

2022-08

Implementación de un método de control de J inercia virtual para un convertidor DC-AC trifásico conectado a la red

Franco Vergara, Sofía Paz

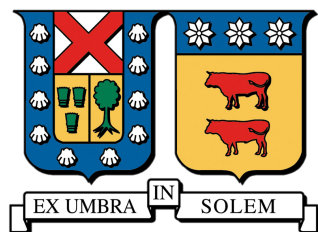
<https://hdl.handle.net/11673/54089>

Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA

VALPARAÍSO - CHILE



TÍTULO DEL TRABAJO

**”IMPLEMENTACIÓN DE UN MÉTODO DE CONTROL DE
INERCIAS VIRTUALES PARA UN CONVERTIDOR DC-AC
TRIFÁSICO CONECTADO A LA RED”**

Sofía Paz Franco Vergara

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELECTRÓNICA

PROFESOR GUÍA: DR. MARCELO ALEJANDRO PEREZ LEIVA

PROFESOR CO-REFERENTE: DR. CHRISTIAN ROJAS MONRROY

Agosto - 2022

Resumen

Los sistemas de potencia presentan una fuerte relación entre la potencia activa y la frecuencia, por ende, si se presenta un aumento o disminución de potencia demandada, la frecuencia se verá afectada de inmediato. Ante este tipo de problema, existen los mecanismos de regulación de velocidad de los generadores síncronos los cuales actúan sobre el torque mecánico de los generadores para hacer que la frecuencia del sistema vuelva al valor nominal.

En el caso en que un sistema de potencia opera mucho tiempo alejado de su valor nominal, puede comprometer el funcionamiento de los generadores del sistema y se puede dañar la calidad de servicio eléctrico entregado a los usuarios. El escenario en que puede ocurrir esto, es cuando la inercia del sistema es lo suficientemente baja como para que la actuación de la regulación de velocidad no tenga efecto inmediato sobre la frecuencia y ésta no pueda volver al valor nominal dentro de un tiempo aceptable.

La inercia del sistema disminuye porque no todas las fuentes de energía en el sistema de potencia son necesariamente generadores síncronos, sino que también hay convertidores de potencia. Sin embargo, se puede hacer uso del control automático para controlar el momento en que el convertidor pueda inyectar potencia al sistema. De esta forma, en el instante en que ocurra un desbalance entre la potencia generada y la potencia demandada, el convertidor puede absorber la potencia excedente o aportar la potencia que falta, según sea el caso, y de este modo, disminuye el desvío de frecuencia y la tasa de variación de frecuencia (RoCoF, por sus siglas en inglés).

Se simula en PLECS un sistema de potencia sin convertidor para ver el resultado y compararlo con la utilización de la inercia virtual. El sistema de potencia en el que se trabaja consiste en un generador síncrono de rotor cilíndrico y dos cargas, una de ellas se agrega en un instante después de partir la simulación para representar un desbalance de potencias. Se implementan dos tipos de control de inercia virtual, el primero se basa en la respuesta frecuencia-potencia del generador, es decir, un control droop, y el segundo se basa en la ecuación característica del generador, es decir, un control proporcional-derivativo. Además, se simula una implementación simple de un control rápido de frecuencia, para comparar con los resultados de la utilización de control de inercia virtual.

Los resultados obtenidos fueron, en gran medida, acorde a lo esperado puesto que ambos métodos implementados arreglaron el problema del desvío de frecuencia, pero sólo el método de control proporcional-derivativo de inercia virtual pudo mejorar la tasa de variación de frecuencia. Por otro lado, se obtuvieron en los resultados que el control rápido de frecuencia ayuda a reducir bastante el nadir de frecuencia pero no así la RoCoF.

Palabras claves: Regulación de frecuencia, Generador síncrono, Inercia virtual, Convertidor de potencia, RoCoF, Nadir.

Abstract

The power systems shows a strong relationship between active power and frequency, hence, if it appears an increase or decrease of power demand, the system frequency will be immediately affected. In the presence of this issue, there exists mechanisms of velocity's regulation through which acts over the mechanic torque of the generators in order to carry the system frequency to the nominal value.

In the case that the frequency of a power system operates a lot of time away from the nominal value, it may compromise the proper functioning of the generators presents in the power systems, and may damage the quality of electric service delivered to customers. This can occurs when the system inertia is low enough to velocity's regulation may acts immediately and, consequently, the system frequency couldn't reach the nominal value within in a acceptable time.

The system inertia decreases because not all the sources of energy generation are necessarily generators, but there also exists power converters in it. However, it can be use of automatic control for controlling the moment at the power converter can inject active power. By this, the power converter may absorb the excedent power or either contribute the lack of power, according to the case, and in this way, decrease the frequency variation and the rate of change of frequency (RoCoF).

A power system without power converter is simulated with the porpuse of watch the result and then compare it with the use of virtual inertia control. The system simulated consists on one synchronous generator and two resistives loads, one of them is connected several seconds after the start of simulation in order to represent a power disbalance between generation and demand. Then, two types of virtual inertia control are implemented on the converters, the first one is based in the response of frequency-power of synchronous generator, that is, a proportional controller, the second one is based in the mechanical equation of synchronous generator, that is, a proportional-derivative controller. Furthermore, it is simulated a simple implementation of a fast frequency control, in order to compare the results with those of the use of virtual inertia.

The obtained results were, mostly, in accordance with the expected ones because both implementations of virtual inertia reduced the frequency variation, but just the method of control proportional-derivative of virtual inertia could enhance the rate of variation of frequency with respect those results where the power system without power converter are simulated. Adittionally, the results obtained from the application of fast frequency control shows that it helps a lot to reduce frequency variation but not the RoCoF.

Key words: Frequency regulation, Synchronous generator, Virtual inertia, Power converter, RoCoF, Nadir.

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi padres Wilma y Aníbal ya que este logro no hubiese sido posible sin ellos. También agradezco a mi hermano Hugo por su apoyo moral.

Estoy agradecida también por las amistades que hice a lo largo de los años de la carrera. Y gracias a los compañeros por el estudio grupal que se formaba en la biblioteca y en el RCE.

Por último agradezco al proyecto 1211826 de Conicyt por darme la oportunidad de realizar este trabajo de memoria, y por supuesto le doy gracias a mi profesor guía Marcelo Pérez por su motivación y por tenerme paciencia.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Estado del Arte	2
1.2. Objetivos	8
2. Modelo de un Generador Síncronico	9
2.1. Principios Básicos de las Máquinas de Corriente Alterna (CA)	10
2.2. Generador Síncrono	11
2.3. Circuito Equivalente	12
2.4. Ecuación mecánica	13
2.5. Potencia y Torque en los Generadores Síncronos	14
2.6. Característica de frecuencia-potencia activa y de voltaje-potencia reactiva	14
3. Control de Sistemas de Potencia	16
3.1. Control Primario de Frecuencia	16
3.2. Control Secundario de Frecuencia	17
3.3. Control de Voltaje de Línea a Línea	18
3.4. Efecto en el sistema de potencia ante un aumento de carga	21
4. Compensación de Frecuencia usando Control de Inercia Virtual	23
4.1. Método basado en respuesta frecuencia-potencia	23
4.2. Diseño de constante K	24
4.3. Método basado en ecuación característica	30
4.4. Diseño de constante de proporcionalidad y derivativo	31
5. Control Rápido de Frecuencia	34
6. Conclusiones y Trabajos Futuros	38
6.1. Resumen	38
6.2. Conclusiones	38
6.3. Trabajo a Futuro	40

Índice de figuras

1.1. Esquema general de control de inercia virtual	2
1.2. Representación gráfica de la baja inercia en un sistema de potencia.	4
1.3. Diagrama de frecuencias permitidas por la CNE para el caso de centrales hidro- eléctricas y parques fotovoltaicos.	5
1.4. Ilustración del RoCoF y el Nadir.	6
1.5. Esquema resumen de trabajos realizados.	7
1.6. Objetivo del control de inercia virtual	8
2.1. Esquema general de conversión de energía de una máquina eléctrica	9
2.2. Espira sencilla giratoria en un campo magnético uniforme.	10
2.3. Circuito equivalente de las tres fases.	13
2.4. Relación frecuencia-potencia activa	15
2.5. Voltaje de salida del generador versus potencia reactiva.	15
3.1. Generador síncrono accionado por una turbina hidráulica.	17
3.2. Curva frecuencia versus torque	18
3.3. Control secundario de frecuencia	18
3.4. Sistema a implementar	20
3.5. Resultados del sistema de potencia con CPF, CSF y regulación de tensión, ante un desbalance de potencias.	22
4.1. Control Droop	24
4.2. Efecto de aumentar el voltaje línea a línea de 380[V] a 400[V]. (a) Frecuencia. (b) Potencia.	26
4.3. Esquema control de inercia virtual con control droop	27
4.4. Resultado del primer método de control de inercia virtual.	29
4.5. Esquema de control de inercia virtual con control proporcional y derivativo	31
4.6. Resultado del segundo método de control de inercia virtual	32
5.1. Esquema de control rápido de frecuencia.	35
5.2. Resultados de implementar control rápido de frecuencia.	36
5.3. Resultados de modificación del control rápido de frecuencia.	37
6.1. Gráfico de RoCoF en las respuestas de frecuencias.	40

Índice de tablas

3.1. Parámetros del generador AC.	19
3.2. Parámetros del control primario y secundario de frecuencia y control de tensión. . .	20
4.1. Parámetros del convertidor.	27
4.2. Parámetros de control proporcional-derivativo de inercia virtual	32
5.1. Parámetros de control rápido de frecuencia	34
6.1. Resumen de Nadir y RoCoF obtenidos	39

Capítulo 1

Introducción

Hoy en día la descarbonización de nuestro país es un objetivo primordial debido al cambio climático y sus consecuencias. La descarbonización consiste en disminuir la inyección de energía a la red proveniente de fuentes de energías basadas en gas, carbón o petróleo y aumentar la generación de energía a partir de fuentes renovables. Este proceso conlleva tener ciertas consideraciones en la red eléctrica nacional.

La inercia del sistema está asociada con la inercia de sus generadores. Entonces cuando el sistema eléctrico de potencia está dominado por generadores sincrónicos, es decir, hidroeléctricas, termoeléctricas y generación por combustión, la totalidad del sistema se sincroniza a la frecuencia eléctrica de los generadores y la inercia del sistema es alta. Por otro lado, para inyectar energía renovable a la red, en particular energías renovables variables (VRE), se deben usar convertidores de potencia. Éstos no poseen una masa rotatoria como los generadores síncronos y por ende la inercia del sistema disminuye. Por consiguiente, el uso de convertidores aumentan los requerimientos de inercia del sistema y provocan incertidumbre en la frecuencia cuando, además, hay un desbalance entre la generación y la demanda. Esto resulta en que el sistema puede desestabilizarse y producirse apagones en la población.

Cuando pasa esto, se está enfrente de una problemática que se puede resolver con lo que se denomina “inercia sintética” o “inercia virtual”. La inercia virtual o sintética es un control que se implementa a un inversor de potencia que actúa según el desbalance de potencia entre la generación y la demanda. Es decir, se controla la cantidad de potencia que entrega el inversor al sistema con el fin de amortiguar la potencia del o de los generadores existentes en el sistema de potencia. Se debe recordar que la inercia de un generador es la propiedad del rotor de permanecer en estado de movimiento, y de aquí viene el nombre de Inercia *Virtual*, porque el convertidor de potencia no tiene un rotor que tenga inercia pero si puede emular el comportamiento de un generador mediante la utilización de Control Automático.

Para representar esta solución a la problemática de la inyección de energía renovable a un sistema de potencia genérico, se tiene el esquema de la figura 1.1, en éste se representan, de forma muy general, la generación de energía eólica, fotovoltaica y almacenamiento de energía que están conectados a convertidores de potencia que permiten conectarse a una barra de corriente continua, luego, se conecta a la red mediante un inversor de potencia (convierte potencia DC a AC). A este inversor se le aplica el *Control de Inercia Virtual* y para esto se necesitan medir las señales de voltaje y corriente de la red y se actúa sobre las compuertas del inversor.

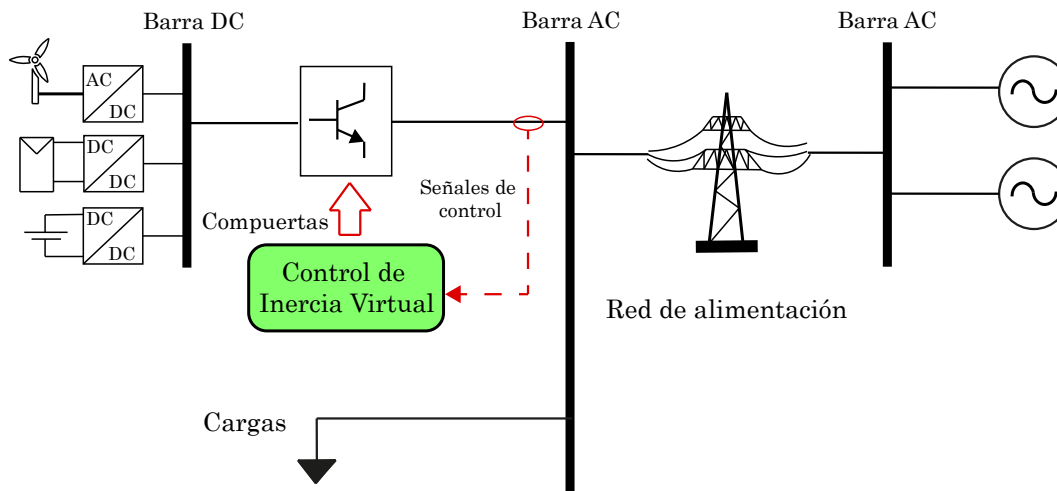


Figura 1.1: Esquema general de control de inercia virtual

1.1. Estado del Arte

Actualmente, la civilización depende de la electricidad debido a que hay muchas actividades que cotidianamente hacen uso de ésta, como por ejemplo, las comunicaciones, industrias y manufacturas, medicina, electrodomésticos y línea blanca, etc. Se puede ver el uso de la energía eléctrica en aplicaciones de lo más general a lo más específico y cada año que pasa, aumenta el consumo de electricidad a medida que aumenta la población. Este tipo de energía se usa mucho en actividades económicas, por lo cual la energía eléctrica se convierte en uno de los factores importantes para que el país pueda progresar.

Desde a fines del siglo XIX que en Chile se genera electricidad, principalmente por centrales termoeléctricas e hidroeléctricas. Estos tipos de generación se denominan *generación típica de electricidad* y su característica principal es que usan máquinas eléctricas para convertir la energía mecánica a energía eléctrica. Si bien la generación típica es una generación confiable de energía, en las últimas décadas se han presentado inconvenientes con respecto a la construcción de nuevas centrales de producción de energía eléctrica. Las centrales termoeléctricas, por su parte, dependen fuertemente del combustible, ya sea gas, petróleo, etc., por ende, si existe una escasez de un combustible se debe suplir con otro, y si no hay de donde sacar otro combustible entonces hay escasez de electricidad. Algo así pasó en la denominada *ola de frío* del 2007 en que Argentina cortó el suministro de gas a Chile [1] y la ENAP tuvo que suplir esa necesidad con petróleo. Por otro lado, las centrales termoeléctricas son nocivas en el entorno en donde se ubican, ya que incrementan las emisiones de carbono. Gracias a este último punto, surgen los conflictos con las localidades, que se enteran de los aspectos negativos de una termoeléctrica y se manifiestan contra la construcción de éstas. Por su lado, las centrales hidroeléctricas también presenta complicaciones, entre ellas se destaca el hecho de que se requieren grandes caudales de agua lo que implica varias consecuencias como por ejemplo el desvío de caudales, posibles inundaciones, modificación de la fauna, relocalización de poblaciones, etc. Estos aspectos negativos salen a flote al momento de la construcción de los proyectos hidroeléctricos, un caso ícono es el proyecto de Hidroaysén, el

cual causó conflicto con la comunidad local por las razones relatadas anteriormente, por lo que, considerando todos los factores del escenario, el gobierno en turno decidió rechazar el proyecto hidroeléctrico el año 2014 [2].

Después de la crisis energética producida en el 2007, se creó el Ministerio de Energía en el año 2010 [3] y a partir de ese año se ha evaluado a fondo la situación energética en Chile, puesto que involucra problemas políticos, económicos, sociales y ambientales. Desde entonces el Gobierno se ha propuesto metas para buscar nuevas generaciones de energía que complementen a las típicas pero que sean limpias y sustentables. Igualmente, el Ministerio de Energía ha puesto especial atención en las normas de la generación y transmisión de energía para limitar la contaminación medioambiental.

Posterior a la creación del Ministerio de Energía, la atención se fue al *norte grande* de Chile en donde la energía solar tomó protagonismo. En los desiertos del norte del país existe un gran potencial de generación de energía eléctrica que aprovecha la energía solar, siendo una capacidad total de 1.237 GW, siendo el desierto de Atacama la zona con más superficie para instalar plantas fotovoltaicas con capacidad de generar 1 GW [4]. La energía eólica también se puede usar para la generación de energía eléctrica, sumando una capacidad de 2.975 MW de Arica a Chiloé [5]. Es decir, en Chile hay mucho potencial para desarrollar las energías renovables y desde que se da cuenta de ello, la generación en megawatts aumenta de forma exponencial con el pasar de los años. Respecto a la generación a partir de energía solar, se tiene que en el año 2013 se generan 11MW y en el año 2015 se generaron 850MW y luego en el año 2017 se tienen 2080MW. La generación por energía eólica, por su parte, generó 333MW en 2013 y 1426MW en 2017 [6].

La energía eólica y solar se denominan Energías Renovables no Convencionales (ERNC), también está la energía mareomotriz pero este tipo de energía aún no tiene mucho desarrollo en el país aunque si tiene potencial ya que Chile abarca mucho territorio marítimo [7]. En fin, las ERNC transmiten la potencia eléctrica a la red eléctrica de forma similar, ya que ambos utilizan inversor de potencia para convertir la potencia de corriente directa (DC) a corriente alterna (AC). Por otro lado, la generación típica de electricidad utiliza generadores, por lo tanto, en la red eléctrica chilena actual se tienen convertidores y generadores que alimentan con energía eléctrica a las comunidades e industrias. A los generadores se les aplica métodos de regulación de frecuencia que hacen efectivo que la frecuencia eléctrica se mantenga dentro de un rango, sin embargo, no se le puede aplicar los mismos métodos a un convertidor de potencia puesto que no tienen los mismos principios físicos. Actualmente, la generación total de las ERNC no supera a la generación típica. Según el reporte diario de la Coordinadora Nacional de Energía (CNE), el aporte energético de las ERNC alcanza a penas un 23% de la totalidad de generación (este porcentaje no considera a las centrales hidroeléctricas, las cuales son consideradas una fuente de energía renovable) [8]. Por lo tanto, se logra regular la frecuencia ante una perturbación en la carga o un desbalance de potencias utilizando los mecanismos de regulación de velocidad, sin embargo, en un sistema de potencia que esté dominado por convertidores, será imposible regular la frecuencia utilizando los mismos mecanismos. Pero se puede hallar una solución en los convertidores ya que al aplicarles control de inercia virtual, se puede mantener la frecuencia dentro del rango permitido por la CNE.

La inercia de un sistema eléctrico de potencia depende mucho de la inercia de los generadores que hay en el sistema. La inercia de un generador corresponde a la energía cinética acumulada en el rotor de la máquina eléctrica y que impide que éste se detenga fácilmente. Por otro lado, los convertidores de potencia poseen poca inercia puesto que no tienen una masa rotatoria y la inercia queda definida por la energía almacenada en sus componentes dinámicos y baterías. Es por esto

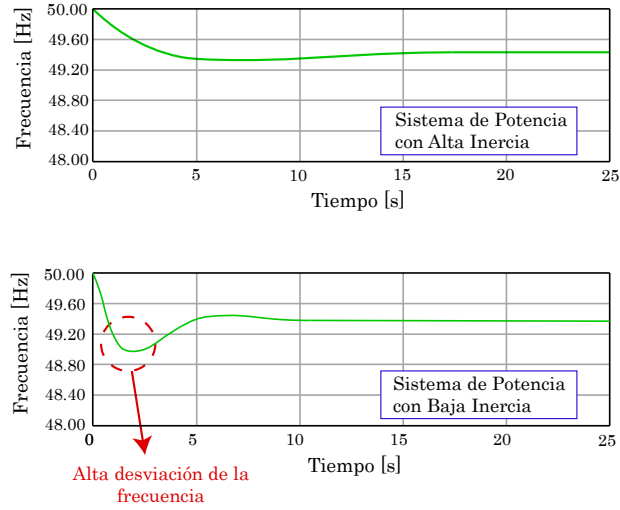


Figura 1.2: Representación gráfica de la baja inercia en un sistema de potencia.

que, al incluir convertidores a la red eléctrica, la inercia del sistema puede disminuir. En la figura 1.2 se puede apreciar el efecto que hay en la frecuencia cuando el sistema tiene inercia alta, es decir, sistema dominado por generadores, y en cambio, lo que sucede con la frecuencia cuando la inercia es baja, o sea, cuando el sistema no está dominado por generadores. En el primer caso, se ve que hay un leve desvío de frecuencia, sin embargo, para el segundo caso, aumenta el desvío.

La Coordinadora Nacional de Energía, establece en la *norma técnica de seguridad y calidad de servicio*, que las diferentes fuentes de energía eléctrica debe respetar un rango de frecuencia y cierta duración de operación para cada rango. En la figura 1.3 se muestra un diagrama de los tiempos que puede funcionar en cada rango de frecuencia los parques fotovoltaicos e hidroeléctricos que se obtiene a partir de un reporte de la norma de la CNE del mes de septiembre del 2020 [9].

Entonces, se puede decir que el objetivo principal del control de inercia virtual es emular el comportamiento de un generador sincrónico en un convertidor de potencia, para lograr esto se implementa control automático al inversor que convierte la potencia DC proveniente de las energías renovables a potencia AC que se inyecta a la red. Ahora bien, hay 3 métodos para implementar esto [10]. El primer método emula el comportamiento de un generador síncrono basándose en el modelo completo de éste, es decir, se modela tanto la parte mecánica como electromagnética de un generador. El segundo método emula la inercia virtual basándose en la ecuación dinámica de un generador, de esta forma, no se modela la máquina completa si no que solo la ecuación mecánica. El tercer y último método se basa en la respuestas ante cambios de la frecuencia, esta topología mide la derivada del cambio de la frecuencia para actuar en la potencia del convertidor y compensar la frecuencia en la red.

Cuando se añaden cargas a una red de potencia, por ejemplo, una ciudad o parques industriales, la frecuencia de la red sufre cambios, para solucionar esto hay métodos de Regulación de Frecuencia (FR) como lo es el control primario, secundario y terciario de frecuencia y la compensación de inercia. Hay dos conceptos que se deben tener en cuenta cuando se estudia la regulación de frecuencia. El primer concepto es la RoCoF, que es la abreviación de *Rate of Change of Frequency* o tasa de variación de frecuencia. La RoCoF corresponde a la pendiente que se genera en el instante posterior al desbalance de cargas. La tasa de cambio de frecuencia varía según qué tan grande es

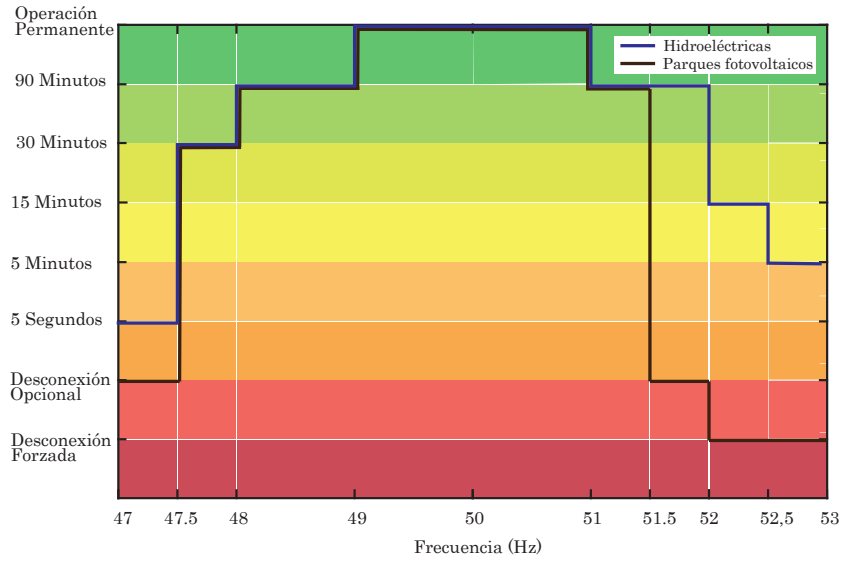


Figura 1.3: Diagrama de frecuencias permitidas por la CNE para el caso de centrales hidroeléctricas y parques fotovoltaicos.

el sistema de potencia, por ejemplo, si la magnitud del sistema es grande, es decir, tiene muchos generadores y muchas cargas, entonces la RoCoF será menor ante la misma magnitud de desbalance de carga. La Comisión Nacional de Energía establece en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicios un tasa de variación de frecuencia mínima para los parques generadores [11]. El conocimiento de este parámetro permite determinar si un sistema cumple con los requerimientos mínimos de inercia.

El segundo concepto a considerar es el Nadir, que corresponde al punto más bajo de la frecuencia. Éste término es importante a considerar ya que, como se mencionó anteriormente, hay normas que respetar en cuanto al mínimo valor de frecuencia que puede haber en un sistema de potencia.

Se realiza un esquema que resume los trabajos realizados con respecto a la compensación de inercia en sistemas de potencia (fig. 1.5). Como primer lugar, se hablará de trabajos relacionados con *Fast Frequency Response* o Respuesta Rápida de Frecuencia, y luego sobre cada uno de los tres métodos de implementación de la Inercia Virtual.

La función Fast Frequency Response se enfoca en la respuesta rápida del inversor de potencia mediante la utilización de medición de alta precisión de la frecuencia. Un estudio de esta temática vinculado a los paneles solares [12] habla de que los inversores de potencia de los paneles solares tienen un tiempo de respuesta muy rápido pero que el tiempo de respuesta efectivo depende principalmente de la red de comunicación de la estación de potencia. Por lo que se propone un esquema de control para mejorar el desempeño de respuesta ante cambios de frecuencia usando conocimientos de redes de computadores. Se puede implementar un dispositivo de respuesta de frecuencia rápida basándose en la modificación del esquema de instalación optimizando el canal de comunicación. El diseño estructural de este dispositivo considera la utilización de un sistema operativo multitarea en tiempo real que está dividido en tres módulos principales: módulo de *sampleo* de alta precisión, módulo de interacción con sistema AGC (Automatic Generation Control)

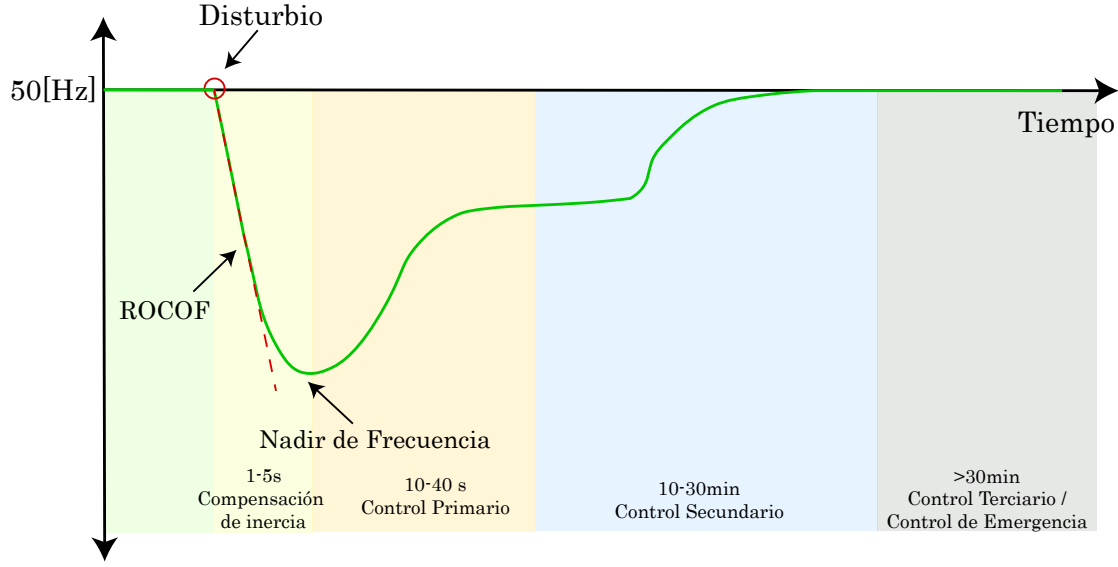


Figura 1.4: Ilustración del RoCoF y el Nadir.

y módulo de administración de regulación de la información.

Dentro del método de control de inercia virtual basado en el generador síncrono se han propuesto aplicaciones tanto para energías eólicas como fotovoltaicas. Para las aplicaciones en energías eólicas, la topología comúnmente usada consiste en conectar el generador síncrono, operado por la turbina eólica, a la red eléctrica a través de un convertidor *back-to-back* [13]. El convertidor *back-to-back* se compone de un rectificador y un inversor conectados por un enlace de corriente directa. El control de inercia virtual se implementa tanto en el rectificador como en el inversor, para el primer caso se le denomina 'motor síncrono virtual' y para el segundo caso se le denomina 'generador síncrono virtual' (*Virtual Synchronous Machine*, VISMA). El control que se implementa al inversor de potencia tiene como objetivo principal compensar la inercia del sistema eléctrico y como objetivo secundario alcanzar el punto máximo de potencia que se puede extraer del viento. El seguimiento del punto máximo de potencia (MPPT, por sus siglas en inglés) se alcanza a partir de la frecuencia eléctrica del generador síncrono conectado a la turbina eólica, que a su vez es directamente determinado por la velocidad de las aspas. La extracción máxima de potencia del viento es una función que requiere saber la frecuencia del generador de la turbina para entregar la potencia de referencia del control de inercia virtual. El control de inercia virtual implementado al rectificador e inversor son basados en *synchronverter*, éste es un control que aplica todas las ecuaciones del generador síncrono, vale decir, ecuaciones eléctricas, mecánicas y electromagnéticas.

En cuanto a la aplicación de este método a las energías fotovoltaicas, se tiene un trabajo que propone un inversor monofásico sin transformador basado en *synchronverter* [14] [15]. Se trata de agregar una conexión neutra y una nueva pierna inversora en un inversor de medio-puente, es decir, si en el inversor convencional de medio-puente hay dos semiconductores, ahora hay 4 y los dos nuevos semiconductores están conectados a tierra por medio de un inductor. El objetivo principal de esta topología es balancear los voltajes en los condensadores y proveer un camino de

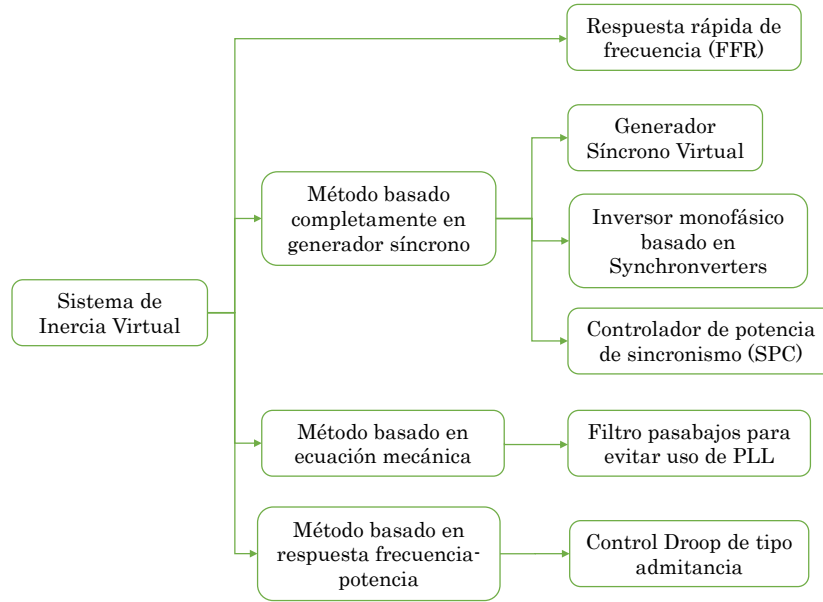


Figura 1.5: Esquema resumen de trabajos realizados.

retorno de la corriente de entrada, además, esta nueva "pierna" del inversor es usada para generar una salida de voltaje AC con alta calidad de potencia y capacidad de controlar potencia activa y reactiva que se intercambia entre los paneles fotovoltaicos y la red. El controlador de inercia virtual se basa en synchronverter y fue modificado para operar en una sola fase.

Un tercer trabajo realizado dentro de esta temática propone un método para controlar los convertidores conectados a una planta fotovoltaica como si fueran generadores síncronos. Éste método se denomina Controlador de Potencia Síncrona (*Synchronous Power Controller*, SPC) [16]. Este controlador se implementa basándose en el modelo eléctrico y electromecánico de un generador síncrono y mejora el comportamiento del convertidor.

En cuanto a trabajos realizados utilizando el método basado en la ecuación de balance de un SG (*Synchronous Generator*) se tiene un trabajo que propone una implementación mejorada de la ecuación característica basándose en el desacople de las corrientes [17]. El inversor de potencia requiere de un lazo de seguimiento de fase (PLL) para detectar la frecuencia del sistema y así implementar el control de inercia virtual, sin embargo, el uso de un PLL puede llevar a la inestabilidad del sistema. Este trabajo propone un versión mejorada del control de inercia virtual que no requiere del uso de un PLL. Esta mejora consiste en cambiar la constante de amortiguación por un filtro pasabanda.

El método de control de inercia virtual basado en la respuesta frecuencia-potencia del generador síncrono es también denominado *control droop*. Se ha aplicado este tipo de control a micro-redes de corriente directa, es decir, se aplica al rectificador. Un trabajo propone un control droop de tipo admitancia [18] que resulta en que el convertidor posee mayor capacidad de introducir inercia al sistema. El control droop de tipo admitancia consiste en reemplazar la constante droop por la admitancia de salida del convertidor de potencia. El resultado que se obtiene con este arreglo es

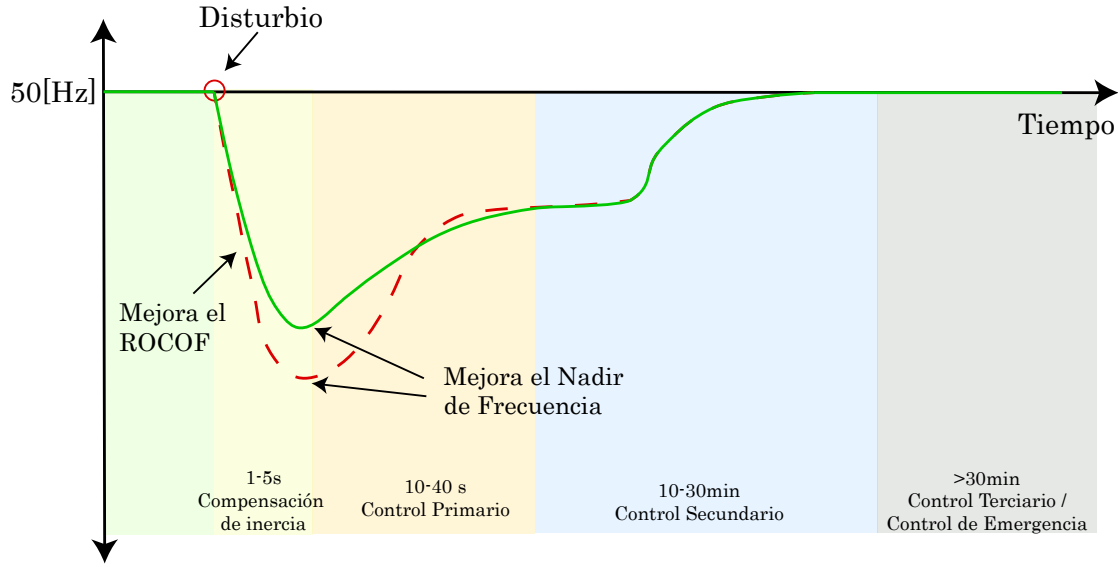


Figura 1.6: Objetivo del control de inercia virtual

que la respuesta de la tensión no muestra peaks al momento del cambio de carga.

1.2. Objetivos

El objetivo general es implementar el control de inercia virtual a un convertidor de potencia, basándose en las metodologías mencionadas en el estado del arte y solucionar el problema de la regulación de frecuencia cuando la inercia del sistema de potencia es baja. Lo que se quiere lograr es reducir la RoCoF y el Nadir de frecuencia en la respuesta de frecuencia ante un desbalance de potencias, como se ilustra en la figura 1.6.

Como objetivos específicos, se tiene primero describir el modelo de un generador síncrono con rotor cilíndrico para hallar cómo controlar la frecuencia y voltaje de red (capítulo 2). Luego, se prueba un sistema simple con regulación de frecuencia al cual se le realiza un impacto de carga para ver el efecto en la frecuencia (capítulo 3). Posteriormente, se usan dos metodologías para implementar el control de inercia virtual; basándose en la respuesta frecuencia-potencia del generador y basándose en la ecuación mecánica del generador (capítulo 4). Finalmente, se prueba el control rápido de frecuencia (capítulo 5) y se comparan todos los resultados que se obtuvieron en el capítulo 3, 4 y 5.

Capítulo 2

Modelo de un Generador Sincrónico

Las máquinas eléctricas son el resultado de la aplicación inteligente de principios de la física como el electromagnetismo, en particular de la ley de inducción de Faraday. Durante todo el desarrollo histórico de estos dispositivos de potencia, se han desenvuelto con un papel protagónico en el avance tecnológico de toda la ingeniería eléctrica, debido a que se han empleado en diversas áreas tales como la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica. Las máquinas eléctricas realizan una conversión de energía entre la energía mecánica y energía eléctrica (fig. 2.1).

En el universo de las máquinas eléctricas existen cuatro tipos; las máquinas de reluctancia conmutada, máquinas de paso a paso, las máquinas de corriente directa y las máquinas de corriente alterna. A su vez, existen dos tipos de máquinas de corriente alterna; la máquina de inducción y la máquina sincrónica. Éstas se diferencian en que el voltaje del rotor (el cual induce corriente y campo magnético en el rotor) de la máquina de inducción se induce en los devanados del rotor en lugar de estar físicamente conectados por cables. Por ende la característica distintiva de la máquina de inducción es que no necesita de corriente de campo para funcionar. En cambio, la máquina síncrona si requiere de suministro de corriente de campo [19].

En la generación de energía se utilizan generadores síncronos para facilitar la sincronización de velocidad de todos los generadores en una red eléctrica. Por lo que este capítulo se enfoca en los generadores síncronos.

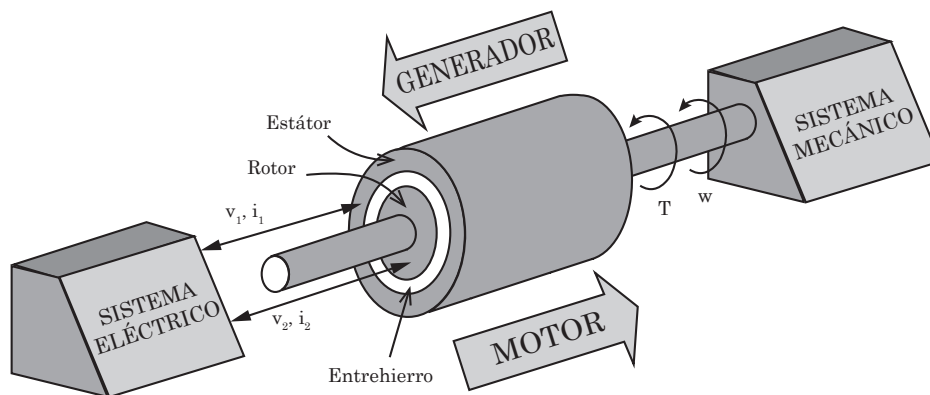


Figura 2.1: Esquema general de conversión de energía de una máquina eléctrica

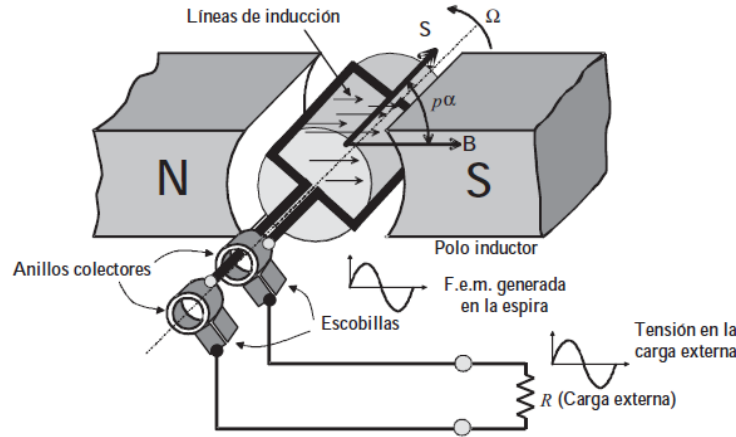


Figura 2.2: Espira sencilla giratoria en un campo magnético uniforme.

2.1. Principios Básicos de las Máquinas de Corriente Alternada (CA)

En términos generales, se puede decir que una máquina eléctrica rotativa se compone de dos partes, hay una parte fija que se denomina estátor y que tiene forma cilíndrica. En la cavidad del estátor se coloca el rotor, el cual, como su nombre indica, es la parte giratoria de la máquina. El espacio de aire que separa el estátor del rotor, necesario para que pueda girar el rotor, se denomina entrehierro. Por este espacio fluye el campo magnético que constituye el medio de acoplamiento entre los sistemas eléctrico y mecánico.

Tanto en el estátor como en el rotor existen devanados hechos con conductores de cobre por los que circulan corrientes suministradas (motor) o cedidas a un circuito exterior que constituye el sistema eléctrico (generador). Uno de los devanados tiene como misión crear un flujo en el entrehierro y por ello se denomina inductor, excitación o campo. El otro devanado recibe el flujo del primero y se inducen en él corrientes que se cierran por el circuito exterior y se denomina inducido. El devanado inducido puede situarse en el estátor y el devanado inductor se puede situar en el rotor o viceversa, depende del tipo de máquina eléctrica, aunque lo que importa es el movimiento relativo que se provoca entre ellos.

Desde el punto de vista de la configuración física del rotor, los polos magnéticos del rotor pueden ser salientes o no salientes. Cuando el rotor es de *polos salientes*, significa que los polos magnéticos están proyectados hacia afuera del eje del rotor. Por otro lado, los polos del rotor pueden ser *no salientes*, lo cual significa que los polos están contruidos al mismo nivel de la superficie del rotor. Por lo regular, se usan rotores de polos no salientes cuando se usan 2 o 4 polos, mientras que los rotores de polos salientes normalmente se usan con 4 o más polos.

Para visualizar la dinámica que existe entre el rotor y el estátor, se considera el estudio de un generador elemental, constituido por un imán en el estátor, que hace de inductor, y una espira en el rotor, que hace de inducido. Consideramos el esquema de la figura 2.2, donde una espira gira a una velocidad Ω [rad/s] dentro del campo magnético B de un imán permanente. Los extremos de la espira pasan por dos anillos de bronce sobre los que rozan unas escobillas de grafito, a las cuales se conecta el circuito exterior, representado por una carga resistiva R .

Los vectores B , inducción magnética, y S , superficie de la espira, forman en un momento determinado un ángulo eléctrico $p\alpha$, siendo p el numero de pares de polos de la máquina y α el ángulo geométrico correspondiente. De acuerdo con la **ley de Faraday**, la fuerza electromotriz (f.e.m.) inducida en la espira al girar dentro del campo magnético del imán es:

$$e_{ind} = -\frac{d\theta}{dt} = -\frac{d}{dt}(BS\cos(p\alpha)) \quad (2.1)$$

teniendo en cuenta que se cumple:

$$\Omega = \frac{d\alpha}{dt} = 2\pi \frac{n}{60} \quad (2.2)$$

donde n es el número de revoluciones por minuto (r.p.m.) de la espira, y tomando como referencia $p\alpha = 0$ en $t = 0$, se obtendrá la siguiente f.e.m. en el inducido:

$$e_{ind} = BSp\Omega \sin(p\Omega t) \quad (2.3)$$

que al comparar con la expresión general de una f.e.m. alterna de pulsación $\omega = 2\pi f$, siendo f la frecuencia en Hertz, expresada por:

$$e_{ind} = E_m \sin(\omega t) \quad (2.4)$$

se deduce que la relación entre las r.p.m. de la máquina y la frecuencia de la f.e.m. alterna obtenida es:

$$\omega = 2\pi f = p\Omega = p2\pi \frac{n}{60} \quad (2.5)$$

es decir,

$$f = \frac{np}{60} \quad (2.6)$$

Por otro lado, el flujo máximo a través de la espira se presenta cuando ésta es perpendicular a las líneas de densidad del flujo magnético. Este flujo es simplemente el producto del área de la superficie de la espira y de la densidad del flujo a través de la espira:

$$\phi_{max} = BS \quad (2.7)$$

Por lo tanto, el voltaje inducido queda como:

$$e_{ind} = \phi_{max}\omega \sin(\omega t) \quad (2.8)$$

Si la espira tiene N_C vueltas, entonces se convierte en una bobina del estator y el voltaje inducido en el estator será [20]:

$$e_{ind} = N_C\phi_{max}\omega \sin(\omega t) \quad (2.9)$$

2.2. Generador Síncrono

Los generadores síncronos también reciben el nombre de *alternadores*. Éstas máquinas se utilizan para convertir potencia mecánica en potencia eléctrica en corriente alterna y son muy utilizadas en los centrales termoeléctricas e hidroeléctrica. En el primero, se usa la potencia mecánica producida por la combustión de fósiles como el petróleo, el gas natural, la madera, etc. En cambio,

en las centrales hidráulicas, un cauce de agua pasa por una turbina hidráulica la cual transmite la potencia mecánica a un generador síncrono.

Ya se habló anteriormente de que las máquinas eléctricas poseen un rotor y un estátor y de que uno puede tener el devanado inducido y el otro el devanado de campo. En las máquinas síncronas, el devanado inducido está en el estátor y el devanado de campo (o inductor) está en el rotor. Por otro lado, están los rotores de polos salientes y no salientes o cilíndricos, en este trabajo de memoria se utilizará el modelo de un generador sincrónico con rotor cilíndrico debido a que la respuesta del modelo de ambos difiere solo en la parte transitoria de las señales pero en la parte estacionario tienen respuesta similar. Al escoger polos cilíndricos, se deben usar uno o dos pares de polos.

Los generadores síncronos entrelazan la frecuencia eléctrica del estátor con la tasa mecánica de rotación del rotor. La tasa de rotación de los campos magnéticos en la máquina esta relacionada con la frecuencia eléctrica del estátor por medio de la ecuación:

$$f_e = \frac{n_m p}{120} \quad (2.10)$$

En donde, n_m es la velocidad mecánica del campo magnético en revoluciones por minuto (rpm), p son los números de polos y f_e es la frecuencia eléctrica en Hertz.

2.3. Circuito Equivalente

El voltaje inducido o voltaje interno que se genera y produce en una fase no siempre es igual al voltaje que se presenta en los terminales del generador. Hay tres factores que ocasionan la diferencia que hay entre E_A y V_ϕ ; el primero es la distorsion del campo magnético del entrehierro debida a la corriente que fluye en el estátor, llamada *reacción del inducido*, el segundo factor es la autoinductancia de las bobinas del inducido (o armadura) y el tercer factor es la resistencia de armadura. Al considerar estos factores, el circuito equivalente del generador síncrono se presenta en la figura 2.3. La expresión de la tensión por cada fase queda:

$$V_\phi = E_A - jX_S I_A - R_A I_A \quad (2.11)$$

Donde:

V_ϕ : Voltaje de fase en los terminales del generador

E_A : Tensión inducida dentro del generador

I_A : Corriente de armadura

X_S : Reactancia síncrona

R_A : Resistencia de armadura

X_S se denomina reactancia síncrona y ésta combina el efecto por la reacción del inducido y la auto-inductancia de la máquina o inductancia de armadura:

$$X_S = X + X_A \quad (2.12)$$

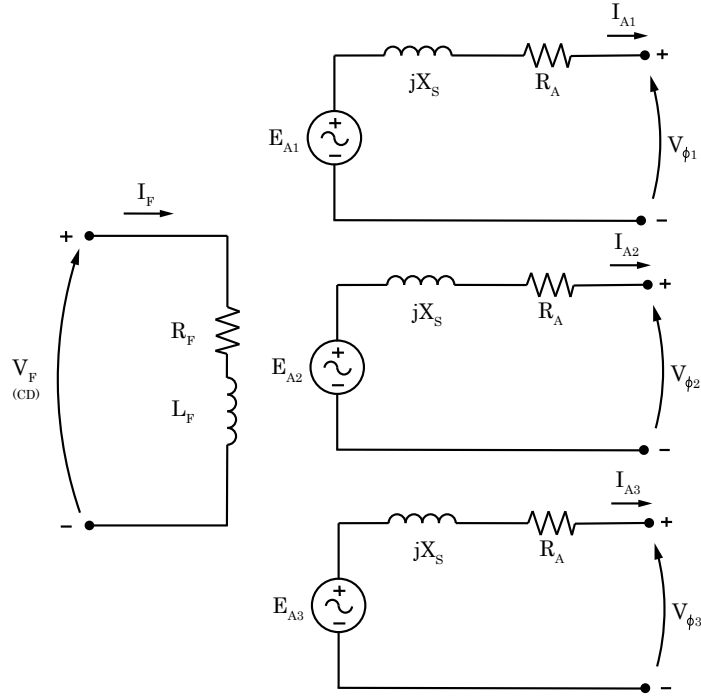


Figura 2.3: Circuito equivalente de las tres fases.

2.4. Ecuación mecánica

La dinámica del cuerpo en rotación nos ofrece la siguiente ecuación de equilibrio de momentos.

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad (2.13)$$

Donde:

T_e : Torque electromagnético producido por la máquina

T_m : Torque mecánico aplicado a la máquina

ω_m : Velocidad angular de rotación del rotor

J : Momento polar de inercia de la masa giratoria

De la ecuación 2.13 se observa que:

1. Cuando $T_m > T_e \implies \frac{d\omega_m}{dt} > 0$: Es decir, cuando el torque mecánico es mayor al torque electromagnético, entonces el rotor acelera.
2. Cuando $T_m < T_e \implies \frac{d\omega_m}{dt} < 0$: Es decir, cuando el torque mecánico es menor al torque electromagnético, entonces el rotor desacelera.
3. Cuando $T_m = T_e \implies \frac{d\omega_m}{dt} = 0$: Es decir, cuando el torque mecánico es igual al torque electromagnético, entonces el rotor se mantiene en un estado de equilibrio.

2.5. Potencia y Torque en los Generadores Síncronos

Un generador síncrono convierte potencia mecánica a potencia eléctrica, la potencia mecánica puede provenir de un motor primario el cual puede ser un motor Diesel, una turbina a vapor, una turbina hidráulica u otro equipo similar, pero cualquiera fuera la fuente de energía mecánica, el generador debe cumplir la propiedad básica de mantener su velocidad constante sin importar la demanda de potencia. Si no se cumple, entonces la frecuencia resultante del sistema de potencia podría variar y en consecuencia, falla la operación de la máquina. Sin embargo, no toda la potencia mecánica que entra al generador se convierte en potencia eléctrica que sale del generador. Existen pérdidas por fricción y rozamiento con el aire, pérdidas en el núcleo, pérdidas misceláneas y pérdidas en el cobre. La potencia de entrada es la potencia en el eje del generador, es decir, $P_{entr} = T_m \omega_m$, mientras que la potencia eléctrica de salida real se puede expresar en cantidades de línea a línea como:

$$P_{sal} = \sqrt{3} V_L I_L \cos(\theta) \quad (2.14)$$

Donde θ es el ángulo entre V_L y I_L .

2.6. Característica de frecuencia-potencia activa y de voltaje-potencia reactiva

Cuando la carga demanda mucha potencia al generador, la velocidad de giro del rotor disminuye y por consiguiente también disminuye la frecuencia eléctrica. Esto es porque existe una relación entre la potencia de salida del generador y la frecuencia.

$$P = s_P(f_{sc} - f_{sis}) \quad (2.15)$$

En donde:

$$\begin{aligned} P &= \text{potencia de salida del generador} \\ f_{sc} &= \text{frecuencia en vacío del generador} \\ f_{sis} &= \text{frecuencia de operación del sistema} \\ s_P &= \text{pendiente de la curva, en kW/Hz o MW/Hz} \end{aligned}$$

A esta propiedad del generador se le llama estatismo. El gráfico ilustrativo de la relación 2.15, se muestra en la figura 2.4, en donde f_{pc} y P_{pc} son la frecuencia y potencia a plena carga.

Por otro lado, la relación entre el voltaje en los terminales y la potencia reactiva se puede expresar por medio de una ecuación similar a la relación de frecuencia-potencia (ecuación 2.15). El gráfico ilustrativo de la relación entre potencia reactiva y voltaje del generador se muestra en 2.5.

Se concluye de estas dos relaciones que para obtener una determinada frecuencia eléctrica, los puntos de ajuste del mecanismo regulador (torque mecánico) controlan la frecuencia de operación f_e del generador, y que para obtener una determinada potencia reactiva, la corriente de campo controla el voltaje en las terminales del generador V_T [19].

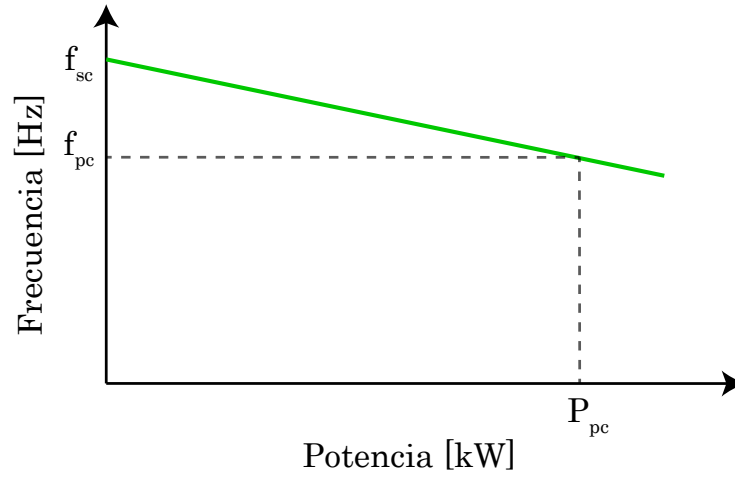


Figura 2.4: Relación frecuencia-potencia activa

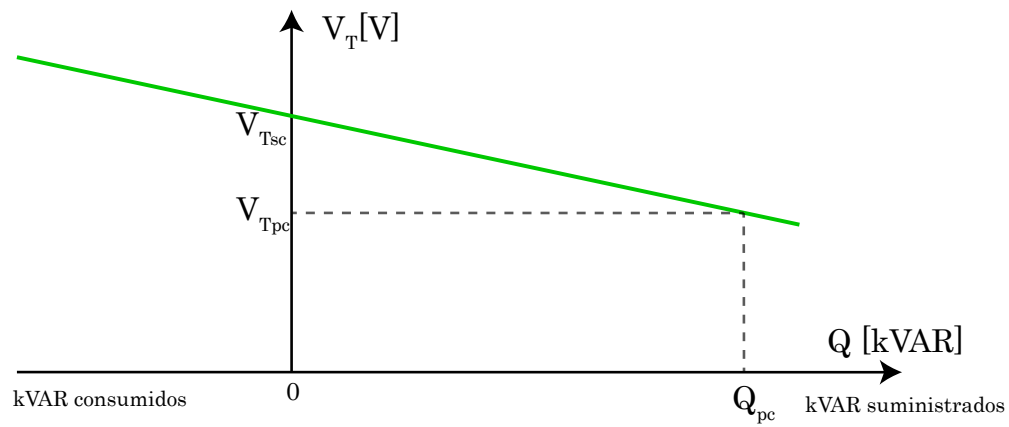


Figura 2.5: Voltaje de salida del generador versus potencia reactiva.

Capítulo 3

Control de Sistemas de Potencia

En este capítulo se estudia cómo se puede regular la frecuencia y el voltaje en un sistema de potencia que consiste en un generador síncrono y dos cargas. Para esto se usarán las expresiones mostradas en el capítulo anterior. Para regular la frecuencia se actúa sobre torque mecánico del generador, por ejemplo, en una central hidroeléctrica se tendría que actuar sobre la válvula que permite el paso del agua a la turbina hidráulica. Para regular el voltaje de línea a línea se debe actuar sobre el voltaje de campo o corriente de campo. En la figura 3.1 se puede ver un esquema del funcionamiento general de la regulación de tensión y velocidad de un generador síncrono usando una turbina hidráulica.

Para simular el control del generador se usará el software de PLECS [21], el cual es un software para simular circuitos de electrónica de potencia. Específicamente, se hará un control para regular el voltaje en 380 Voltios línea a línea valor RMS, y un control primario y secundario de frecuencia para mantener la frecuencia en 50[Hz]. Una vez que se tenga hecho el control, se va a simular el sistema y se probará con un cambio de carga para observar lo que sucede con la potencia del generador y la frecuencia del sistema cuando se desbalancea la potencia demandada con la potencia generada.

3.1. Control Primario de Frecuencia

El control primario de frecuencia (CPF) es un mecanismo de regulación de frecuencia que se aplica como control automático a los generadores. Éste control tiene un tiempo de operación que va en un rango aproximado de 10 a 40 segundos desde que se produce una perturbación en el sistema. El objetivo principal del CPF es lograr que la potencia generada sea igual a la potencia demandada mas las pérdidas. Como objetivo secundario es la protección de la máquina, ya que no conviene que la frecuencia sea muy baja o muy alta, ya que por un lado, si baja mucho la frecuencia se pueden producir cavitaciones en las turbinas hidroeléctricas y si la frecuencia aumenta mucho, el generador puede sobreexigirse y destruirse [22].

Se puede usar el estatismo del generador para regular la frecuencia. Pero en vez de relacionar frecuencia con potencia, se relacionará frecuencia con torque, ya que el torque es el cociente entre la potencia y la frecuencia nominal. El control primario consiste en un control proporcional en el que la referencia es la variación de frecuencia de la barra (Δf) por lo tanto la respuesta del controlador es una variación de torque que, posteriormente, se le suma el torque nominal de la

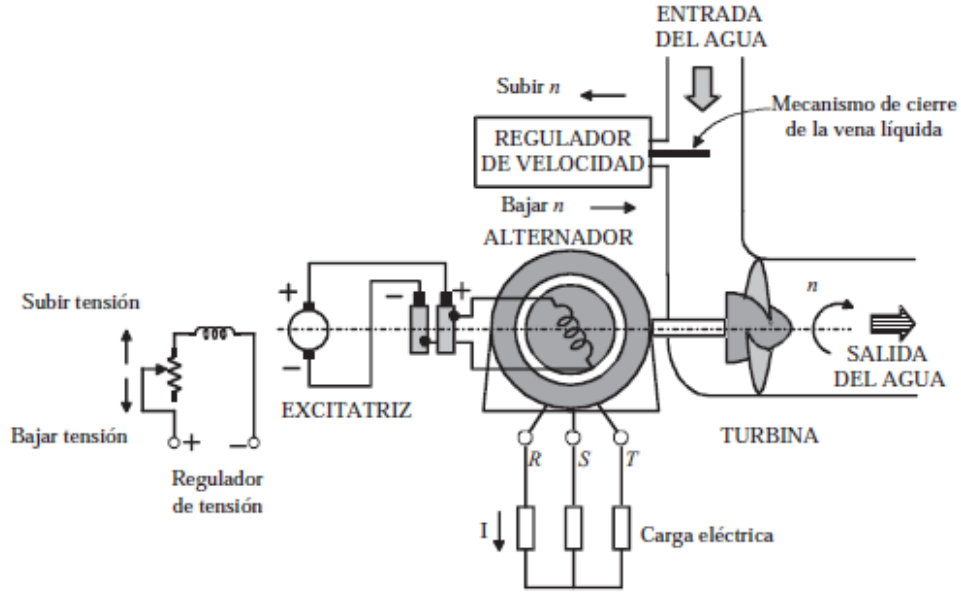


Figura 3.1: Generador síncrono accionado por una turbina hidráulica.

máquina y el resultado actúa sobre el torque mecánico de la máquina eléctrica.

Cabe destacar que, luego de la acción del control primario de frecuencia, la frecuencia no volverá al valor de la frecuencia nominal o al valor que había antes de producirse la perturbación. Esto se debe a que el control proporcional tiene como entrada la desviación de frecuencia y como salida la desviación de torque, por lo tanto, la actuación del torque mecánico sobre la máquina hace que la desviación de frecuencia disminuya hasta hacerse cero pero no necesariamente la frecuencia alcanza el valor nominal, sino que solo deja de variar [23].

Se considera el gráfico de la figura 2.4, la cual representa el estatismo del generador síncrono, para regular la velocidad. Este tipo de regulación se le denomina *droop*.

Se actuará sobre el torque mecánico, por lo que el gráfico quedaría como el mostrado en la figura 3.2. A partir de esta figura, se deduce que:

$$\Delta T_m = -\frac{\Delta \omega}{R} \quad (3.1)$$

Para hallar la constante R , se deben tener dos puntos en el gráfico de la figura 3.2. Se hacen dos pruebas en la simulación; se abastece al generador con dos torques distintos y se registran las dos frecuencias eléctricas resultantes. De esta forma se puede calcular la constante R como el cociente entre la diferencia de la frecuencia y la diferencia del torque mecánico. Éste valor resulta:

$$\frac{1}{R} = -54 \quad (3.2)$$

3.2. Control Secundario de Frecuencia

El objetivo del control secundario de frecuencia (CSF) es corregir el desvío de frecuencia que resulta del CPF. La operación de este regulador parte a los 30 segundos desde la perturbación

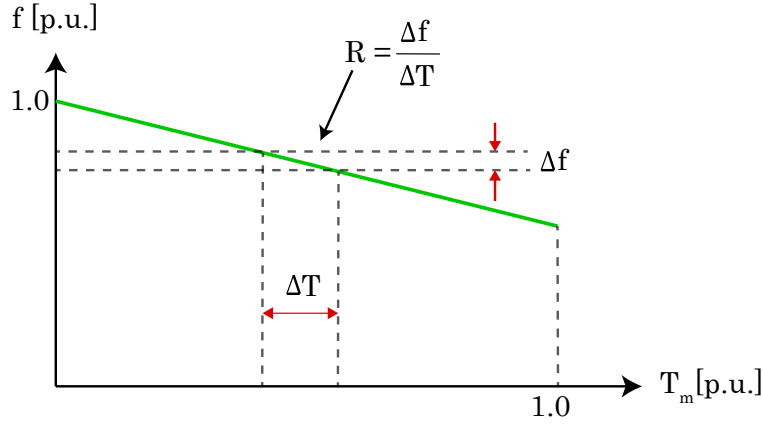


Figura 3.2: Curva frecuencia versus torque

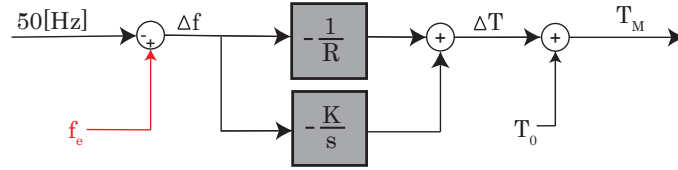


Figura 3.3: Control secundario de frecuencia

hasta los 15 minutos [24]. Una forma de emplear el control secundario de frecuencia es incorporar un lazo de control adicional de tipo integrador que lleva a cero el error de frecuencia en estado estacionario.

En la figura 3.3 se puede observar el control primario junto con el control secundario de frecuencia, el cual corresponde a una integración de la desviación de frecuencia, de esta forma se logra eliminar por completo el error de frecuencia en el estado estacionario. Para hallar el valor de la constante de integración, se prueban distintos valores del orden de las décimas, y se escoge un valor que permita que la señal de error llegue a cero sin presentar un sobrepaso al valor nominal. Éste valor es:

$$K = -10 \quad (3.3)$$

3.3. Control de Voltaje de Línea a Línea

Para asegurar que el nivel de tensión en la barra del sistema de potencia sea constante, se debe emplear un control automático. Ya se vio en el capítulo anterior que el voltaje de fase o en los terminales de un generador síncrono depende en parte de el voltaje inducido dentro de la máquina, que a su vez, depende del voltaje de campo en el rotor (fig. 2.3). Por lo tanto, la planta que se controlará relaciona el voltaje en los terminales con el voltaje de campo del generador síncrono, pero en este caso se escoge controlar el voltaje de línea a línea en vez del voltaje de línea a línea y

Parámetro	Símbolo	Valor
Resistencia de estator	R_s	0.015[ohm]
Inductancia de estator	L_s	100[mH]
Inductancia magnetizante no saturada	L_{m0}	3[mH]
Inductancia magnetizante saturada	L_{msat}	0.6[mH]
Resistencia de campo	R_f	0.0006[ohm]
Inductancia de campo	L_f	0.3[mH]
Resistencias de amortiguación	R_{kd}	0.07[ohm]
	R_{kq1}	0.03[ohm]
	R_{kq2}	0.008[ohm]
Inductancias de amortiguación	L_{kd}	1[mH]
	L_{kq1}	0.7[mH]
	L_{kq2}	2[mH]
Momento de inercia	J	10[kg · m ²]
Coeficiente de roce de carga	F	1[Nm/rad]
Numero de pares de polos	p	1
Carga 1	R_1	4[Ω]
Carga 2	R_2	1.6[Ω]

Tabla 3.1: Parámetros del generador AC.

el valor de referencia es $380[V_{LLRMS}]$.

Para diseñar el controlador se comienza utilizando un controlador proporcional, el cual se sintoniza de forma que el error de voltaje de fase sea el menor posible. La constante de proporcionalidad es:

$$K_P = 4 \quad (3.4)$$

Una vez hecho eso, se procede a sintonizar la parte integrativa del controlador con el fin de eliminar el error remanente que deja el control proporcional. Para realizar esto, se utilizan algunos criterios en la respuesta de la frecuencia, tales como que no exista sobrepaso y que la respuesta llegue rápido al valor de la referencia. Luego, la constante integrativa escogida es la siguiente:

$$K_I = 0,5 \quad (3.5)$$

Para poder diseñar el control de inercia virtual se debe conocer el sistema de potencia en donde se va a incorporar el convertidor de potencia con control de inercia. Primero que nada se debe saber la potencia del generador o generadores a utilizar. Para este trabajo de memoria se considera un solo generador de 150[kVA], por lo tanto, la carga total puede consumir hasta tal valor de potencia. Para que exista una variación en la frecuencia, se escoge la opción de variar la carga, por lo que se sitúa una carga resistiva inicial que consume 90[kVA], y se agrega una carga resistiva trifásica en el instante 60[s], que consume 36[kVA] de potencia, con el fin de observar lo que ocurre con la frecuencia cuando se emula un aumento de carga.

El generador síncrono debe proporcionar un voltaje línea a línea de 380[V] valor RMS, para esto se configuran los parámetros del generador a los valores de la tabla 3.1. Mientras que los datos

Parámetro	Símbolo	Valor
Constante de proporción CPF	$1/R$	-54
Constante de integración CSF	K	-10
Constante de proporción de regulación de tensión	K_P	4
Constante de integración de regulación de tensión	K_I	0.5

Tabla 3.2: Parámetros del control primario y secundario de frecuencia y control de tensión.

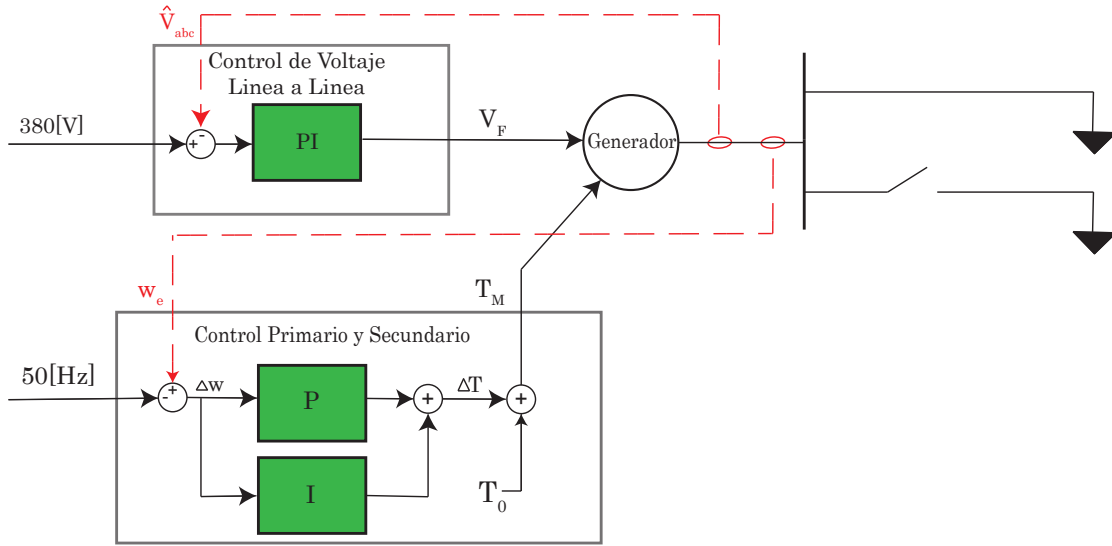


Figura 3.4: Sistema a implementar

del control del generador síncrono para regular la frecuencia y la tensión se resumen en la tabla 3.2.

El control del generador descrito anteriormente se puede plasmar en el esquema de la figura 3.4. En este esquema se tiene el aumento de carga representado mediante la conexión de una nueva carga resistiva. Luego se tiene el control de voltaje de línea a línea el cual actúa sobre el voltaje de campo del generador. Por último, se tiene el control primario y secundario del generador los cuales actúan sobre el torque mecánico del generador.

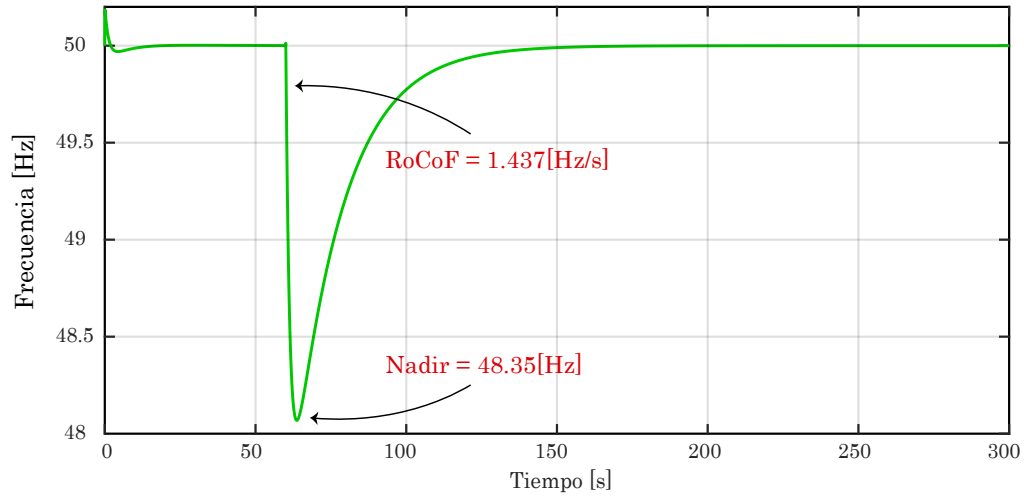
Una vez que se tiene el sistema de potencia en el cuál se conectará el convertidor y se implementará el control de inercia virtual, se procede a simular el efecto del cambio de carga.

3.4. Efecto en el sistema de potencia ante un aumento de carga

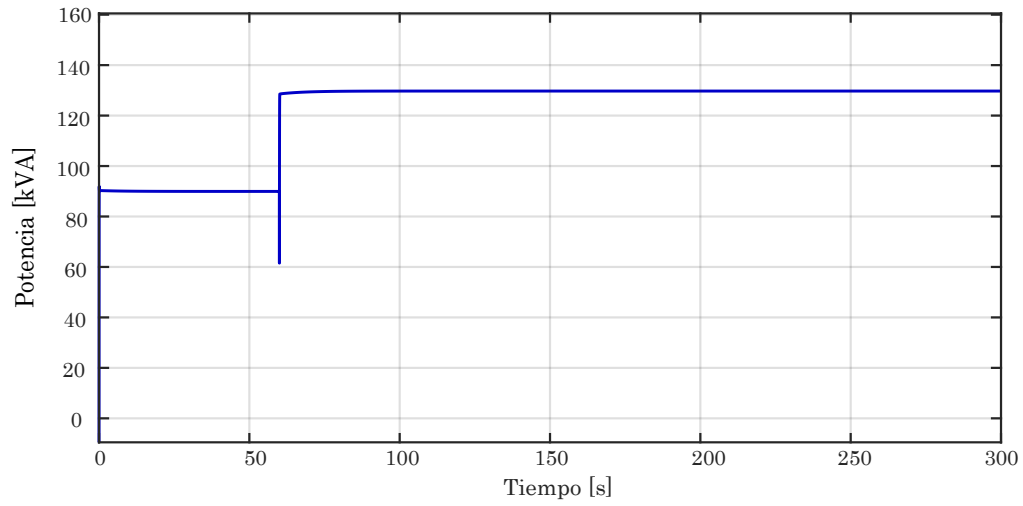
Se simula el sistema descrito, el aumento de carga se hace en el segundo 60[s] y el *span* de tiempo son 300[s]. Interesa observar la potencia del generador y la frecuencia en la barra AC para poder compararlos con los resultados que se obtendrán con la utilización de un convertidor de potencia para regular la frecuencia. Los datos a utilizar en el generador síncrono y en el control de éste se presentan en las tablas 3.1 y 3.2.

El resultado de la frecuencia del sistema ante la variación de carga se encuentra en el gráfico de la figura 3.5.a. Se observa el control primario y secundario de frecuencia están actuando bien debido a que la frecuencia vuelve al valor nominal después de 100[s] del cambio de carga. Por otro lado, la frecuencia alcanzó un valor mínimo de aproximadamente 48.35[Hz] y el RoCof es 1.437[Hz/s].

Se observa en la figura 3.5.b que la potencia inicial del generador es de 90[kVA] y que la potencia aumenta a 126[kVA] al cambiar la carga. Con esta información se sabe que el aporte de potencia que se requiere por parte del convertidor es la 36kVA aproximadamente, que corresponde a la potencia adicional que demanda la nueva carga.



(a) Respuesta de frecuencia ante el cambio de carga



(b) Gráfico de potencia aparente del generador ante un cambio de carga

Figura 3.5: Resultados del sistema de potencia con CPF, CSF y regulación de tensión, ante un desbalance de potencias.

Capítulo 4

Compensación de Frecuencia usando Control de Inercia Virtual

Se desea incluir convertidores de potencia en los sistemas eléctricos debido a la intención de incorporar energías renovables, para esto se requiere implementar un control de inercia virtual a los convertidores de potencia para aportar inercia al sistema en los cambios repentinos de frecuencia.

En este capítulo se presentan dos métodos utilizados para hacer el control de inercia virtual: el primero es el método basado en la respuesta frecuencia-potencia y el segundo es el método basado en la ecuación característica del generador. Se explica el diseño realizado, se muestran los parámetros a usar en la simulación y los respectivos resultados.

El control de inercia virtual debe emplearse junto con un control de corriente del convertidor, al aportar corriente a la red, estaría inyectando potencia. Para este trabajo de memoria, se considera que la fuente de energía está almacenada en una batería de 750[V].

4.1. Método basado en respuesta frecuencia-potencia

Uno de los métodos de implementación de la inercia virtual es el control droop, éste método se basa en la respuesta ante cambios de frecuencia en el sistema los cuales son una consecuencia de un cambio de carga. Es decir, que ante una variación de frecuencia en el sistema, el control de inercia virtual actúa variando la potencia del convertidor de potencia conectado al sistema, de esta forma el convertidor ayuda a mantener la frecuencia.

La expresión que representa este tipo de control de inercia virtual es la siguiente.

$$P_{conv} - P_0 = -K(\omega_{sist} - \omega_0) \quad (4.1)$$

En donde

K : Constante droop
 P_0 : Potencia nominal del convertidor[W]
 P_{conv} : Potencia actual del convertidor[W]
 ω_0 : Frecuencia nominal del sistema [rad/s]
 ω_{sist} : Frecuencia actual del sistema [rad/s]

La frecuencia se puede representar en hercios en vez de radianes por segundo, entonces la expresión 4.1 quedaría de la siguiente forma.

$$P_{conv} - P_0 = -K'(f_{sist} - f_0) \quad (4.2)$$

La constante K' contiene el factor ' 2π ' que aparece cuando se convierte la frecuencia. Si se considera que $\Delta f = f_{sist} - f_0$ y $\Delta P = P_{conv} - P_0$, entonces la ecuación (4.1) se puede escribir de la siguiente manera:

$$\Delta P = -K'\Delta f \quad (4.3)$$

La representación gráfica sería la siguiente.

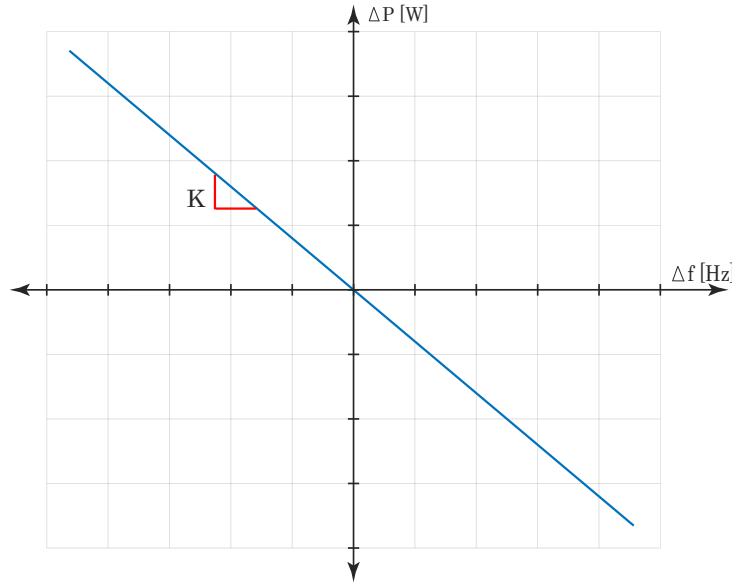


Figura 4.1: Control Droop

Cuando la desviación de frecuencia es positiva, el convertidor inyecta potencia activa a la barra AC. Pero si la desviación de frecuencia es negativa, quiere decir que el convertidor de potencia absorberá potencia eléctrica, esta tipo de operación del convertidor se puede comparar con un motor síncrono puesto que éste consume corriente para poder operar.

4.2. Diseño de constante K

Mientras más grande sea la constante de proporcionalidad de un control P, más rápido es el control, pero si es muy alto puede saturar la corriente del convertidor proporcionado por el convertidor y ralentizar la respuesta de frecuencia del sistema. Por lo tanto, es necesario saber la magnitud de la constante K del control Droop de Inercia Virtual, para tener un resultado adecuado de la respuesta de frecuencia.

La pendiente de curva del control Droop cambia cuando cambia la carga, para el caso en que la carga aumenta, se espera que haya una disminución de frecuencia y por consiguiente una necesidad

de que el convertidor aporte potencia (o corriente) al sistema para que la inercia del rotor de la máquina eléctrica no se vea afectada. Por lo tanto, se espera que la pendiente K sea más grande para la situación en que la carga aumenta a $126[kVA]$ en comparación a la situación en que la carga es de $90[kVA]$.

A partir de lo expuesto en la capítulo *Control de Sistemas de Potencia*, se puede escoger una convertidor de potencia de $36[W]$ de capacidad.

$$P_0 = 36[W]$$

Según la Comisión Nacional de Energia de Chile (CNE) la frecuencia de los sistemas de potencias del país deben ser de $50[Hz]$ [9]. Por ende:

$$f_0 = 50[Hz]$$

Se prueba en PLECS el sistema descrito en el esquema de la figura 3.4 para un voltaje de referencia $V_{URMS} = 380[V]$ y luego para $V_{URMS} = 400[V]$ y se observan el consumo de potencia y la variación de frecuencia en la figura 4.2.

Los dos puntos medidos son:

$$(\Delta f_1; \Delta P_1) = (49,4 - f_0; 100000 - P_0) = (-0,6; 70000)$$

$$(\Delta f_2; \Delta P_2) = (50 - f_0; 90000 - P_0) = (0; 60000)$$

La constante droop corresponde a la pendiente que forman los dos puntos medidos, es decir:

$$K = \frac{(7 - 6) \cdot 10^4}{-0,6} = -16,666 \cdot 10^3 \quad (4.4)$$

Finalmente, teniendo la constante de proporción o constante droop, se puede implementar el controlador de corriente del convertidor de potencia. Para el control de corriente se utilizará un control histéresis por temas prácticos para dar enfoque a la implementación de la inercia virtual. El control de inercia virtual actúa sobre la potencia del convertidor, por ende, se necesita convertir esta potencia a una corriente de referencia.

Para obtener la corriente de referencia, la potencia se puede dividir por el voltaje línea a línea valor RMS de la red, es decir, $380[V]$.

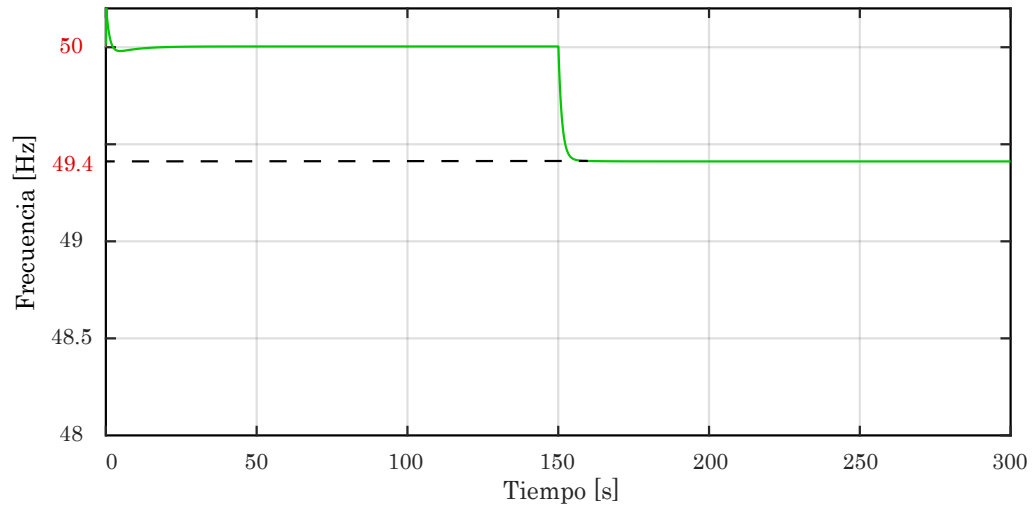
$$I'_{ref} = \frac{P_{conv}}{V_0} \quad (4.5)$$

Luego, para obtener la corriente trifásica en fase con las señales de la red, se debe obtener la señal de voltaje de fase de red normalizada. Es decir, dividir el voltaje de fase por su amplitud.

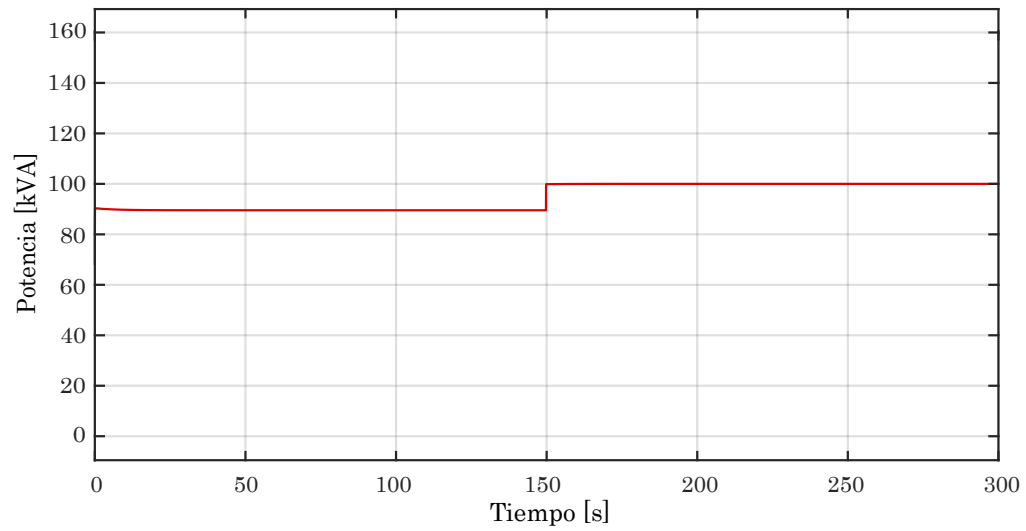
$$V_{norm} = \frac{V_{abc}}{\widehat{V_{abc}}} \quad (4.6)$$

Por último, la corriente de referencia trifásica I_{ref} es el producto entre la señal normalizada e I'_{ref} .

$$I_{ref} = V_{norm} \times I'_{ref} \quad (4.7)$$



(a)



(b)

Figura 4.2: Efecto de aumentar el voltaje línea a línea de 380[V] a 400[V]. (a) Frecuencia. (b) Potencia.

Parámetro	Símbolo	Valor
Carga 1	R_1	$1.6[\Omega]$
Carga 2	R_2	$4[\Omega]$
Potencia nominal del convertidor	P_0	$36[\text{kW}]$
Voltaje DC del convertidor	V_{DC}	$750[\text{V}]$
Ancho de histéresis (treshold)	-	$2[\text{A}]$

Tabla 4.1: Parámetros del convertidor.

Cabe señalar que en la industria no se utiliza control de histéresis debido a que éste tipo de controlador posee un ancho de banda muy grande o infinito, por ende, no filtra señales como ruido o perturbaciones que son de alta frecuencia. En realidad, en la industria se utilizan controladores P-I para controlar la corriente porque el ancho de banda está limitado y por ende no permite el paso de ruido. Pero en este trabajo de memoria se escoge un control de histéresis para simplificar el diseño del controlador de corriente y porque no se consideran perturbaciones en la simulación. Aunque si se usa un controlador P-I en vez de un control por histéresis, se vería que el ripple en la corriente y potencia en la barra se vería diferente.

Luego, los parámetros para simular el control de inercia virtual se indican en la tabla 4.1.

El esquema de control se muestra en la figura 4.3, en donde las señales en rojo son señales medidas de la red.

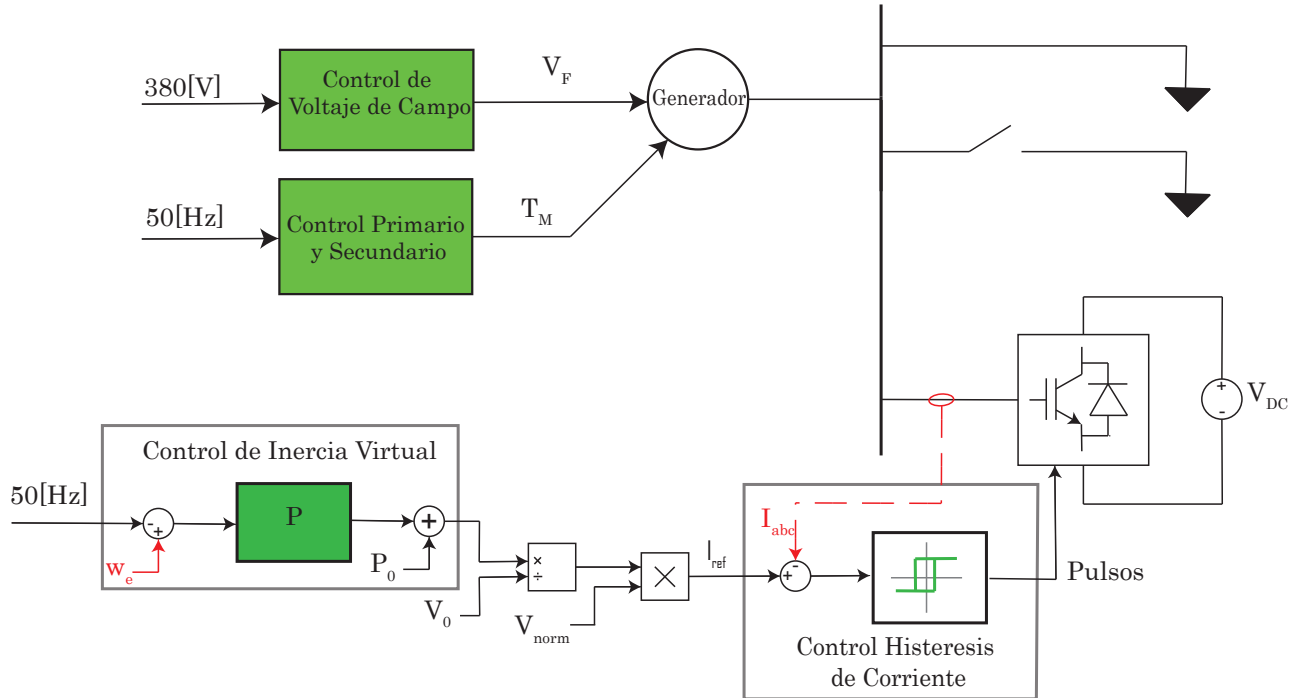


Figura 4.3: Esquema control de inercia virtual con control droop

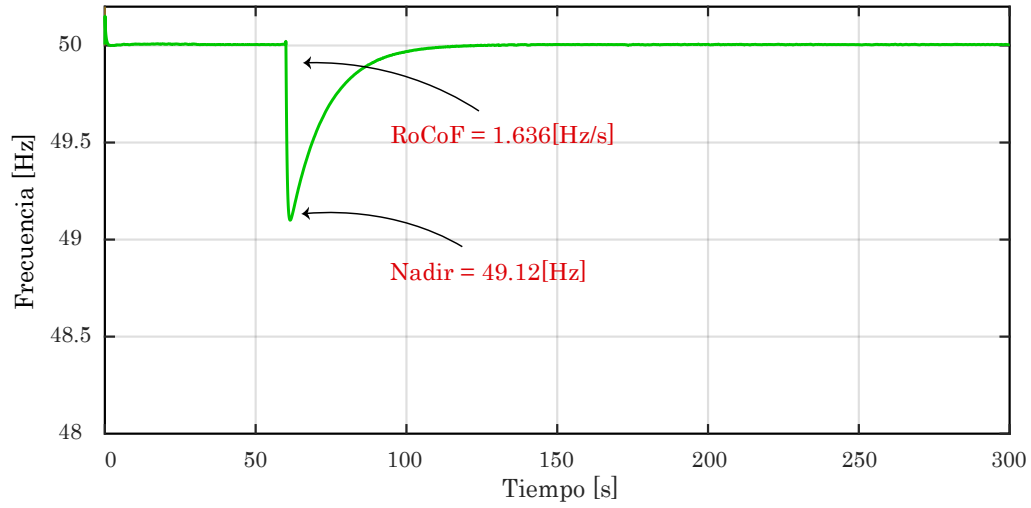
Se simula en PLECS y se extraen los gráficos de la frecuencia y de la potencia en generador y

convertidor. En la figura 4.4.a se puede observar que el nadir llega a $49,12[Hz]$ y la RoCoF es $1,636[Hz/s]$. La disminución del nadir se atribuye al funcionamiento del inversor de potencia y la reserva de energía, que en esta simulación es representada por la fuente de voltaje V_{DC} . Cuando ocurre la perturbación, el mecanismo de control de inercia virtual permite que se utilice la reserva de energía para que el desvío de frecuencia sea menor.

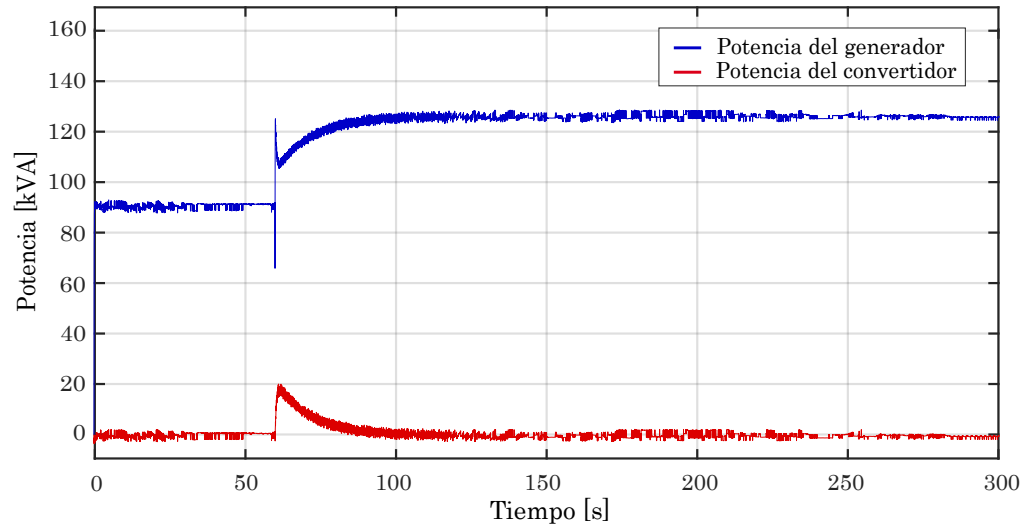
En la figura 4.4.b se pueden observar la potencia del generador y del convertidor. Se aprecia que, al comienzo, la potencia del generador parte en $90kVA$ y en el momento del desvío de frecuencia, comienza a subir lentamente hasta llegar al valor del consumo de la carga total ($126kVA$). En cuanto a la forma de onda de la potencia en el convertidor, ésta comienza en cero y en el momento del desvío de frecuencia, aumenta la potencia de forma abrupta hasta los $20kVA$ y posteriormente disminuye paulatinamente hasta no inyectar más potencia al sistema.

Se observa un peak de potencia en el instante en que se agrega la nueva carga, esto se debe a que se demora un instante en que el control del convertidor reaccione y éste pueda suministrar potencia al sistema.

Por último, se observa en la figura 4.2.b que las señales de potencia poseen un ripple, esto se debe a la frecuencia de conmutación de los switches del inversor de potencia, que en este caso esta determinada por el ancho de histeresis del control de corriente.



(a) Respuesta de la frecuencia con control de inercia virtual basado en control droop



(b) Potencia aparente del generador y convertidor.

Figura 4.4: Resultado del primer método de control de inercia virtual.

4.3. Método basado en ecuación característica

El segundo método se basa en la ecuación característica del generador, para esto se debe recordar la ecuación del área mecánica del generador, ya vista en el capítulo 2 pero esta vez se considera el componente dinámico de la ecuación mecánica.

$$J \frac{d\omega}{dt} + F\omega = -(T_e - T_m) = -\left(\frac{P_e}{\omega} - \frac{P_m}{\omega}\right) \quad (4.8)$$

En donde:

J: Momento de inercia [$kg \cdot m^2$]
F: Coeficiente de fricción [Nm/rad]
 ω : Frecuencia angular [rad/s]
 T_e : Torque eléctrico
 T_m : Torque mecánico
 P_e : Potencia eléctrico
 P_m : Potencia mecánica

Si a la expresión 4.8 se multiplica por la frecuencia angular ω , entonces se obtiene:

$$\frac{J}{2} \frac{d\omega^2}{dt} + F\omega^2 = -(P_e - P_m) \quad (4.9)$$

Luego, si se considera que $\omega = \omega^* + \Delta\omega$ con ω^* la frecuencia de referencia. La frecuencia angular al cuadrado sería:

$$\omega^2 = \omega^{*2} + 2\omega^*\Delta\omega + \Delta\omega^2 \quad (4.10)$$

Al reemplazar 4.10 en la expresión 4.9, quedaría:

$$\frac{J}{2} \left(\frac{d\omega^{*2}}{dt} + 2\omega^* \frac{d\Delta\omega}{dt} + \frac{d\Delta\omega^2}{dt} \right) + F(\omega^{*2} + 2\omega^*\Delta\omega + \Delta\omega^2) = -(P_e - P_m) \quad (4.11)$$

De la expresión 4.11 se tiene que el término $\frac{d\omega^{*2}}{dt}$ se anula porque ω^{*2} es una constante y la derivada de una constante es cero. Además, el término $\Delta\omega^2$ se aproxima a cero ya que $\Delta\omega$ es la desviación de frecuencia y éste es un numero del orden de las décimas o centésimas e incluso de milésimas, y al elevarlo al cuadrado se convierte en un número aún mas pequeño. Por último, el término $F\omega^{*2}$ se pasa al lado derecho de la igualdad y el signo negativo pasa al lado izquierdo de la igualdad. Al hacer estas modificaciones, 4.11 queda de la siguiente forma:

$$-J\omega^* \frac{d\Delta\omega}{dt} - 2F\omega^*\Delta\omega = -(P_e - (P_m - F\omega^{*2})) \quad (4.12)$$

El término $F\omega^{*2}$ representa las pérdidas de potencia mecánica debido a la resistencia que ofrece el rotor en el giro. Luego, la diferencia entre la potencia eléctrica y la potencia mecánica real (que considera la pérdida de potencia) se puede representar como ΔP , quedando la expresión final como:

$$-J\omega^* \frac{d\Delta\omega}{dt} - 2F\omega^*\Delta\omega = \Delta P \quad (4.13)$$

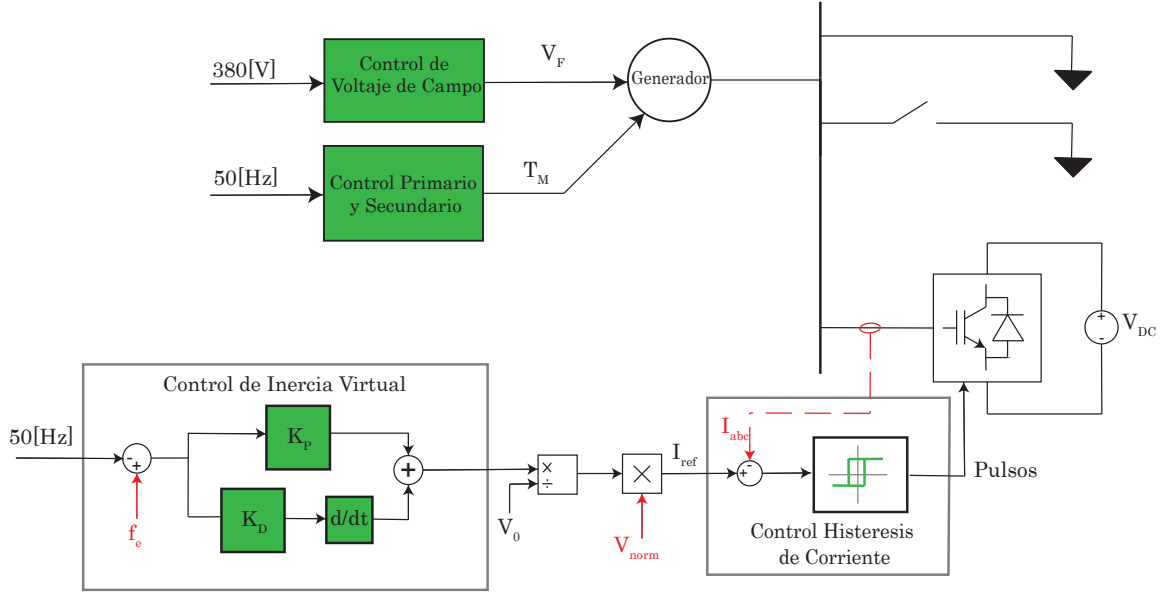


Figura 4.5: Esquema de control de inercia virtual con control proporcional y derivativo

Si se expresa la frecuencia en *Hertz*, entonces:

$$-2\pi J\omega^* \frac{d\Delta f}{dt} - 4\pi F\omega^* \Delta f = \Delta P \quad (4.14)$$

Por último, si se reemplaza los parámetros $K_D = -2\pi J\omega^*$ y $K_P = -4\pi F\omega^*$ en 4.14, quedaría:

$$K_D \frac{d\Delta f}{dt} + K_P \Delta f = \Delta P \quad (4.15)$$

El esquema de control de inercia virtual usando éste método se muestra en la figura 4.5

4.4. Diseño de constante de proporcionalidad y derivativo

Para diseñar estas constantes se pueden usar la ecuaciones expuestas anteriormente. De la tabla 3.1 se obtienen los valores de momento de inercia y factor de fricción de la máquina AC. El valor de referencia de ω^* es $2\pi 50[\text{rad/s}]$.

$$K_D = -2\pi J\omega^* = 2\pi \cdot 10 \cdot 2\pi \cdot 50 = 19,740 \cdot 10^3 \quad (4.16)$$

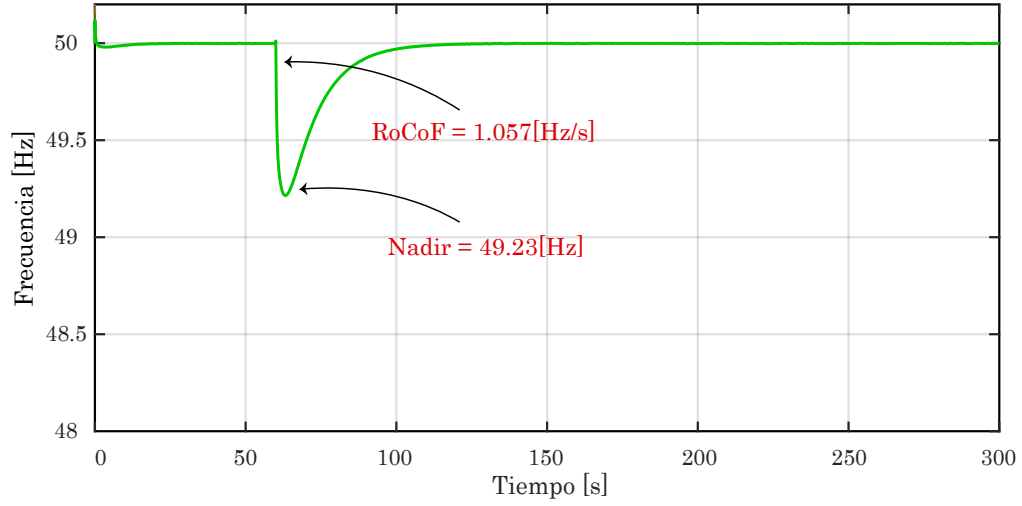
Para determinar la constante de proporcionalidad se puede usar la expresión hallada recientemente ($K_P = -4\pi F\omega^*$) o bien usar la constante Droop. Se escoge usar la constante droop para esta implementación debido a que éste valor es el más alto entre los dos.

$$K_P = 16,666 \cdot 10^3 \quad (4.17)$$

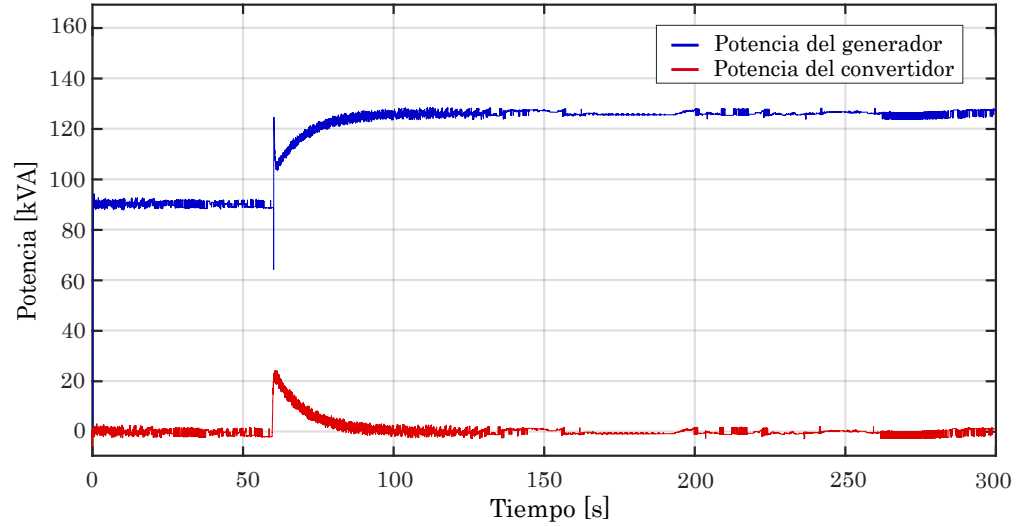
Con estos valores se puede simular en PLECS, para esto se usa la tabla de parámetros 4.1.

Constante Derivativo	K_D	$19,740 \cdot 10^3$
Constante Proporcional	K_P	$16,666 \cdot 10^3$

Tabla 4.2: Parámetros de control proporcional-derivativo de inercia virtual



(a) Respuesta de la frecuencia con control de inercia virtual basado en ecuación mecánica



(b) Potencia aparente del generador y convertidor.

Figura 4.6: Resultado del segundo método de control de inercia virtual

En la figura 4.6.a se observa la respuesta de la frecuencia ante el desbalance de potencias, en ésta se destaca que el nadir es de 49.23[Hz] y que el RoCoF es de 1.057[Hz/s].

Las potencias del generador y convertidor se observan en la figura 4.6.b. Al inicio, se tiene que la potencia del generador es de 90[kVA] y del convertidor es de 0[kVA]. Luego, cuando se añade la carga $R2$, la carga total demanda más potencia y se observa que la potencia que aporta el convertidor al sistema en ese instante aumenta de forma instantánea hasta 22[kVA], lo que hace que la potencia del generador aumente suavemente hasta su valor final que es 126[kVA].

Capítulo 5

Control Rápido de Frecuencia

En el capítulo anterior se analizaron dos implementaciones de inercia virtual. Sin embargo, existe otra forma de contrarrestar el efecto de la respuesta inercial reducida en un sistema de potencia. Se trata del control rápido de frecuencia, el cual se basa en la Respuesta Rápida de Frecuencia (*Fast Frequency Response*), que es la contribución controlada del torque eléctrico de una unidad, en este caso, de un inversor, que responde rápidamente a los cambios de frecuencia con el propósito de arreglar el desbalance de potencias. Para realizar el control rápido de frecuencia, se requiere una medición efectiva y rápida de la frecuencia instantánea.

Con el fin de ver el efecto sobre la frecuencia cuando se utiliza éste método de regulación de frecuencia, se simula en PLECS un control sencillo el cual es Proporcional-Integrativo (PI). El bloque *PI* actúa sobre la corriente del convertidor a partir del error de frecuencia, como se muestra en la figura 5.1. Además, para que la señal de actuación esté en sincronía con el voltaje del sistema, se multiplica por el voltaje normalizado. Se implementa este sencillo control sobre el mismo sistema de potencia utilizado en este trabajo de memoria, con el propósito de comparar los resultados. Los valores de las constantes proporcional e integrativa se muestran en la tabla 5.1.

Al simular este método de compensación de inercia en PLECS, se obtienen los gráficos de la figura 5.2. En cuanto a la frecuencia, se obtuvo un nadir de 49.77[Hz] y RoCoF de 0.938[Hz/s]. El valor del nadir mejoró notablemente, sin embargo, la RoCoF no mejora mucho; es una décima mas baja que el anterior. En cuanto a la potencia, se puede apreciar en la imagen que, en el instante del desbalance de potencias, el convertidor suministra 34[kVA] de forma casi instantánea y queda operando de la misma forma después del desbalance. La potencia del generador aumenta aproximadamente 2[kVA] posterior a la desviación de frecuencia.

El control de inercia virtual que se ha implementado en este trabajo de memoria funciona a partir de una desviación de frecuencia y la actuación es una desviación de potencia del convertidor, por lo que, eventualmente la potencia del convertidor se hace cero. El control rápido de frecuencia también funciona a partir de la desviación de frecuencia (o el error de la frecuencia) pero tiene la diferencia de que el control rápido de frecuencia integra el error por lo tanto, cuando existe

Parámetro	Símbolo	Valor
Constante Proporcional	K_P	300
Constante Integrativa	K_I	150

Tabla 5.1: Parámetros de control rápido de frecuencia

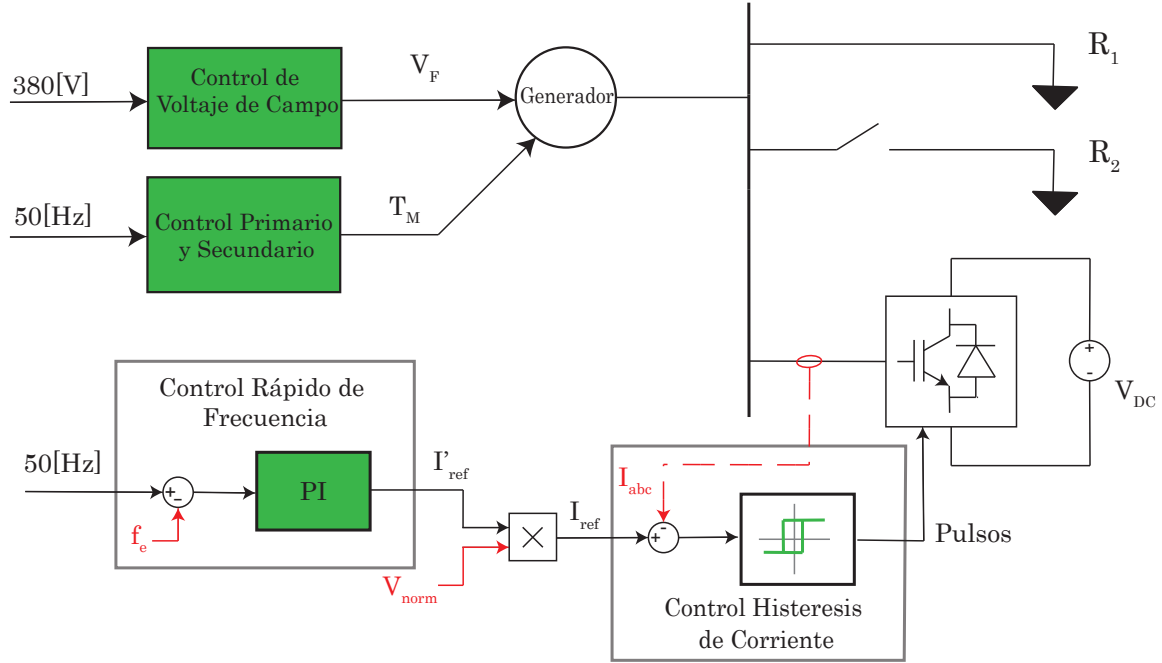


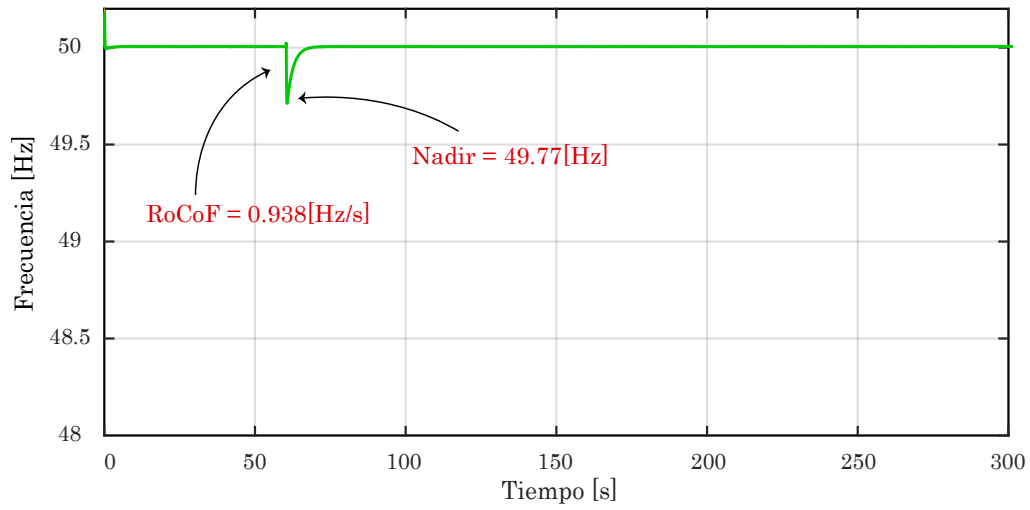
Figura 5.1: Esquema de control rápido de frecuencia.

una desviación, la actuación del FFC queda presente hasta la próxima desviación. Pero en esta simulación solo existe una desviación de frecuencia, por lo tanto la potencia que inyecta el inversor queda constante después del aumento de carga, tal como se puede apreciar en la figura 5.2.b.

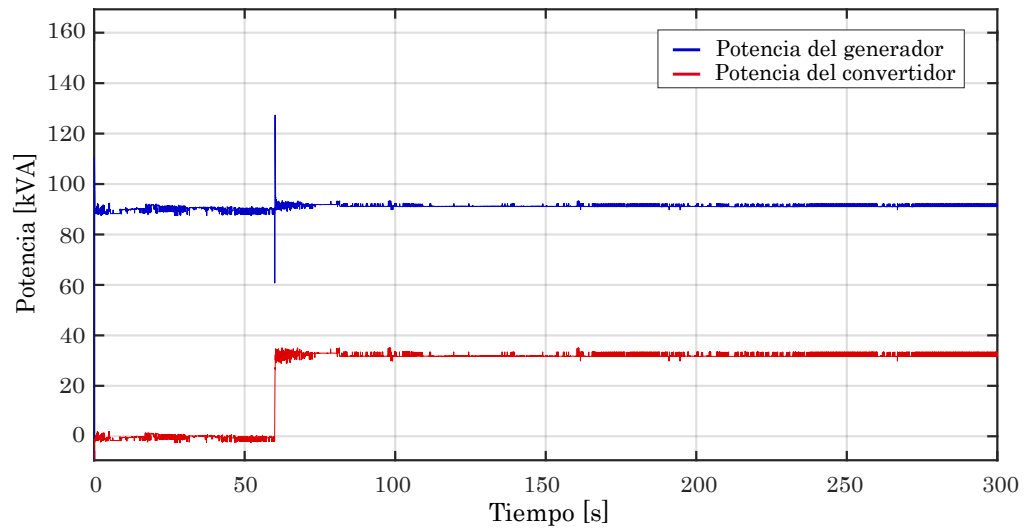
Este tipo de control es útil cuando se desea inyectar energía a partir de una fuente de energía que no tiene agotamiento. Sin embargo, en este caso se considera que se usa un almacenamiento de energía para compensar la inercia del sistema, por lo tanto la potencia del convertidor solo debe ser usada en el período de la perturbación. Es por esto que en la simulación se corta paulatinamente la actuación del controlador rápido de frecuencia. Esto se hace con un *switch* que desvía la señal de actuación a una rampa de corriente que parte en la corriente de referencia, es decir, 77[A] hasta llegar a 0[A] durante 100 segundos.

En la figura 5.3.a, se observa la forma de onda de la frecuencia. Se aprecia que, luego de activar el *switch*, la frecuencia tiene como mínimo valor 49.88[Hz] lo que es mayor al nadir de frecuencia por lo que no presenta problemas porque esta dentro del rango de operación permanente establecido por la CNE [9], y por otro lado, el RoCoF también es menor por lo que esta medida no trae complicaciones.

Al observar la potencia del FFC en la figura 5.3.b se aprecia que hasta el segundo 100 el comportamiento es el mismo que antes, y que cuando se activa el interruptor añadido, el generador comienza a generar más potencia y, simultáneamente, el convertidor comienza a bajar la inyección de potencia activa, y en el segundo 200 el generador alimenta la totalidad de cargas y el convertidor deja de operar.

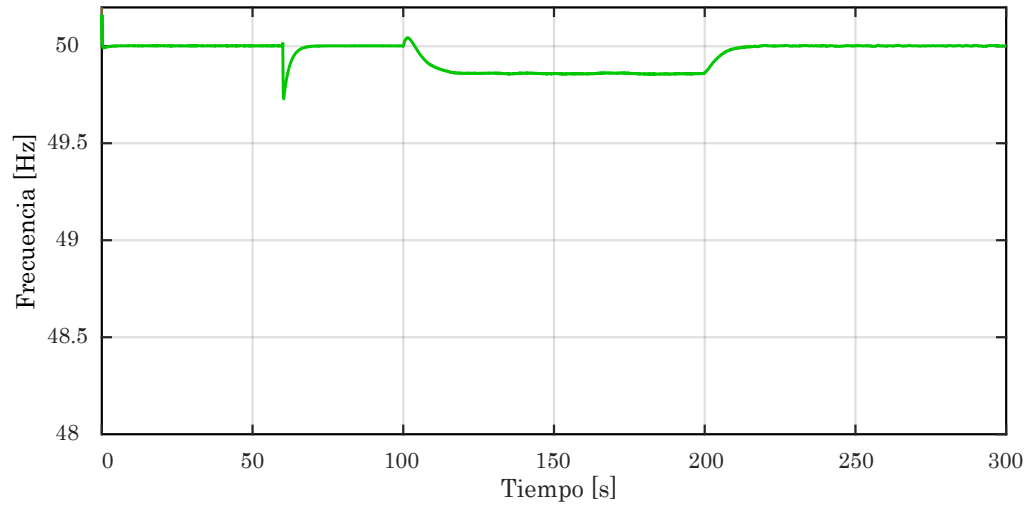


(a) Respuesta de la frecuencia con control rápido de frecuencia.

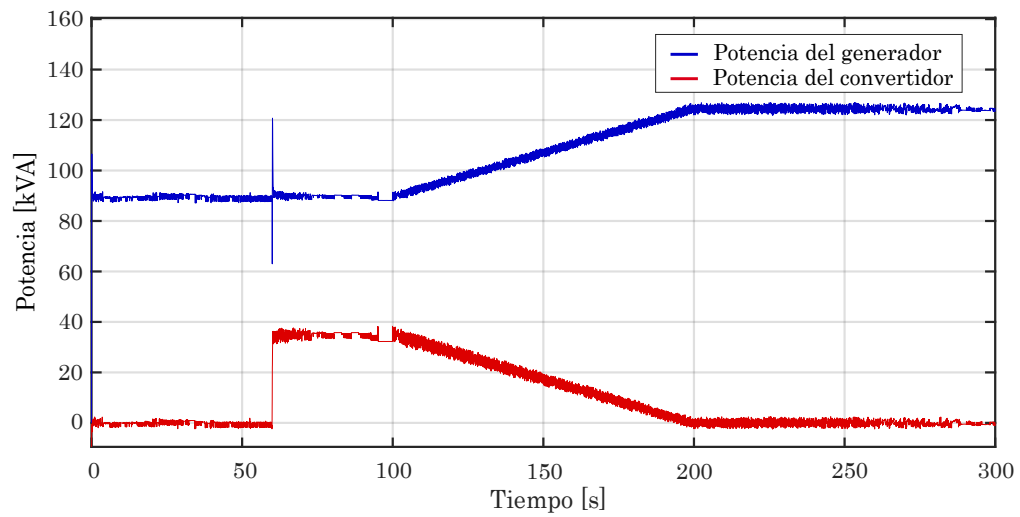


(b) Potencia aparente del generador y convertidor.

Figura 5.2: Resultados de implementar control rápido de frecuencia.



(a) Respuesta de la frecuencia con control rápido de frecuencia.



(b) Potencia aparente del generador y convertidor.

Figura 5.3: Resultados de modificación del control rápido de frecuencia.

Capítulo 6

Conclusiones y Trabajos Futuros

6.1. Resumen

El trabajo realizado en esta memoria consistió principalmente en simular dos métodos de control de inercia virtual implementados en un convertidor DC-AC trifásico conectado a un sistema de potencia. Para realizar esto, primero se construyó el control del sistema de potencia, el cual consiste en un regulador de tensión y un regulador de frecuencia (control primario y secundario de frecuencia).

Para implementar el control de inercia virtual se usa un controlador de histéresis para el control de corriente del convertidor. El primer método de control que se simuló se hizo a partir de la respuesta frecuencia-potencia. Lo que se hizo fue cambiar el nivel de tensión en el controlador de voltaje del generador y medir la potencia generada y la frecuencia de la barra AC antes y después del cambio. Con esas dos mediciones se obtuvo la constante droop del controlador proporcional.

Para el segundo método de control, se usó la expresión mecánica de un generador síncrono, la cual incluye el coeficiente de fricción del generador. Se arregló la expresión mecánica para que esta quede en función de la desviación de frecuencia y así el controlador de inercia virtual queda como un controlador proporcional-derivativo. Respecto al valor de la constante proporcional, se usó el mismo que en el primer método, en tanto que el valor de la constante derivativa se calculó a partir de la expresión matemática resultante, que depende principalmente de la inercia de la máquina eléctrica.

Por último, se implementó un control rápido de frecuencia con el propósito de comparar estos resultados con los resultados obtenidos del control de inercia virtual. Para el control rápido de frecuencia se optó por usar un controlador PI el cual actúa sobre el controlador de histéresis de corriente del convertidor. Pero al elegir este tipo de controlador, se obtuvo que después del desvío de frecuencia, el convertidor queda inyectando potencia al sistema, esto se arregló con un interruptor en la actuación del control rápido de frecuencia, el cual dirige la señal a una rampa de corriente que parte en la corriente de referencia hasta llegar a 0, segundos después del aumento de carga.

6.2. Conclusiones

Los resultados que se obtuvieron fueron satisfactorios porque se logró el objetivo general, que es reducir la RoCoF y el nadir de la respuesta de frecuencia ante un desbalance de potencias. En

Metodología/Parámetro	Nadir	RoCoF
Sin control de Inercia Virtual	48.35 [Hz]	1.437 [Hz/s]
Control de Inercia con Control Proporcional	49.12 [Hz]	1.636 [Hz/s]
Control de Inercia con Control Proporcional y Derivativo	49.23 [Hz]	1.057 [Hz/s]
Control Rápido de Frecuencia	49.77 [Hz]	0.938 [Hz/s]

Tabla 6.1: Resumen de Nadir y RoCoF obtenidos

la tabla 6.1 se resumen los resultados obtenidos en las diferentes simulaciones y en el gráfico de la figura ?? se muestra un acercamiento de la frecuencia en el instante del desbalance de potencias para señalar el valor del RoCoF de cada simulación realizada.

Para la situación en que no se implementa ningún tipo de compensación inercial, se tiene que el nadir de frecuencia es inferior a 49[Hz]. Al recordar la información que nos entrega el esquema de la figura 1.3, la CNE no permite la operación que sean inferiores a 49[Hz] por más de cierto tiempo. En este caso, la frecuencia tarda menos de dos minutos en volver al valor nominal, debido a que la inercia total del sistema es alta puesto que solo hay un generador, por lo que no hay mayor problema. Pero si se tratara de una sistema cuya inercia total es menor, entonces la respuesta en frecuencia tardaría mucho más en volver a 50[Hz] y se haría presente la necesidad de implementar *Inercia Virtual*.

Al implementar el primer método de inercia virtual, el cual se basa en la respuesta frecuencia-potencia del generador, se obtiene que el nadir de frecuencia mejora ya que pasa de ser 48.35[Hz] a 49.12[Hz]. Sin embargo, el valor de RoCoF no mejora, al contrario, éste aumenta dos décimas, de 1.437[Hz/s] a 1.636[Hz/s]. Ésta situación se puede deber al método utilizado para diseñar la constante droop. La constante de droop debe ser más grande para obtener resultados más satisfactorios de éste tipo de control de inercia virtual.

En el caso de la implementación del segundo método de inercia virtual, se obtuvieron resultados muy buenos puesto que, el nadir y la tasa de cambio de frecuencia mejoraron. El nadir aumento levemente de 49.12[Hz] a 49.23[Hz] y la RoCoF disminuyó considerablemente de 1.437[Hz/s] a 1.057[Hz/s], es decir, disminuyó 3 décimas. Cabe mencionar que éste método de control considera la derivada del parámetro RoCoF, lo cual contribuye a disminuir la tasa de variación de la frecuencia del sistema de potencia.

Para comparar con los mecanismos de control de inercia sintética, se implementa un control rápido de frecuencia el cual integra la desviación de frecuencia. El resultado de este tipo de regulación de frecuencia fueron un poco más satisfactorios que el anterior, puesto que mejora considerablemente el nadir de frecuencia, pasando de 49.23[Hz] a 49.77[Hz]. Sin embargo, la tasa de variación mejoró un poco, paso de ser 1.057[Hz/s] a 0.938[Hz/s], es decir, una décima aproximadamente. Por lo que se puede concluir que éste mecanismo de regulación de frecuencia sirve para mejorar el nadir respecto al control de inercia virtual basándose en la ecuación mecánica del generador, pero que no sirve mucho para mejorar la RoCoF. Por otro lado, se observó que en este método de compensación de inercia, el convertidor queda inyectando potencia constantemente a la barra AC después de que el desbalance de potencias haya sucedido. Esto se atribuye a que el control rápido de frecuencia actúa tan rápido sobre la respuesta de potencia que no permite que la regulación de frecuencia del generador pueda actuar, lo que provoca que, posterior al aumento de carga, el generador no pueda generar toda la potencia demandada y el convertidor queda alimentando a las

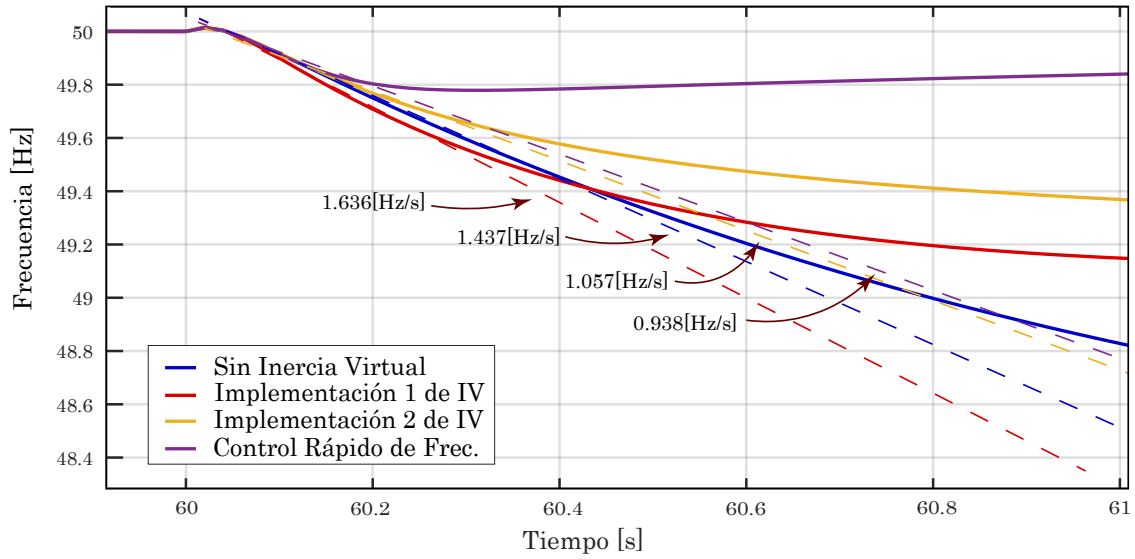


Figura 6.1: Gráfico de RoCoF en las respuestas de frecuencias.

cargas constantemente.

Esta característica es útil cuando se tiene una generación de energía inagotable dentro de un periodo establecido, por ejemplo, un parque fotovoltaico cuando es medio día, pero en este caso se considera un almacenamiento de energía por lo tanto el inversor solo debe actuar en el momento del desbalance de potencias. El arreglo que se hizo con el switch que desvía la actuación del FFC sirvió para hacer que la potencia vuelva a cero y se observó que la frecuencia se desvía menos que en el instante del desbalance de potencias.

El control rápido de frecuencia tiene la principal característica de que requiere una medición precisa y rápida de la frecuencia instantánea del sistema, lo cual puede ser un obstáculo al momento de implementarlo a un convertidor de potencia debido a que esto requiere una modificación en el diseño de la red eléctrica. En cambio, la implementación de un control de inercia virtual no implica modificar la red eléctrica puesto que se puede usar un circuito PLL (Phase-Locked Loop) para detectar la frecuencia del sistema eléctrico. Finalmente, se concluye que la preferencia del método dependerá de si es posible hacer modificaciones en la red eléctrica o si se construirá una nueva, en ese caso, se puede implementar el control rápido de frecuencia. Sin embargo, si el sistema eléctrico ya está instalado y no se puede rediseñar, entonces conviene usar el método de inercia virtual que se basa en la ecuación dinámica del generador.

6.3. Trabajo a Futuro

Por otro lado, un trabajo que se puede hacer en el futuro, es la tercera alternativa que se mencionó en el estado del arte, la cual es implementar un método de control de inercia virtual basándose en el modelo completo del generador, considerando las expresiones de las disciplinas mecánica, eléctrica y magnética de éste. Una opción para simularlo en PLECS es basarse en la respuesta del modelo de generador síncrono que ofrece este software, y usar el coeficiente de inercia J y fricción F del generador utilizado en el sistema e ingresarlo en el modelo del generador.

Bibliografía

- [1] Clarín, “Cortan en forma total las exportaciones de gas argentino a chile,” https://www.clarin.com/ultimo-momento/cortan-forma-total-exportaciones-gas-argentino-chile_0_HyPeHMa0TYe.html, Mayo 2008.
- [2] BBC-News, “Gobierno de chile rechaza el polémico proyecto hidroaysén,” https://www.bbc.com/mundo/noticias/2014/06/140610_socios_chile_rechazo_hidroaysen, Junio 2014.
- [3] Ley-Chile, “Ley 20.402 crea el ministerio de energía, estableciendo modificaciones al dl n^o 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales,” <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1008692>, Febrero 2010.
- [4] M. de Energía y GIZ, “Energías renovables en chile. el potencial eólico, solar e hidroeléctrico de arica a chiloé,” p. 74, 2014.
- [5] —, “Energías renovables en chile. el potencial eólico, solar e hidroeléctrico de arica a chiloé,” p. 34, 2014.
- [6] M. Pacheco, *Revolución Energética en Chile*. Ediciones Universidad Diego Portales, 2018.
- [7] U. C. d. T. Daniel Vega Salina, “Desarrollo de la energía mareomotriz en chile,” pp. 1–14, 2014.
- [8] C. N. de Energía, “Reporte diario sector energético,” <http://reportediario.cne.cl/>, Julio 2022.
- [9] —, “Norma técnica de seguridad y calidad de servicio,” p. 40, 2020.
- [10] M. W. Thongchart Kerdphol, Fathin Saifur Rahman and Y. Mitani, *Virtual Inertia Synthesis and Control*. Springer, 2021.
- [11] C. N. de Energía, “Norma técnica de seguridad y calidad de servicio,” pp. 36, 41, 2020.
- [12] X. Qin, X. Zhang, X. Ma, and H. Xu, “Research on fast frequency response technology and device development of photovoltaic power station,” in *2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, 2020, pp. 1833–1839.
- [13] Q.-C. Zhong, “Virtual synchronous machines: A unified interface for grid integration,” *IEEE Power Electronics Magazine*, vol. 3, no. 4, pp. 18–27, 2016.
- [14] Q.-C. Zhong and G. Weiss, “Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 4, pp. 1259–1267, 2011.

- [15] W.-L. Ming and Q.-C. Zhong, “Synchronverter-based transformerless pv inverters,” in *IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2014, pp. 4396–4401.
- [16] P. Rodriguez, I. Candela, and A. Luna, “Control of pv generation systems using the synchronous power controller,” in *2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 2013, pp. 993–998.
- [17] M. Li, Y. Wang, N. Xu, Y. Liu, W. Wang, H. Wang, and W. Lei, “A novel virtual synchronous generator control strategy based on improved swing equation emulating and power decoupling method,” in *2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2016, pp. 1–7.
- [18] Z. Jin, L. Meng, R. Han, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, “Admittance-type rc-mode droop control to introduce virtual inertia in dc microgrids,” in *2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2017, pp. 4107–4112.
- [19] S. J. Chapman, *Máquinas eléctricas*. Mc Graw Hill, Quinta Edición.
- [20] J. F. Mora, *Máquinas eléctricas*. Mc Graw Hill, Sexta Edición.
- [21] Plexim, “Plecs: The simulation platform for power electronic systems,” <https://www.plexim.com/products/plecs>.
- [22] T. I. V. Mayr, “Estrategias de regulación de frecuencia en unidades generadoras hidráulicas,” p. 8, 2016.
- [23] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. Mc-graw Hill.
- [24] C. N. de Energía, “Norma técnica de servicios complementarios,” p. 53, 2022.