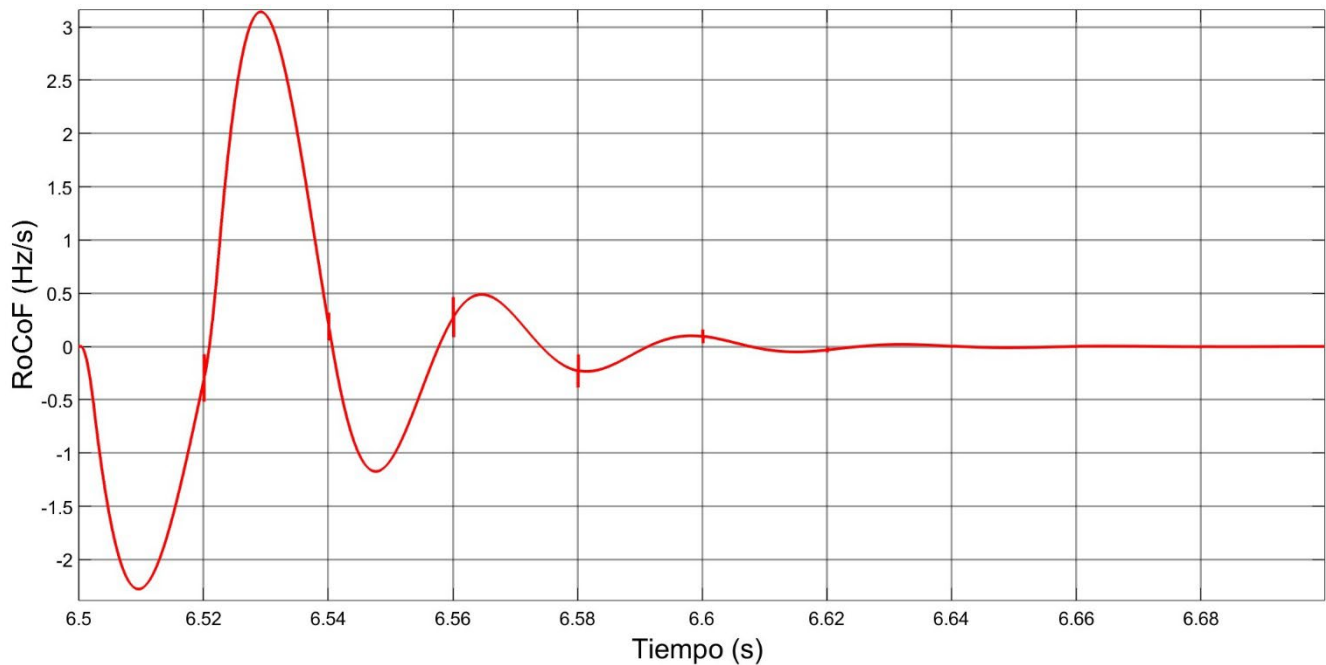


Figura 25. Comportamiento de la tasa de cambio de la frecuencia a la conexión de la carga activa de 1.6 W

Como se puede observar en la Figura 23 existe una desviación positiva considerable a la desconexión de la carga activa de 80 W provocando que la RoCoF, presentada en la Figura 24, también sea proporcional a dicho comportamiento. Adicionalmente, se representó y se enfocó en la conexión de la carga de 1.6 W debido a que un caso que se retomara más adelante, sin embargo, este comportamiento, representado en la Figura 25, resalta debido a que se trata de una conexión

y se puede observar que la señal se torna sinuosa y tarda aproximadamente 0.16 segundos en volver a su valor nominal.

El comportamiento de la frecuencia del sistema con un soporte adicional también es un caso de estudio para este trabajo de investigación, en donde dedicaremos una prueba prestando atención en la respuesta del RoCoF y nadir los cuales serán los factores de evaluación en estas evaluaciones.

Dicha simulación se compone de la siguiente secuencia:

- $t=1s$: se lleva a cabo la conexión del inversor a la red.
- $t=2s$: se cambia el valor de la potencia activa de 0W a 80W.
- $t=3s$: se cambia el valor de la potencia reactiva de 0VAR a 60VAR.
- $t=6.5s$: se conecta una carga de 1.6W.

A continuación, se presentan los gráficos obtenidos de la simulación.

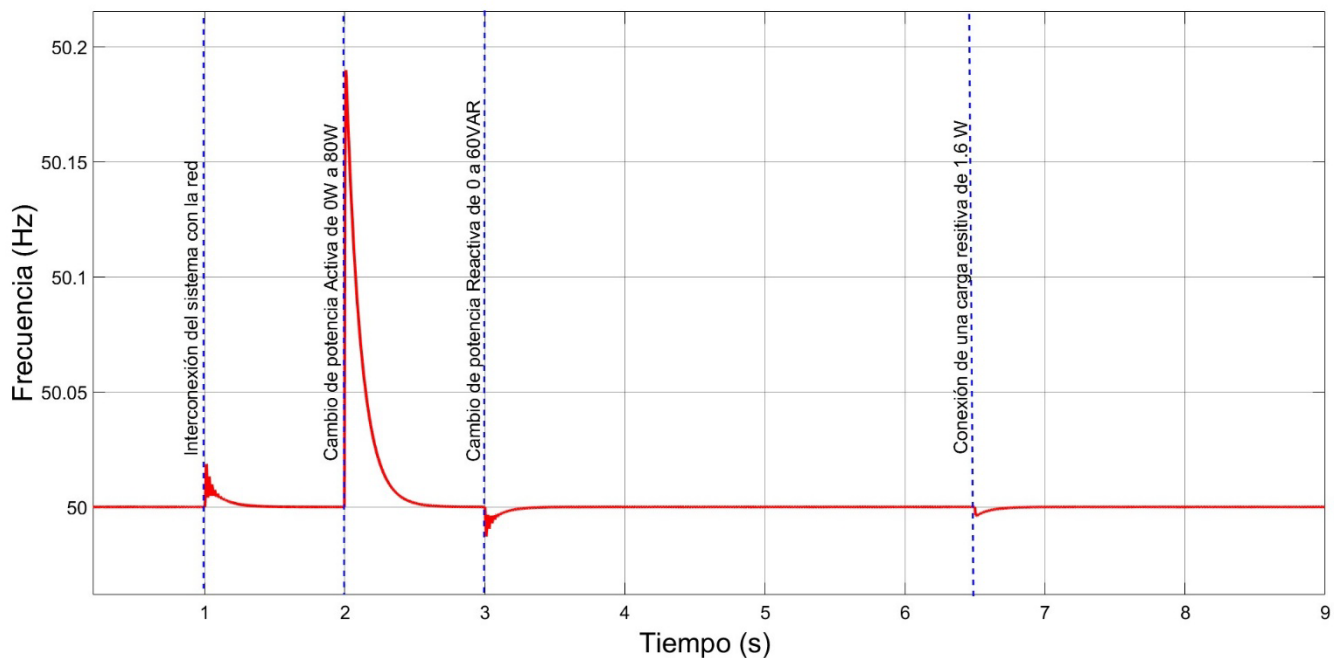


Figura 26. Comportamiento de la frecuencia del sistema con el control de soporte adicional.

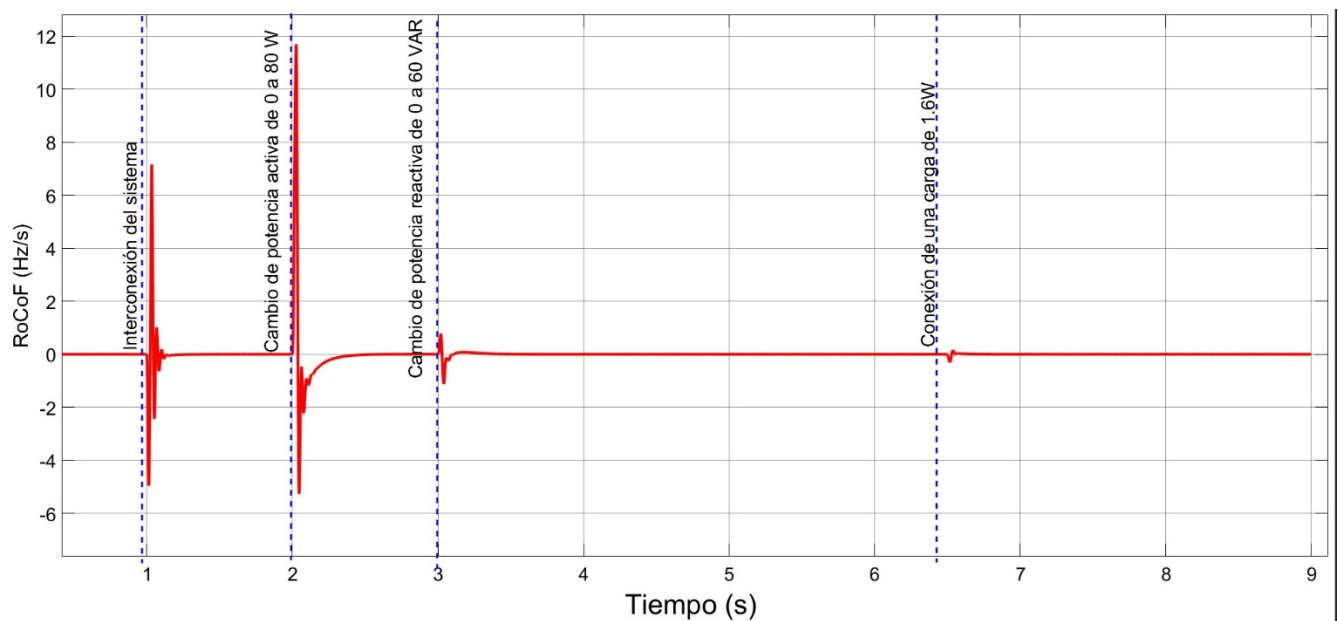


Figura 27. Tasa de variación de la frecuencia con el control de soporte adicional.

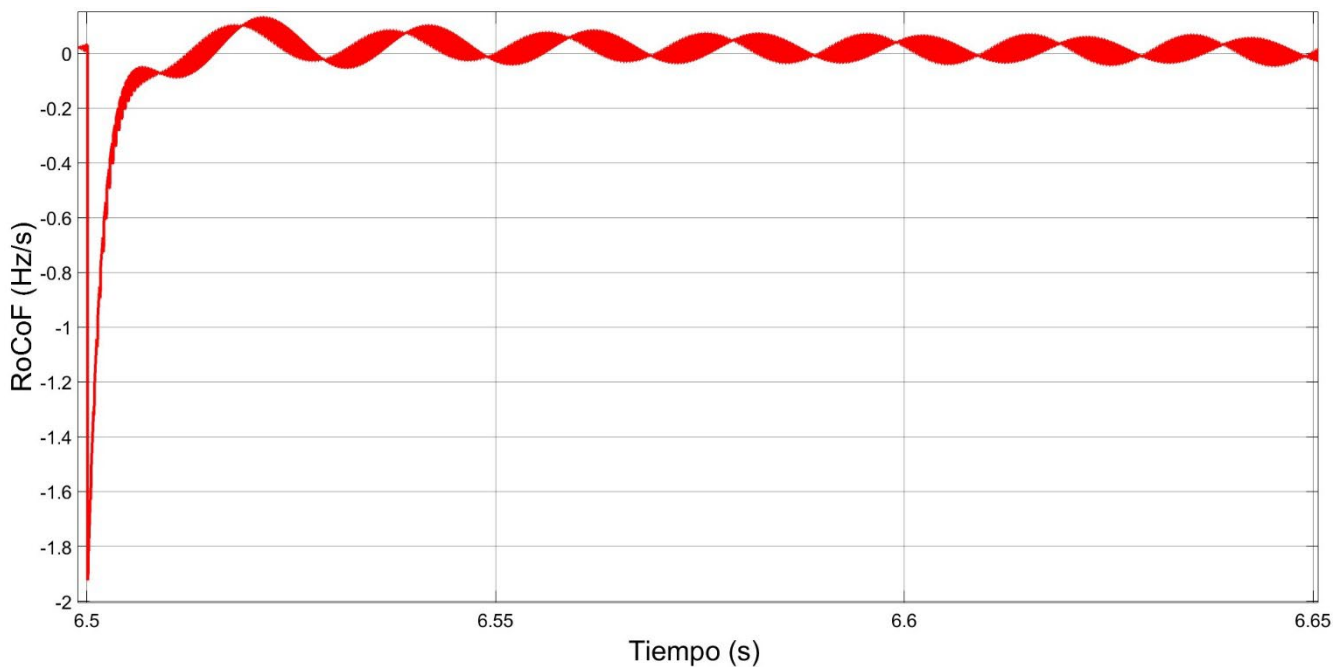


Figura 28. Comportamiento de la tasa de cambio de la frecuencia a la conexión de la carga activa de 1.6 W con el control de soporte adicional.

En la Figura 26 podemos apreciar una reducción en la desviación de la frecuencia, que a pesar de estar fuera del rango de la RoCoF permitido por la IEEE 1547, obtenemos una mejora considerable en consideración con el comportamiento obtenido en la Figura 23, en donde obtenemos un valor máximo de desviación de 50.24 Hz en comparación con el resultado obtenido con el control el cual tiene un valor de 50.18 Hz, también tomando en cuenta el comportamiento del sistema al tratar de llegar nuevamente al valor de 50 Hz, en donde podemos observar una transición más suave en comparación con el sistema sin ningún tipo de soporte. En donde también se ve reflejado

es en la Figura 27 en donde se logra una gran disminución de la RoCoF cuando se tiene el soporte adicional en la frecuencia del sistema, comparando los valores con la simulación en donde no cuenta con un sistema de soporte adicional se puede ver una reducción del 33%. Finalmente podemos observar que ante la conexión de la carga de 1.6W estaríamos dentro del rango permitido por la norma IEEE 1547.

Finalmente, se desarrolla una tercera simulación en la cual, comienza en $t=0s$, utilizando un sistema de sincronización PLL para alinear el controlador con la señal de red. Por lo tanto, durante los primeros instantes (0 a 0.5 segundos), se lleva a cabo el proceso de sincronización.

El escenario de prueba sigue la siguiente secuencia:

- $t=1s$: se lleva a cabo la conexión del inversor a la red.
- $t=2s$: se cambia el valor de la potencia activa de 0W a 80W.
- $t=3s$: se cambia el valor de la potencia reactiva de 0VAR a 60VAR.
- $t=5.5s$: el valor del voltaje de la red disminuye un 5%
- $t=6.5s$: se conecta una carga de 1.6W.
- $t=7.5s$: el valor del voltaje de la red regresa a su valor nominal.

Este conjunto de pruebas tiene por objetivo verificar la estabilidad del sistema ante perturbaciones típicas y evaluar la capacidad del inversor para ofrecer soporte inercial y de voltaje bajo condiciones dinámicas.

El comportamiento dinámico observado en la Figura 29, que ocurre durante la conexión de carga fue validado teóricamente utilizando la expresión que relaciona la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) con la inercia virtual del sistema.

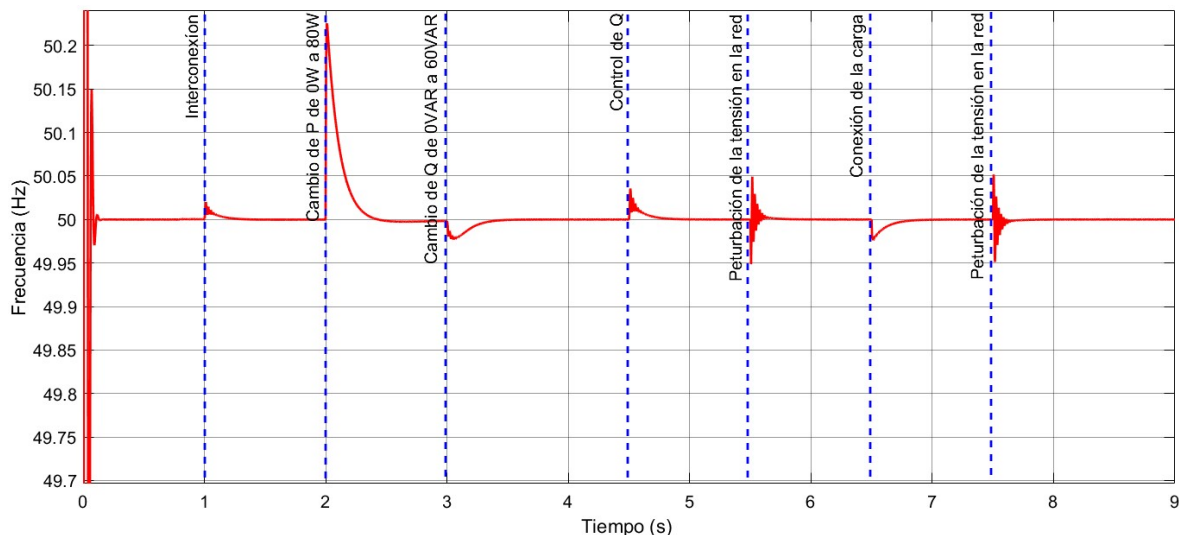


Figura 29. Respuesta de la frecuencia.

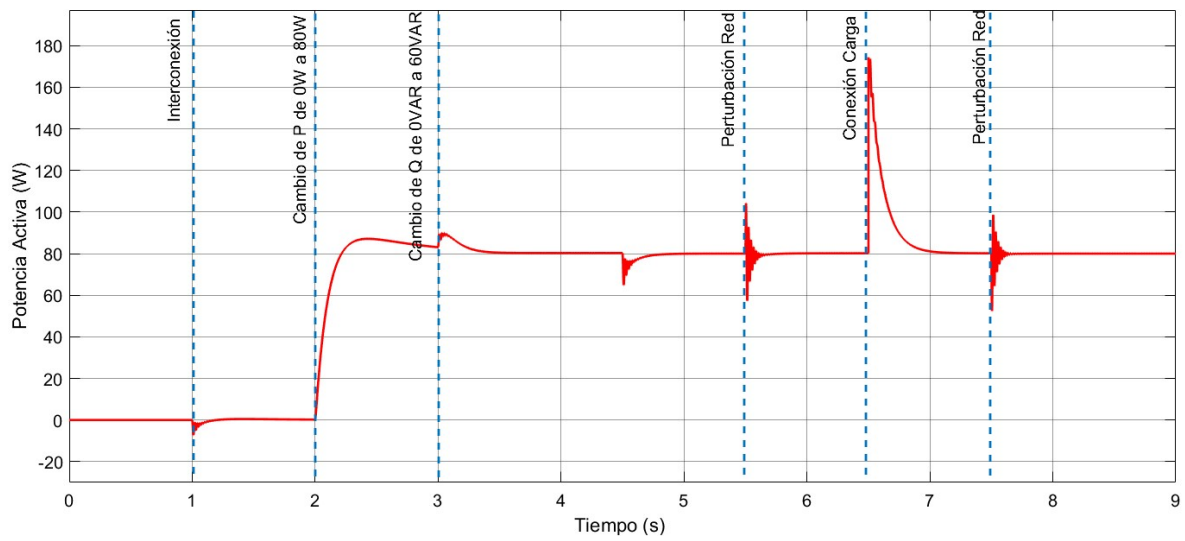


Figura 30. Respuesta de la potencia activa de salida del inversor.

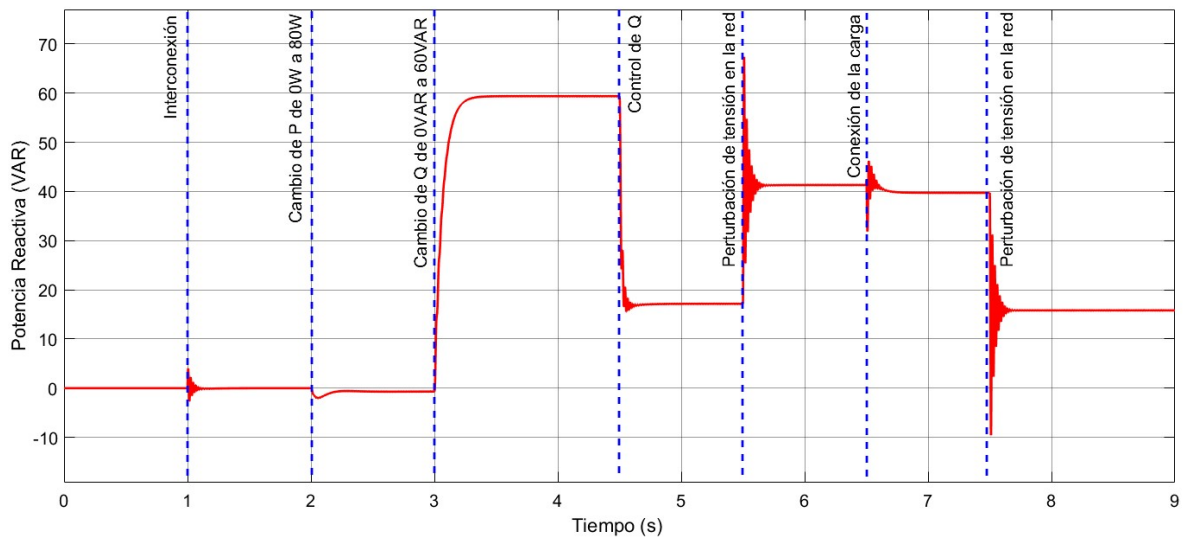


Figura 31. Respuesta de la potencia reactiva de salida del inversor.

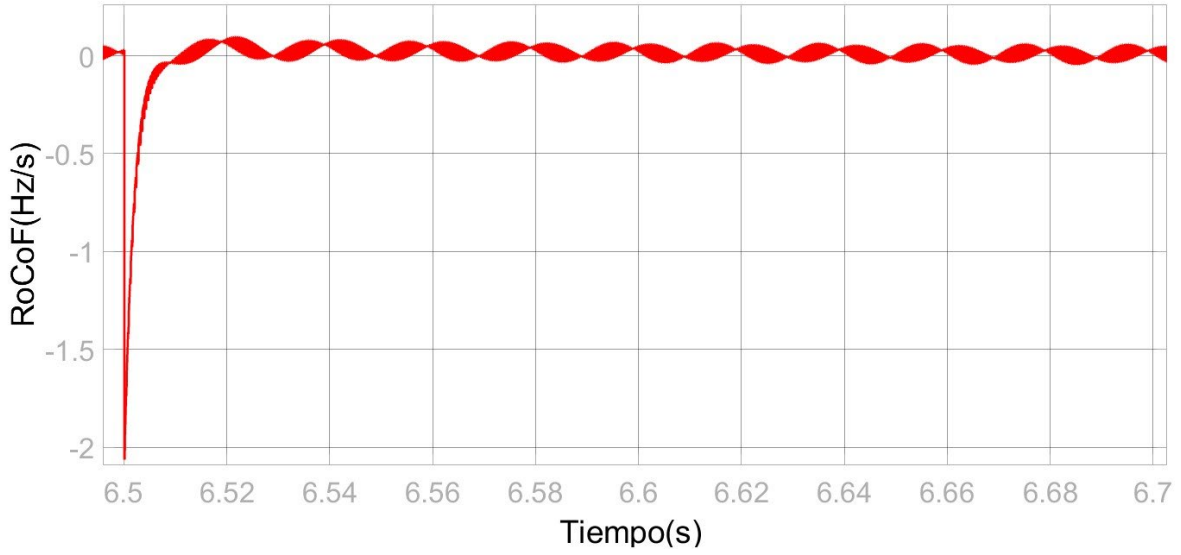


Figura 32. Tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF).

En el caso analizado, se consideró una inercia virtual de $J=0.0004052$ producto del tiempo del lazo de control 0.002 y el factor de amortiguamiento seleccionado el cual es 0.2026. Por lo tanto, si se sustituye en las ecuaciones dadas en (38), tenemos que el valor de la constante de inercia es el siguiente.

$$H = \frac{0.000405250^2}{(2)(100)} = 0.2 \quad (51)$$

Y por consiguiente el valor de RoCoF es:

$$RoCoF = \frac{(50)(-1.6)}{(2)(0.2)(100)} = \pm 2 \text{ Hz} \quad (52)$$

El cuál si es posible observar en la Figura 32. Además de observar en la Figura 30 y la Figura 31 que los niveles de potencia, tanto activa como reactiva, corresponden con los solicitados. A continuación, se presenta el resultado de la simulación correspondiente al escenario en el que no se implementa ningún esquema de control sobre el inversor. Esta configuración representa una condición base, en la cual el sistema responde exclusivamente a las dinámicas impuestas por las características físicas de los componentes y la interacción directa con la carga.

El propósito de esta simulación es evidenciar el comportamiento natural del sistema ante eventos de perturbación tales como la conexión a la red, la aplicación de cargas activas y reactivas, y la introducción de caídas o fluctuaciones en el voltaje.

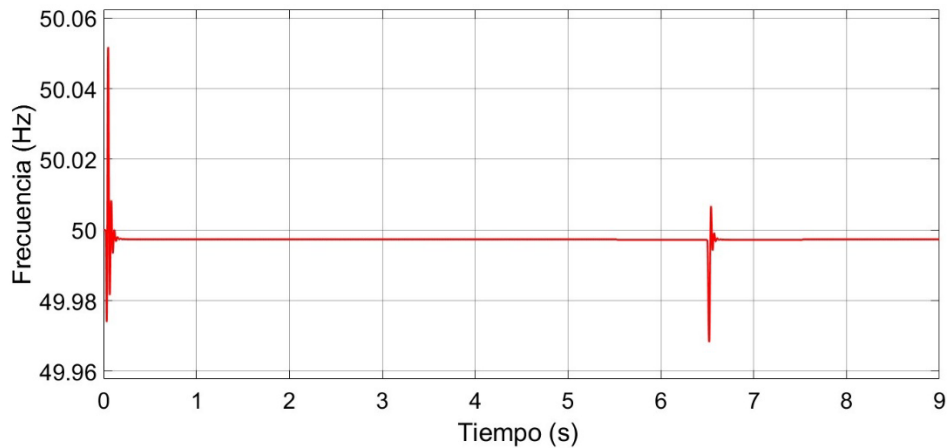


Figura 33. Respuesta de la frecuencia sin el esquema de control.

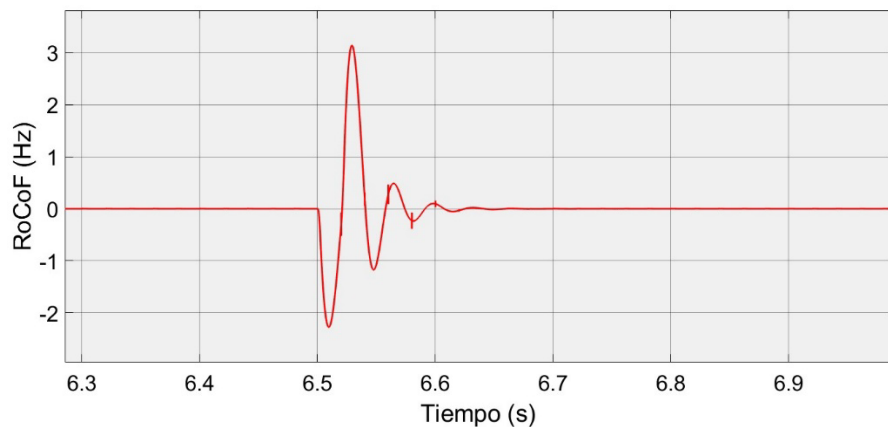


Figura 34. Tasa de cambio de la frecuencia sin el esquema de control.

En comparación con el escenario con control basado en el modelo de sincronvertidor, la simulación sin esquema de control, ver Figura 33, muestra una respuesta significativamente más abrupta ante perturbaciones, lo cual se refleja en valores de RoCoF, considerablemente más elevados Figura 34 en la conexión de cargas. Esta diferencia evidencia la importancia del control en la regulación dinámica del sistema, particularmente en la mitigación de tasas de cambio de frecuencia, y resalta la necesidad de una adecuada parametrización para preservar la estabilidad ante eventos transitorios.

4. Conclusiones y Trabajos Futuros

4.1. Conclusión

El desarrollo e implementación del esquema de control basado en el modelo de sincronvertidor ha permitido validar de manera teórica y práctica la viabilidad de dotar a los inversores conectados a la red con funciones de emulación de inercia. A través de un diseño controlado y la parametrización adecuada de los lazos de frecuencia y voltaje, se logró reproducir un comportamiento análogo al de una máquina síncrona, brindando soporte dinámico ante perturbaciones sin comprometer la estabilidad del sistema.

Las simulaciones realizadas, tanto cómo con y sin el esquema de control, permitieron comparar de forma clara los efectos de incorporar inercia virtual. En el escenario sin control, se observaron respuestas abruptas ante eventos como la conexión de carga o variaciones de voltaje, reflejadas en valores elevados de RoCoF. En contraste, con el control implementado, el sistema logró mantenerse dentro de márgenes aceptables establecidos por normativas como IEEE STD 1547-2018, confirmando que la respuesta inercial y el amortiguamiento virtual fueron correctamente emulados.

Asimismo, mediante el uso de las expresiones teóricas derivadas del modelo del sincronvertidor se validó el comportamiento observado. La fórmula del RoCoF permitió cuantificar de forma precisa el impacto de la magnitud de carga sobre la estabilidad del sistema, revelando que con una inercia virtual reducida (como la obtenida con $J=0.0004052$), la capacidad de respuesta ante eventos de carga es extremadamente limitada. Estos hallazgos subrayan la importancia de establecer límites mínimos de inercia en el diseño de sistemas de generación distribuida si se desea garantizar una operación robusta frente a disturbios.

Finalmente, se concluye que el sincronvertidor no solo representa una solución efectiva para la integración estable de inversores a la red, sino que además proporciona un marco conceptual claro para la parametrización y evaluación de la dinámica de potencia activa y frecuencia. Su implementación adecuada mejora sustancialmente el desempeño del sistema, y su potencial de adaptación a distintas escalas lo convierte en una herramienta valiosa para el futuro de la generación distribuida.

4.2. Trabajos Futuros

Se recomienda explorar la implementación de algoritmos de control adaptativo que permitan ajustar dinámicamente los parámetros de inercia virtual J y amortiguamiento D_p del sincronvertidor. Esto podría mejorar la respuesta transitoria del sistema ante variaciones severas de frecuencia en la red, optimizando el compromiso entre el tiempo de recuperación y el valor del nadir de frecuencia. Tras la validación del esquema de control propuesto en simulaciones, sería fundamental desarrollar una implementación en tiempo real utilizando plataformas de prototipado rápido o procesadores digitales de señales (DSP). Esto permitiría contrastar la robustez del algoritmo frente a retardos de cómputo y las limitaciones en la resolución de los sensores de corriente y voltaje en un entorno físico real.

Considerando que el trabajo se centra en la emulación de inercia mediante un sincronvertidor, una línea de investigación valiosa consistiría en integrar un sistema de almacenamiento de energía (ESS) de respuesta rápida, como supercapacitores, para gestionar las fluctuaciones de potencia de corta duración. Esto evitaría el estrés excesivo en la fuente primaria de energía y mejoraría la capacidad del inversor para soportar eventos de contingencia en la red eléctrica. Dado que el modelo actual se analiza principalmente de forma individual, resultaría de gran interés estudiar el comportamiento de múltiples inversores operando en paralelo bajo el esquema de generador síncrono virtual. Un análisis detallado de las interacciones resonantes y la estabilidad de pequeña señal en microrredes con alta penetración de electrónica de potencia permitiría proponer mecanismos de compensación para asegurar una operación coordinada y estable.

Finalmente, convendría investigar la inclusión de funciones de soporte de red adicionales, como la compensación de armónicos y el soporte de tensión ante fallas (Fault Ride-Through), para cumplir con los estándares más exigentes de las normativas de interconexión actuales, como la IEEE 1547.

5. Referencias

- [1] Organización de las Naciones Unidas (ONU), “Objetivos de Desarrollo Sostenible,” *Cumbre sobre los ODS, 18 y 19 de septiembre de 2023*, Ecuador , Sep. 18, 2023. Accessed: Aug. 12, 2025. [Online]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/development-agenda/>
- [2] Diario Oficial de la Federación, “PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2019-2024,” *Diario Oficial de la Federación*, México, Apr. 30, 2019. Accessed: Aug. 12, 2025. [Online]. Available: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5565599&fecha=12/07/2019#gsc.tab=0
- [3] Organización de las Naciones Unidas (ONU), “Paris Agreement,” *Treaty Collection*, París, Dec. 12, 2015. Accessed: Aug. 12, 2025. [Online]. Available: https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=_en&_gl=1*9trtk4*_ga*MzI3NjAzMzU2LjE3NTUxMjY2MTE.*_ga_TK9BQL5X7Z*cZ3NTUxMjY2MTAkzEkZzEkdDE3NTUxMjY3MTIkajYwJGwwJGgw
- [4] R. Viral and D. K. Khatod, “Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 7, pp. 5146–5165, Sep. 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.05.020.
- [5] IEEE, *1547.9-2022 - IEEE Guide for Using IEEE Std 1547 for Interconnection of Energy Storage Distributed Energy Resources with Electric Power Systems*, vol. 9. 2022.
- [6] J. Liu, Q. Wang, Z. Song, and F. Fang, “Bottlenecks and Countermeasures of High-Penetration Renewable Energy Development in China,” *Engineering*, vol. 7, no. 11, pp. 1611–1622, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.eng.2020.08.016.
- [7] M. Akmal, F. Al-Naemi, N. Iqbal, A. Al-Tarabsheh, and L. Meegahapola, “Impact of Distributed PV Generation on Relay Coordination and Power Quality.”
- [8] S. Sharma, *Fundamental of Electric Power System - Sandeep Sharma*. 2024.
- [9] C. Vournas, “Power System Voltage Stability,” in *Encyclopedia of Systems and Control*, London: Springer London, 2014, pp. 1–7. doi: 10.1007/978-1-4471-5102-9_263-1.
- [10] N. Kang, R. Singh, J. Reilly, and N. Segal, “Impact of Distributed Energy Resources on the Bulk Electric System: Combined Modeling of Transmission and Distribution Systems and Benchmark Case Studies,” Argonne, IL (United States), Nov. 2017. doi: 10.2172/1433502.

- [11] L. Yan et al., "Study on Distributed Generation to Improve Stability of Distribution Network Based on Virtual Synchronous Generator Technology," in *2019 IEEE 8th International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP)*, IEEE, Oct. 2019, pp. 98–103. doi: 10.1109/APAP47170.2019.9224922.
- [12] Md. N. H. Shazon, Nahid-Al-Masood, and A. Jawad, "Frequency control challenges and potential countermeasures in future low-inertia power systems: A review," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 6191–6219, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2022.04.063.
- [13] U. Agarwal and N. Jain, "Distributed Energy Resources and Supportive Methodologies for their Optimal Planning under Modern Distribution Network: a Review," *Technology and Economics of Smart Grids and Sustainable Energy*, vol. 4, no. 1, p. 3, Dec. 2019, doi: 10.1007/s40866-019-0060-6.
- [14] M. N. H. Shazon, Nahid-Al-Masood, and A. Jawad, "Frequency control challenges and potential countermeasures in future low-inertia power systems: A review," Nov. 01, 2022, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.egyr.2022.04.063.
- [15] P. Khetrapal, "Distributed generation: A critical review of technologies, grid integration issues, growth drivers and potential benefits," Jul. 01, 2020, *Diponegoro university Indonesia - Center of Biomass and Renewable Energy (CBIOR)*. doi: 10.14710/ijred.9.2.189-205.
- [16] L. Yan et al., "Study on Distributed Generation to Improve Stability of Distribution Network Based on Virtual Synchronous Generator Technology," in *2019 IEEE 8th International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP)*, IEEE, Oct. 2019, pp. 98–103. doi: 10.1109/APAP47170.2019.9224922.
- [17] A. Fernández-Guillamón, E. Gómez-Lázaro, E. Muljadi, and Á. Molina-Garcia, "A Review of Virtual Inertia Techniques for Renewable Energy-Based Generators," in *Renewable Energy - Technologies and Applications*, IntechOpen, 2021. doi: 10.5772/intechopen.92651.
- [18] P. Makolo, R. Zamora, and T.-T. Lie, "The role of inertia for grid flexibility under high penetration of variable renewables - A review of challenges and solutions," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 147, p. 111223, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111223.
- [19] P. Tielens and D. Van Hertem, "The relevance of inertia in power systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 999–1009, Mar. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.11.016.
- [20] P. Denholm, T. Mai, R. W. Kenyon, B. Kroposki, and M. O'malley, "Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin," 2020. [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.

- [21] M. Khatibi and S. Ahmed, "Impact of Distributed Energy Resources on Frequency Regulation of the Bulk Power System," in *2019 IEEE Conference on Power Electronics and Renewable Energy (CPERE)*, IEEE, Oct. 2019, pp. 258–263. doi: 10.1109/CPERE45374.2019.8980107.
- [22] N. Kang, R. Singh, J. Reilly, and N. Segal, "Impact of Distributed Energy Resources on the Bulk Electric System: Combined Modeling of Transmission and Distribution Systems and Benchmark Case Studies," Argonne, IL (United States), Nov. 2017. doi: 10.2172/1433502.
- [23] L. S. Xavier, A. F. Cupertino, and H. A. Pereira, "Ancillary services provided by photovoltaic inverters: Single and three phase control strategies," *Computers & Electrical Engineering*, vol. 70, pp. 102–121, Aug. 2018, doi: 10.1016/j.compeleceng.2018.03.010.
- [24] L. S. Xavier, A. F. Cupertino, H. A. Pereira, and V. F. Mendes, "Partial Harmonic Current Compensation for Multifunctional Photovoltaic Inverters," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 34, no. 12, pp. 11868–11879, Dec. 2019, doi: 10.1109/TPEL.2019.2909394.
- [25] F. Blaabjerg, Y. Yang, D. Yang, and X. Wang, "Distributed Power-Generation Systems and Protection," *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1311–1331, Jul. 2017, doi: 10.1109/JPROC.2017.2696878.
- [26] Q.-C. Zhong, "Virtual Synchronous Machines: A unified interface for grid integration," *IEEE Power Electronics Magazine*, vol. 3, no. 4, pp. 18–27, Dec. 2016, doi: 10.1109/MPEL.2016.2614906.
- [27] H. Bevrani, T. Ise, and Y. Miura, "Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 54, pp. 244–254, Jan. 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.07.009.
- [28] T. Almomani and M. Al-Momani, "Future Low Inertia Power Systems: A Comprehensive Review of Virtual Inertia Emulation Techniques and Inertia Estimation Methods," *Jordan Journal of Energy*, vol. 1, no. 2, Sep. 2023, doi: 10.35682/jje.v1i2.694.
- [29] J. Driesen and K. Visscher, "Virtual synchronous generators," in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, IEEE, Jul. 2008, pp. 1–3. doi: 10.1109/PES.2008.4596800.
- [30] D. Niu, J. Fang, W. Yau, and S. M. Goetz, "Comprehensive evaluation of energy storage systems for inertia emulation and frequency regulation improvement," *Energy Reports*, vol. 9, pp. 2566–2576, Dec. 2023, doi: 10.1016/j.egyr.2023.01.110.
- [31] V. Knap, R. Sinha, M. Swierczynski, D.-I. Stroe, and S. Chaudhary, "Grid inertial response with Lithium-ion battery energy storage systems," in *2014 IEEE 23rd International*

Symposium on Industrial Electronics (ISIE), IEEE, Jun. 2014, pp. 1817–1822. doi: 10.1109/ISIE.2014.6864891.

- [32] M. F. Umar, A. G. Nazari, and M. B. Shadmand, “Prospects and Challenges of Inertia Emulation Methods for Low Inertia Power Systems,” in *4th International Conference on Smart Grid and Renewable Energy, SGRE 2024 - Proceedings*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2024. doi: 10.1109/SGRE59715.2024.10428899.
- [33] C. Zhao, P. B. Andersen, C. Træholt, and S. Hashemi, “Grid-connected battery energy storage system: a review on application and integration,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 182, p. 113400, Aug. 2023, doi: 10.1016/j.rser.2023.113400.
- [34] Q. C. Zhong and G. Weiss, “Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 4, pp. 1259–1267, Apr. 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2048839.
- [35] Q. C. Zhong, “Virtual Synchronous Machines: A unified interface for grid integration,” *IEEE Power Electronics Magazine*, vol. 3, no. 4, pp. 18–27, Dec. 2016, doi: 10.1109/MPEL.2016.2614906.
- [36] S. Kumaravel, V. Thomas, T. Vijay Kumar, and S. Ashok, “Development of the synchronverter for green energy integration,” in *Distributed Energy Resources in Microgrids*, Elsevier, 2019, pp. 343–356. doi: 10.1016/B978-0-12-817774-7.00013-2.
- [37] K. Y. Yap, H. Y. Hon, and C. R. Sarimuthu, “Grid Integration of Solar Power System Using Synchronverter-Based Energy Storage System,” *Applied Solar Energy (English translation of Geliotekhnika)*, vol. 58, no. 3, pp. 444–457, Jun. 2022, doi: 10.3103/S0003701X22030070.
- [38] P. Chandrakar, S. Saha, P. Das, A. Singh, and S. Debbarma, “Grid Integration of PV System Using Synchronverter,” in *7th IEEE International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication, ICCPEIC 2018*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Nov. 2018, pp. 237–242. doi: 10.1109/ICCPEIC.2018.8525194.
- [39] K. M. Cheema, “A comprehensive review of virtual synchronous generator,” Sep. 01, 2020, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106006.
- [40] M. Albornoz, J. Rohten, J. Espinoza, J. Varela, D. Sbarbaro, and Y. Gallego, “Photovoltaic Power Injection Control Based on a Virtual Synchronous Machine Strategy,” *Sensors*, vol. 24, no. 13, Jul. 2024, doi: 10.3390/s24134039.
- [41] 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.”
- [42] K. Sakimoto, Y. Miura, and T. Ise, “Stabilization of a power system with a distributed generator by a Virtual Synchronous Generator function,” in *8th International Conference on*

6. Anexos

6.1. Anexo A

Autor(es)	Año	Título	Enfoque de Emulación de Inercia / Técnica Principal
Zhong & Weiss	2011	Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators	Synchronverter (VSG). Propone que los inversores imiten el comportamiento de un Generador Síncrono (SG) usando mecanismos de droop de frecuencia y voltaje.
Beck & Hesse	2007	Virtual synchronous machine	Máquina Síncrona Virtual (VSM). Un enfoque basado en electrónica de potencia para hacer que los generadores renovables se comporten como máquinas síncronas electromecánicas.
Driesen & Visscher	2008	Virtual synchronous generators	Generadores Síncronos Virtuales (VSG). Introduce el concepto de VSG.
Zhong	2016	Virtual Synchronous Machines: A unified interface for grid integration	Máquinas Síncronas Virtuales (VSMs) / Synchroconverter. Propone un enfoque unificado para la integración de la red, controlando tanto la fuente como la carga como VSMs.
Ashabani et al.	2016	Inducverters: PLL-Less Converters With Auto-Synchronization and Emulated Inertia Capability	Inducverter (Convertor sin PLL con Inercia Emulada). Propone un controlador sin Lazo de Enganche de Fase (PLL) que introduce inercia virtual a la red.
Urdal et al.	2015	Effects of swing equation-based inertial response (SEBIR) control on penetration limits of nonsynchronous generation in the GB power system	Respuesta Inercial Basada en la Ecuación de Oscilación (SEBIR). Analiza el impacto de este control para aumentar los límites de penetración de la generación no síncrona.
Chen & O'Donnell	2019	Analysis of virtual synchronous generator control and its response based on transfer functions	Control VSG. Análisis exhaustivo basado en funciones de transferencia y modelos de pequeña señal para el diseño del controlador VSG.

Zhang et al.	2020	Comparison of Low Frequency Oscillation Characteristic Differences between VSG and SG	VSG. Modelado de pequeña señal de sistemas interconectados VSG-SG para estudiar las características de amortiguamiento de oscilaciones de baja frecuencia.
Zhong et al.	2022	Virtual synchronous generator of PV generation without energy storage for frequency support in autonomous microgrid	VSG para Generación Fotovoltaica (PV) sin almacenamiento de energía. Adapta la curva P-V del PV a la ecuación swing para proporcionar soporte de frecuencia.
Albornoz et al.	2024	Photovoltaic Power Injection Control Based on a Virtual Synchronous Machine Strategy	Máquina Síncrona Virtual (VSM) en sistemas fotovoltaicos. Adapta el algoritmo MPPT para proveer soporte de voltaje y frecuencia.
Rodriguez et al.	2013	Control of PV generation systems using the synchronous power controller	Controlador de Potencia Síncrona (SPC). Un método para controlar inversores PV conectados a la red emulando un generador síncrono.
Yap et al.	2021	A novel adaptive virtual inertia control strategy under varying irradiance and temperature in grid-connected solar power system	Estrategia de Control de Inercia Virtual Adaptativa (VICS) con momento de inercia (J) y factor de amortiguamiento (DP) variables.
Gunther & Sourkounis	2019	Investigation of Virtual Synchronous Machine Control for the Grid-Side Converter of Wind Turbines with Permanently Excited Synchronous Generator	Control de Máquina Síncrona Virtual (VSM) aplicado al convertidor del lado de la red en turbinas eólicas.
Bevrani	2014	Virtual Inertia-Based Frequency Control	Control de Frecuencia Basado en Inercia Virtual. Conceptos fundamentales de la inercia virtual en el control de frecuencia.
Hirase et al.	2013	A grid-connected inverter with virtual synchronous generator model of algebraic type	Inversor conectado a la red con modelo VSG de tipo algebraico. Enfoque para lograr una operación satisfactoria con cargas desequilibradas y no lineales.
Sakimoto et al.	2011	Stabilization of a power system with a distributed generator by a Virtual Synchronous Generator function	Función de Generador Síncrono Virtual (VSG) para la estabilización de un sistema de potencia con generador distribuido.
van Wesenbeeck et al.	2009	Grid tied converter with virtual kinetic storage	Conversor conectado a la red con almacenamiento cinético virtual. Implementación de almacenamiento cinético virtual en convertidores.

Mengxue et al.	2020	Research on Adaptive Control of Virtual Synchronous Generator	Control Adaptativo de VSG. Investigación sobre cómo los parámetros del VSG pueden ajustarse dinámicamente.
Liu et al.	2020	A Control Strategy of Microgrid-Connected System Based on VSG	Control basado en VSG aplicado a sistemas conectados a microrredes.
Knap et al.	2014	Grid inertial response with Lithium-ion battery energy storage systems	Respuesta Inercial de la Red (Grid Inertial Response) usando Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías de Ión-Litio (BESS).
Roy & Debbarma	2018	Inertia Emulation Using Battery Management System in a Low Inertia Grid with HVDC Links	Emulación de Inercia usando el Sistema de Gestión de Baterías (BMS) y control derivativo, en un sistema con enlaces de corriente continua de alta tensión (HVDC).
Kerdphol et al.	2018	Demonstration of Virtual Inertia Emulation Using Energy Storage Systems to Support Community-Based High Renewable Energy Penetration	Emulación de Inercia Virtual usando Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS). Aplica un método de control derivativo de segundo orden para generar potencia de inercia virtual.
Sockeel et al.	2020	Virtual Inertia Emulator-Based Model Predictive Control for Grid Frequency Regulation Considering High Penetration of Inverter-Based Energy Storage System	Emulador de Inercia Virtual basado en Control Predictivo por Modelo (MPC). Optimiza el control de frecuencia y reduce la capacidad de ESS y el rendimiento energético.
Niu et al.	2023	Comprehensive evaluation of energy storage systems for inertia emulation and frequency regulation improvement	Emulación de Inercia y Regulación de Frecuencia a través de Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS). Realiza una evaluación integral de estos sistemas.
Zhao et al.	2023	Grid-connected battery energy storage system: a review on application and integration	Servicios de Red BESS (incluida la regulación de frecuencia, que implica soporte inercial). Revisa las aplicaciones de BESS y su integración, enfocándose en el servicio de regulación de frecuencia.
Zhao et al.	2021	Data-driven State of Health Modeling of Battery Energy Storage Systems Providing Grid Services	Servicios de Red BESS. Se centra en el modelado del estado de salud de las baterías al proveer servicios de red considerando el suministro de inercia virtual la red .

Remache et al.	2019	Algeria Power Management of Grid Connected PV System with Integrated Energy Storage	Gestión de Potencia en sistemas fotovoltaicos con Almacenamiento de Energía Integrado. En donde concluye que los sistemas con ESS integrado son una topología clave para la emulación de inercia.
----------------	------	---	---

6.2. Anexo B

Título	Enfoque de Emulación	Inversor/ Potencia	Filtro	Escenario de Prueba	Condiciones de Prueba	Resultados
Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions	Sincronvertidor	3F, 10kW	LCL	Microrred	$T_f=0.01s$ $H=1s$	Frecuencia Mínima: 58.1Hz RoCoF: 1.5Hz/s
A novel adaptive virtual inertia control strategy under varying irradiance and temperature in grid-connected solar power system	Sincronvertidor	3F, 10kW	LCL	Microrred	$T_f=0.002s$ $H=2s$	Frecuencia Mínima: 49.85Hz
A Comparative Analysis of Prominent Virtual Synchronous Generator Strategies Under Different Network Conditions	Sincronvertidor	3F, 20kW	LCL	TenneT	$T_f=0.01$ $H=1s$	

An Energy Storage Assessment: Using Frequency Modulation Approach to Capture Optimal Coordination	Sincronvertidor con ESS	3F, 20kW	LCL	Microrred	H=12s D _p =20 F _n =50Hz	Nadir=49.8Hz	Año/Fuente
							2017/MDPI
Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators	Sincronvertidor	3F,100W	LCL	Microrred	T _f =0.002s F _n =50Hz D _p =0.2026	Nadir=49.9	2021/ ELSEVIER
Grid Integration of Solar Power System Using Synchronverter-Based Energy	Sincronvertidor con ESS	3F,3kW	LCL	Microrred	D _p =0.0001 J=0.5H F _n =50Hz	Nadir=49.85	2024/IEEE
A PLL-Less Fourier Analysis Based Self-Synchronizer for Synchronverter having Uninterrupted Power Supply Capability	Sincronvertidor con ESS	3F, 250kVA	LCL	Microrred	F _n =50hz J=1.0132H T _f =0.002		

Variable-Speed PICO Hydel Energy Storage with Synchronverter Control to Emulate Virtual Inertia in Autonomous Microgrids	Sincronvertidor con ESS	3F,5kW	LCL	Microrred	J=2 D _p =200 T _f =0.05s	Nadir=49.95	2022/MDPI
Development of the synchronverter for green energy integration	Sincronvertidor	3F,3kW	LC	Microrred	J=0.0122 F _n =50Hz D _p =6.085	Nadir despreciable	2011/IEEE
Grid Integration of PV System Using Synchronverter	Sincronvertidor	3F,100W	LC	Microrred	D _p =0.2026 F _n =50Hz T _p =0.0002	Nadir=49.80	2022/ Applied Solar Energy
Three-Phase Single-Stage Photovoltaic System With Synchronverter Control: Power System Simulation Studies	Sincronvertidor	3F, 1.4MW	LC	Microrred	J=23.37 D _p =2837 T _f =0.002s F _n =50Hz	Nadir= 315rad/s	

2022/IEEE	2019/ Elsevier	2018/ ICCPEIC	2022/IEEE
-----------	-------------------	------------------	-----------