Universidad Nacional de San Juan
Facultad de Ingeniería
Instituto de Energía Eléctrica

MEJORAMIENTO DE LA RESPUESTA INERCIAL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS CON ALTA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL

Tesis Doctoral

Daniel Alejandro LEIVA ROCA

Temas de Energía Eléctrica

96

MEJORAMIENTO DE LA RESPUESTA INERCIAL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS CON ALTA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL

Tesis doctoral presentada por:

Daniel Alejandro Leiva Roca

ante la
Facultad de Ingeniería de la
Universidad Nacional de San Juan
para acceder al grado académico de:

DOCTOR EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Dirección de tesis: *Prof. Dr.- Ing. Pedro Enrique Mercado*
Instituto de Energía Eléctrica, Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional de San Juan, Argentina

Codirección de tesis: *Prof. Dr.- Ing. Gastón Orlando Suvire*
Instituto de Energía Eléctrica, Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional de San Juan, Argentina

Jurado de tesis: *Prof. Dr.- Ing. Mário Helder Rodrigues Gomes*
Instituto Politécnico de Tomar, Portugal

Prof. Dr.- Ing. Antonio Zambroni de Souza
Instituto de Sistemas Elétricos e Energia, Universidade Federal de Itajubá, Brasil

Fecha de defensa oral: 29 de julio de 2024

MEJORAMIENTO DE LA RESPUESTA INERCIAL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS CON ALTA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL

Tesis doctoral de:

Daniel Alejandro Leiva Roca

Primera Edición, septiembre de 2024
Impreso en Argentina – Printed in Argentina
San Juan, Universidad Nacional de San Juan (UNSJ)

Queda hecho el depósito que marca la Ley 11.723.

ISBN 978-631-00-5190-1

Prohibida la reproducción total o parcial de este libro en forma idéntica o modificada, escrita por cualquier medio, impresión, fotocopia, etc., sin previo consentimiento del autor. Cualquier reproducción de este libro debe ser previamente autorizada por el autor.

Este libro se imprimió en EFU (Editorial Fundación Universitaria) – UNSJ

Todos los derechos reservados
© 2024 Daniel Alejandro Leiva Roca, UNSJ

Instituto de Energía Eléctrica – Universidad Nacional de San Juan.
Av. Libertador San Martín Oeste 1109 – J5400ARL San Juan – Argentina.
Tel.: +54 264 4226444 – Fax: +54 264 4210299

AGRADECIMIENTOS

A mi esposa y a mi hijo, por darme amor, fuerzas y apoyo incondicional. Este trabajo está dedicado a ustedes.

A mis padres, por darme amor, confianza y enseñarme el valor del esfuerzo y la dedicación.

A mi director de tesis, por ser el guía de este trabajo y por los conocimientos transmitidos.

A mi codirector, por su apoyo, su ayuda, por el tiempo dedicado, por los consejos… gracias.

A todos mis compañeros de doctorado y de oficina, porque fueron fundamentales para perseverar en la difícil tarea de realizar un Doctorado.

A todo el personal del IEE que de una u otra manera han hecho posible este logro.

RESUMEN

MEJORAMIENTO DE LA RESPUESTA INERCIAL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS CON ALTA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL

La continua búsqueda de fuentes de energía limpias y renovables, ha impulsado la conexión de gran cantidad de tecnologías de generación no convencionales. Esta conexión se lleva a cabo mediante convertidores electrónicos de potencia convencionales, cuyo funcionamiento está limitado a los algoritmos de control programados en ellos. Esto ocasiona problemas en el sistema de suministro de energía eléctrica SSEE, comprometiendo la seguridad de operación del mismo.

Entre los principales inconvenientes causados por la generación conectada electrónicamente destaca su impacto en la respuesta inercial de los SSEEs. Esto se debe a que los convertidores desacoplan eléctricamente al generador de la red, provocando una disminución de la constante de inercia, en detrimento de la estabilidad de frecuencia.

Entre las alternativas para mejorar la respuesta inercial, la emulación de inercia se presenta como una solución sustentable y escalable. La emulación de inercia implica replicar el comportamiento inercial de los generadores convencionales, para lo cual es necesario contar con reserva de potencia instantánea. Pero, un servicio seguro y confiable sólo es posible si se dispone de reservas de potencia adecuadas.

En virtud de lo expresado y, con el objetivo de mejorar la respuesta inercial de SSEEs con alta penetración de generación no convencional, en este trabajo se determina la reserva de potencia instantánea imprescindible en función de la programación de la asignación de generadores del día siguiente. Para ello, se desarrolla una metodología fácilmente programable y flexible que utiliza un modelo lineal extendido del sistema eléctrico. Dicho modelo también es desarrollado en el marco de este trabajo.

Los resultados demuestran que se mejora la respuesta inercial del sistema eléctrico ya que la metodología permite determinar la reserva de potencia requerida con gran precisión y velocidad. Por lo tanto, sirve como respaldo para la toma de decisiones en lo referido al despacho de reserva de potencia y favorece la incorporación de mayor cantidad de fuentes de energías renovables sin comprometer la seguridad de operación de los SSEEs.

ABSTRACT

INERTIAL RESPONSE IMPROVEMENT OF POWER SYSTEMS WITH HIGH PENETRATION OF UNCONVENTIONAL GENERATION

The constant search for clean and renewable energy sources has driven the connection of a large amount of unconventional generation technologies. This connection is made by means of conventional power electronic converters, which operation is limited to its control algorithms. This causes problems in the electrical power system, compromising its operational security.

Power systems inertial response deterioration is one of the main drawbacks caused by electronically connected generation. This is because generators are electrically decoupled from the network, causing a decrease in the inertia constant. Low inertia can lead to power systems frequency instability issues.

Among the alternatives to improve the inertial response, inertia emulation is a sustainable and scalable solution. Inertia emulation implies mimicking the inertial behavior of conventional generators, for which an instantaneous power reserve is needed. But a safe and reliable service is only possible if adequate power reserves are available.

Considering the reasons mentioned above, the objective of this work is to enhance the inertial response of power systems with high penetration of unconventional generation. To accomplish this, the necessary instantaneous power reserve is determined. The calculation of the required power reserve is based on the unit commitment of the power system. To achieve this, an easily programmable and flexible methodology is developed, utilizing an extended lineal model of the power system. This model is also developed as part of this research.

The results show that the inertial response of the power system is improved as the methodology allows the required power reserve to be determined with high accuracy and speed. Therefore, it serves as support for decision-making regarding power reserve dispatch and promotes the integration of unconventional renewable energy sources without compromising the secure operation of the power systems.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS DEL TRABAJO 1
1.1 Sistemas eléctricos actuales 1
1.2 Tecnologías de generación 4
1.3 Impacto de la generación no convencional sobre los sistemas eléctricos 6
1.3.1 Estabilidad de frecuencia de los sistemas eléctricos 6
1.3.2 Importancia de la estabilidad de frecuencia de un sistema eléctrico 8
1.4 Alternativas para mejorar la respuesta inercial de los sistemas eléctricos 9
1.4.1 Inercia proveniente de máquinas sincrónicas 9
1.4.2 Generador sincrónico virtual y emulación de inercia 11
1.4.3 Ventajas y desventajas de las alternativas revisadas 11
1.5 Objetivos y estructura del trabajo 12
2 REQUERIMIENTOS DE RESERVA DE POTENCIA INSTANTANEA Y EL ROL DE LA INERCIA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS 15
2.1 Estabilidad de los sistemas eléctricos 15
2.1.1 Respuesta de la frecuencia de un sistema eléctrico convencional 16

2.1.2 Respuesta de la frecuencia de un sistema eléctrico con alta penetración de generación conectada electrónicamente 19
2.2 Emulación de inercia..... 21
2.2.1 Principio fundamental..... 22
2.2.2 Origen de la reserva de potencia instantánea..... 23
2.3 Metodologías de dimensionamiento de reserva de potencia instantánea..... 27
3 PROPUESTA PARA MEJORAMIENTO DE LA RESPUESTA INERCIAL DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS 33
3.1 Obtención del modelo lineal de cada generador..... 35
3.1.1 Descripción del modelo lineal convencional..... 35
3.1.2 Modelo lineal extendido 37
3.2 Modelo lineal extendido del sistema eléctrico en función de las unidades de generación asignadas..... 40
3.3 Algoritmo de cálculo de la reserva de potencia instantánea..... 44
4 MEJORAMIENTO DE LA RESPUESTA INERCIAL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS..... 49
4.1 Sistema eléctrico de prueba y descripción de escenarios 49
4.1.1 Escenario base..... 49
4.1.2 Escenario 2..... 52
4.1.3 Escenario 3..... 53
4.2 Modelo SFR-E de los generadores 53
4.2.1 Modelo SFR-E de la central hidráulica 54
4.2.2 Modelo SFR-E de la central de vapor 55
4.2.3 Modelo SFR-E del generador eólico de inducción..... 56
4.2.4 Modelo SFR-E del generador fotovoltaico y eólico de inducción doblemente alimentado 57
4.3 Respuesta de la frecuencia del sistema eléctrico considerando la reserva de potencia instantánea calculada..... 57
4.3.1 Consideraciones generales..... 57
4.3.2 Desconexión de generador..... 58
4.3.3 Desconexión de carga 64
4.3.4 Comparación entre el modelo lineal convencional y el extendido..... 69

4.3.5 Cálculo de reserva utilizando el modelo detallado del sistema eléctrico 70
4.4 Análisis de resultados 71
5 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS 73
5.1 Conclusiones 73
5.2 Sugerencia para trabajos futuros 76
6 REFERENCIAS 77
ANEXOS 87
A.1 Modelo del sistema eléctrico 87
A.2 Ejemplo de conformación del modelo lineal del sistema eléctrico en función del UC 99
A.3 Parámetros del sistema eléctrico de prueba 101

NOMENCLATURA

$\|df/dt_{max}\|$	tasa de variación de la frecuencia máxima
$\|\Delta f_{max}\|$	máxima desviación de la frecuencia
$\mu(t)$	señal escalón
a_i y b_i	coeficientes del denominador y numerador respectivamente, de una función de transferencia
CA	corriente alterna
CAES	Almacenamiento de Aire Comprimido
CC	corriente continua
D	constante de amortiguamiento de la demanda
$d\Delta f/dt$	se considera equivalente a df/dt
df/dt	derivada de la frecuencia respecto del tiempo, tasa de variación de la frecuencia
DFIG	parque/generador eólico de inducción doblemente alimentado
EB, E2, E3	escenarios base, 2 y 3 respectivamente
Err_{abs}	error absoluto
Err_{rel}	error relativo
f	frecuencia
f_{COI}	frecuencia de centro de inercia del sistema eléctrico
F_{HP}	fracción de potencia generada por la turbina de vapor de alta presión
f_i	frecuencia de cada generador i

fit	porcentaje de ajuste de la estimación
f_{max}	frecuencia máxima
f_{min}	frecuencia mínima
f_n	frecuencia nominal
f_{SFR}	frecuencia estimada por el modelo SFR
FT	función de transferencia
$FTRPF$	función de transferencia equivalente de los sistemas de control primario de frecuencia
$FTSE$	función de transferencia equivalente de los sistemas de excitación
FT_{sis}	función de transferencia equivalente del sistema eléctrico
FW	sistema de almacenamiento flywheel
H_g	vector con las constantes de inercia de cada generador
H_i	constante de inercia del generador i
H_{sis}	constante de inercia del sistema eléctrico
H_v	constante de inercia virtual
HVDC	sistemas de alta tensión de corriente continua
K	vector que contiene los coeficientes k_i
k_i	porción de potencia nominal del generador i respecto del resto de generadores conectados
KnEA	algoritmo evolutivo (Knee point driven Evolutionary Algorithm)
MD	modelo detallado del sistema eléctrico
MSE	error cuadrático medio
P_d	magnitud de la perturbación de entrada en el modelo lineal del generador
P_{d_SSEE}	magnitud de la perturbación de entrada en el modelo lineal del sistema eléctrico
P_{des}	magnitud del desbalance de potencia en el sistema eléctrico o generador
P_g	vector de potencias nominales de cada generador i
P_{g_H}	vector de potencias nominales de generadores despachados que aportan inercia
P_{g_RPF}	vector de potencias nominales de generadores despachados
PHS	centrales hidroeléctricas de bombeo

P_{ir}	reserva de potencia instantánea para emulación de inercia
PSS	estabilizador del sistema de potencia
PV	parque/generador fotovoltaico
R	coeficiente del control droop
$rect_{(t)}$	función rectangular
r_i	error de estimación de la observación i
RPF	regulación primaria de frecuencia
s	operador de Laplace
SAE	sistema de almacenamiento de energía
S_d	suma de potencias nominales de todos los generadores despachados
SE_i	función de transferencia del sistema de excitación del generador i
SFR	modelo lineal del sistema eléctrico
SFR-C	modelo lineal convencional del sistema eléctrico
SFR-E	modelo lineal extendido del sistema eléctrico
S_i	potencia nominal del generador i
SMES	almacenamiento de energía magnética por superconducción
$SRPF_i$	función de transferencia del sistema de regulación primaria de frecuencia del generador i
SSEE	sistema de suministro de energía eléctrica
t_0	momento en que se produce una falla en el sistema eléctrico
TC	tiempo de cálculo
T_{CH}	constante de tiempo del depósito de vapor
T_G	constante de tiempo del regulador de velocidad de una turbina de vapor
T_{RH}	constante de tiempo del recalentador de una turbina de vapor
UC	unit commitment (asignación de unidades de generación)
UC_j	asignación de unidades para la hora j
V_d	vector binario de despacho
V_H	vector binario que indica si el generador i aporta inercia
V_{RPF}	vector binario que indica si dicho generador realiza RPF
VSC	convertidor de fuente de tensión

WNAPS	Western North American Power System
β	vector de coeficientes de una función modelo
Δf	variación de la frecuencia
Δf_{COI}	variación de la frecuencia de centro de inercia del sistema eléctrico
ΔP_a	potencia acelerante
ΔP_d	desbalance potencia de perturbación equivalente del modelo SFR del generador
ΔP_{d_SSEE}	desbalance potencia de perturbación equivalente del modelo SFR en el sistema eléctrico
ΔP_{des}	desbalance de potencia activa en el generador
ΔP_{des_SSEE}	desbalance de potencia activa el sistema eléctrico
ΔP_e	variación de la potencia eléctrica
ΔP_{iv}	potencia aportada mediante emulación de inercia
ΔP_m	variación de la potencia mecánica
ΔP_{m_ref}	variación de la potencia mecánica de referencia del generador
$\mu_{(t)}$	función escalón

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS DEL TRABAJO

1.1 Sistemas eléctricos actuales

Los Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica (SSEE) se encargan de convertir la energía primaria desde una de sus formas disponibles a la forma eléctrica y transportarla a los puntos de consumo. En los SSEE convencionales las fuentes de recursos naturales primarios se encuentran alejados de los centros de consumo por lo que la energía eléctrica se produce, por medio de grandes generadores sincrónicos, en centrales térmicas, hidroeléctricas o nucleares y luego es transportada mediante líneas de alta tensión hasta dichos centros. Finalmente, esa energía se distribuye a los consumidores a través de líneas de media y baja tensión.

Un SSEE involucra gran cantidad componentes y variables que se deben tener en cuenta, y que conforman un conjunto de requerimientos técnicos, económicos, ambientales y sociales que coexisten en relación de compromiso [1]. De allí que su función se puede definir como:

"Los SSEE deben cubrir la demanda de energía de los consumidores en cantidad suficiente en todo tiempo y lugar, con una calidad adecuada, en forma confiable y segura, al menor costo posible y preservando los recursos primarios y el medio ambiente."

Hasta el momento los recursos naturales han sido suficientes para cubrir la demanda eléctrica con inversiones razonables. Sin embargo, el continuo crecimiento del consumo de energía, el agotamiento de recursos naturales como combustibles fósiles, el aumento de la polución ambiental y efecto invernadero, políticas ambientales, indisponibilidad de lugar para instalar grandes centrales, redes de transporte congestionadas, etc., provocan que

cada vez sea más costoso abastecer el consumo de energía eléctrica de manera convencional. Es decir, generar energía eléctrica en grandes centrales de generación sincrónica.

Impulsados por los inconvenientes citados anteriormente, junto con el avance científico-tecnológico y con la ayuda de incentivos gubernamentales, los costos de nuevas tecnologías de generación de energía han disminuido considerablemente [2]. Esto último ha favorecido la inclusión de gran cantidad de generación renovable no convencional, como es la generación fotovoltaica y la eólica. Además, la versatilidad de las nuevas tecnologías ha permitido su incorporación no sólo a gran escala (es decir en grandes parques de generación) sino también de manera descentralizada/distribuida, incluso a nivel domiciliario [3, 4]. Debido a esto, la penetración alcanzada por estas nuevas tecnologías toma cada vez mayor relevancia.

En relación con lo anterior, durante el año 2021, el 84% del total de la nueva capacidad de generación instalada a nivel mundial fue generación renovable. Dentro de esa nueva generación renovable instalada, lideró la solar fotovoltaica con 175 GW, luego la hidráulica convencional y no convencional con 27 GW y eólica con 16 GW. Durante ese mismo año, la generación no convencional contribuyó con la producción de más del 10% de la electricidad mundial. Sin embargo, en algunos países la generación no convencional de energía alcanzó niveles mucho más elevados: Dinamarca (53%), Uruguay (35%), España (32%), Portugal (32%) e Irlanda (31%) [5].

En la Figura 1.1 se muestra la evolución del crecimiento de la nueva capacidad instalada de generación renovable. Es importante observar que la capacidad instalada, no sólo aumenta año a año, sino que presenta un aumento con características exponenciales (256 GW en el año 2020 y 315 GW en el año 2021). Por otro lado, se espera que continúe creciendo para cumplir con la meta de emisiones netas cero de la Agencia Internacional de Energía [5].

Por su lado, Argentina alcanzó en 2021 una capacidad instalada de generación renovable no convencional de 4.5 GW, lo que representa un 10.4% del total. El país continuó expandiendo su capacidad de energía solar fotovoltaica, agregando 0.3 GW, encontrándose entre los principales instaladores de América Latina y el Caribe, después de Brasil, México y Chile. Destacando que el año 2020 fue un año récord para la energía eólica, ya que el país agregó 1 GW de nueva capacidad, después de Brasil y por delante de Chile en la región de América Latina [5].

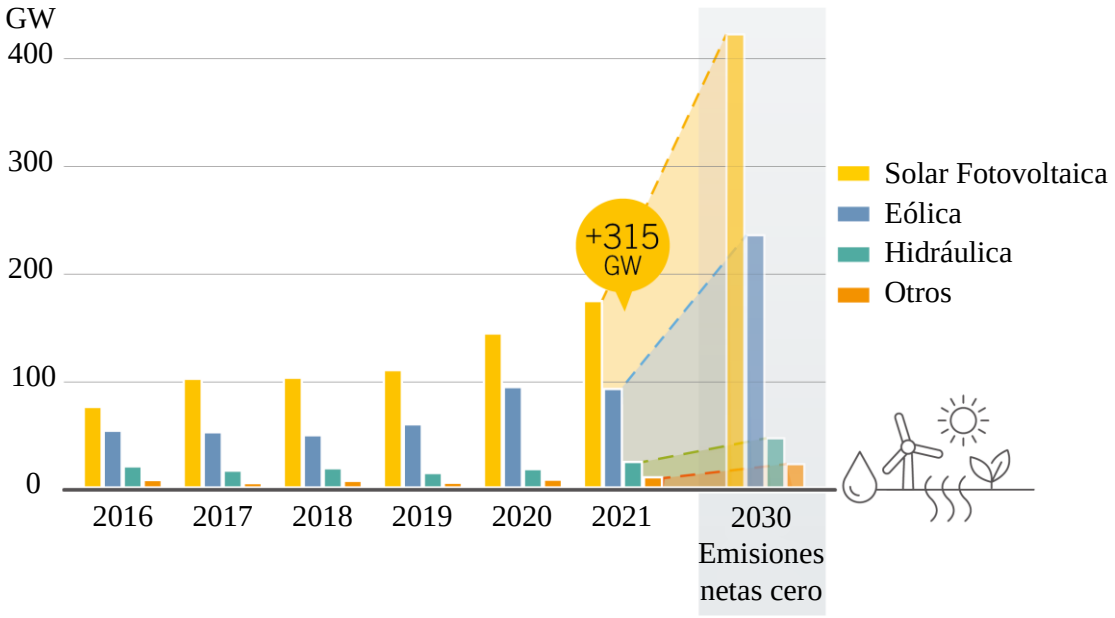


Figura 1.1. Nueva capacidad de generación renovable instalada [5]. Año 2016 al 2021

En la Figura 1.2 se muestra la evolución anual de la potencia instalada de generación renovable no convencional de Argentina, donde se observa un rápido crecimiento.

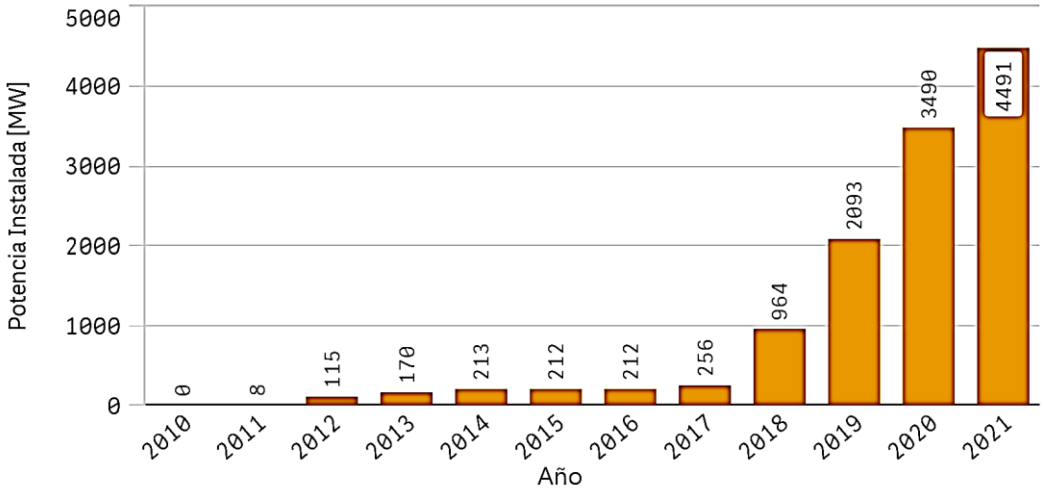


Figura 1.2. Potencia instalada de generación no convencional en Argentina [6]

Los datos anteriores reflejan que, tanto a nivel mundial como en Argentina, el sector eléctrico se encuentra en un proceso de reestructuración que involucra grandes cambios. Estos cambios son promovidos por políticas ambientales en busca de menor contaminación y un uso más eficiente de la energía, como es el caso de la generación distribuida. Por lo tanto, se espera que la penetración de generación renovable no convencional tanto centralizada como distribuida, continúe incrementándose.

1.2 Tecnologías de generación

Existe gran diversidad de recursos naturales capaces de proveer energía primaria y por lo tanto gran variedad de tecnologías de generación. Los generadores eléctricos propiamente dichos son dispositivos que transforman energía primaria de algún tipo en energía eléctrica. Sin embargo, la energía eléctrica generada no siempre posee las características de tensión y frecuencia necesarias para poder ser aportada directamente al SSEE. Esto último trae como consecuencia que, en algunos casos, las características de la energía eléctrica generada deban ser adaptadas antes de ser suministrada al SSEE. En este sentido, las tecnologías de generación se pueden clasificar en dos grandes grupos según se conecten de manera directa o indirecta al sistema eléctrico:

- ✓ Conexión directa:

Estas tecnologías utilizan máquinas generadoras que transforman energía mecánica de rotación en energía eléctrica de corriente alterna a la frecuencia nominal del SSEE. La energía eléctrica generada es apta para ser suministrada directamente al sistema eléctrico. En este grupo se encuentran, por ejemplo, las grandes centrales hidráulicas y térmicas, las cuales utilizan generadores de tipo sincrónicos. También pertenecen a este grupo aquellas que usan generadores de inducción de rotor bobinado, ampliamente utilizados en turbinas eólicas.

- ✓ Conexión indirecta:

Cuando la energía eléctrica generada no es apta para ser suministrada directamente al sistema eléctrico, la conexión se realiza mediante dispositivos de electrónica de potencia que la adecúan. Estos dispositivos convierten la energía eléctrica de CA a CC o CC a CA y se conocen como convertidores CA/CC y CC/CA respectivamente. Las tecnologías que pertenecen a este grupo son tecnologías de generación no convencional. En este grupo se incluyen, entre otras, aquellas tecnologías cuya:

- Tensión de salida es de CC, como por ejemplo generación fotovoltaica y celdas de combustible. Utilizan convertidores CC/CA.
- Frecuencia de la tensión CA, es distinta a la nominal del SSEE como en el caso de las microturbinas. Utilizan convertidores CA/CC y CC/CA.
- Frecuencia de la tensión es variable CA, como en el caso de algunos tipos de generadores eólicos. Utilizan convertidores CA/CC y CC/CA.

Las tecnologías de generación más comunes se resumen en la Tabla 1.1 [7]. En ella se indica, además, el recurso primario o combustible que utiliza y su forma de conexión:

Tabla 1.1. Tecnologías de generación y forma de conexión

Tecnología	**Recurso natural o combustible**	**Conexión**
Máquinas de combustión interna	Gas natural, diésel	Directa
Turbinas de gas	Gas natural, diésel, petróleo, nafta	Directa
Turbinas de vapor	Gas natural, diésel, carbón, uranio (en centrales nucleares), biomasa, calor de la tierra (en centrales geotérmicas), sol (en centrales termosolares)	Directa
Turbinas hidráulicas	Agua	Directa
Turbinas eólicas	Viento	Directa, Indirecta
Microturbinas hidráulicas	Agua	Indirecta
Microturbinas térmicas	Gas natural, gas residual, propano	Indirecta
Celdas de combustible	Hidrógeno	Indirecta
Generación fotovoltaica	Luz solar	Indirecta

Tal como lo indica la Tabla 1.1, gran parte de las tecnologías de generación se conectan de manera indirecta mediante convertidores electrónicos. La electrónica de potencia ha permitido el aprovechamiento de muchas fuentes de energías intermitentes, limpias y renovables, así como también la posibilidad de incorporar sistemas de almacenamiento de energía. Sin embargo, la generación conectada mediante electrónica de potencia también presenta desventajas: incrementa la complejidad de los SSEE y de su control, lo que puede provocar inconvenientes técnicos y comprometer la seguridad de operación del SSEE [8-12].

Se define como seguridad de operación a la habilidad de un SSEE de soportar perturbaciones imprevistas, pero probables de ocurrir, disminuyendo a un mínimo los cortes de energía y manteniendo la mayor calidad del producto y del servicio posible [13, 14].

1.3 Impacto de la generación no convencional sobre los sistemas eléctricos

Hasta ahora, el gran auge de la generación renovable no convencional ha impulsado únicamente su conexión en vez de su integración. Esta conexión se lleva a cabo mediante convertidores electrónicos convencionales, cuyo funcionamiento está limitado a los algoritmos de control programados en los mismos. La principal desventaja de estos algoritmos de control reside en la gran diferencia de comportamiento entre un generador conectado mediante electrónica de potencia y un generador convencional. Esto puede traer problemas asociados al correcto funcionamiento de las protecciones del SSEE, violaciones de los límites de niveles de tensión y de corriente, introducción de armónicos y variaciones transitorias de tensión que impactan en la calidad del servicio, entre otros [15]. Estos inconvenientes pueden comprometer la estabilidad de tensión, de ángulo y de frecuencia de la red.

Cada una de estas estabilidades es crucial para diferentes aspectos del funcionamiento seguro y eficiente de un sistema eléctrico. Sin embargo, la estabilidad de frecuencia tiene implicaciones más inmediatas y directas en la operación del sistema eléctrico. La frecuencia en un sistema de potencia es una indicación directa del equilibrio entre la generación y la demanda. Si la generación y la demanda no están equilibradas, la frecuencia comienza a fluctuar. La caída significativa de la frecuencia puede llevar a la desconexión forzada de generadores y, en última instancia, a apagones parciales o totales. Mantener la frecuencia dentro de límites estrechos es esencial para prevenir estas situaciones críticas [1, 16]. Por ello, los operadores de los sistemas eléctricos prestan especial atención a la estabilidad de frecuencia para garantizar que el sistema pueda funcionar de manera confiable y responder adecuadamente a las variaciones en la demanda y la oferta de energía. Por esta razón, en este trabajo se aborda esta problemática.

1.3.1 Estabilidad de frecuencia de los sistemas eléctricos

La frecuencia de un sistema eléctrico depende del balance de potencia activa entre la generación y la demanda más las pérdidas. Por lo tanto, se puede definir la estabilidad de frecuencia como la habilidad del SSEE para mantener la frecuencia en un rango admisible alrededor del valor nominal luego de una perturbación severa que resulta en un desequilibrio importante entre generación y demanda. El desbalance de potencia puede ser tanto negativo como positivo. Por un lado, la pérdida súbita de generación y/o el aumento repentino de demanda provocan desbalances de potencia negativos, con la consecuente disminución de la velocidad de rotación de

los generadores sincrónicos y por lo tanto de la frecuencia. Por otro, un aumento repentino de la generación y/o una disminución de la demanda provocan desbalances de potencia positivos, con el consecuente aumento de la velocidad de rotación de los generadores sincrónicos y por lo tanto de la frecuencia [1]. Cuando se produce un desbalance de potencia, la evolución de la frecuencia respecto del tiempo depende principalmente de las características del SSEE, de su estado de operación y de la magnitud y tipo de la perturbación.

En los sistemas eléctricos convencionales, inmediatamente luego de una perturbación, la energía cinética almacenada en las masas rotantes de los generadores y motores conectados de forma directa es entregada o absorbida en forma de energía eléctrica hacia o desde la red, contrarrestando la desviación de frecuencia. Esto se conoce como respuesta inercial y provee un retardo natural hasta que los reguladores de velocidad de los generadores reaccionan, activando en ese momento la reserva para regulación primaria de frecuencia. La energía almacenada de manera intrínseca en las masas rotantes de los motores y generadores conectados es una reserva de potencia instantánea disponible en el SSEE. Dicha energía está relacionada con la constante de inercia resultante de todos los generadores y motores conectados al sistema eléctrico. En forma individual, la constante de inercia puede definirse como el tiempo que una máquina puede continuar suministrando potencia nominal a partir del momento en que súbitamente se quita la fuente primaria de energía hasta que la máquina se detiene.

Sin embargo, no sucede lo mismo con la generación conectada mediante electrónica de potencia. Esto se debe a que el convertidor desacopla eléctricamente al generador de la red, por lo que, independientemente de la tecnología de generación, el convertidor impide que la energía cinética almacenada sea aportada en forma de energía eléctrica al sistema eléctrico, provocando una disminución de la constante de inercia del mismo. Como consecuencia, las desviaciones de frecuencia a causa de una perturbación son más rápidas y menos amortiguadas que en SSEEs convencionales. Esto influye en la tasa de variación de la frecuencia *df/dt* y en la desviación máxima alcanzada de la frecuencia (respecto de su valor nominal), dos variables que juegan un rol importante en la activación de dispositivos de protección [17]. Sumado a lo anterior, la intermitencia (esto es, variaciones en la potencia generada debido a nubosidad, cambios en la velocidad del viento, etc.) de las fuentes de energía no convencionales, provoca que mantener el balance de potencia sea aún más complejo, comprometiendo la estabilidad de frecuencia de los SSEE.

Si bien los inconvenientes citados son más comunes en redes pequeñas aisladas y microrredes, diferentes estudios como el realizado por la

Agencia Alemana de Energía, determinan que en un futuro próximo el sistema interconectado europeo se podría enfrentar a problemas de estabilidad de frecuencia debido a la falta de inercia [18]. Por lo tanto, se puede concluir que contar con niveles de inercia adecuados para asegurar la estabilidad de frecuencia es uno de los principales desafíos de los sistemas eléctricos actuales.

1.3.2 Importancia de la estabilidad de frecuencia de un sistema eléctrico

Mantener la estabilidad de frecuencia es sumamente importante para la operación segura de los sistemas eléctricos. Existen varias razones por las cuales es deseable que la frecuencia se mantenga dentro de una banda angosta alrededor del valor nominal [9]:

- El rendimiento de los generadores en las centrales eléctricas tradicionales depende en gran medida del desempeño de los motores eléctricos auxiliares. Estos motores entregan aire y combustible a las calderas, aceite a los rodamientos y proporcionan servicios de enfriamiento para todos los sistemas. Si se produce una disminución de velocidad debido a un decremento de la frecuencia, el correcto funcionamiento de los motores auxiliares se verá significativamente afectado. Esto puede ocasionar diversos problemas en los generadores y activar sus protecciones. Este fenómeno puede conducir a la desconexión en cascada de las centrales eléctricas, llevando al SSEE al colapso.
- Cuando la frecuencia del SSEE cae por debajo de un umbral seguro de operación, se activan los relés de desconexión de demanda.
- Cuando la frecuencia sobrepasa los límites seguros de operación de los generadores no convencionales, sus protecciones los desconectan. Estos límites están establecidos en los requerimientos de funcionamiento ante fallas (en inglés, Fault Ride Through).
- Una tasa de variación de la frecuencia elevada puede activar los relés por derivadas, desconectando tanto demanda como generación.
- Asegura que los motores eléctricos operen a velocidad relativamente constante. Esto es importante en muchas aplicaciones y procesos, sobre todo industriales.
- En aplicaciones electrónicas, la frecuencia es usada como base de tiempo para diferentes procesos.
- Los transformadores son sensibles a las variaciones de frecuencia y pueden sufrir sobrecargas si la frecuencia se desvía sustancialmente de su valor nominal.
- En sistemas interconectados, donde múltiples redes eléctricas están acopladas, la estabilidad de frecuencia se vuelve aún más crítica. Las

diferencias de frecuencia entre diferentes sistemas pueden resultar en flujos de potencia indeseados y desequilibrios graves en las interconexiones.

1.4 Alternativas para mejorar la respuesta inercial de los sistemas eléctricos

Ante una perturbación severa, los dispositivos de protección actúan en situaciones de emergencia para evitar el daño de generadores o para frenar la disminución de la frecuencia mediante desconexión de demanda. En cualquier situación, la actuación de los dispositivos de protección es considerada en última instancia, ya que la desconexión de generación y/o demanda no son deseables. Garantizar la estabilidad de frecuencia es por lo tanto fundamental para mantener la operación segura del SSEE. Por ello, es esencial que el sistema eléctrico responda rápidamente, acotando la variación de frecuencia y su derivada antes de que se disparen las protecciones. En este sentido, existen diferentes estrategias de tipo preventivo para mejoramiento de la respuesta inercial de los SSEEs. Estas estrategias se pueden clasificar en dos grandes grupos: inercia proveniente de máquinas sincrónicas, por un lado, y emulación de inercia, por otro. A continuación, se presentan ambas alternativas.

1.4.1 Inercia proveniente de máquinas sincrónicas

Una alternativa para mejorar la estabilidad de frecuencia de los SSEEs ante escenarios de gran penetración de generación conectada electrónicamente, es mantener una determinada cantidad de generación sincrónica conectada al sistema eléctrico con el objetivo de contar con reserva de potencia instantánea suficiente. En este sentido, en España, Irlanda y Bolivia diversos estudios buscan definir los niveles máximos de penetración de generación no convencional, específicamente eólica, para que el sistema eléctrico se mantenga dentro de límites seguros de operación [19-21].

Otra manera de mejorar la respuesta inercial es mediante despachos económicos óptimos que tengan en cuenta la seguridad de operación del sistema eléctrico. Para ello se incluyen restricciones en forma de ecuaciones que aseguren la cantidad de recursos inerciales operativos necesarios [22, 23].

Por otro lado, existe la posibilidad de despachar los generadores sincrónicos a su mínima potencia, con el objetivo de realizar control de tensión y aporte de inercia. Esto se aplica en Irlanda como servicio complementario remunerado [24]. Sin embargo, mediante esta práctica la eficiencia de generadores diésel y gas disminuye y las emisiones aumentan tal como se indica en [25, 26].

Otra estrategia consiste en el despacho de compensadores sincrónicos. Los compensadores sincrónicos son esencialmente motores sincrónicos operando en vacío. Estas máquinas consumen una pequeña cantidad de potencia activa del SSEE para alimentar las pérdidas. Durante décadas cumplieron un rol importante en la compensación de potencia reactiva y en el mantenimiento de la estabilidad de tensión de los sistemas eléctricos [1, 27]. Son capaces de proporcionar altas corrientes de cortocircuito ante fallas y tienen mejor desempeño dinámico que los compensadores estáticos de potencia reactiva [28]. Por otro lado, la energía cinética almacenada en sus masas rotantes contribuye a la inercia del SSEE, por lo que también son beneficiosos desde el punto de vista de la estabilidad de frecuencia [29, 30]. Sin embargo, los altos costos de inversión, operación y mantenimiento han limitado su aplicación para mejorar la respuesta inercial de los sistemas eléctricos [31]. Por tanto, la instalación de nuevos compensadores sincrónicos en un sistema eléctrico, requiere de un análisis adecuado.

Existe además, sistemas de almacenamiento reversible que utilizan generadores sincrónicos. Entre ellos se encuentran las centrales hidroeléctricas de bombeo PHS y los sistemas de almacenamiento de aire comprimido CAES; ambos utilizados principalmente para regulación primaria de frecuencia.

Por un lado, las PHSs son el sistema de almacenamiento reversible de mayor tamaño en la actualidad. En momentos de escasa demanda eléctrica, la central bombea agua desde un reservorio inferior hacia un reservorio superior. Por el contrario, durante los períodos de alta demanda, la central libera el agua hacia el reservorio inferior a través de las turbinas, operando en modo generador [32]. Aparte de operar en modo bomba o generación, las centrales hidroeléctricas de bombeo pueden operar como compensadores sincrónicos, contribuyendo a la inercia del sistema en cualquiera de los tres modos de operación (bombeo, generación, compensación) [33, 34]. Sin embargo, su principal desventaja es el requerimiento geográfico. Se necesita de un reservorio superior y uno inferior, por tanto, la factibilidad de instalación de una central de este tipo depende fuertemente de la geografía del lugar.

Por otro lado, los CAES son una tecnología de almacenamiento de energía basada en una turbina de gas, que utiliza electricidad para comprimir aire y almacenarlo a alta presión en cavernas, minas subterráneas, pozos de agua secos, cámaras de gas, etc. Luego, el aire es liberado a través de la turbina para generar electricidad cuando se requiere [35]. Debido a que los CAES utilizan máquinas sincrónicas, aportan inercia al sistema eléctrico, mejorando la estabilidad de frecuencia. Además, son capaces de realizar control de tensión, entre otros servicios [36]. Al igual que en el caso de las

PHS, la principal desventaja de los CAES está relacionada con los requerimientos geográficos.

1.4.2 Generador sincrónico virtual y emulación de inercia

Actualmente, la respuesta de la frecuencia del sistema eléctrico y la capacidad de mantener el balance de potencia están estrechamente relacionados con las propiedades estáticas y dinámicas de los generadores sincrónicos convencionales. Sin embargo, la conexión de gran cantidad de generación no convencional modifica la dinámica del SSEE, provocando los inconvenientes citados anteriormente. Por ello, en el año 2007 se plantea un nuevo concepto para favorecer la integración de la generación conectada electrónicamente llamado máquina sincrónica virtual [37]. En dicho artículo se desarrolla un sistema de control mediante el cual los convertidores son capaces de conectar cualquier tipo de generador eléctrico al SSEE, de tal forma que la combinación generador – convertidor se comporta de manera idéntica a un generador sincrónico convencional auto-estabilizado. Actualmente, a este concepto se lo denomina generador sincrónico virtual [38]. En la literatura se pueden encontrar diversos algoritmos/topologías de control desarrollados bajo este concepto [39-41].

El generador sincrónico virtual posee entre sus ventajas que no necesita hardware adicional, sino un cambio en el algoritmo del control de los convertidores CC/CA. En ese sentido, son extremadamente versátiles ya que su parametrización se puede llevar a cabo en línea. Por otro lado, se ha comprobado que la generación no convencional conectada mediante convertidores controlados como generadores sincrónicos virtuales, actúa de manera más amigable con la red, contribuyendo a la estabilidad del sistema eléctrico [42]. En ese sentido, una de las principales ventajas de los generadores sincrónicos virtuales es que pueden mejorar la estabilidad de frecuencia de la red mediante la emulación de inercia. Es decir, mediante el aporte o disminución de potencia activa de modo similar a como lo hacen de manera intrínseca los generadores sincrónicos y motores [38, 43, 44]. Esto último se conoce como inercia sintética o virtual. La energía necesaria para sintetizar inercia virtual puede provenir de diversas fuentes o combinaciones de ellas: sistemas de almacenamiento de energía, turbinas eólicas, sistemas fotovoltaicos y de los capacitores de los enlaces de alta tensión de corriente continua.

1.4.3 Ventajas y desventajas de las alternativas revisadas

En los títulos anteriores se revisaron diferentes alternativas para mejoramiento de la respuesta inercial de los sistemas eléctricos. En el primer grupo se estudiaron las relacionadas con aporte de inercia proveniente de generación sincrónica. Ante un escenario de baja constante

de inercia en el sistema eléctrico, la alternativa de control de despacho resulta ser la solución más directa. Esto ayuda a mantener el nivel de reserva de potencia instantánea en cantidad adecuada y no requiere de la instalación de nuevas plantas de generación ni almacenamiento. Sin embargo, limita la penetración de generación renovable no convencional, lo cual va en contra de las necesidades ambientales y sociales que buscan aumentar la penetración de nuevas fuentes de energías renovables no contaminantes. Por otro lado, los compensadores sincrónicos son capaces de aumentar la corriente de cortocircuito, proveer regulación de tensión y aportar inercia sincrónica de forma inherente. Sin embargo, sus altos costos de inversión, operación y mantenimiento limitan su aplicación. Finalmente, los sistemas PHS y CAES utilizan generadores sincrónicos por lo que aportan inercia intrínsecamente, pero requieren de una gran inversión y su aplicación se encuentra sumamente limitada a los requerimientos geográficos. Además, dado que su principal utilidad es aportar reserva de potencia para regulación primaria de frecuencia, no están en funcionamiento continuo.

En el segundo grupo se estudiaron las alternativas relacionadas con la emulación de inercia. Este campo de investigación está aún en desarrollo; pero ya existen gran cantidad de algoritmos de control y estrategias para aporte de inercia virtual. Además, la posibilidad de agregar y/o combinar sistemas de almacenamiento con otras fuentes, la hace una alternativa muy flexible y escalable. Si bien se puede emular inercia a partir de los capacitores del enlace de continua de los convertidores CC/CA, la instalación de sistemas de almacenamiento rápidos aumenta la reserva de potencia instantánea. Por tanto, se puede concluir que este grupo favorece la penetración de nuevas tecnologías de generación no convencionales, limpias y renovables. Por estas razones, los operadores de los sistemas eléctricos de diversos países como los pertenecientes a la Unión Europea, Canadá, Brasil, Chile y Australia, están en vías de, o han adoptado esta alternativa como la principal solución, modificando los códigos de red de requisitos de conexión para la generación no convencional [45-51].

Por lo tanto, dadas las ventajas y la tendencia global hacia la emulación de inercia en los sistemas eléctricos, en este trabajo se utiliza la segunda alternativa.

1.5 Objetivos y estructura del trabajo

Por todo lo anterior, se puede concluir que mantener la constante de inercia por sobre un límite mínimo durante la operación del SSEE es de vital importancia para no comprometer la estabilidad de frecuencia. Pero, debido a que el sistema eléctrico se encuentra sometido continuamente a

perturbaciones de tipo aleatorio, un servicio seguro y confiable sólo es posible si se dispone de reservas de potencia adecuadas. La falta de reserva cuando ésta es requerida da lugar a violaciones de los niveles de calidad adecuados y/o interrupciones del servicio que representan un perjuicio para los usuarios. Teniendo en cuenta esto, se plantea el siguiente objetivo general:

"Mejorar la respuesta inercial de sistemas eléctricos con alta penetración de generación no convencional mediante el aporte de inercia virtual"

De este objetivo general se desprenden los siguientes objetivos específicos:

- ✓ Determinar la reserva de potencia instantánea requerida para mejorar la respuesta de la frecuencia del sistema eléctrico ante perturbaciones severas.
- ✓ Respaldar la toma de decisiones en lo referido al despacho de reserva de potencia destinada al mejoramiento de la respuesta inercial, en forma flexible y que se adapte a los estados de operación del sistema eléctrico.
- ✓ Favorecer la incorporación de mayor cantidad de fuentes de energías renovables sin comprometer la seguridad de operación del SSEE.

El presente trabajo se estructura de la siguiente manera:

En el capítulo 2 se estudia en detalle la influencia de la inercia en la respuesta de la frecuencia de los sistemas eléctricos, destacando la importancia de contar con reservas de potencia adecuadas para mantener la seguridad de operación del mismo. Por otro lado, se detalla el concepto de emulación de inercia y se repasan las fuentes de reserva de potencia instantánea existentes. Al final del capítulo, se lleva a cabo una revisión literaria relacionada con el cálculo/dimensionamiento de reserva de potencia instantánea requerida por un sistema eléctrico.

En el capítulo 3 se describe la metodología desarrollada para el cálculo de reserva de potencia instantánea adicional requerida. Dado que se utilizan modelos lineales para los generadores y el sistema eléctrico basados en funciones de transferencia, se describe el proceso de obtención de las mismas. Además, se propone una mejora al modelo lineal convencional. Por último, se explica el funcionamiento del algoritmo de cálculo de dicha reserva de potencia.

El capítulo 4 presenta el sistema eléctrico de prueba sobre el que se aplica todo lo desarrollado y se describen los distintos escenarios. En segundo lugar, se exponen los resultados del modelo lineal propuesto para los generadores de manera individual. En tercer lugar, se enumeran las consideraciones generales tenidas en cuenta para las simulaciones del

SSEE de prueba. En cuarto lugar, se exponen los resultados, tanto del desempeño del modelo lineal propuesto del SSEE, como de la metodología para determinar la reserva de potencia instantánea adicional requerida. En quinto lugar, se analizan los resultados obtenidos y se llevan a cabo comparaciones para mostrar las mejoras y ventajas de lo desarrollado.

Por último, en el capítulo 5 se presentan las principales conclusiones de este trabajo, finalizando con la sugerencia de temas recomendados como trabajos futuros de investigación.

CAPÍTULO 2

REQUERIMIENTOS DE RESERVA DE POTENCIA INSTANTANEA Y EL ROL DE LA INERCIA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

2.1 Estabilidad de los sistemas eléctricos

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia puede ser definida en forma general como la habilidad que tiene para permanecer en estado de equilibrio de operación bajo condiciones normales de trabajo y recuperar un estado de equilibrio aceptable luego de ser sometido a una perturbación [16].

La estabilidad se puede clasificar en función de lo siguiente:

- ✓ La naturaleza física de la inestabilidad resultante
  - Estabilidad de ángulo
  - Estabilidad de tensión
  - Estabilidad de frecuencia
- ✓ Severidad de la perturbación
  - Perturbación severa
  - Perturbación pequeña

Lo anterior se esquematiza en la Figura 2.1:

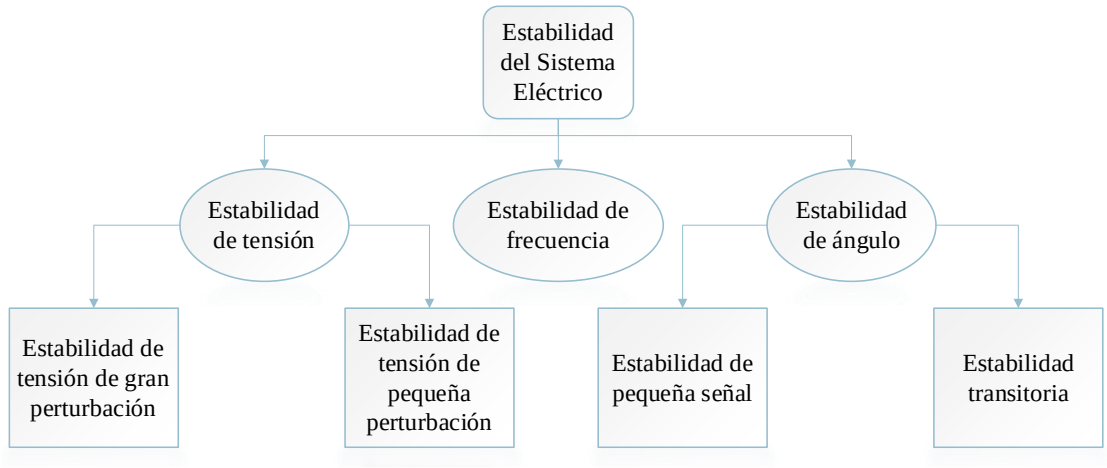


Figura 2.1. Clasificación de la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia

Como se dijo en el capítulo 1, la conexión de generación mediante electrónica de potencia impacta de manera negativa en ciertos aspectos y variables del SSEE, entre ellos en la estabilidad de frecuencia. La frecuencia es una variable global del SSEE y mantenerla dentro de los límites es sumamente importante para la seguridad de operación del sistema eléctrico. Por esta razón, este trabajo se centrará en este tipo de estabilidad y en la respuesta de la frecuencia de los SSEE ante perturbaciones.

2.1.1 Respuesta de la frecuencia de un sistema eléctrico convencional

La respuesta de la frecuencia de un SSEE depende de diversos factores, entre ellos de su dinámica, de la constante de inercia, de la reserva de potencia disponible, de los tiempos de acceso de dichas reservas y de la posibilidad (o no) de desconexión de carga. La evolución de la frecuencia luego de una perturbación (en este caso aumento repentino de demanda o pérdida de generación) presenta las siguientes fases y se muestran en la Figura 2.2.

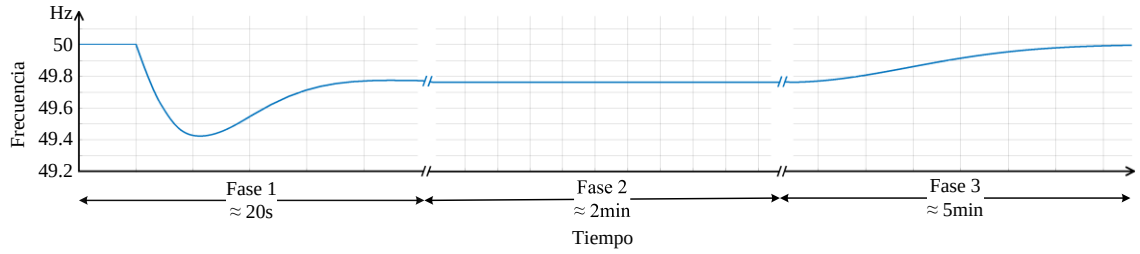


Figura 2.2. Respuesta del SSEE ante la ocurrencia de una contingencia (fase 1 a 3)

Fase 1: en la Figura 2.3 se muestra en forma detallada la respuesta de la frecuencia de un SSEE luego de una perturbación. En el momento en que ocurre la perturbación t_0, el desbalance de potencia es inicialmente compensado con la energía cinética cedida por las masas rotantes de los

generadores y motores conectados (respuesta inercial). Esto provoca un decremento de la velocidad de rotación de dichas masas y por lo tanto una disminución de la frecuencia del sistema eléctrico. Cuando la desviación de la frecuencia supera la banda muerta de los reguladores de velocidad, éstos actúan y producen un aumento en la potencia de salida de los generadores (regulación primaria de frecuencia RPF). El equilibrio se logra cuando la reducción de la potencia tomada de las cargas sensibles a la frecuencia más el incremento de generación iguala al desbalance de potencia producido. En este punto, la frecuencia alcanza un valor mínimo f_{min} y delimita el período de tiempo en que los generadores se desaceleran para comenzar a acelerarse nuevamente. Finalmente, se puede observar que los períodos correspondientes a la regulación primaria de frecuencia y a la respuesta inercial se superponen entre sí, por lo que se puede inferir que la máxima desviación de frecuencia Δf_{max}, así como la tasa de variación de la frecuencia *df/dt*, dependen tanto de la constante de inercia del SSEE como de los reguladores de velocidad de los generadores.

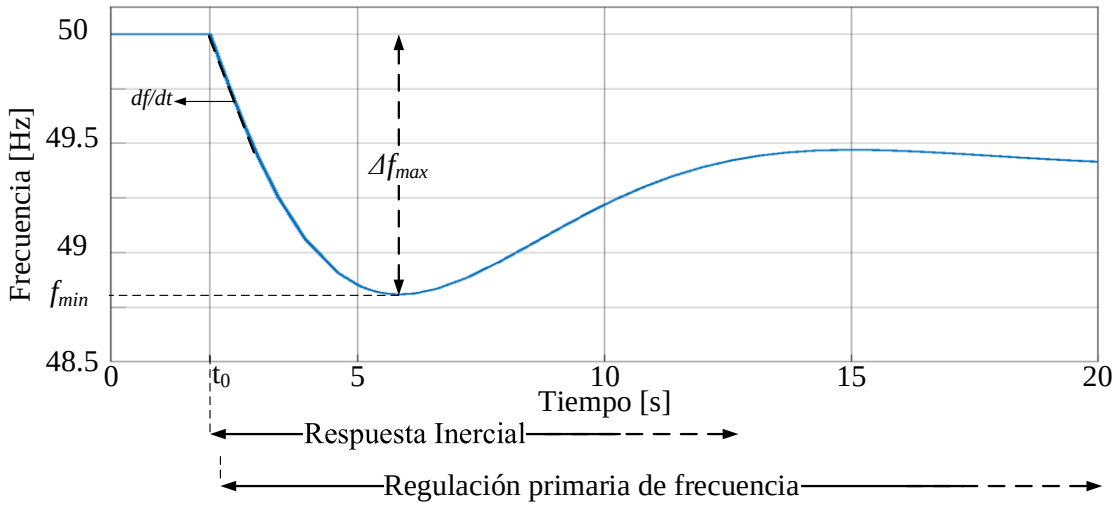


Figura 2.3. Detalle de la Fase 1 de la respuesta de la frecuencia de un SSEE

Fase 2: durante este período la RPF se mantiene activa. Sin embargo, para recuperar el estado de operación normal es necesario que la frecuencia retome el valor nominal y que los flujos de potencia por las interconexiones vuelvan a los valores planificados. Además, es necesario liberar la reserva rápida para asegurar su disponibilidad ante eventuales contingencias futuras. Para ello se deben poner en marcha unidades generadoras de arranque rápido y se deben desconectar las centrales de bombeo en fase de bombeo para comenzar a operarlas como generadores. Estas acciones dan lugar a la fase 3.

Fase 3: se activa la regulación secundaria de frecuencia mediante el aporte de potencia proveniente de reserva de potencia rotante y de la activación de

unidades de generación de arranque rápido. Esta fase finaliza cuando la frecuencia alcanza nuevamente su valor nominal.

Fase 4: luego de la fase 3 se ha reestablecido la seguridad del suministro pero, debido a todas las modificaciones en el parque de generación, existe un apartamiento de las condiciones de operación económica. Por estas razones es deseable una nueva optimización del despacho.

Del análisis anterior se concluye que son necesarios distintos tipos de reserva que pueden clasificarse según sus tiempos de acceso. De esta manera, se tiene reserva de potencia instantánea, reserva de potencia de segundos, reserva de potencia de minutos y reserva de potencia de horas, activadas durante las fases 1 a 4 respectivamente. En la Figura 2.4 se muestran los tiempos de acceso típicos de las distintas reservas, ante un desbalance de potencia P_{des}, y su aporte de potencia en función del tiempo conjuntamente con las demás reservas:

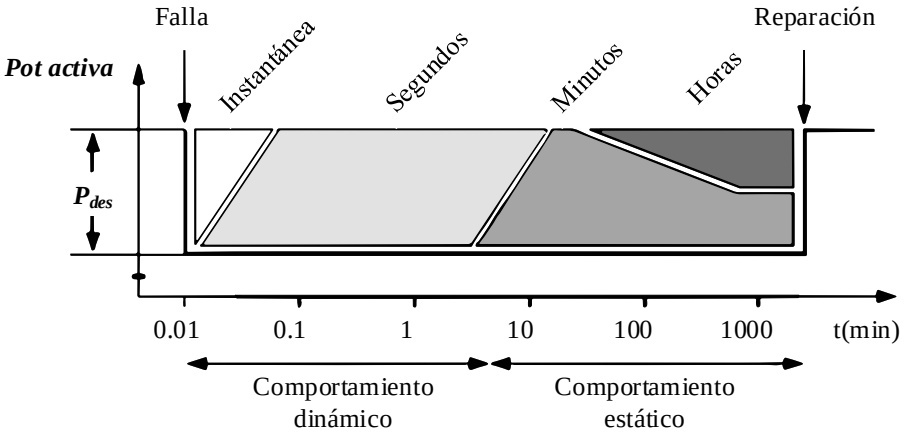


Figura 2.4. Clasificación de la reserva según sus tiempos de acceso.

- ✓ **Reserva de potencia instantánea:** energía aportada por los campos electromagnéticos de los generadores y por la disminución de velocidad de las masas rotantes. Tiempo de acceso ≈ 0.
- ✓ **Reserva de potencia de segundos:** reserva rotante activada con la regulación primaria. Tiempo de acceso ≈ 1s – 60s.
- ✓ **Reserva de potencia de minutos:** reserva rotante activada por la regulación secundaria y puesta en marcha de unidades de arranque rápido. Tiempo de acceso ≈ 2min – 15min.
- ✓ **Reserva de potencia de horas:** puesta en marcha de unidades térmicas en reserva fría. Tiempo de acceso ≈ 0.5h – 10h.

Por tiempo de acceso se entiende al tiempo total que transcurre entre la detección de la necesidad de reserva hasta su disponibilidad con la potencia requerida.

2.1.2 Respuesta de la frecuencia de un sistema eléctrico con alta penetración de generación conectada electrónicamente

El efecto de la disminución de la constante de inercia H_{sis} de un sistema eléctrico, producto de la incorporación de generación conectada mediante convertidores de electrónica de potencia, se puede observar en la Figura 2.5. Dicha figura muestra la respuesta de la frecuencia de un sistema eléctrico ante una perturbación de igual magnitud (en este caso pérdida de un generador de gran tamaño) para escenarios con diferentes constantes de inercia (H_1 y H_2), donde $H_1<H_2$.

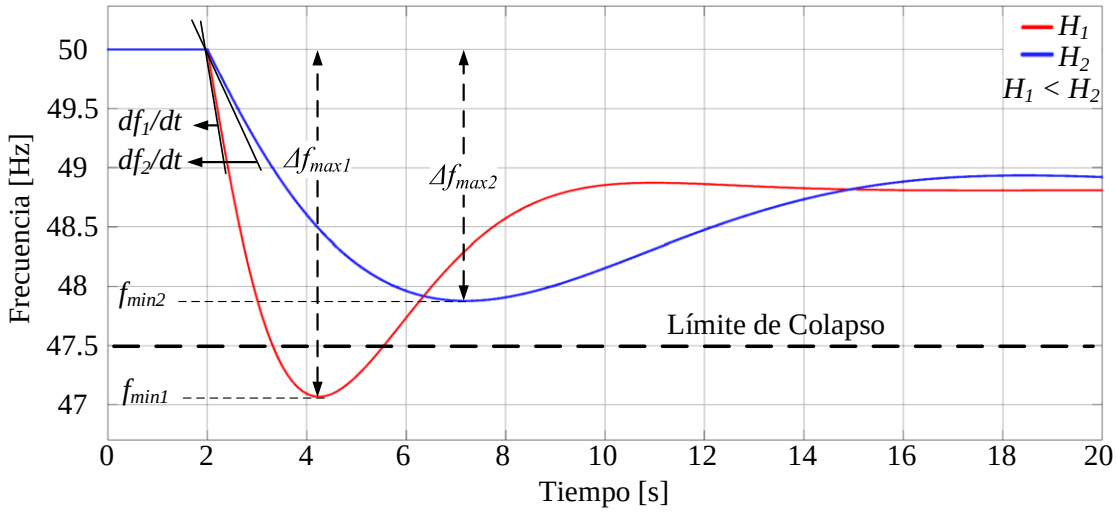


Figura 2.5: Respuesta del sistema eléctrico para diferentes constantes de inercia

La respuesta de la frecuencia durante los primeros instantes posteriores a la perturbación se puede expresar mediante la ecuación de movimiento de los generadores. En la Figura 2.6 se observa un esquema típico de regulación primaria de frecuencia de una turbina de vapor, donde los modelos matemáticos del regulador de velocidad y de la turbina se obtienen de [1].

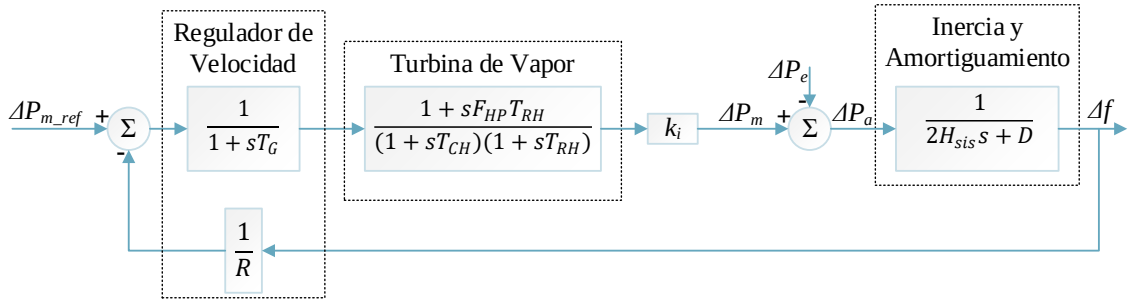


Figura 2.6. Esquema típico de regulación primaria de frecuencia de una turbina de vapor

En la Figura 2.6, F_{HP} es la fracción de potencia generada por la turbina de alta presión, T_{RH} [s] la constante de tiempo del recalentador, T_{CH} [s] la constante de tiempo del depósito de vapor, T_G [s] la constante de tiempo del

regulador de velocidad, R es el coeficiente de control droop y ΔP_{m_ref} [p.u.] es la variación de la potencia mecánica de referencia del generador.

Analizando el bloque de inercia y amortiguamiento, se obtiene la ecuación de movimiento:

$$2H_{sis} \cdot \frac{d\Delta f}{dt} + D \cdot \Delta f = \Delta P_m - \Delta P_e = \Delta P_a \quad (1)$$

$$H_{sis} = \frac{\sum_{i=1}^{i=d} H_i \cdot S_i}{\sum_{i=1}^{i=d} S_i} \quad (2)$$

donde H_{sis} [s] es la constante de inercia equivalente del SSEE, Δf [p.u.] es la variación de la frecuencia, $d\Delta f/dt$ [p.u./s] la tasa de variación de la frecuencia, ΔP_m [p.u.] la variación de la potencia mecánica, D [p.u.] la constante de amortiguamiento de la demanda, ΔP_e [p.u.] la variación de la potencia eléctrica y ΔP_a [p.u.] la potencia acelerante o desbalance de potencia [1]. Por otro lado, d es el número de generadores despachados, H_i [s] y S_i [VA] son la constante de inercia y la potencia nominal de cada generador despachado.

Por su lado, en la Figura 2.6, k_i representa la porción de potencia nominal de la máquina i respecto del resto que interviene en la regulación de frecuencia, es decir:

$$k_i = \frac{S_i}{\sum_{i=1}^{i=d} S_i} \quad (3)$$

Dado que la frecuencia del sistema eléctrico se puede expresar como:

$$f = f_n + \Delta f \quad (4)$$

donde f_n es la frecuencia nominal (constante), es que en este trabajo se considera:

$$\frac{df}{dt} = \frac{d\Delta f}{dt} \quad (5)$$

A partir de (1) y (2) se puede deducir que, ante el aumento de penetración de generación no convencional cuya constante de inercia es nula, el denominador de (2) crece en mayor proporción que el numerador, por lo que la constante de inercia equivalente del sistema H_{sis} disminuye. Un decremento de H_{sis} ocasiona un incremento de $|df/dt|$. Como consecuencia la respuesta de la frecuencia es más rápida y menos amortiguada. Esto puede observarse en la Figura 2.5, donde Δf_{max} del SSEE con menor inercia es mayor ($f_{min1} < f_{min2}$).

El incremento de $|df/dt|$ puede ser considerado como uno de los principales inconvenientes al operar un sistema eléctrico con baja inercia. No solo reduce el tiempo en que los reguladores de velocidad de los generadores deben reaccionar (antes de que la frecuencia exceda el límite para el cual comienza la desconexión de carga y/o generación), sino que también impacta en los esquemas de protección que actúan sobre esta variable (tanto en los esquemas de alivio de carga como en generación). En la mayoría de los sistemas eléctricos actuales la generación distribuida está protegida contra el aislamiento por los relés de *df/dt*. Al momento de la separación en islas, el desbalance de potencia produce rápidos cambios de frecuencia. Dependiendo de este desbalance y de la inercia del SSEE, pueden existir oscilaciones de alta frecuencia que disparen los relés, desconectando la generación de la red eléctrica [52, 53].

Por otro lado, si la frecuencia sobrepasa los límites de desconexión de carga y/o generación, los relés por sobre o sub-frecuencia también se activarán. La pérdida de generación producto de la desconexión por sub-frecuencia, incrementa el desbalance de potencia. Esto puede provocar como consecuencia un efecto de cascada, dejando sin suministro a gran parte de la demanda [54, 55].

Además, la disminución de la constante de inercia de los SSEE provoca que la frecuencia sobrepase la banda muerta de los reguladores de velocidad de los generadores de manera reiterada. Esto genera un funcionamiento ineficiente de las unidades de generación debido a los cambios repentinos en el punto de operación. Por otro lado, las variaciones de frecuencia provocan fluctuaciones de tensión debido a las inductancias del sistema eléctrico, entre otros inconvenientes.

2.2 Emulación de inercia

Como se mencionó anteriormente, la emulación de inercia representa una alternativa innovadora para mejorar la estabilidad de frecuencia de los sistemas eléctricos. Esta estrategia se basa en un concepto más amplio conocido como generador sincrónico virtual. Sin embargo, en este trabajo

no se implementará este último en forma completa, sino que los sistemas de control se enfocarán únicamente en el aporte de inercia virtual.

2.2.1 Principio fundamental

En física, la inercia es la propiedad que tienen los cuerpos de permanecer en su estado de reposo o movimiento relativos. Dicho de forma general, es la resistencia que opone la materia a que se modifique su estado de movimiento. En este sentido, los generadores sincrónicos convencionales y motores reaccionan a cambios de velocidad de sus rotores mediante el aporte o disminución de su potencia activa de salida/consumida. Si el cambio de la velocidad es rápido, la variación de la potencia será mayor y viceversa.

Para mejorar la respuesta inercial de un sistema eléctrico se debe incrementar H_{sis}. El principio fundamental de emulación de inercia implica el aporte o disminución de potencia activa de manera proporcional a *df/dt*. Mientras mayor sea |*df/dt*|, mayor será la variación de la potencia. Esto se representa en la Figura 2.7 mediante el bloque rojo. Donde H_v es la constante de inercia virtual.

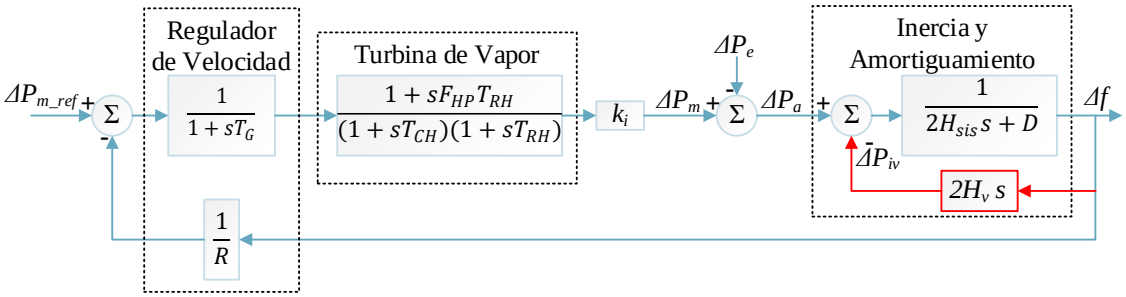


Figura 2.7. Esquema de regulación primaria de frecuencia con emulación de inercia

De la figura se puede deducir que la variación de potencia ΔP_{iv} aportada por los convertidores electrónicos mediante emulación de inercia se calcula como:

$$\Delta P_{iv} = 2H_v . \frac{d\Delta f}{dt} \tag{6}$$

Luego, reduciendo el bloque de inercia y amortiguamiento, la potencia acelerante resulta:

$$\Delta P_a = 2\,(H_{sis} + H_v)\frac{d\Delta f}{dt} + D.\Delta f \tag{7}$$

Por lo tanto, la constante de inercia del sistema considerando la inercia virtual, es ahora $H_{sis}+H_v$; pero, se cuenta con la ventaja de que H_v puede ser modificada en línea, dentro de ciertos límites, adaptándola a los requerimientos del SSEE para un estado de operación dado [56, 57].

La energía necesaria para sintetizar inercia virtual puede provenir de diversas fuentes o combinaciones de ellas: sistemas de almacenamiento de energía, turbinas eólicas, sistemas fotovoltaicos y sistemas de alta tensión de corriente continua; los cuales se estudian a continuación.

2.2.2 Origen de la reserva de potencia instantánea

Sistemas de Almacenamiento de Energía

Existen diversas tecnologías de sistemas de almacenamiento de energía SAEs que se pueden clasificar en función de su potencia y energía nominales, tiempo de respuesta, ciclos de operación, peso, volumen, entre otros. En términos de su función, los SAEs pueden ser clasificados en tres grandes grupos basados en la duración de la descarga requerida. Esto se muestra en la Tabla 2.1 [58].

Tabla 2.1. Clasificación de SAEs en términos de su función

Función	**Ejemplos de aplicaciones**	**Tiempos de descarga**
Calidad de energía	Estabilidad transitoria, regulación de frecuencia	Segundos a minutos
Puente de potencia	Reservas ante contingencias, toma de carga (ramping)	Minutos – 1 hora
Administración de energía	Nivelación de demanda, capacidad firme	Horas

La primera categoría de la Tabla 2.1 corresponde a servicios de reserva regulante. En la segunda, “puente de potencia” se refiere a la capacidad del SAE de aportar potencia durante el tiempo necesario hasta que generadores de arranque rápido puedan ser conectados para cubrir la demanda en respuesta a contingencias o errores de la demanda prevista. La tercera está relacionada con flexibilidad energética, es decir a la habilidad de suavizar la demanda en períodos de varias horas cuando la energía es más cara.

Por su lado, el aporte de inercia virtual está relacionado con la regulación de frecuencia y la estabilidad transitoria, por lo que los principales requerimientos son:

- ✓ Tiempo de carga/descarga a potencia nominal > 20 segundos

- ✓ Tiempo de respuesta < 100ms
- ✓ Soportar gran cantidad de ciclos de carga/descarga (10000+)
- ✓ Años de vida útil >10 años
- ✓ Potencia nominal elevada o escalabilidad

Teniendo en cuenta lo anterior, los SAEs más apropiados son:

- ✓ Almacenamiento de energía magnética por superconducción (SMES)
- ✓ Súper capacitores
- ✓ Flywheels

De acuerdo con lo anterior, en [59] se propone el uso de un sistema de almacenamiento de energía distribuido basado en súper capacitores, para reducir el impacto de la generación solar y eólica en la isla de Guadeloupe, Francia. Los resultados muestran que el aporte de inercia sintética proveniente de estos sistemas de almacenamiento de actuación rápida, ayudan a mejorar la respuesta dinámica del sistema en casos de salida de grandes generadores. En [60] se propone un sistema híbrido batería-súper capacitor. De este modo, los súper capacitores se encargan de proveer la energía necesaria para la emulación de inercia, mientras que la batería se encarga de compensar las variaciones de potencia de mayor duración, como por ejemplo regulación primaria de frecuencia. En [61] se propone un control de emulación de inercia adaptativo para volantes de inercia de alta velocidad. El control propuesto reúne las ventajas de un control todo o nada y un adaptativo, de modo de obtener una respuesta rápida y proporcional a la perturbación de frecuencia. Los resultados fuera de línea y experimentales demuestran que la estrategia de control reduce significativamente la tasa de variación de la frecuencia, así como su desviación.

Turbinas eólicas

La emulación de inercia en turbinas eólicas se realiza extrayendo la energía cinética almacenada en las masas de las aspas [62]. En [63] se llega a la conclusión que el aporte de inercia virtual provoca una disminución en la velocidad de giro de las turbinas; ocasionando inconvenientes aerodinámicos y déficit de potencia posterior que puede resultar en un aumento del desbalance de potencia. Sin embargo, en [64] este problema es abordado y resuelto mediante un control centralizado y coordinado de las diferentes turbinas del parque, de modo que la recuperación de la velocidad no sea simultánea para todas las turbinas. En [65] se lleva a cabo el estudio y comparación entre emular inercia mediante la energía almacenada en las aspas o mediante la conexión de un súper capacitor en el enlace de CC. Se concluye que, si bien la primera alternativa no requiere ningún elemento adicional, es altamente dependiente del estado de operación de la turbina al momento de la perturbación. Por otro lado, la segunda alternativa requiere

del súper capacitor propiamente dicho, un convertidor CC/CC adicional y la adaptación del convertidor del lado de la red. Esta última alternativa supera a la primera en términos de desempeño, mejora notablemente la respuesta de la frecuencia del sistema eléctrico y es independiente de la velocidad del viento. En [66] se presenta un sistema de control para parques eólicos conectados mediante enlace de alta tensión de corriente continua HVDC. El control propuesto mejora la respuesta inercial, reduce la desviación de la frecuencia del sistema eléctrico y permite realizar regulación primaria de frecuencia.

Sistemas fotovoltaicos

Como se dijo anteriormente, para poder emular inercia es necesario contar con una reserva de potencia. En el caso de los sistemas fotovoltaicos esto se lleva a cabo mediante la operación de sistemas fotovoltaicos por debajo del punto de máxima potencia (deloading). Por ejemplo, en [42] los parques operan con un 10% de reserva de potencia activa. Los resultados muestran que, operando los parques como máquinas sincrónicas virtuales, estos contribuyen a la estabilidad del sistema de potencia, mientras los paneles fotovoltaicos trabajan en la región estable de la curva. En [67] la emulación de inercia se lleva a cabo mediante la carga/descarga del capacitor del enlace CC y ajustando el punto de operación del sistema fotovoltaico. El control se prueba en una microrred, mejorando su respuesta transitoria. En [68] se propone un control simultáneo de la tensión del enlace de CC y deloading. Con ello se logra tanto el aporte de inercia como regulación primaria de frecuencia, mitigando de manera efectiva las fluctuaciones de la frecuencia.

Sistemas de Alta Tensión de Corriente Continua

La emulación de inercia a partir de los sistemas HVDC se lleva a cabo utilizando la energía almacenada en los capacitores del enlace de CC. En este sentido, en [69] se propone una estrategia de emulación de inercia que utiliza los capacitores de un sistema alta tensión de CC basado en convertidor de fuente de tensión VSC-HVDC. Dicha estrategia no depende de la medición de *df/dt*, por lo que es menos sensible a la amplificación de ruido de medición. El control desarrollado permite al convertidor del lado de la red, contribuir a la respuesta inercial mediante la variación de la tensión del enlace CC. Además, no requiere hardware adicional y mejora la respuesta transitoria del sistema de potencia ante perturbaciones. Por otro lado, el control mantiene la característica de desacople de los VSC, que es evitar la propagación de perturbaciones entre sistemas conectados. En este caso, entre el sistema de potencia y un parque eólico off-shore. En [70] se desarrolla un método de emulación de inercia basado en control derivativo, considerando los efectos de la medición de la frecuencia. El control

propuesto se prueba en un sistema eléctrico que consta de dos áreas conectadas mediante un sistema HVDC al cual se le ha agregado un sistema de almacenamiento. Se concluye que, si bien la emulación de inercia mejora la respuesta transitoria del sistema eléctrico, los retardos introducidos por el PLL de medición impactan de manera negativa en el sistema de control. En [71] se propone una estrategia de control para un sistema HVDC basada en la topología synchronverter. En el artículo se presenta una metodología para configurar los parámetros del synchronverter, logrando mejorar la respuesta dinámica del sistema y la estabilidad.

Análisis de las alternativas revisadas

De lo revisado en este apartado, se puede concluir que la emulación de inercia es una solución flexible para el mejoramiento de la respuesta de la frecuencia de los SSEEs. Existen gran cantidad de algoritmos de control y estrategias para aporte de inercia virtual. Sin embargo, la implementación de dicha solución debe ser estudiada cuidadosamente para cada sistema eléctrico en particular.

Sin considerar sistemas de almacenamiento adicionales, la emulación de inercia a partir de turbinas eólicas provoca una disminución de la velocidad de giro de las turbinas y por consiguiente un déficit de potencia posterior. Por ello, es necesario un control coordinado tal como se indicó anteriormente.

Por su lado, los sistemas fotovoltaicos deben operar con un margen de reserva, lo que implica energía no aprovechada. Por tanto, la cantidad de reserva debe ser cuidadosamente calculada.

Por otro lado, la emulación de inercia a partir de los sistemas HVDC se obtiene de los capacitores del enlace CC por lo que no requiere, necesariamente, de hardware adicional. Sin embargo, su principal y probablemente única desventaja está sujeta a la existencia de un sistema HVDC en el SSEE.

Finalmente, la posibilidad de agregar y/o combinar sistemas de almacenamiento con otros sistemas, la hace una alternativa muy flexible y escalable. Si bien se puede emular inercia a partir de los capacitores del enlace de continua de los convertidores CC/CA, la instalación de sistemas de almacenamiento rápidos aumenta la reserva de potencia instantánea. Como desventaja se puede mencionar los costos asociados a los mismos. Sin embargo, se debe tener en cuenta que no se requieren grandes cantidades de energía, sino de potencia.

2.3 Metodologías de dimensionamiento de reserva de potencia instantánea

Como se explicó anteriormente, contar con una reserva de potencia es esencial para mantener la seguridad de operación del SSEE. Hasta el momento, la reserva de potencia instantánea proveniente de la energía cinética almacenada en las masas rotantes de los generadores y motores conectados es suficiente para proveer la inercia necesaria al SSEE. Sin embargo, producto de la disminución de la constante de inercia, la reserva de potencia instantánea es cada vez menor, empeorando la respuesta inercial de los sistemas eléctricos. Dado que el tiempo de acceso de la reserva de potencia instantánea es de milisegundos, es fundamental que la misma esté siempre disponible en cantidad suficiente al momento de ocurrencia de una perturbación severa.

En este sentido se analizan detalladamente diversos artículos relacionados con el mejoramiento de la respuesta inercial de los sistemas eléctricos y con el dimensionamiento de reserva de potencia. Se pone especial énfasis en el área de aplicación (operación o planificación a largo plazo), tipo de modelo de SSEE utilizado y método de cálculo. A continuación, se resumen los principales artículos científicos estudiados.

En [22] se propone un despacho económico teniendo en cuenta la mínima inercia sincrónica requerida para mantener la seguridad de operación del sistema eléctrico. El SSEE en cuestión posee gran penetración de generación eólica y fotovoltaica, por lo que, cuando el recurso primario de estas tecnologías de generación abunda, los despachos convencionales resultan en una programación de reducida generación sincrónica y por lo tanto de baja inercia. Por ello, en este artículo se agrega un lazo de realimentación en el algoritmo de despacho. Este lazo se encarga de evaluar si el despacho resultante cumple con la mínima inercia requerida. Para evaluar la respuesta transitoria del SSEE para un despacho determinado, se realizan simulaciones dinámicas rápidas de contingencias N-1 de generación. Sin embargo, el resultado de esta metodología limita la penetración de las tecnologías de generación no convencionales.

En [23] se lleva a cabo un despacho económico óptimo en el cual se incluyen restricciones en forma de ecuaciones que representan la respuesta de la frecuencia del sistema eléctrico. Dichas ecuaciones son derivadas de un modelo simplificado del sistema y luego linealizadas para poder ser incluidas en el problema de optimización de programación lineal entera mixta. El despacho se realiza sobre un sistema eléctrico de prueba de 118 barras y se concluye que mediante el método propuesto el SSEE mantiene una constante de inercia segura. Al igual que en [22] no se calcula la reserva de potencia instantánea requerida.

En [72] se dimensiona y se diseña un controlador para súper capacitores con el objetivo de mejorar la estabilidad de frecuencia en pequeños sistemas eléctricos aislados. Con ese fin se usa un modelo simplificado del sistema eléctrico. Los requerimientos de potencia y energía de los súper capacitores dependen de la velocidad de respuesta de los mismos como así también del sistema eléctrico, por lo que para el dimensionamiento se imponen dos condiciones. En primer lugar, el agotamiento de la energía almacenada en los súper capacitores debe ocurrir después de que la frecuencia del sistema eléctrico alcance su mínimo luego de la perturbación. Preferentemente se espera que los súper capacitores se descarguen luego de que la regulación primaria de frecuencia aporte su máxima potencia. En segundo lugar, se impone una frecuencia mínima que no debe ser sobrepasada, por lo que los súper capacitores deben aportar la potencia suficiente para evitar que eso suceda. Teniendo en cuenta lo anterior, el dimensionamiento se lleva a cabo analíticamente. Los valores calculados se validan mediante simulación de un sistema eléctrico pequeño español para todas las combinaciones de despacho posibles con la salida de un generador por vez (175 simulaciones en total). Los resultados obtenidos fueron satisfactorios, la respuesta inercial mejoró considerablemente y se redujo la cantidad de desconexión de carga.

En [73] se plantea el uso de un sistema de almacenamiento de energía híbrido compuesto por baterías y súper capacitores. El control de frecuencia se propone sobre un modelo de sistema eléctrico de dos áreas. El dimensionamiento de los SAEs se lleva a cabo de manera analítica basándose en la ecuación de movimiento y en la ecuación de control droop para mejoramiento de la respuesta inercial y regulación primaria de frecuencia respectivamente. Los requerimientos de la respuesta de la frecuencia se fijan basándose en los estándares de los sistemas eléctricos de potencia. Los resultados se validan mediante simulación, obteniéndose mejoras en la respuesta de la frecuencia que se corresponden con los requerimientos establecidos.

En [74] se propone el dimensionamiento de baterías para mejorar la respuesta transitoria del sistema eléctrico frente a distintos tipos de perturbaciones. Para ello se plantea un enfoque probabilístico. El sistema eléctrico que se utiliza para llevar a cabo las simulaciones cuenta con parques solares y baterías de plomo-ácido. Se desarrollaron modelos dinámicos de cada uno de esos componentes, así como de sus interfaces de conexión. El enfoque consiste en: el desarrollo de modelos probabilísticos para perturbaciones basadas en fallas de componentes del sistema eléctrico y disminuciones repentinas de la generación solar debido a nubosidad transitoria rápida; análisis mediante Monte Carlo para evaluar la respuesta inercial de la red usando ejemplos de perturbaciones probables bajo una

cierta penetración de generación solar; y obtención de la respuesta inercial para diferentes capacidades de baterías hasta que se satisfagan los criterios predefinidos con una probabilidad aceptable de ocurrencia de las perturbaciones. La validación se lleva a cabo mediante simulación de un sistema eléctrico de 68 nodos para 1000 escenarios distintos. El algoritmo consiste en identificar aquellos escenarios donde se viola el límite de frecuencia mínima y luego, para cada uno de ellos, incrementar progresivamente los SAEs hasta cumplir con los requerimientos. Los resultados obtenidos muestran que la probabilidad de satisfacer los requerimientos de respuesta transitoria aumenta de manera proporcional a la capacidad de los SAEs, pero no de manera lineal. Por otro lado, el tiempo que toma procesar todos los escenarios crece de manera prácticamente lineal respecto del número de escenarios. Por lo tanto, la capacidad de generar escenarios (mediante Monte Carlo) y simular gran cantidad de ellos depende de la disponibilidad de centros de cómputo.

En [75] se propone una metodología para dimensionar sistemas de almacenamiento basándose en parámetros del sistema eléctrico: la constante de inercia, la característica potencia/frecuencia y el tamaño del sistema eléctrico en términos de potencia. El algoritmo permite seleccionar la magnitud del desbalance potencia y/o *df/dt*, así como el servicio (aporte de potencia para respuesta inercial y/o para regulación primaria de frecuencia) para los cuales se dimensionarán los SAEs. El proceso de cálculo es iterativo, realizando múltiples simulaciones sobre el peor escenario del sistema eléctrico (salida del mayor generador) hasta obtener la respuesta de frecuencia deseada. La validación de la metodología resultó exitosa para todos los casos, evitando que se violen los límites de *df/dt* y de la frecuencia mínima.

En [76], debido a los estudios realizados sobre el impacto de la creciente incorporación de generación no convencional sobre el sistema eléctrico continental europeo, se propone el uso de SAEs para aportar inercia sintética al sistema eléctrico. La determinación de la constante de inercia virtual H_v se realiza mediante simulaciones sucesivas, aumentando paso a paso H_v hasta encontrar el valor que satisfaga los requerimientos de *df/dt* máxima y de Δf_{max} permitida. Es importante destacar que se evaluaron tres tipos de baterías (litio-ion, plomo-ácido, sodio-sulfuro), flywheel y súper capacitores como alternativas de SAEs; concluyendo mediante un análisis económico que los flywheels son la solución menos costosa para aportar inercia sintética.

La respuesta de la frecuencia de los sistemas eléctricos depende del coeficiente de control droop *R*, de los parámetros de los controladores encargados de la regulación secundaria de frecuencia y de la constante de inercia de la red, entre otros. Teniendo en cuenta esto, en [77] se propone

optimizar los parámetros de los controladores junto con la determinación de la cantidad de inercia virtual que se debe aportar para mejorar la estabilidad de frecuencia. El estudio se enfoca en microrredes aisladas con alta penetración de generación renovable (eólica y solar). Para llevar a cabo la optimización se plantea un problema de optimización multiobjetivo que considera tanto aspectos de estabilidad como económicos. El algoritmo utilizado es un algoritmo evolutivo llamado KnEA (Knee point driven Evolutionary Algorithm). También se propone un método para dimensionar las características de los súper capacitores requeridos para emular la inercia virtual determinada. Para disminuir el esfuerzo computacional de los cálculos se utiliza un modelo simplificado de la microrred. El problema de optimización se resuelve tanto para perturbaciones pequeñas como para severas simultáneamente.

En [78] se propone el dimensionamiento de SAEs utilizados en sistemas fotovoltaicos para contribuir con el aporte de potencia durante los transitorios de la respuesta de la frecuencia de un sistema eléctrico. La tarea se lleva a cabo mediante un algoritmo de optimización cuyo objetivo es minimizar tanto la potencia como la energía requerida de los SAEs. Para ello se simula de manera exhaustiva el sistema eléctrico hasta encontrar los valores de H y R que satisfacen los requerimientos de frecuencia mínima y df/dt.

En [79] la curva de la respuesta real de la frecuencia del sistema eléctrico ante una perturbación se aproxima mediante una ecuación cuadrática. Por otro lado, se propone un modelo simplificado del sistema eléctrico para calcular la respuesta transitoria de la frecuencia. En dicho modelo, los reguladores de velocidad de los generadores se representan mediante ecuaciones de primer orden. Luego, la ecuación cuadrática y las ecuaciones del modelo citado se combinan analíticamente para obtener una expresión matemática que representa la respuesta de la frecuencia del sistema eléctrico para una determinada perturbación. Finalmente, mediante un algoritmo de optimización se dimensionan los sistemas de almacenamiento para aportar inercia virtual al sistema eléctrico y llevar a cabo regulación primaria de frecuencia. El objetivo es minimizar el costo total de los SAEs; para ello la función objetivo contiene una componente que es función de la potencia y otra componente dependiente de la energía. Los resultados simulados muestran que Δf_{max} se mantiene dentro de los límites impuestos; sin embargo, nada se comenta respecto a df/dt.

Teniendo en cuenta los artículos estudiados se puede concluir lo siguiente:

- Respecto del área de aplicación de lo desarrollado en cada artículo, se puede observar que la gran mayoría está orientado a planificación de la expansión. Esto es, dimensionamiento de reserva de potencia con el

objetivo de que estos sistemas sean instalados para aporte de inercia virtual. Sin embargo, no existe diversidad de artículos orientados a la operación del SSEE, particularmente en lo referido al despacho de reserva.

- Respecto de las consideraciones del modelo del sistema eléctrico se puede concluir que aquellas que utilizan un modelo simplificado reducen considerablemente el esfuerzo computacional al llevar a cabo las simulaciones.

  Por otro lado, los modelos detallados requieren de gran capacidad de cálculo computacional, con su respectiva demanda de tiempo.
- Respecto de los métodos de cálculo, se observaron dos metodologías diferentes:
  - Simulaciones exhaustivas: se simula el SSEE de manera iterativa, incrementado paso a paso la constante de inercia o la dimensión del SAE hasta encontrar el valor que asegure una respuesta de la frecuencia que se encuentre dentro de los límites máximos permitidos.
  - Método de cálculo analítico: consiste en la obtención de expresiones matemáticas derivadas de un modelo simplificado para calcular la constante de inercia en función de los límites aceptables de df/dt y de Δf_{max}.

CAPÍTULO 3

PROPUESTA PARA MEJORAMIENTO DE LA RESPUESTA INERCIAL DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Luego de realizar un análisis minucioso de la bibliografía, se llega a la conclusión de que lo referido a reserva de potencia para mejoramiento de la respuesta inercial de los sistemas eléctricos no es un tema ampliamente tratado. Particularmente, en lo que respecta a la operación de los SSEE, la bibliografía al respecto es escasa o nula. Sin embargo, dado el incremento de generación no convencional en los SSEE, es importante que siempre se mantenga un nivel de reserva de potencia adecuado para aporte de inercia, sobre todo en sistemas eléctricos aislados. Al igual que la reserva para RPF, la reserva de potencia instantánea debe estar disponible al momento de ser solicitada. Pero, contar con reserva de potencia disponible en todo momento impacta de manera técnica y económica en el SSEE. Por lo anterior, y dado que el estado de operación de un SSEE es dinámico, es decir, los generadores despachados, la demanda y la constante de inercia varían, es necesario que la estrategia de cálculo propuesta se adapte a dichos cambios y que, además, sea rápida.

La generación de energía del día siguiente se determina a partir de la programación de los generadores, que consiste en establecer cuál es el estado en que se encontrará cada uno de ellos (encendido o no) y el nivel de potencia a generar, durante cada intervalo de tiempo de cálculo *j* (generalmente de una hora) a lo largo del horizonte de programación (generalmente un día) [80]. Una de las técnicas más usadas para definir la programación de las unidades es la programación matemática, que consiste en el uso de modelos matemáticos, particularmente modelos de optimización, que ayudan a la toma de decisiones teniendo en cuenta los recursos disponibles y facilitando también el monitoreo de los procesos. El problema de establecer qué unidades generadoras estarán activas en cada

hora se conoce como Asignación de Unidades (UC por sus siglas en inglés de Unit Commitment) [81].

Teniendo en cuenta lo dicho en los párrafos anteriores, en el presente trabajo se plantea el mejoramiento de la respuesta inercial de sistemas eléctricos con alta penetración de generación no convencional, mediante el aporte de inercia virtual sintetizada a través del control electrónico de reserva de potencia. El mayor inconveniente de calcular una reserva de potencia instantánea para cada intervalo *j* del día siguiente radica en que el estado de operación del sistema eléctrico varía en función del UC. La conformación manual de *j* escenarios, sus respectivas simulaciones, cálculos y obtención de resultados, no es una solución práctica. Para resolver este problema, en este trabajo se desarrolla un procedimiento matemático, fácilmente programable que permite conformar el modelo del SSEE en función del UC y estimar la respuesta de la frecuencia del SSEE para cada intervalo *j*. Luego, a partir de esto último, un algoritmo determina la cantidad de reserva de potencia instantánea adicional que es necesario despachar. De este modo, sirve como herramienta de toma de decisiones a la hora de planificar el despacho de reserva de potencia instantánea del SSEE y durante su operación.

En este punto es importante aclarar que, en este trabajo, se utiliza el término calcular/determinar en vez de dimensionar la reserva de potencia instantánea ya que este último tiene una connotación de planificación de la expansión del SSEE. Por el contrario, en este trabajo se considera que la reserva de potencia instantánea se encuentra potencialmente disponible y se determina la cantidad de potencia adicional requerida a despachar en función del UC. Por otro lado, el UC es un dato de entrada, y su programación excede los alcances de este trabajo.

El procedimiento desarrollado utiliza modelos lineales de generadores basados en funciones de transferencia. Los modelos lineales se obtienen a partir de modelos completos/detallados de generadores (no lineales), los cuales se describen en la sección de Anexos A.1. Cada función de transferencia se calcula mediante un método de optimización de mínimos cuadrados que permite aproximar el modelo no lineal a través de un modelo lineal. Esto último se detalla en la sección 3.1. Cada modelo lineal permite estimar la respuesta de la frecuencia del generador de manera individual.

Las funciones de transferencia permiten operarlas matemáticamente y aplicar el principio de superposición. El principio de superposición es una herramienta matemática que permite descomponer un problema lineal en dos o más subproblemas más sencillos, de tal manera que el problema original se obtiene como "superposición" o "suma" de estos subproblemas más sencillos, o viceversa [82].

Teniendo en cuenta esto último es posible, para cada intervalo de tiempo de cálculo *j*, conformar el modelo lineal del SSEE. Esto se lleva a cabo sumando las funciones de transferencia de los generadores que estarán activos según el UC_j. El resultado es una única función de transferencia que permite estimar la respuesta de la frecuencia del sistema eléctrico para el intervalo *j* definido por el UC. Es decir, si la programación del día siguiente se realiza para intervalos de una hora, se tendrán 24 funciones de transferencia del SSEE. Este proceso matemático se explica en la sección 3.2.

Finalmente, para cada modelo lineal del SSEE, correspondiente a cada intervalo de cálculo *j*, se calcula la reserva de potencia instantánea adicional requerida P_{ir}. El cálculo de la reserva de potencia se realiza mediante un algoritmo de búsqueda iterativo por pasos decrecientes que se describe en la sección 3.3.

En el diagrama de bloques de la Figura 3.1 se grafica de manera simplificada lo descripto arriba.

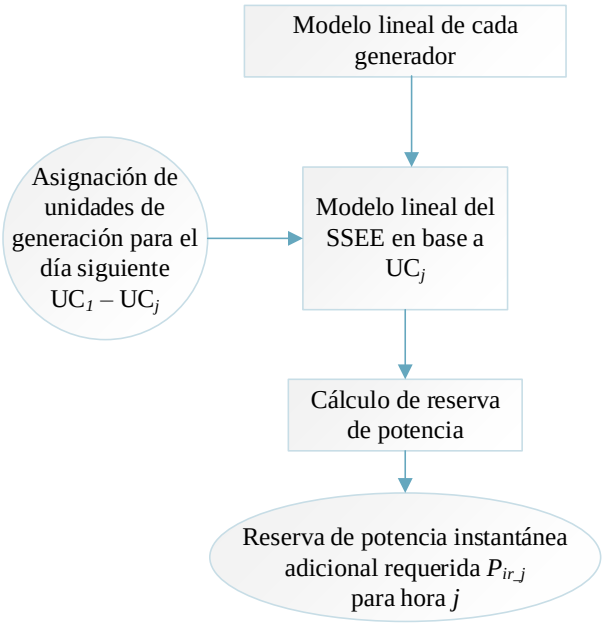


Figura 3.1. Diagrama de bloques de la metodología desarrollada

3.1 Obtención del modelo lineal de cada generador

3.1.1 Descripción del modelo lineal convencional

Los estudios y simulaciones dinámicas de los sistemas eléctricos pueden ser muy complejos, trabajosos y consumir gran cantidad de recursos computacionales. Dada la necesidad de contar con una estimación rápida de la respuesta de la frecuencia del SSEE y que se adapte al UC del SSEE, es que se plantea el uso de un modelo lineal del sistema eléctrico [83]. Este

tipo de modelo se lo conoce como modelo SFR (System Frequency Response) y considera las principales características de las unidades de generación y la demanda: respuesta inercial de los generadores, respuesta a la frecuencia de la demanda agregada, respuesta del conjunto regulador de velocidad-turbina y generador, y desbalance de generación-carga [84]. Además, dado que la frecuencia de un sistema eléctrico está determinada por la velocidad de giro de los generadores sincrónicos que están conectados, en los modelos SFR no se tiene en cuenta la red.

Por otro lado, la constante de inercia y la constante de amortiguamiento de la demanda, así como los reguladores de velocidad y las turbinas de los generadores, se representan mediante ecuaciones de transferencia. Por su lado, la regulación secundaria de frecuencia no se considera.

Es importante destacar que los modelos SFR estiman la variación de la frecuencia de centro de inercia del sistema Δf_{COI}, por lo que la frecuencia individual de cada generador no se calcula. La frecuencia de centro de inercia se define como:

$$f_{COI} = \frac{\sum_{i=1}^{i=d} f_i . H_i . k_i}{H_{sis}} \tag{8}$$

donde f_i [Hz] es la frecuencia del generador i; H_i [s] su constante de inercia; k_i, definida en (3), representa la porción de potencia nominal del generador i respecto del resto de generadores conectados, d es el número de generadores conectados/despachados; y H_{sis} [s] es la constante de inercia equivalente del sistema eléctrico, definida en (2).

Reordenando la Figura 2.6 y considerando como entrada ΔP_e se obtiene el modelo SFR convencional de la turbina de vapor, tal cual se muestra en la Figura 3.2. En este caso, aislada del SSEE por lo que $k_i = 1$.

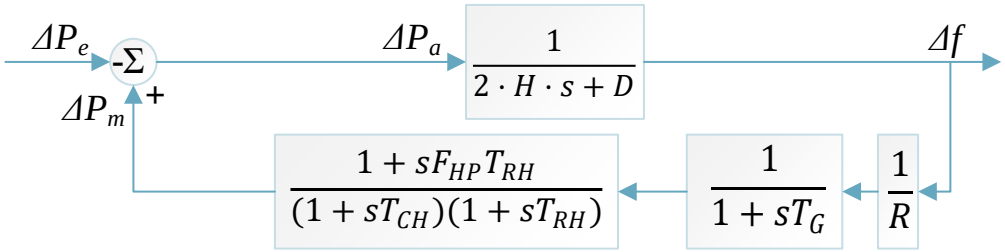


Figura 3.2. Modelo SFR convencional de turbina de vapor aislada

En la Figura 3.2, F_{HP} es la fracción de potencia generada por la turbina de alta presión, T_{RH} [s] la constante de tiempo del recalentador, T_{CH} [s] la constante de tiempo del depósito de vapor y T_G [s] la constante de tiempo del regulador de velocidad. Como la potencia mecánica de referencia se

considera constante durante el estudio de perturbaciones externas, su variación ΔP_{m_ref} es nula y no se tiene en cuenta en el modelo SFR.

Observando las constantes de tiempo del modelo SFR convencional es evidente que sólo se considera el comportamiento mecánico de los generadores. Esto tiene sentido ya que la frecuencia se encuentra estrechamente relacionada con la potencia activa. Sin embargo, el par potencia activa – frecuencia y el par potencia reactiva – tensión no son totalmente independientes entre sí. Por lo que despreciar los componentes eléctricos de los generadores puede conducir a errores inaceptables en la estimación de la respuesta de la frecuencia, especialmente cuando los generadores poseen estabilizadores del sistema de potencia PSS [85-88].

Si bien en este trabajo no se considera la presencia de PSSs en el sistema eléctrico, el modelo SFR extendido SFR-E desarrollado a continuación permite mejorar la exactitud en la estimación de la frecuencia del SSEE.

3.1.2 Modelo lineal extendido

Comúnmente, para estudios de estabilidad de frecuencia se simulan perturbaciones de salida de generación y/o aumento o disminución intempestiva de demanda. En el modelo SFR convencional, esta perturbación se la representa de manera simplificada como una entrada escalón $\mu_{(t)}$ de amplitud P_d [p.u], es decir $\Delta P_{e(t)}=P_d.\mu_{(t)}$. Sin embargo, la variación de la potencia eléctrica en un generador sincrónico no siempre tiene la forma de un escalón, ya que depende del control del sistema de excitación. Esto se puede observar en el ejemplo de la Figura 3.3, donde se grafica la evolución de la potencia eléctrica de un generador sincrónico aislado ante un aumento de carga del 5% respecto de su potencia nominal. En rojo se muestra la potencia eléctrica medida en el modelo detallado del generador y en línea de trazos azul la potencia eléctrica representada como un escalón. Se observa que la simplificación anterior no es válida ya que la potencia eléctrica difiere notablemente de un escalón, principalmente en los primeros 12 segundos del transitorio.

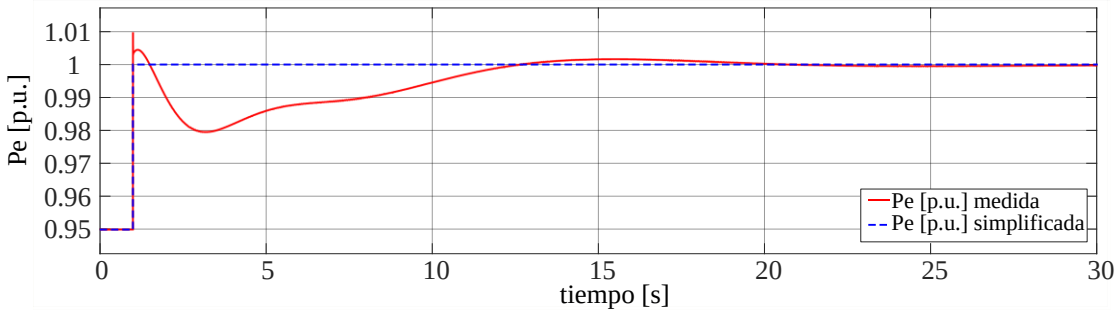


Figura 3.3. Potencia eléctrica de un generador aislado

Por ello, en este trabajo se desarrolla el modelo SFR-E en que ΔP_e es estimada por una función de transferencia agregada a su entrada. En la Figura 3.4 se muestra el modelo desarrollado con la nueva función de transferencia resaltada en rojo; donde ahora ΔP_d [p.u.] representa la perturbación o desbalance de entrada y ΔP_e es estimada por la función de transferencia del sistema de excitación. La potencia de perturbación en p.u. se define como $\Delta P_{d(t)} = P_d.\mu_{(t)}$.

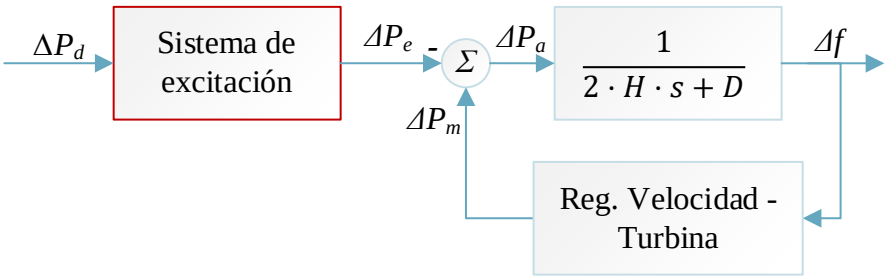


Figura 3.4. Modelo SFR-E de un generador sincrónico aislado

Obtención de las funciones de transferencia del modelo SFR-E

Partiendo del modelo detallado del sistema eléctrico bajo estudio, cada generador se aísla y se somete a un desbalance de potencia ΔP_{des} [W] de tipo escalón de carga tal como se muestra en la Figura 3.5.

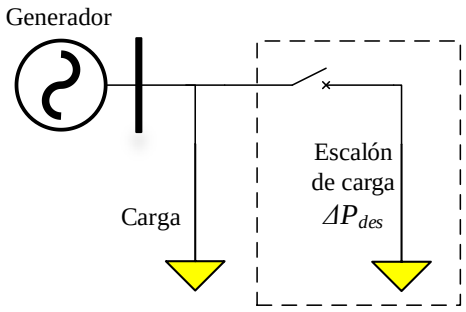


Figura 3.5. Esquema de conexión para modelar el generador

Se entiende por modelo detallado del sistema eléctrico, a aquel donde se consideran los generadores con sus turbinas, reguladores de velocidad y sistemas de excitación, máquinas eléctricas sincrónicas y asincrónicas, líneas, transformadores, cargas, etc. Estos modelos se describen en el Anexo A.1.

Para las simulaciones se considera una perturbación que puede ir del 3% al 5% de la potencia nominal del generador. El desbalance de potencia ΔP_{des} [W] se define como:

$$\Delta P_{des} = B.S_i.\mu_{(t)} \quad (9)$$

donde S_i [W] es la potencia nominal del generador y B = 0.03 a 0.05, de modo que la carga que se conecta consume una potencia de $P_{des} = B.S_i$.

La respuesta del generador al escalón de carga se simula hasta que la frecuencia alcanza un valor de estado estacionario. De la simulación se miden y almacenan dos pares de señales. Por un lado, Δf (entrada) y ΔP_m (salida) para identificar la función de transferencia del regulador de velocidad y turbina del generador. Por otro, lado ΔP_{des} (entrada) y ΔP_e (salida) para identificar el bloque del sistema de excitación.

Luego, cada par de señales es procesado individualmente utilizando el método de mínimos cuadrados no lineales. Este método permite aproximar modelos no lineales a través de modelos lineales, refinando los parámetros de este último por iteraciones sucesivas [89].

Sean (x_1,y_1), (x_2,y_2),…,(x_m,y_m), un conjunto de m observaciones, y $f(x,\beta)$ una curva (función modelo) que depende de x y β, siendo $\beta=(\beta_1, \beta_2,\ldots, \beta_n)$ un vector de n coeficientes, con m≥n; se desea encontrar los coeficientes del vector β tales que la curva se ajuste mejor a las observaciones, minimizando la suma de cuadrados del error. Es decir,

$$\min S = \sum_{i=1}^{i=m} r_i^2 \tag{10}$$

$$r_i = y_i - f(x_i, \beta) \tag{11}$$

donde r_i es el error e $i=1,2,\ldots,m$.

Para lograr una exactitud aceptable en la estimación de la frecuencia, el orden de las funciones de transferencias modelo tanto del sistema de excitación como del conjunto regulador de velocidad – turbina se fija en cuatro, es decir:

$$FT(s) = \frac{b_4 s^4 + b_3 s^3 + b_2 s^2 + b_1 s + b_0}{a_4 s^4 + a_3 s^3 + a_2 s^2 + a_1 s + a_0} \tag{12}$$

donde b_i y a_i son los coeficientes cuyo valor es calculado.

3.2 Modelo lineal extendido del sistema eléctrico en función de las unidades de generación asignadas

El modelo SFR-E del sistema eléctrico se muestra en la Figura 3.6, donde los coeficientes k_i que ponderan las funciones de transferencia de los sistemas de excitación son los mismos que los correspondientes a los reguladores de velocidad/sistemas de RPF, ya que corresponden al mismo generador. También, se muestra en el modelo el bloque de control de RPF de los generadores no convencionales. Por otro lado, es importante destacar que los generadores no convencionales carecen de sistema de excitación, por lo que dicha función de transferencia es igual a 1.

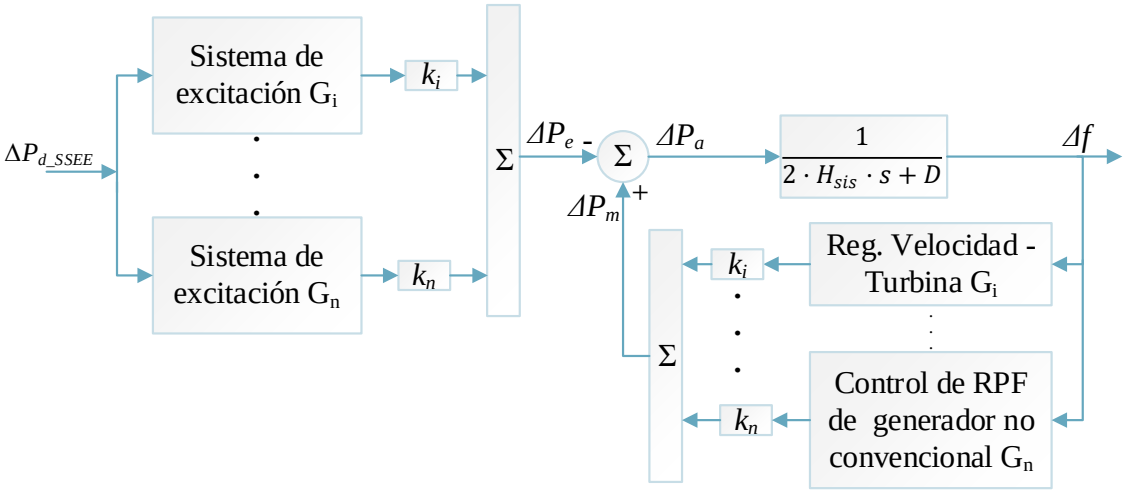


Figura 3.6. Modelo SFR-E de un sistema eléctrico

En la Figura 3.6, ΔP_{d_SSEE} es el desbalance de potencia de entrada en el modelo lineal cuando se considera el sistema eléctrico, y se expresa como

$$\Delta P_{d_SSEE} = P_{d_SSEE} \cdot \mu_{(t)} \qquad (13)$$

La potencia de desbalance P_{d_SSEE} está referida a los generadores que conforman el modelo lineal y se obtiene tal como se indica más adelante en la ecuación (18).

La reserva de potencia instantánea requerida para un momento dado depende del estado de operación del sistema eléctrico. Por ello, teniendo todos los modelos lineales de los generadores del SSEE, el modelo SFR utilizado para los cálculos se conforma según el UC. En la Figura 3.7 se muestra de manera simplificada este concepto. Por ejemplo, el modelo SFR 1 contiene las funciones de transferencia del generador G_1, G_2 y G_5, según el UC_1, donde j= 1, 2, …, 24 representa la hora del día.

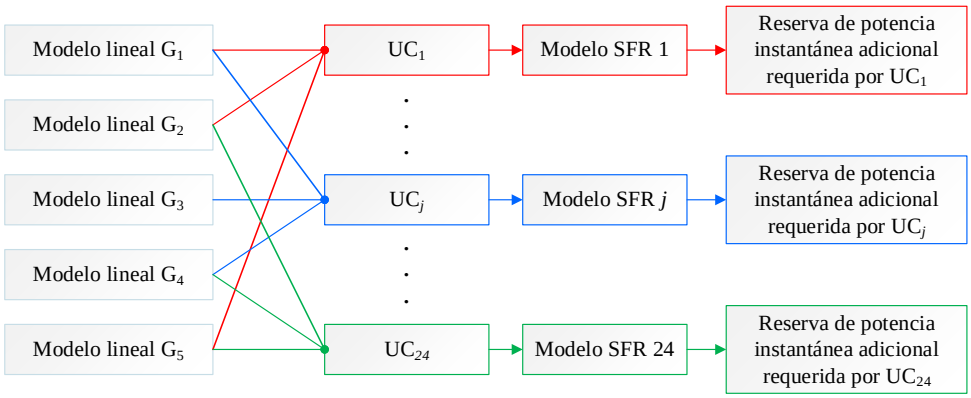


Figura 3.7. Conformación de modelos SFRs según UC

Para conformar el modelo SFR se deben distinguir dos grupos de generadores: por un lado, aquellos que realizan RPF y por otro aquellos que aportan inercia. Por ejemplo, un generador sincrónico con regulador de velocidad, realiza RPF y aporta inercia, por lo que pertenece a ambos grupos; un generador eólico de inducción, no realiza RPF pero sí aporta inercia; un sistema fotovoltaico puede realizar RPF y/o aportar inercia según su control. Esto permite considerar en el modelo SFR, las FTs de los reguladores de velocidad por un lado, y calcular la constante de inercia equivalente por otro.

Lo anterior se puede expresar matemáticamente de la siguiente manera: sea P_g [W] el vector que contiene la información de la potencia nominal de cada generador i del SSEE, donde i= 1, 2, …, n y n es el total de generadores instalados en el SSEE; V_d un vector binario de despacho donde un "1" significa que dicho generador está/será despachado y un "0" en caso contrario; y V_{RPF} un vector binario que indica si dicho generador realiza RPF o no; el vector de potencias nominales de generadores despachados que realizan RPF P_{g_RPF} [W] se calcula como:

$$[P_{g_RPF}]_{(nx1)} = [P_g]_{(nx1)} . [V_{RPF}]_{(nx1)} . [V_d]_{(nx1)} \quad \text{m.a.m} \qquad (14)$$

donde m.a.m indica que es un producto miembro a miembro. Esta operación se denomina enmascaramiento.

Luego, el vector K que contiene los coeficientes k_i se calcula como:

$$[K]_{(nx1)} = \frac{[P_{g_RPF}]_{(nx1)}}{\sum_{i=1}^{i=n} P_{g_RPF_i}} \qquad (15)$$

donde la sumatoria en el denominador implica la suma de todos los elementos ($P_{g_RPF_i}$) del vector P_{g_RPF} entre sí, tal que el denominador es un

número real. El coeficiente k_i es un coeficiente de peso que permite ponderar la potencia activa de cada generador conectado respecto del total de generadores conectados. Mientras mayor sea la potencia nominal de un generador respecto del resto, mayor será su k_i y, por tanto, mayor será su influencia sobre la respuesta de la frecuencia del SSEE.

De esta manera, los coeficientes k_i cuyos generadores no estén despachados ni regulen frecuencia serán nulos, inhabilitando sus FTs en el modelo SFR para el UC dado.

Por otro lado, sea V_H un vector binario que indica si el generador *i* aporta inercia o no, se calcula el vector de potencias nominales de generadores despachados que aportan inercia P_{g_H} [W]:

$$[P_{g_H}]_{(nx1)} = [P_g]_{(nx1)} \cdot [V_H]_{(nx1)} \cdot [V_d]_{(nx1)} \qquad \text{m.a.m} \qquad (16)$$

Luego, la constante de inercia equivalente del SSEE H_{sis} [s] se calcula como:

$$H_{sis} = [H_g]_{(1xn)} \cdot \frac{[P_{g_H}]_{(nx1)}}{\sum_{i=1}^{i=n} P_{g_H_i}} \qquad (17)$$

donde H_g [s] es el vector que contiene las constantes de inercia de cada generador y la sumatoria del denominador implica la suma de los elementos ($P_{g_H_i}$) del vector P_{g_H}; de modo que H_{sis} es un número real.

Por último, el desbalance de potencia ΔP_{d_SSEE}, que representa la perturbación de entrada del modelo SFR-E del SSEE, debe calcularse en función de la potencia de los generadores que intervienen en la RPF y que están despachados. La potencia de desbalance P_{d_SSEE} es adimensional y no se mide en p.u, sino que representa un porcentaje. Por ejemplo, en un sistema eléctrico con dos generadores conectados idénticos, en el cual sólo uno realiza RPF, un desbalance de potencia del 2% respecto a la potencia total del SSEE (suma de potencias nominales de los generadores conectados), representará una perturbación del 4% para el generador que realiza RPF. Por lo tanto, en el modelo SFR-E de ese SSEE la magnitud de ΔP_{d_SSEE} será de = 0.04. Luego, P_{d_SSEE} se calcula como:

$$P_{d_SSEE} = \frac{P_{des_SSEE}}{\sum_{i=1}^{i=n} P_{g_RPF_i}} \qquad (18)$$

donde P_{des_SSEE} [W] es la magnitud del desbalance de potencia activa que se produce en el SSEE. En la Figura 3.8 se resume cómo se estima la variación de la frecuencia Δf a partir del desbalance de potencia ΔP_{des_SSEE}.



Figura 3.8. Obtención de Δf a partir de ΔP_{des_SSEE}

Para ayudar a comprender mejor el desarrollo anterior, en el Anexo A.2 se presenta un ejemplo.

Reducción a función de transferencia equivalente única

Una vez obtenidos los coeficientes k_i y H_{sis} se puede conformar el modelo de la Figura 3.6. Luego, agrupando los bloques de reguladores de velocidad/turbina por un lado y los correspondientes al sistema de excitación por otro, se obtiene el modelo equivalente de la Figura 3.9.

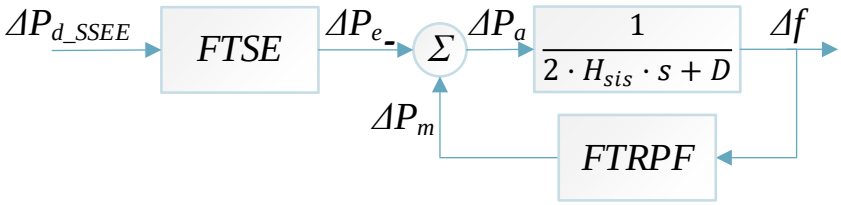


Figura 3.9. Modelo SFR-E reducido

En la Figura 3.9, *FTSE* es la función de transferencia equivalente de los sistemas de excitación y *FTRPF* de los sistemas de control primario de frecuencia; y se calculan como:

$$FTSE = \sum_{i=1}^{i=n} k_i \,.SE_i \tag{19}$$

$$FTRPF = \sum_{i=1}^{i=n} k_i \,.SRPF_i \tag{20}$$

donde SE_i es la función de transferencia del sistema de excitación y $SRPF_i$ la función de transferencia del sistema de regulación primaria de frecuencia (regulador de velocidad/turbina y/o sistema de control de frecuencia electrónico), del generador *i* según corresponda. Es importante resaltar que en los casos en que el generador carece de sistema de excitación, por ejemplo un generador fotovoltaico, dicha función de transferencia será

igual a 1; resultando $\Delta P_d = \Delta P_e$ como en el modelo SFR convencional. Por otro lado, el efecto del sistema de excitación de los generadores sincrónicos que no realizan RPF sobre la respuesta de la frecuencia del SSEE, se desprecia; considerando únicamente el efecto de su inercia.

Finalmente, el modelo SFR-E se puede reducir a una única FT equivalente que representa al SSEE. Siguiendo el modelo de la Figura 3.9 y definiendo:

$$G = \frac{1}{2 \cdot H_{sis} \cdot s + D} \tag{21}$$

la función de transferencia del sistema FT_{sis} se obtiene como:

$$FT_{sis} = -\frac{FTSE \cdot G}{1 - G \cdot FTRPF} \tag{22}$$

El resultado se muestra en la Figura 3.10, donde el sistema eléctrico se encuentra representado por una única función de transferencia que tiene en cuenta el UC y que permite estimar la variación de frecuencia (salida) en función del desbalance de potencia (entrada).



Figura 3.10. Modelo SFR-E de FT única

3.3 Algoritmo de cálculo de la reserva de potencia instantánea

Una vez obtenido el modelo SFR-E según el escenario del SSEE, el proceso de determinación de la reserva de potencia requerida se lleva a cabo mediante búsqueda iterativa hasta que la respuesta de la frecuencia se mantenga dentro de los límites de operación seguros. Es decir, se especifican la máxima tasa de variación de la frecuencia $|df/dt_{max}|$ y $|\Delta f_{max}|$ admisibles, los cuales son parámetros de entrada del algoritmo.

A diferencia de las metodologías implementadas en la literatura, en este trabajo se aprovecha la ventaja de utilizar el modelo lineal del SSEE basado en funciones de transferencia. Luego, la salida es proporcional a la entrada. Por tanto:

$$FT_{sis} = \frac{\Delta f}{\Delta P_{d_SSEE}} \tag{23}$$

Por otra parte, tal como se analizó en el apartado 2.2, la emulación de inercia requiere de una reserva de potencia cuyo tiempo de respuesta sea del orden de los milisegundos; y dado que la emulación de inercia se basa en un controlador derivativo (es proporcional a *df/dt*), la respuesta del controlador se asemeja a un escalón para una perturbación tipo escalón. Por lo tanto, el aporte de potencia se puede considerar como una reducción equivalente de la magnitud de la perturbación. En los modelos SFR la entrada/perturbación es ΔP_e (ΔP_{d_SSEE} en el modelo SFR-E). Luego, teniendo en cuenta la ecuación de movimiento de los generadores y la consideración anterior podemos escribir:

$$\frac{2H_{sis}}{f_n}\frac{df}{dt} = \Delta P_a = \Delta P_m - (\Delta P_{d_SSEE} - \Delta P_{iv}) \tag{24}$$

donde ΔP_{iv} es el aporte de potencia activa en forma de inercia virtual proveniente de la reserva de potencia instantánea P_{ir}. Por su lado, el aporte de potencia activa en forma de inercia virtual se puede expresar como:

$$\Delta P_{iv} = P_{ir}.rect_{(t)} \tag{25}$$

donde $rect_{(t)}$ es un pulso unitario o función rectangular cuya duración depende de los filtros y del sistema de control de emulación de inercia propiamente dicho, descriptos en los Anexos A.1 y A.3.

Luego, despejando Δf de (23) y teniendo en cuenta el aporte de ΔP_{iv}:

$$\Delta f = FT_{sis}.(\Delta P_{d_SSEE} - \Delta P_{iv}) \tag{26}$$

De este modo, el algoritmo desarrollado encuentra la reserva de potencia instantánea adicional P_{ir} de modo que $|df/dt_{\max}|$ y $|\Delta f_{max}|$ no superen los límites seguros de operación.

Los datos de entrada al algoritmo son: FT_{sis}, P_{d_SSEE}, $|df/dt_{\max}|$ [Hz/s] y Δf_{max} [Hz]; el dato de salida es P_{ir}.

Al igual que P_{d_SSEE}, P_{ir} no se expresa en p.u. sino que es un porcentaje. Para obtener P_{ir} [W] se debe multiplicar por la suma de las potencias nominales de los generadores despachados que intervienen en la RPF.

El funcionamiento del algoritmo se representa en el diagrama de flujo de la Figura 3.11.

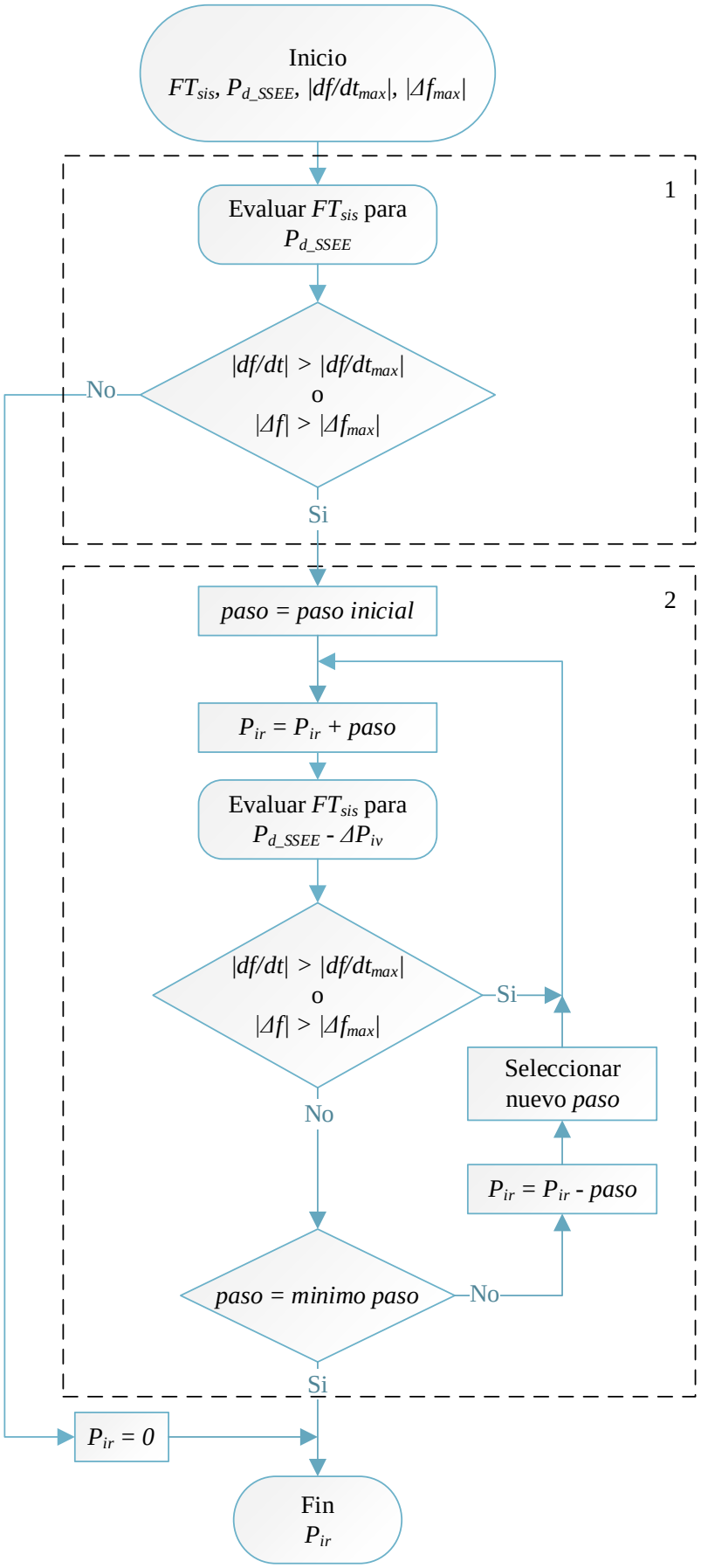


Figura 3.11. Algoritmo de cálculo de reserva de potencia instantánea adicional

El algoritmo de la Figura 3.11 es una búsqueda iterativa en que P_{ir} se incrementa por pasos hasta lograr que la respuesta de la frecuencia sea segura. En un principio comienza con pasos amplios de 1%, para luego reducirlos progresivamente hasta 0.01%. En este trabajo se utilizan 4 pasos: 1%, 0.25%, 0.05% y 0.01%.

Para entender mejor su funcionamiento, se indican 2 bloques con líneas de trazos. En el primer bloque, el modelo SFR-E (representado por FT_{sis}) se somete a una perturbación tipo escalón de magnitud P_{d_SSEE} y se evalúa si $|df/dt|$ *y* $|\Delta f|$ superan los límites permitidos. En caso negativo, el algoritmo finaliza y el resultado arroja una reserva de potencia instantánea adicional requerida nula, $P_{ir} = 0$.

En caso de que $|df/dt|$ y/o $|\Delta f|$ superen los límites, el algoritmo sigue camino al bloque 2. El paso inicial se fija en 1% y P_{ir} se incrementa en esa cantidad. A continuación, el modelo SFR-E se somete a una perturbación tipo escalón de magnitud P_{d_SSEE} - P_{ir} siguiendo el razonamiento de la ecuación (26). Es decir, una perturbación equivalente menor, ya que se considera el aporte de potencia por parte de P_{ir}. P_{ir} se incrementa hasta que los límites dejan de violarse. Luego, P_{ir} se decrementa 1% para dar lugar a una búsqueda más precisa con pasos menores. El algoritmo finaliza cuando los límites no se violan luego del ajuste de P_{ir} con pasos de 0.01%.

Es importante destacar que el objetivo de realizar la búsqueda secuencialmente con diferentes pasos de incremento, es aumentar la velocidad con que se encuentra la solución. De lo contrario, si el algoritmo sólo realizará la búsqueda mediante incrementos de 0.01%, el tiempo de cálculo se incrementaría notablemente. Por otro lado, se debe tener en cuenta que, si bien ±0.01% de reserva de potencia puede parecer ínfimo, en un sistema eléctrico de gran tamaño puede representar cientos de MW de diferencia, con su respectivo impacto económico.

CAPÍTULO 4

MEJORAMIENTO DE LA RESPUESTA INERCIAL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos utilizando los modelos, y metodologías desarrolladas en este trabajo. Las simulaciones se llevan a cabo sobre un sistema eléctrico de prueba modelado en Simulink de MATLAB R2016a [90].

4.1 Sistema eléctrico de prueba y descripción de escenarios

4.1.1 Escenario base

El sistema eléctrico de prueba se basa en el SSEE del oeste de los Estados Unidos, específicamente conocido como Western North American Power System (WNAPS) [91]. El diagrama unifilar de WNAPS se muestra en la Figura 4.1, mientras que en la Tabla 4.1 y la Tabla 4.2 se resumen los datos de las cargas/centros de demanda y de las potencias nominales de los generadores S_i respectivamente. El modelo consta de 41 barras, 11 centros de demanda eléctrica (amarillas) y 16 grupos de generadores sincrónicos, donde cada grupo es modelado por un generador equivalente. Todos los generadores están equipados con reguladores automáticos de tensión y velocidad. Los grupos generadores 1, 9, 10, 14 y 16 (azules) representan centrales hidroeléctricas, mientras que los grupos generadores 2-8, 11-13 y 15 (rojos) representan centrales de vapor. La potencia instalada total es de 88.2 GVA y la frecuencia nominal es 60 Hz. Mayores detalles del modelo y sus parámetros se pueden encontrar en los Anexos A.1 y A.3.

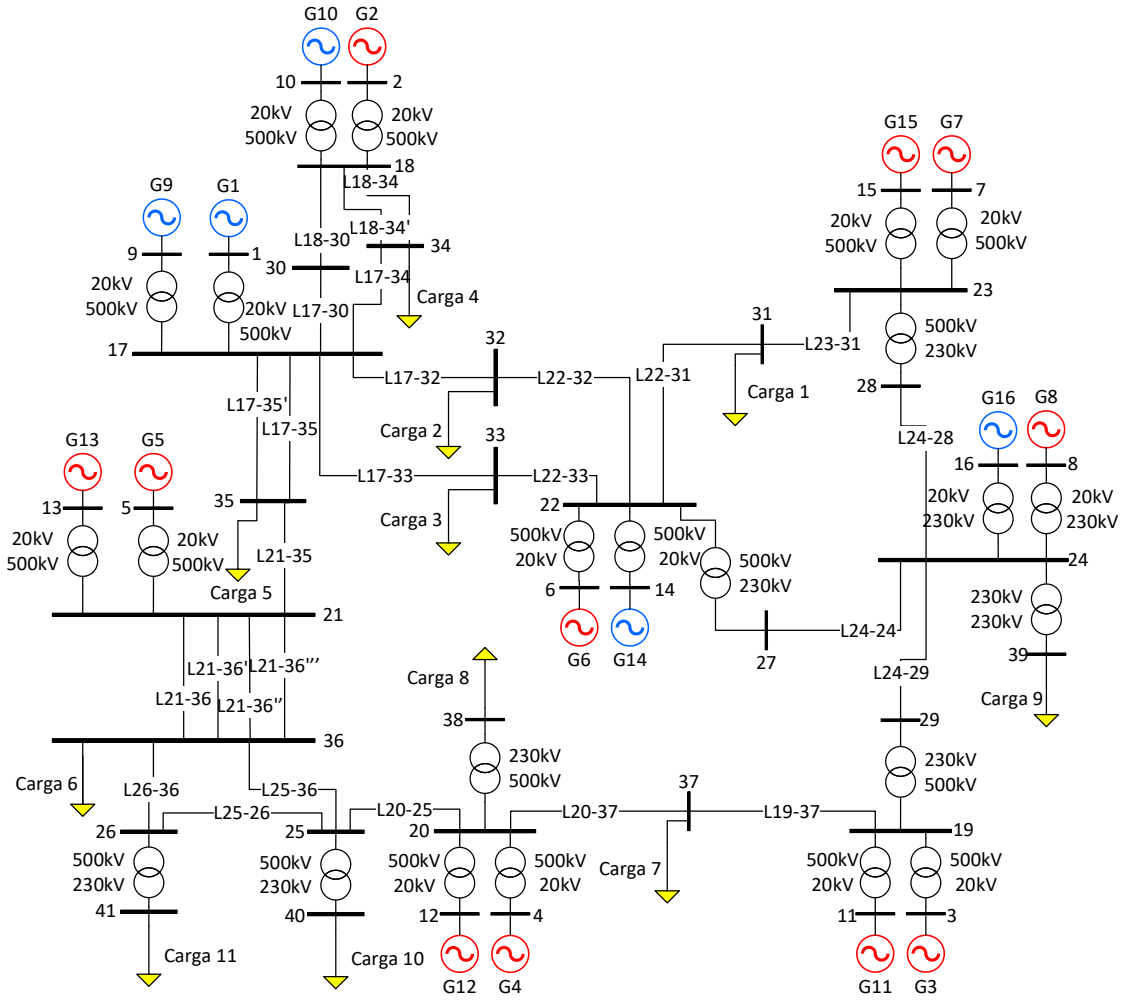


Figura 4.1. Western North American Power System

Tabla 4.1. Datos de potencias de los centros de demanda

Carga	**P [GW]**	**Q [Mvar]**
Carga 1	3.81	800.00
Carga 2	4.35	2400.00
Carga 3	5.94	2400.00
Carga 4	15.94	788.83
Carga 5	4.70	705.6
Carga 6	6.49	1009.60
Carga 7	16.57	3782.80
Carga 8	3.54	1250.00
Carga 9	7.70	1229.70
Carga 10	2.61	1300.00
Carga 11	4.28	1300.00
Demanda total	**75.93**	**16331.49**

Tabla 4.2. Datos de potencia de los grupos generadores

Gen.	***Si* [GVA]**
G1	3.3
G2	8.4
G3	9.6
G4	8.4
G5	5.7
G6	9.6
G7	3.12
G8	4.8
G9	2.2
G10	5.6
G11	6.4
G12	5.6
G13	3.8
G14	6.4
G15	2.08
G16	3.2
Σ *Sn*	**88.20**

El sistema eléctrico tal como está descripto se considera como el escenario base, donde la generación hidráulica corresponde a un 23.5%, la térmica 76.5% y la no convencional es nula. La constante de inercia equivalente del escenario base es H_{sis} = 4.42 s.

Teniendo en cuenta el mapa de recursos naturales del oeste de Estados Unidos, Figura 4.2, se consideran los siguientes escenarios de penetración de generación no convencional [92]. El sistema eléctrico en cuestión abarca toda la zona en color.

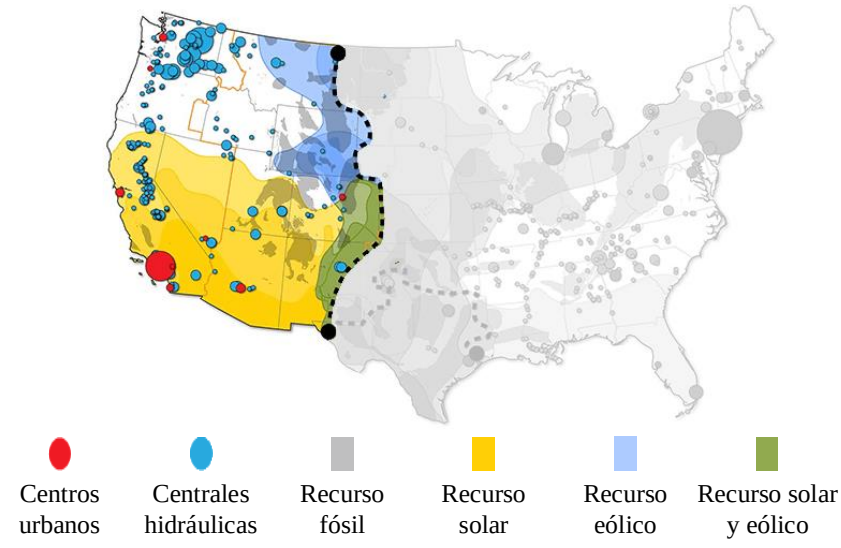


Figura 4.2. Mapa de recursos naturales del oeste de EEUU [92]

4.1.2 Escenario 2

En el escenario 2, se considera la conexión de un parque fotovoltaico de 5.5 GW en el nodo 36, un parque eólico de inducción de 4.5 GVA en el nodo 24 y un parque eólico DFIG de 3.62 GW en el nodo 23, Figura 4.3.

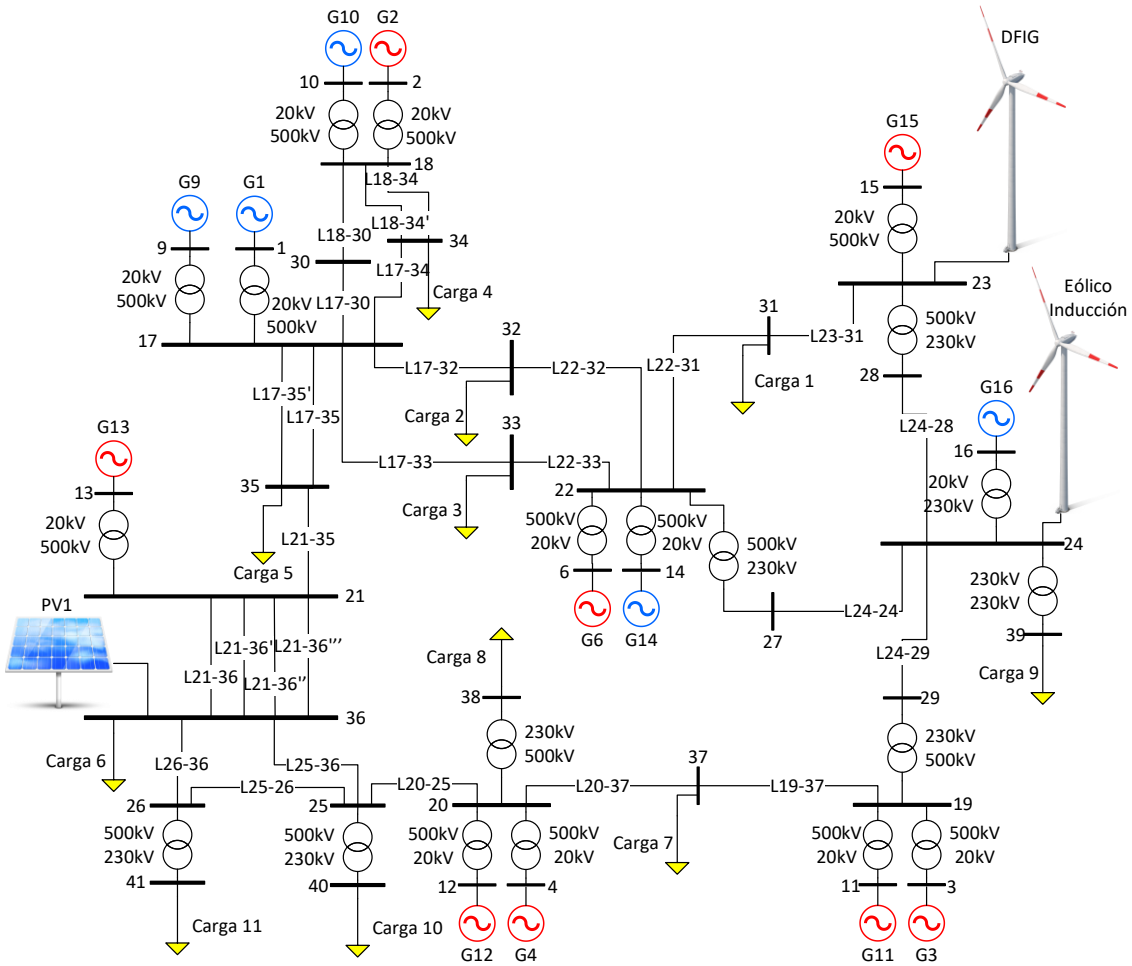


Figura 4.3. WNAPS, escenario 2

En este escenario, la conexión de generación renovable no convencional desplaza a la generación térmica; por lo que los grupos de generadores G5, G7 y G8 no se encuentran despachados. El parque eólico de inducción aporta inercia (H=5.04 s) ya que se encuentra conectado directamente a la red. Sin embargo, el parque solar PV1 y eólico DFIG se conectan mediante electrónica de potencia, provocando una disminución de la constante de inercia equivalente; siendo para el escenario 2 H_{sis} = 4.09 s. La penetración de generación en este caso es: hidráulica 23.47%, térmica 61.09% y no convencional 15.44%.

4.1.3 Escenario 3

En el escenario 3 la penetración de generación no convencional aumenta aún más, con la conexión de un nuevo parque fotovoltaico de 6 GW en la barra 19 y otro de 3.6 GW en la barra 26. Esto se muestra en la Figura 4.4.

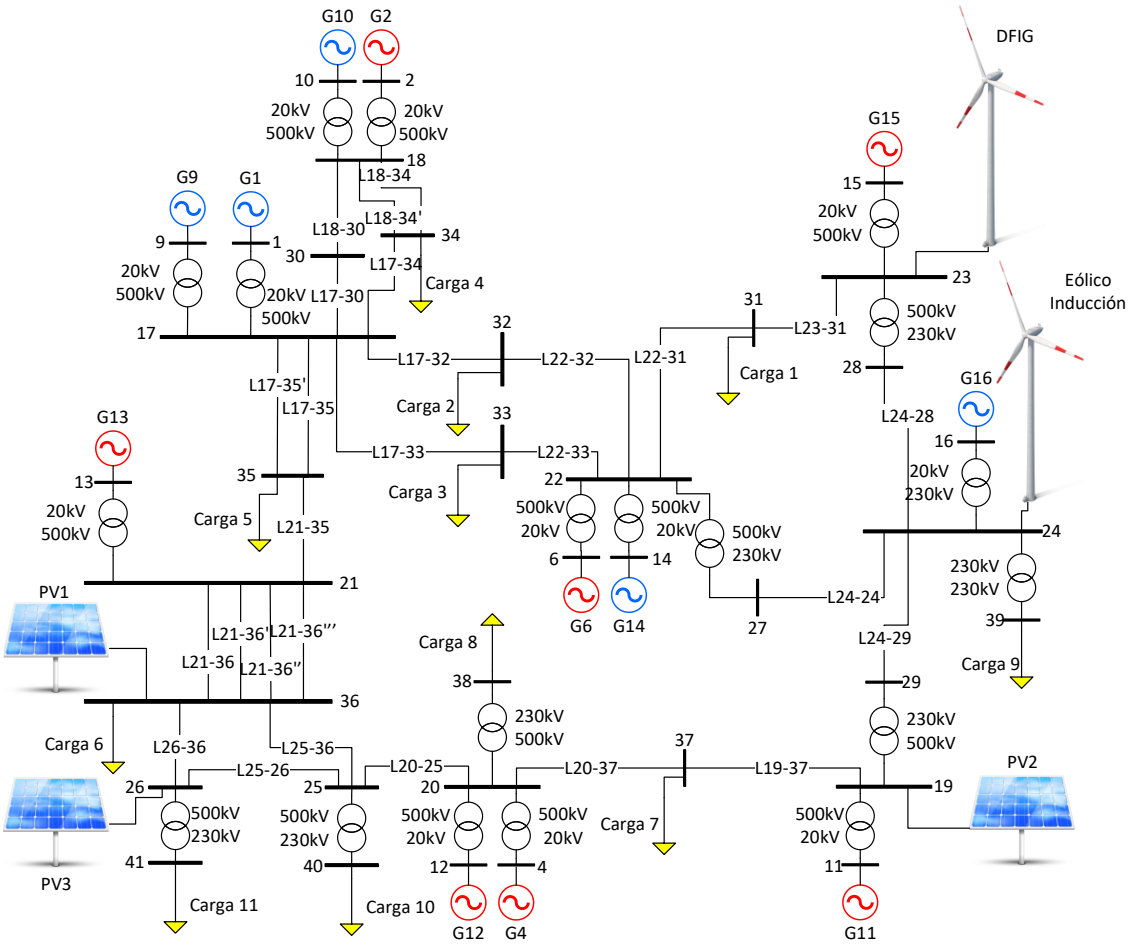


Figura 4.4. WNAPS, escenario 3

Como consecuencia de mayor incorporación de energías no convencionales, los grupos de generadores térmicos G3, G5, G7 y G8 no se despachan, por lo que la constante de inercia para este escenario es H_{sis} = 3.65 s.

En este escenario las participaciones de los generadores son: centrales hidráulicas 23.47%, centrales térmicas 50.2% y no convencionales 26.33%.

4.2 Modelo SFR-E de los generadores

La precisión y exactitud de los resultados depende de un correcto modelado del sistema eléctrico. Por ello, para los generadores que forman parte del modelo lineal del SSEE, se presentan los resultados obtenidos mediante el modelo SFR-E y la comparación con el modelo detallado en cada caso. La

exactitud de los modelos se evalúa mediante dos indicadores: porcentaje de ajuste de la estimación (*fit*) y error cuadrático medio (*MSE*). Los mismos se calculan como:

$$fit = \left(1 - \frac{\sqrt{\sum(y_i - \hat{y}_i)^2}}{\sqrt{\sum(y_i - media(y))^2}}\right).100 \qquad (27)$$

$$MSE = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{i=n}(\hat{y}_i - y_i)^2 \qquad (28)$$

donde y es valor de la muestra medida en el modelo detallado, $\hat{y}$ el valor estimado por el modelo SFR-E, i indica el número de muestra y n es el número total de muestras de las señales de interés.

4.2.1 Modelo SFR-E de la central hidráulica

Ante una perturbación de tipo escalón de carga del 3.5% respecto de la potencia nominal del generador, la potencia eléctrica y la potencia mecánica evolucionan como se muestra en la Figura 4.5 y Figura 4.6.

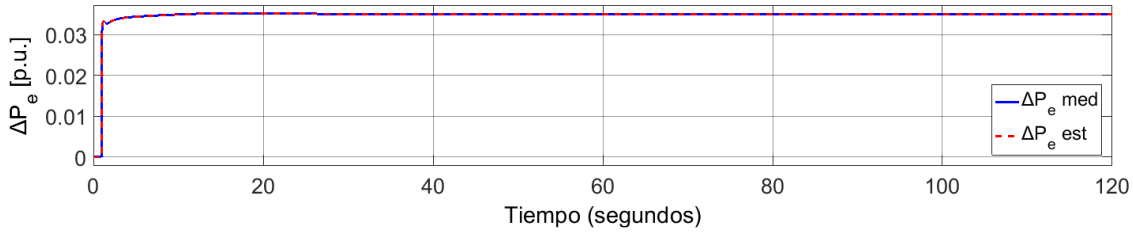


Figura 4.5. Variación de la potencia eléctrica

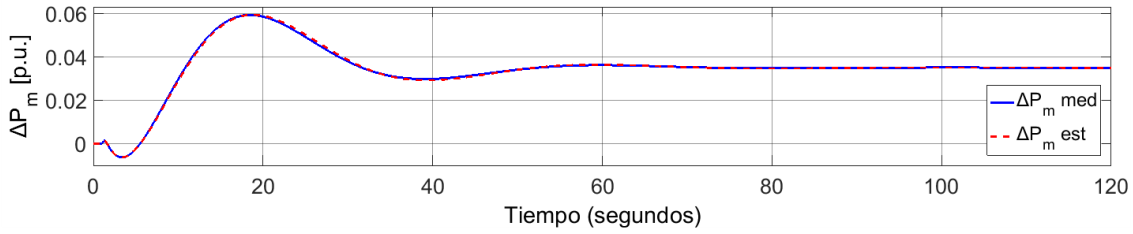


Figura 4.6. Variación de la potencia mecánica

En línea continua azul se observan las respuestas medidas en el modelo detallado de la central; mientras que, en línea de trazos roja, su estimación mediante función de transferencia.

En la Figura 4.6 se observa que el modelo lineal tiene en cuenta la característica de fase no mínima de las centrales hidroeléctricas. Esto es que, inmediatamente luego de una disminución de la frecuencia, los

reguladores de velocidad abren las válvulas o compuertas; sin embargo, el flujo no cambia inmediatamente debido a la inercia del agua, por lo que la presión a través de la turbina se reduce, lo que provoca una disminución momentánea de la potencia de salida [1].

De manera individual, la función de transferencia del bloque del sistema de excitación estima ΔP_e con una exactitud $fit_{\Delta Pe}$ = 99.81% y un error cuadrático medio $MSE_{\Delta Pe}$ = 2.776x10^{-11}. Por otro lado, el bloque que modela el conjunto regulador de velocidad/turbina que estima ΔP_m lo hace con una exactitud $fit_{\Delta Pm}$ = 99.57% y $MSE_{\Delta Pm}$ = 3.797x10^{-9}.

Luego, conformando el modelo SFR-E tal como se muestra en la Figura 3.4, la estimación de la respuesta de la frecuencia de la central hidráulica se ajusta con una exactitud fit_{CH} = 97.27% y con un MSE_{CH} = 4.89x10^{-8}. El resultado se muestra en la Figura 4.7 en términos de variación de velocidad angular [p.u.].

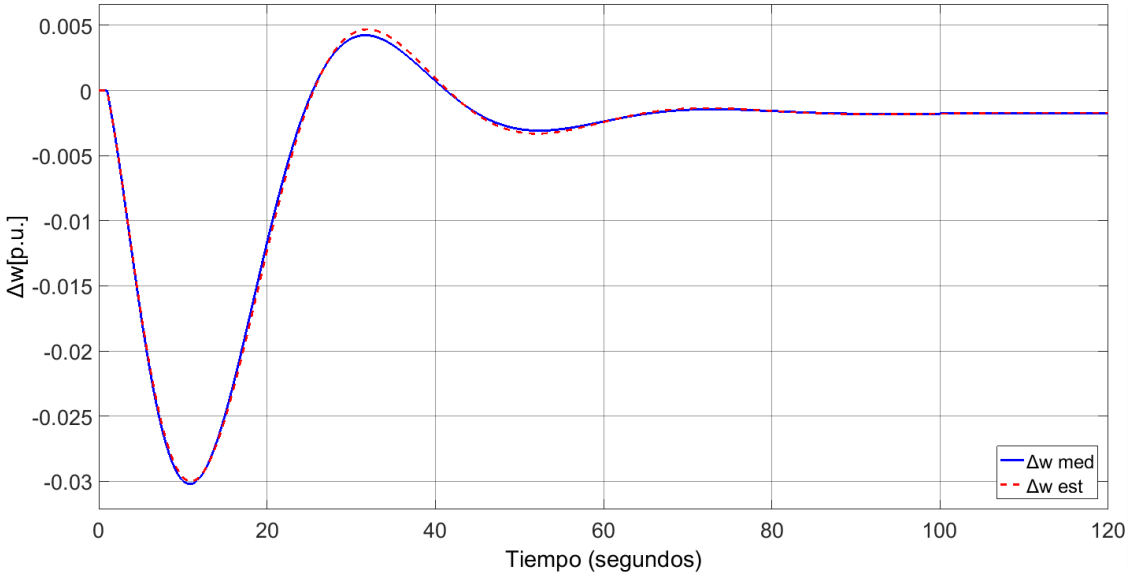


Figura 4.7. Variación de la velocidad angular de la central hidráulica

4.2.2 Modelo SFR-E de la central de vapor

En la Figura 4.8 y Figura 4.9 se muestran las variaciones de la potencia eléctrica y mecánica respectivamente, tanto medidas en el modelo detallado como estimadas por el bloque correspondiente, para una perturbación del 3.5% respecto de su potencia nominal.

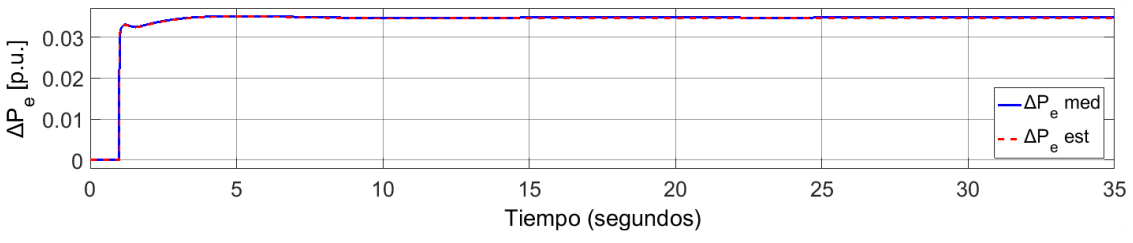


Figura 4.8. Variación de la potencia eléctrica

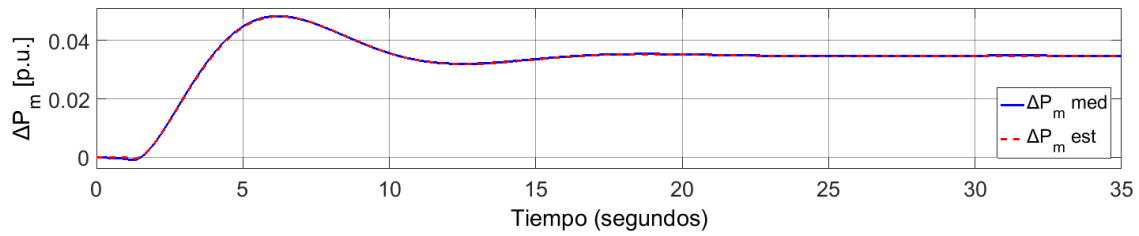


Figura 4.9. Variación de la potencia mecánica

Los resultados de ajuste son $fit_{\Delta Pe}$ = 99.91% y $MSE_{\Delta Pe}$ = 2.076x10^{-11} para el sistema de excitación y $fit_{\Delta Pm}$ = 99.93% y $MSE_{\Delta Pm}$ = 4.992x10^{-11} para el conjunto regulador de velocidad – turbina.

Luego, los resultados de estimación de la velocidad angular del modelo SFR-E de la central de vapor son fit_{CV} = 96.78% y MSE_{CV} = 1.971x10^{-09}, cuya respuesta a la perturbación se muestra en la Figura 4.10.

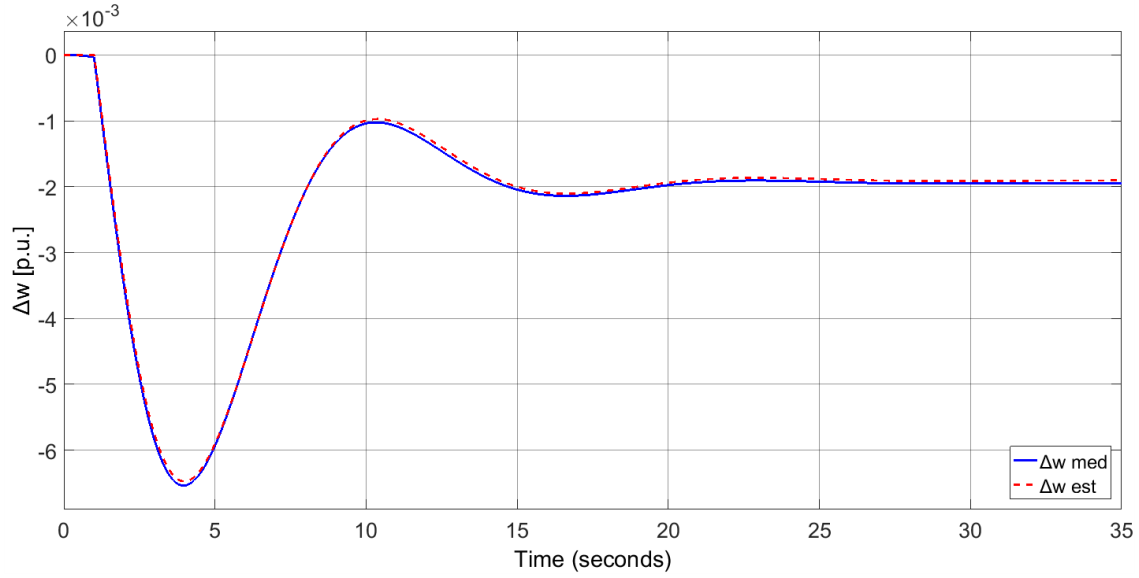


Figura 4.10. Variación de la velocidad angular de la central de vapor

Se puede concluir que el modelo SFR-E desarrollado para los generadores convencionales realiza una estimación de la respuesta de la frecuencia totalmente aceptable con un ajuste superior al 95%.

4.2.3 Modelo SFR-E del generador eólico de inducción

Dado que este generador no posee ningún tipo de control de frecuencia, no se obtienen funciones de transferencia para el modelo SFR-E. Sin embargo, al estar conectado directamente a la red, aporta inercia. Por lo que su constante de inercia se considera en la constante de inercia equivalente H_{sis} del modelo SFR-E, según las ecuaciones (16) y (17) del apartado 3.2.

4.2.4 Modelo SFR-E del generador fotovoltaico y eólico de inducción doblemente alimentado

Los generadores fotovoltaicos y eólicos de inducción doblemente alimentado no forman parte del modelo SFR-E ya que no aportan inercia ni realizan RPF. Sin embargo, su influencia es indirecta mediante la disminución de H_{sis} y el aumento de la magnitud de ΔP_{d_SSEE} como se deduce de las ecuaciones (14) a (18) del apartado 3.2.

4.3 Respuesta de la frecuencia del sistema eléctrico considerando la reserva de potencia instantánea calculada

4.3.1 Consideraciones generales

Con el objetivo de validar los desarrollos llevados a cabo, se plantea una serie de consideraciones que permiten comparar los diferentes escenarios y evaluar los resultados de manera directa:

- Reserva de potencia para RPF suficiente: el despacho se realiza teniendo en cuenta un 10% de reserva de potencia para RPF. Es decir, 10% respecto de la suma de las potencias nominales de los generadores despachados. Esto se debe principalmente a dos motivos. El primero es que, como se vio anteriormente, la respuesta inercial del SSEE y la RPF interactúan entre sí y se complementan; por lo que, un SSEE con poca reserva para RPF no es seguro aun teniendo inercia suficiente.
  La segunda razón, en sintonía con la primera, es evitar que los generadores agoten sus reservas, permitiendo evaluar el desempeño del aporte de inercia virtual sin que la falta de reservas influya en la respuesta de la frecuencia.
- Se mantiene el mismo nivel de reserva para RPF en los diferentes escenarios (10%). Esto permite comparar de manera directa el efecto de la disminución de la constante de inercia. Para ello, a medida que aumenta la penetración de generación no convencional, los generadores convencionales van ajustando su potencia despachada para mantener el nivel de reserva indicado en el primer ítem.
- Teniendo en cuenta la normativa del sistema eléctrico WNAPS, los cálculos de reserva de potencia instantánea tienen como objetivo evitar la desconexión de carga (primer escalón 59.1 Hz), desconexión de generación (primer escalón 61.7Hz) y evitar que $|df/dt| \geq 0.4$ Hz/s para WNAPS [93, 94]. Para ello, se simulan desbalances de potencia de gran tamaño que permiten alcanzar dichos escalones cuando existe penetración de generación no convencional.
- Para los cálculos de reserva se considera un margen de seguridad del 10% de $|\Delta f_{max}|$ y $|df/dt_{max}|$. Es decir, la reserva se calcula para

-0.81 Hz ≤ Δf_{max} ≤ 1.53 Hz de modo que 59.19 Hz ≤ f ≤ 61.53 Hz según sea desbalance de potencia negativo o positivo respectivamente y $|df/dt| \leq 0.36$ Hz/s.

- No se tiene en cuenta la regulación secundaria de frecuencia.
- Las cargas están modeladas como impedancias constantes, por lo que no se tiene en cuenta el efecto de auto regulación con la frecuencia. Por lo tanto, la constante de amortiguamiento de la demanda en los modelos SFR es $D = 0$.

Para cada escenario se simulan dos contingencias, la desconexión intempestiva de un grupo de generadores y de un centro de demanda, G12 y carga 5 respectivamente. Tales desconexiones representan un desbalance de ±5.5% aproximadamente, respecto de la suma de potencias nominales de los generadores despachados. A modo de ejemplo, una central importante en WNAPS es la central nuclear de Palo Verde (4.2 GW) [95]. Por lo que la salida de G12 podría representar la salida de dicha central y generadores aledaños. Por otro lado, la salida de la carga 5 podría representar el aislamiento de una ciudad ante una falla en una línea de transmisión.

Finalmente, para evaluar el desempeño del modelo SFR en cada escenario, se muestran los resultados de estimación de la respuesta de la frecuencia en cada caso y luego el resultado de aportar inercia virtual al SSEE.

El desempeño general del modelo SFR-E se evalúa cuantitativamente con los indicadores *fit* y *MSE*, mientras que la estimación de la frecuencia del SSEE y de su derivada se evalúan en función del error absoluto y relativo porcentual que se calculan como:

$$Err_{abs} = |valor\ medido - valor\ estimado| \tag{29}$$

$$Err_{rel} = \frac{Err_{abs}}{|valor\ medido|} \cdot 100 \tag{30}$$

4.3.2 Desconexión de generador

Escenario base

En la Figura 4.11 se muestra la respuesta de la frecuencia para el escenario base ante la salida del generador 12, lo cual provoca un desbalance de potencia de 5.04 GW debido a que dicho generador se encuentra despachado al 90% de su capacidad. En gris se grafican las frecuencias individuales de cada generador f_i, en azul la frecuencia de centro de inercia del sistema detallado f_{COI} y en rojo la respuesta estimada por el modelo SFR-E f_{SFR}. Los resultados de la estimación se exponen en la Tabla 4.3.

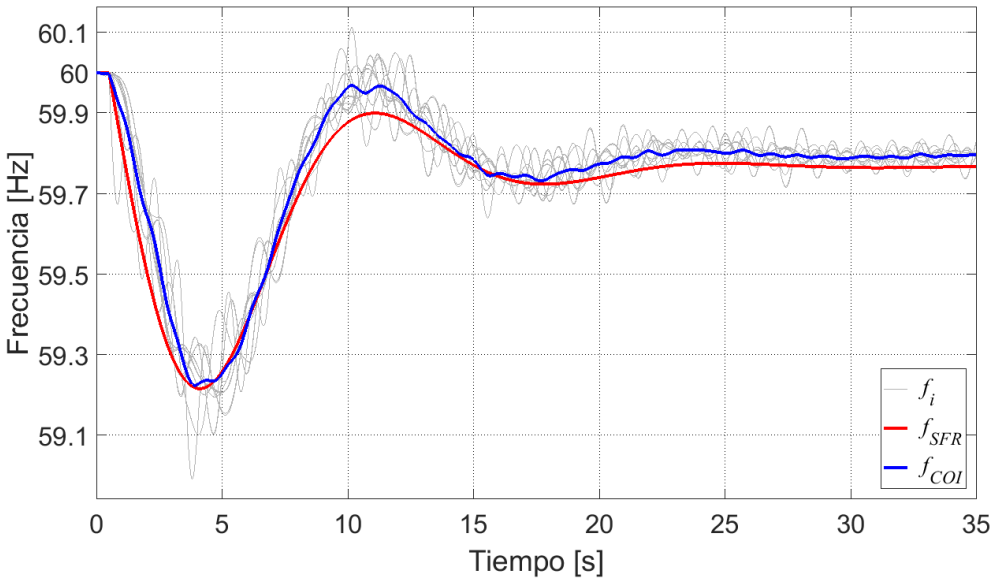


Figura 4.11. Respuesta de la frecuencia del escenario base - salida de G12

Tabla 4.3. Resultados de la estimación. Escenario Base – salida de G12

fit	75%
MSE	2.6×10^{-3}

	Medido	*Estimado*	Err_{abs}	Err_{rel}
$\lvert \Delta f_{max} \rvert$	0.776 Hz	0.784 Hz	8.1 mHz	1.05%
$\lvert df/dt_{max} \rvert$	0.317 Hz/s	0.353 Hz/s	36.6 mHz/s	11.57%

Al desconectarse el generador, la constante de inercia disminuye desde su estado inicial H_{sis} = 4.42 s a H_{sis} = 4.39 s. Lo mismo sucede con la reserva de potencia para RPF, ya que cuando se desconecta, su reserva deja de estar disponible. Sin embargo, la inercia remanente sigue siendo suficiente para que tanto la frecuencia como su derivada se mantengan dentro de límites seguros. Por ello, el algoritmo de cálculo de reserva de potencia arroja como resultado una reserva de potencia instantánea adicional requerida P_{ir} = 0 para este caso.

Escenario 2

En la Figura 4.12 se muestra la respuesta de la frecuencia y su estimación para el escenario 2, mientras que en la Tabla 4.4 se exponen los resultados cuantitativos de la estimación.

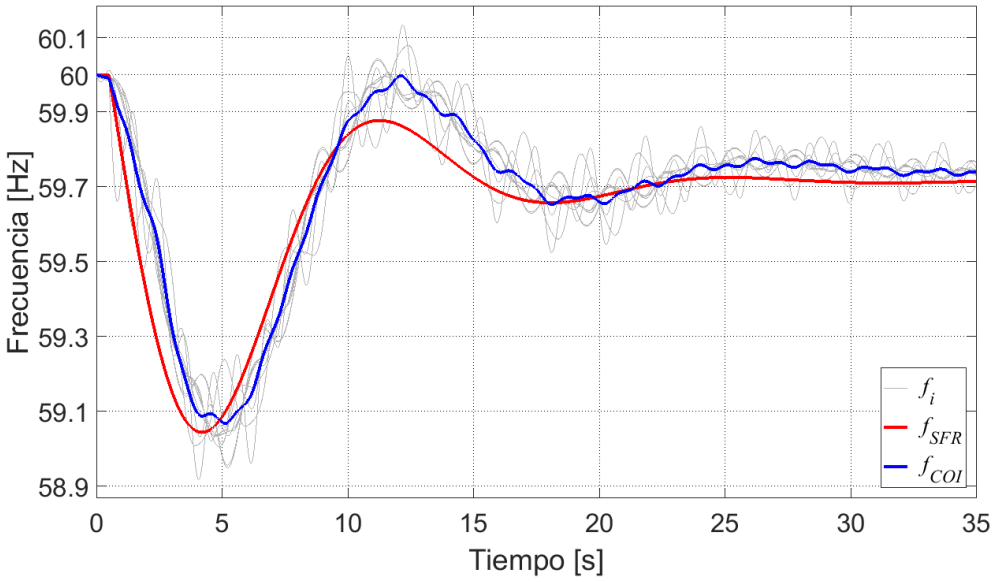


Figura 4.12. Respuesta de la frecuencia del escenario 2 - salida de G12

Tabla 4.4. Resultados de la estimación. Escenario 2 – salida de G12

fit	67.94%
MSE	6.5×10^{-3}

	Medido	*Estimado*	Err_{abs}	Err_{rel}
$\lvert \Delta f_{max} \rvert$	0.932 Hz	0.956 Hz	24 mHz	2.57%
$\lvert df/dt_{max} \rvert$	0.413 Hz/s	0.419 Hz/s	6.4 mHz/s	1.54%

La salida de G12 provoca una disminución de la constante de inercia de 4.09 s a 4.04 s. Como se puede ver, la frecuencia alcanza el primer escalón de desconexión de carga de 59.1 Hz y sobrepasa los 0.4 Hz/s.

Aplicando la metodología y el algoritmo de cálculo desarrollados, se determina una reserva de potencia adicional requerida de P_{ir} = 655.86 MW.

Para verificar que la reserva de potencia calculada es correcta, el mejoramiento de la respuesta inercial se lleva a cabo mediante emulación de inercia a través del control de sistemas de almacenamiento flywheel. Los detalles del modelo se pueden consultar en los Anexos A.1 y A.3.

Para el escenario 2, los flywheels se conectan en zonas con penetración de generación no convencional en los nodos 23 y 36. La reserva de potencia calculada se divide en partes iguales para cada nodo (327.93 MW cada uno). Los flywheels utilizados en el modelo representarían en realidad un conjunto de flywheels.

El resultado de aportar inercia virtual se observa en la Figura 4.13; en azul f_{COI} sin emulación de inercia y en verde con aporte de inercia virtual. En

este último caso la frecuencia alcanza los 59.24 Hz y su tasa de variación 0.35 Hz/s con lo que se evita la violación de los límites descriptos en el apartado 4.3.1.

En la Figura 4.14 se muestra la potencia activa aportada por cada flywheel en los nodos 23 y 36. El control de emulación de inercia se opone a la variación de la frecuencia durante el transitorio, en este caso aportando potencia ya que *df/dt* es negativa, para luego tender a cero cuando la frecuencia alcanza su estado estacionario y la *df/dt* se anula. Por otro lado, durante los segundos 8 a 16 aproximadamente, la respuesta inercial es negativa, recortando el sobreimpulso de la frecuencia.

También es posible observar diferencias en la potencia máxima entregada por cada flywheel. Esto se debe que la potencia entregada por el flywheel está determinada por el control del regulador de corriente a tensión nominal. Sin embargo, si el nivel de tensión del nodo donde se conecta el flywheel se aparta respecto de su valor nominal, la potencia entregada varía en concordancia con la tensión. Esta situación se repite para el resto de los escenarios.

Por último, se evidencia la respuesta de cada almacenador en función de la frecuencia en su punto de conexión, siendo claramente más oscilatoria en el nodo 36 por encontrarse más cerca de la falla y por las características de los generadores de la zona.

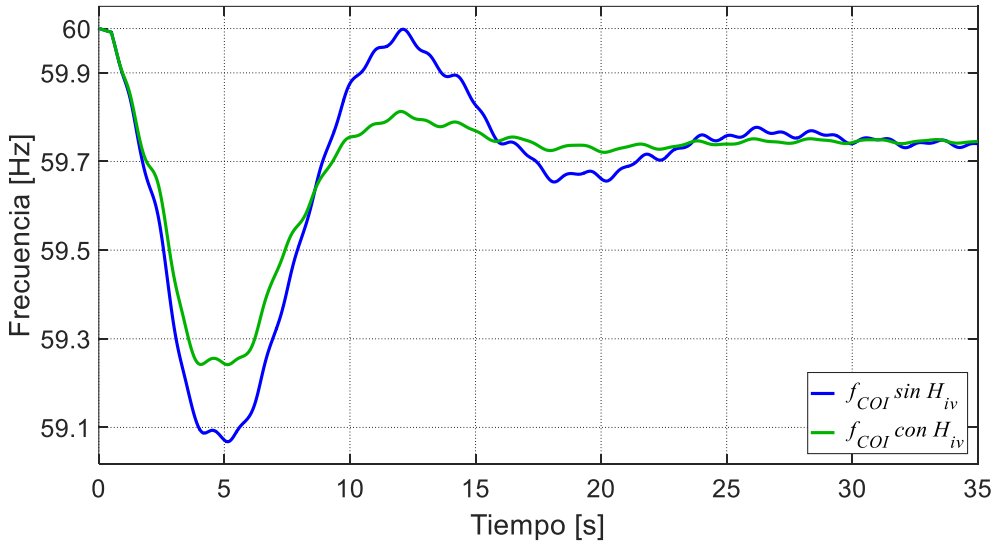


Figura 4.13. Respuesta de la frecuencia con y sin aporte de inercia virtual. Escenario 2

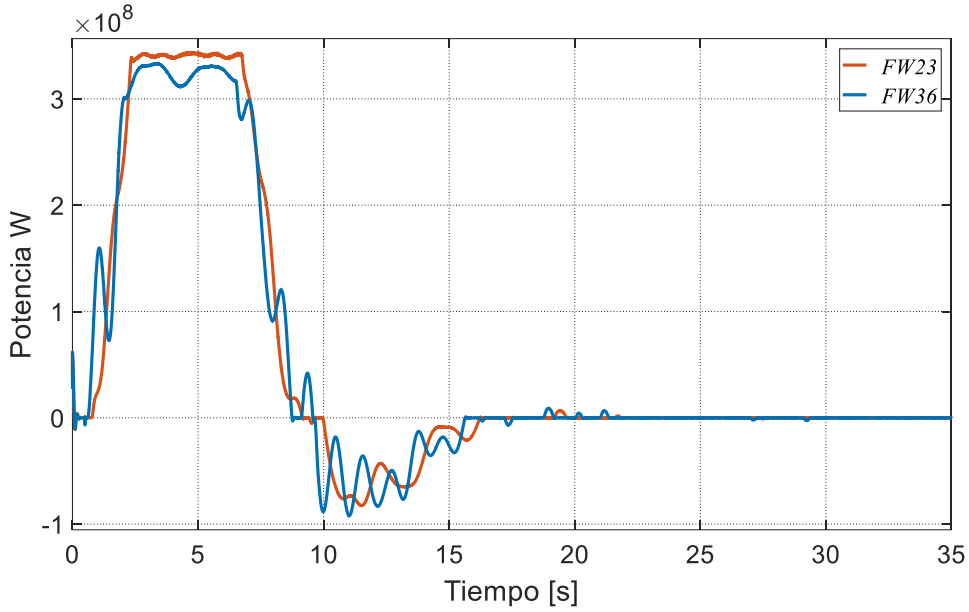


Figura 4.14. Potencia aportada por los flywheels en los nodos 23 y 36

Escenario 3

En este escenario la penetración de generación no convencional es de 26.33% y su constante de inercia es 3.65 s. Al momento de la desconexión del generador 12 la constante de inercia disminuye a 3.58 s, por lo que la desviación de frecuencia supera tanto el primer escalón de desconexión de carga como el segundo (58.9 Hz), Figura 4.15. Por su lado, la derivada de la frecuencia también viola los límites seguros de operación, tal cual se observa en la Tabla 4.5 de los resultados de estimación.

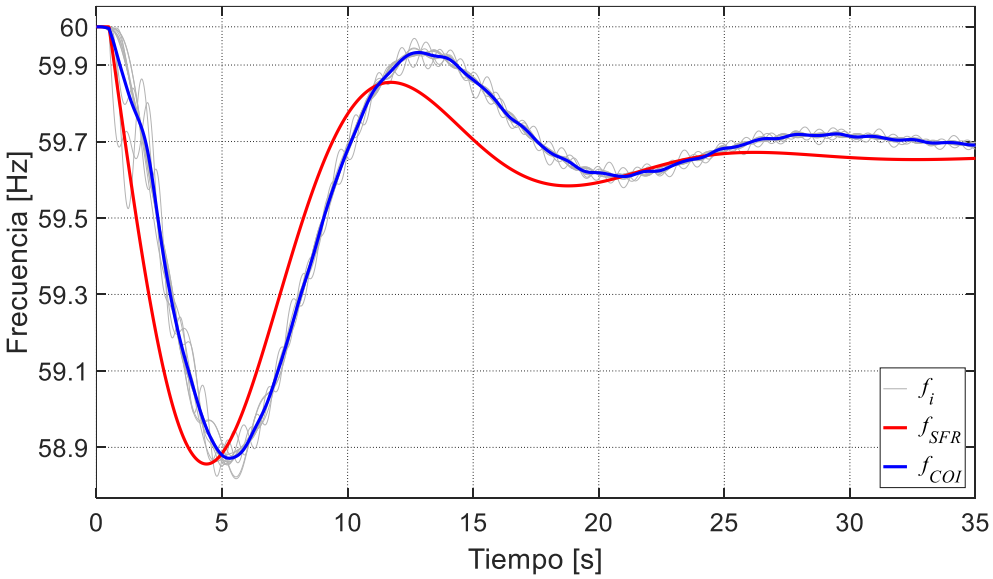


Figura 4.15. Respuesta de la frecuencia del escenario 3 - salida de G12

Tabla 4.5. Resultados de la estimación. Escenario 3 – salida de G12

fit	60.3%
MSE	14.6×10^{-3}

	Medido	*Estimado*	Err_{abs}	Err_{rel}
$\lvert \Delta f_{max} \rvert$	1.128 Hz	1.144 Hz	15.1 mHz	1.34%
$\lvert df/dt_{max} \rvert$	0.449 Hz/s	0.472 Hz/s	23.4 mHz/s	5.21%

En este escenario, dada la gran falta de inercia que posee el SSEE, la reserva de potencia adicional requerida calculada es de P_{ir} = 1086.72 MW.

En este caso, los sistemas de almacenamiento flywheel se conectan en los nodos 19, 23 y 36; y al igual que en el caso anterior, la potencia se divide en partes iguales (362.24 MW cada uno).

El resultado de la emulación de inercia se muestra en la Figura 4.16. La respuesta de la frecuencia del SSEE con aporte de inercia virtual no alcanza ningún nivel de desconexión de carga (f_{min} = 59.19 Hz) y su derivada se encuentra dentro de los límites seguros de operación ($\lvert df/dt_{max} \rvert$ = 0.327 Hz/s).

Por otro lado, en la Figura 4.17 se muestra la potencia de los tres flywheels, donde se destaca el aporte de potencia inicial del flywheel conectado en el nodo 19, cercano a la falla.

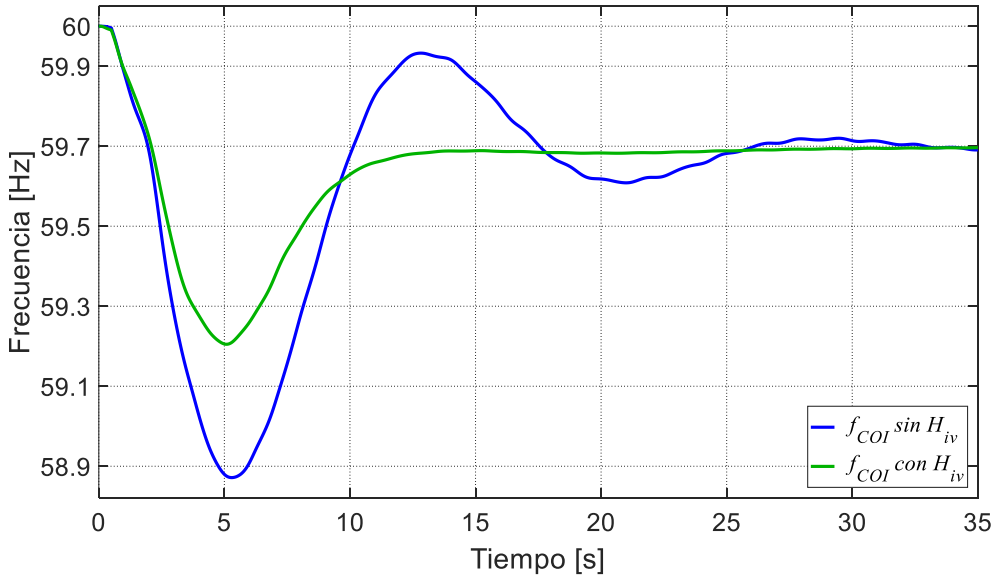


Figura 4.16. Respuesta de la frecuencia con y sin emulación de inercia. Escenario 3

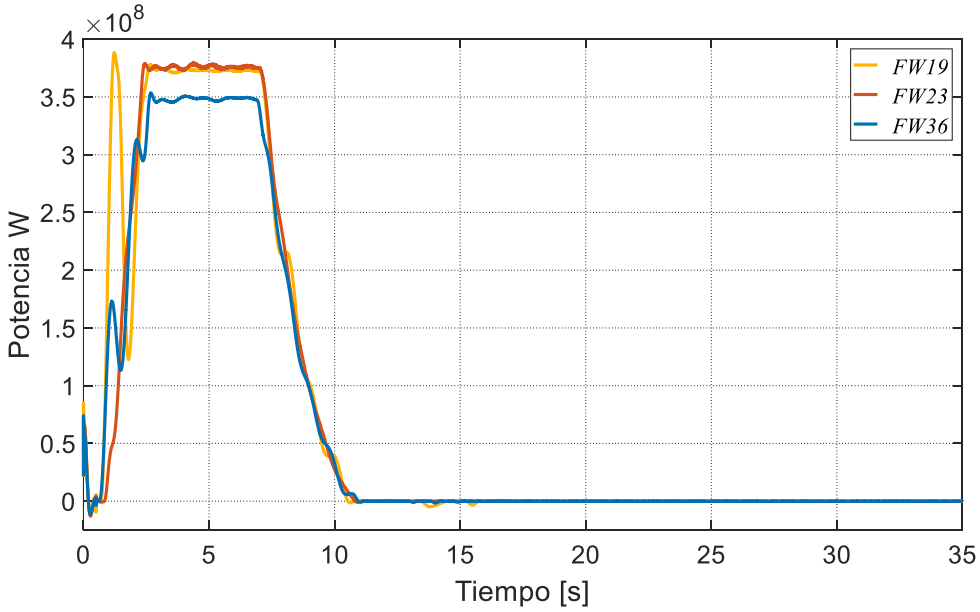


Figura 4.17. Potencia aportada por los flywheels en los nodos 19, 23 y 36

4.3.3 Desconexión de carga

Escenario base

La desconexión de demanda en un SSEE provoca un aumento de la frecuencia, tal como se observa en la Figura 4.18 al desconectarse la carga 5 de 4.7 GW. Al igual que en los casos anteriores, se muestra la frecuencia de centro de inercia f_{COI} del SSEE en azul, su estimación f_{SFR} en rojo y la frecuencia de cada generador f_i en gris. Por otro lado, los resultados cuantitativos de la estimación de las variables de interés se detallan en la Tabla 4.6.

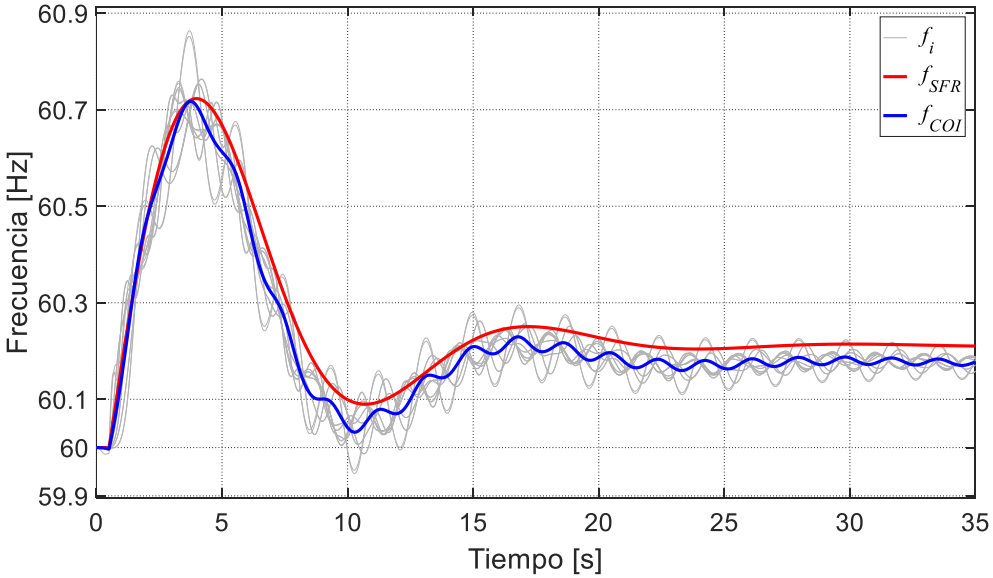


Figura 4.18. Respuesta de la frecuencia del escenario base - salida de carga 5

Tabla 4.6. Resultados de la estimación. Escenario base – salida de carga 5

fit	78.53%
MSE	1.5×10^{-3}

	Medido	*Estimado*	Err_{abs}	Err_{rel}
$\lvert \Delta f_{max} \rvert$	0.717 Hz	0.723 Hz	5.9 mHz	0.82%
$\lvert df/dt_{max} \rvert$	0.374 Hz/s	0.340 Hz/s	34.1 mHz/s	9.1%

Como se observa en la Tabla 4.6, en este caso ocurre una situación particular. La tasa de variación de la frecuencia medida es mayor a 0.36 Hz/s. Sin embargo, dado que la $|df/dt_{max}|$ estimada es menor a 0.36 Hz/s, el algoritmo de cálculo de reserva determina que no se requiere reserva de potencia instantánea adicional. A pesar de ello, el error relativo de estimación de la derivada de la frecuencia es menor al margen de 10%, por lo que $|df/dt_{max}| < 0.4$ Hz/s; con lo que el SSEE se encuentra dentro de los límites seguros de operación.

Por su lado, la frecuencia no alcanza ningún escalón de desconexión de generación ($f_{max} < 61.7$ Hz).

Escenario 2

La respuesta de la frecuencia para este escenario se muestra en la Figura 4.19, mientras que los resultados de la estimación en la Tabla 4.7.

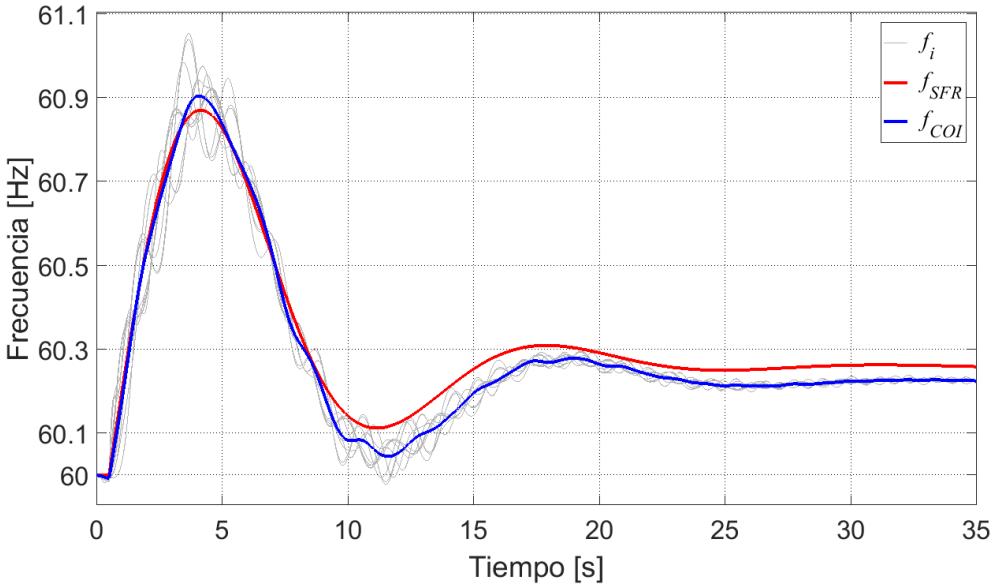


Figura 4.19. Respuesta de la frecuencia del escenario 2 - salida de carga 5

Tabla 4.7. Resultados de la estimación. Escenario 2 – salida de carga 5

fit	84.99%
MSE	1.3×10^{-3}

	Medido	*Estimado*	Err_{abs}	Err_{rel}
$\lvert\Delta f_{max}\rvert$	0.905 Hz	0.870 Hz	34.2 mHz	3.79 %
$\lvert df/dt_{max}\rvert$	0.402 Hz/s	0.389 Hz/s	12.9 mHz/s	3.21%

Similar al caso anterior, en la tabla se observa que $|df/dt_{max}|$ supera los límites seguros de operación, pero el modelo SFR la subestima con un error de 3.21%. Sin embargo, dado que la reserva de potencia instantánea adicional requerida se calcula para que $|df/dt|$ no supere 0.36 Hz/s (margen de seguridad), el algoritmo de cálculo determina una reserva adicional requerida de 346.85 MW.

El resultado de emular inercia se muestra en verde en la Figura 4.20. La frecuencia alcanza f_{max} = 60.83 Hz y $|df/dt_{max}|$ = 0.364 Hz/s con lo que se mantiene dentro de los límites de operación seguros.

Por otro lado, en la Figura 4.21 se observa la respuesta de los flywheels en los nodos 23 y 36 (173.43 MW cada uno). En este caso, la respuesta inercial es consumir potencia, ya que existe exceso de generación y por consiguiente sobrefrecuencia. Además, la tasa de variación de la frecuencia es positiva.

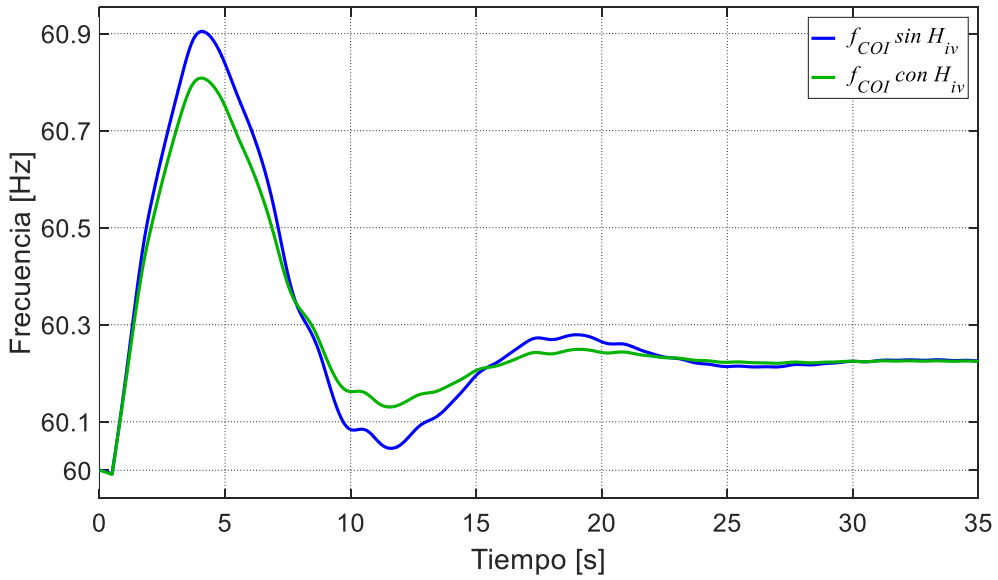


Figura 4.20. Respuesta de la frecuencia con y sin emulación de inercia. Escenario 2

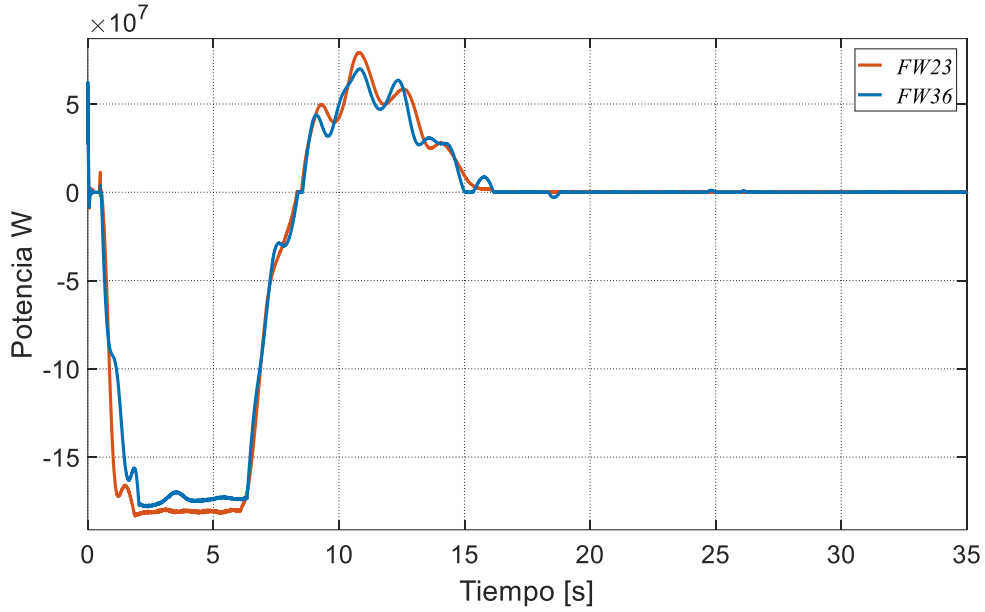


Figura 4.21. Potencia consumida por los flywheels en los nodos 23 y 36

Escenario 3

La respuesta de la frecuencia ante la salida de la carga 5 para este escenario se muestra en la Figura 4.22, y el resultado de la estimación en la Tabla 4.8.

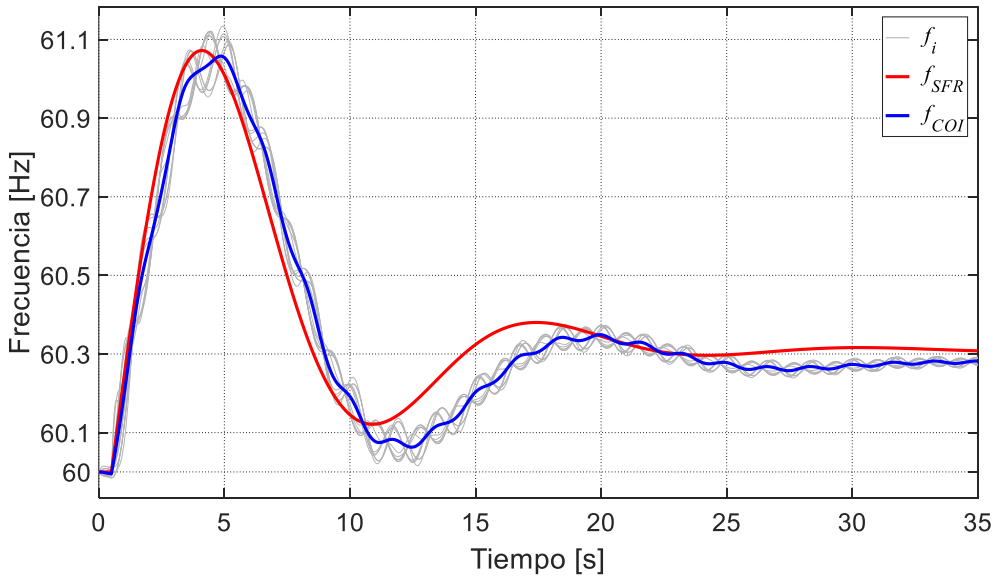


Figura 4.22. Respuesta de la frecuencia del escenario 3 - salida de carga 5

Como se observa en la tabla, la tasa de variación de la frecuencia supera el umbral de actuación de los relés por derivada, por lo que se determina una reserva de potencia instantánea adicional requerida de 895.23 MW.

Tabla 4.8. Resultados de la estimación. Escenario 3 – salida de carga 5

Fit	76.54%
MSE	4.5×10^{-3}

	Medido	*Estimado*	Err_{abs}	Err_{rel}
$\lvert \Delta f_{max} \rvert$	1.058 Hz	1.072 Hz	14.2 mHz	1.35 %
$\lvert df/dt_{max} \rvert$	0.461 Hz/s	0.479 Hz/s	18.5 mHz/s	4.01%

El resultado de aportar inercia virtual se muestra en verde en la Figura 4.23, donde f_{max} = 60.79 Hz y $|df/dt_{max}|$ = 0.388 Hz/s; con lo que se encuentran dentro de los límites seguros de operación. Por otro lado, en azul se muestra la respuesta de la frecuencia del SSEE sin emulación de inercia.

Finalmente, en la Figura 4.24 se pueden observar las respuestas de los flywheels en los nodos 19, 23 y 36 (298.41 MW cada uno). Al igual que en el caso anterior, los flywheel consumen potencia para contrarrestar el aumento de la frecuencia del SSEE.

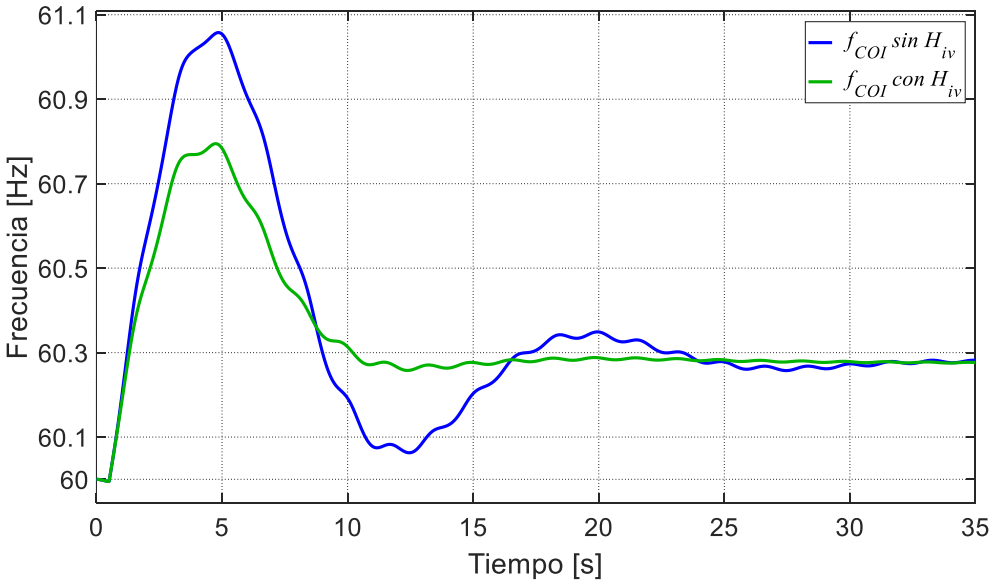


Figura 4.23. Respuesta de la frecuencia con y sin emulación de inercia. Escenario 3

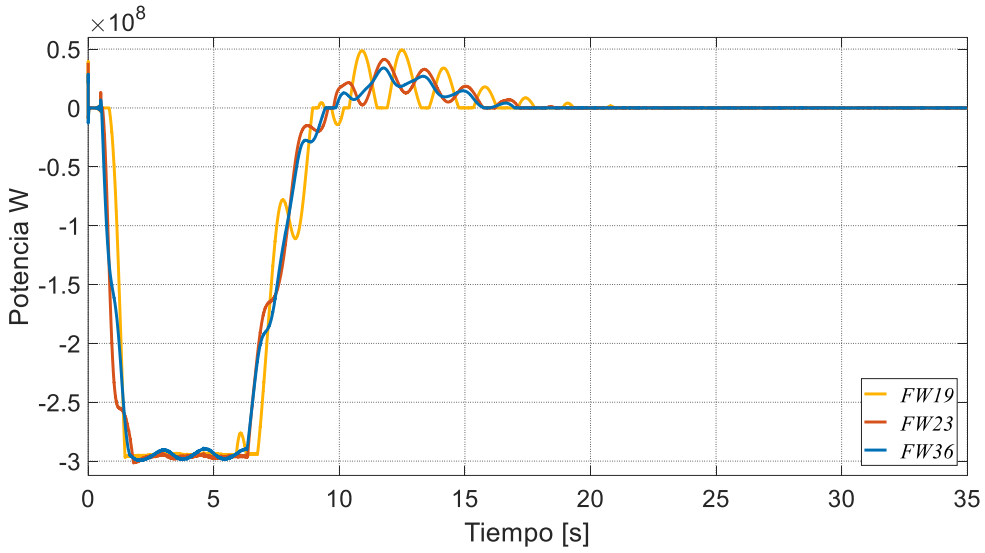


Figura 4.24. Potencia consumida por los flywheels en los nodos 19, 23 y 36

4.3.4 Comparación entre el modelo lineal convencional y el extendido

Para evaluar cuantitativamente las mejoras y ventajas del modelo desarrollado, en este apartado se comparan los resultados de estimación del modelo SFR convencional con respecto al extendido SFR-E.

En la Tabla 4.9 y Tabla 4.10 se comparan los resultados de estimación de ambos modelos, para salida de G12 y carga 5 respectivamente; donde EB, E2 y E3 hacen referencia a los escenarios base, 2 y 3 respectivamente y SFR-C se refiere al modelo convencional. En verde se resalta el resultado que muestra una mejor estimación para el indicador dado.

Tabla 4.9. Comparación entre modelo SFR convencional y extendido. Salida G12

		fit	*MSE*	$Err_{rel}(\Delta f_{max})$	$Err_{rel}(\lvert df/dt_{max}\rvert)$
EB	SFR-E	75%	$2.6x10^{-3}$	1.05%	11.57%
	SFR-C	65.58%	$4.9x10^{-3}$	8.21%	23.83%
E2	SFR-E	67.94%	$6.5x10^{-3}$	2.57%	1.54%
	SFR-C	62.72%	$8.8x10^{-3}$	5.77%	8.39%
E3	SFR-E	60.3%	$14.6x10^{-3}$	1.34%	5.21%
	SFR-C	55.03%	$18.7x10^{-3}$	4.27%	12.2%

Tabla 4.10. Comparación entre modelo SFR convencional y extendido. Salida carga 5

		fit	*MSE*	$Err_{rel}(\Delta f_{max})$	$Err_{rel}(\lvert df/dt_{max} \rvert)$
EB	SFR-E	78.53%	$1.5x10^{-3}$	0.82%	9.10%
	SFR-C	77.11%	$1.7x10^{-3}$	4.2%	2.81%
E2	SFR-E	84.99%	$1.3x10^{-3}$	3.79%	3.21%
	SFR-C	82.96%	$1.7x10^{-3}$	0.64%	3.37%
E3	SFR-E	76.54%	$4.5x10^{-3}$	1.35%	4.01%
	SFR-C	71.68%	$6.6x10^{-3}$	4.74%	10.99%

Como se puede observar en las tablas, la exactitud de estimación del modelo SFR-E supera al convencional en la gran mayoría de los casos. Esta mejora se obtiene sin perder una de las principales ventajas de los modelos SFR, que es poder reducir el SSEE a una única función de transferencia.

4.3.5 Cálculo de reserva utilizando el modelo detallado del sistema eléctrico

Para evaluar la ventaja de utilizar la metodología propuesta para el cálculo de la reserva de potencia requerida (basada en el uso de modelos SFR), en este apartado se compara con lo que sucede al usar el modelo detallado del sistema eléctrico. El proceso se ejecuta en una computadora de escritorio que cuenta con un procesador Intel i5 de segunda generación y 4 GB de RAM.

Para ello, se utiliza el mismo algoritmo de búsqueda en el cual se configuran los mismos límites de operación segura. Luego, el cálculo de reserva se realiza simulando iterativamente cada escenario del modelo detallado (MD) e incrementando la potencia de los flywheels hasta cumplir con los límites configurados. Los resultados para los escenarios con requerimientos de inercia (E2 y E3) se muestran en la Tabla 4.11 y Tabla 4.12, donde se comparan los tiempos de cálculo TC y la potencia requerida calculada para cada caso.

El porcentaje de mejora de TC se calcula como:

$$Mejora\ TC\ [\%] = 100 \cdot \frac{TC_{MD} - TC_{SFR-E}}{TC_{SFR-E}} \qquad (31)$$

Es importante destacar que, para acelerar el proceso de cálculo, el sistema eléctrico se simula durante los primeros 7s luego de ocurrida la falla, tiempo suficiente para obtener las variables de interés.

Tabla 4.11. Comparación entre el modelo SFR-E y el modelo detallado. Salida G12

	Modelo	TC [s]	Mejora TC [%]	Reserva calculada [MW]	% de reserva en el SSEE
E2	SFR-E	1.22 s	71434 %	655.86 MW	0.74 %
	MD	872.72 s		580.18 MW	0.66 %
E3	SFR-E	0.98 s	79311 %	1086.72 MW	1.23 %
	MD	778.23 s		1043.63MW	1.18 %

Tabla 4.12. Comparación entre el modelo SFR-E y el modelo detallado. Salida carga 5

	Modelo	TC [s]	Mejora TC [%]	Reserva calculada [MW]	% de reserva en el SSEE
E2	SFR-E	1.47 s	37595 %	346.85 MW	0.39 %
	MD	554.12 s		327.93 MW	0.37 %
E3	SFR-E	1.74 s	47223 %	895.23 MW	1.02 %
	MD	823.43 s		1235.12 MW	1.40 %

Como se puede observar de las tablas, los tiempos de cálculo de la metodología propuesta son significativamente menores, representando en promedio una mejora de 58891 % para los casos estudiados. Por otro lado, la diferencia del porcentaje de reserva calculado entre el modelo detallado y el SFR-E alcanza sólo el 0.38% en el peor de los casos (E3, salida carga 5), siendo despreciable a efectos prácticos y teniendo en cuenta la finalidad de la metodología desarrollada.

4.4 Análisis de resultados

En el apartado 4.3, se expusieron los resultados de estimación de la respuesta de la frecuencia con el modelo SFR desarrollado. Conjuntamente, se mostró el desempeño de la metodología y del algoritmo de cálculo de reserva de potencia instantánea.

Respecto del modelo SFR desarrollado se puede observar que realiza una buena estimación de la máxima desviación de la frecuencia, con un error relativo menor a 4%. Por su lado, la estimación de la tasa de variación máxima de la frecuencia no es tan consistente, por lo que los errores relativos de estimación van de 1.52% a 11.57% para los escenarios estudiados. Esto último se debe a que los modelos SFR no tienen en cuenta

la red, por lo que las oscilaciones de potencia entre generadores (y por lo tanto de f_i) y el lugar donde se produce la falla se desprecian. Esto modifica la evolución de f_{COI} ocasionando que *df/dt* sea muy variable y difícil de estimar correctamente.

Relacionado con lo anterior, los indicadores *fit* y *MSE* muestran desempeños inferiores a los obtenidos cuando se modela un generador aislado, apartados 4.2.1 y 4.2.2. Sin embargo, en la comparación realizada en el apartado 4.3.4, se observa que el modelo SFR-E tiene mejor desempeño que los modelos SFR convencionales.

Por otro lado, se observa que la metodología y el algoritmo de cálculo de reserva de potencia instantánea se desempeñan correctamente. Considerando el margen de seguridad fijado en el apartado 4.3.1, el aporte de inercia virtual evita que la respuesta de la frecuencia del sistema viole los límites seguros de operación en todos los casos. Se destaca, además, que la metodología permite determinar una reserva de potencia requerida precisa, es decir, sin excesos. Por ejemplo, para el escenario con mayor requerimiento de reserva de potencia instantánea (escenario 3, salida de G12) donde P_{ir} es de 1086.72 MW, lo cual representa sólo el 1.23% de la potencia de generación despachada más la reserva rotante (88.2 GVA).

En cuanto a tiempos de cálculo, la metodología desarrollada se destaca notablemente. Las simulaciones dinámicas de los modelos detallados de los SSEE consumen muchos recursos computacionales y tiempo. Resultando ser prohibitivas cuando se requiere una estimación rápida de la respuesta de la frecuencia y/o cuando dicha respuesta se calcula iterativamente en un bucle de optimización. En ese sentido, el uso del modelo SFR-E y la metodología desarrollada para adaptarlo al UC, mejoran ampliamente los tiempos de cálculo.

Por último, es importante tener en cuenta que los sistemas eléctricos son propensos a sufrir fallas de cualquier tipo y en cualquier momento, por lo que la reserva debe ser suficiente para mantener la seguridad de la operación tanto para desbalances de potencia positivos como negativos. En este sentido, ante un desbalance de potencia negativo y su consecuente disminución de la frecuencia, se requiere un aporte de potencia al SSEE. Por lo que es necesario contar con reserva de potencia positiva. Por el contrario, ante un desbalance de potencia positivo y aumento de frecuencia, se necesita que se consuma el exceso de potencia, por lo que se requiere de una reserva de potencia negativa. En sistemas de almacenamiento, esto implica operarlos con un estado de carga intermedio, para que sean capaces de aportar potencia (descarga) o consumir (carga) según sea necesario.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1 Conclusiones

En los sistemas eléctricos convencionales, la energía eléctrica es generada de manera centralizada en grandes plantas mediante generadores sincrónicos. Sin embargo, el auge de energías renovables ha favorecido la inclusión de nuevas tecnologías de generación no convencionales. Estas tecnologías se conectan a la red en funcionamiento no sincrónico mediante electrónica de potencia causando, entre otros problemas, la disminución de la constante de inercia del sistema.

La falta de inercia de los sistemas eléctricos provoca que las desviaciones de frecuencia ante perturbaciones sean más rápidas y menos amortiguadas, pudiendo superar los límites seguros de operación, provocar la desconexión de demanda o generación y, en el peor de los casos, conducir al sistema eléctrico al colapso.

Los métodos presentes en la bibliografía para mitigar el inconveniente de la disminución de la constante de inercia se agrupan en dos alternativas generales: inercia proveniente de generación sincrónica, por un lado, y emulación de inercia, por otro. La primera incluye control de despacho y uso de sistemas de almacenamiento con generadores sincrónicos. Estos métodos tienen como principal desventaja, que limitan la penetración de generación renovable no convencional. Por otro lado, la segunda se conoce como inercia virtual y consiste en el aporte de potencia activa, imitando el comportamiento inercial de los generadores sincrónicos convencionales, mediante el control de los convertidores de potencia. Esto permite mejorar la estabilidad de frecuencia sin comprometer la inclusión de fuentes de energía no convencionales.

Para emular inercia es necesario contar con una reserva de potencia, la cual puede provenir de diversas fuentes como sistemas de almacenamiento, deloading de sistemas fotovoltaicos, de los capacitores de los enlaces de alta tensión de corriente continua HVDC, del control de turbinas eólicas o combinación de ellos. Entre las alternativas analizadas para determinar una reserva de potencia adecuada para escenarios con baja inercia, no se encontró ninguna orientada a determinar cuantitativamente la cantidad de reserva de potencia instantánea requerida en función de la asignación horaria de los generadores (UC) del SSEE. Por lo que, ante la probabilidad de ocurrencia de fallas en el SSEE, por un lado, y la constante variabilidad de la potencia generada por las fuentes de energía no convencionales, por otro; surge la necesidad de desarrollar una metodología que permita calcular tal reserva, en función de los requerimientos de estabilidad de frecuencia y de la programación del despacho de generación del SSEE.

Dado que la metodología desarrollada tiene como objetivo servir como apoyo a los operadores de red en la toma de decisiones respecto al despacho de reserva, es necesario que los tiempos de cálculo sean de pocos segundos o incluso inferior a 1s. Las simulaciones dinámicas de modelos detallados de sistemas eléctricos consumen gran cantidad de recursos computacionales y tiempo, siendo prohibitiva su utilización. Por ello, se plantea el uso de un modelo lineal del SSEE. Los modelos lineales que permiten estimar la respuesta de la frecuencia del SSEE se conocen por sus siglas en inglés como modelos SFR, donde los generadores se representan mediante funciones de transferencia.

Los modelos SFR convencionales no tienen en cuenta la influencia del sistema de control de excitación de los generadores sincrónicos sobre la frecuencia, provocando una pérdida de exactitud en la estimación de la respuesta de la frecuencia. Por ello, en este trabajo se propone e implementa un modelo lineal extendido SFR-E que considera la parte eléctrica de los generadores para mejorar la exactitud de estimación. El modelo SFR-E desarrollado conserva la principal ventaja de los modelos SFR convencionales, que es poder reducir el SSEE a una única función de transferencia que represente su dinámica.

La metodología desarrollada es fácilmente programable y flexible, ya que adapta el modelo SFR-E según la información de entrada referida al UC. Esto permite que la reserva de potencia requerida pueda ser calculada, para un desbalance de potencia determinado, en cualquier instante y para cualquier escenario posible. Como parte de la metodología, el algoritmo de cálculo desarrollado lleva a cabo una búsqueda iterativa de la reserva de potencia necesaria para evitar que el SSEE viole los límites seguros de operación.

Es importante destacar que el modelo SFR-E, la metodología implementada y el algoritmo de cálculo de la reserva son independientes entre sí, lo que permite modificar/mejorar individualmente a cada uno sin afectar a los demás.

Para evaluar y analizar lo desarrollado en este trabajo, se utiliza un sistema eléctrico de prueba que representa al sistema de transmisión del oeste de los Estados Unidos. El sistema base cuenta con 41 barras, 16 grupos de generadores (entre térmicos e hidráulicos) y está modelado al detalle tal como se describe en el apartado 4.2. Las simulaciones se llevan a cabo para diferentes escenarios, con distinta penetración de generación no convencional y para salida tanto de generación como de demanda. La reserva de potencia instantánea adicional para mejoramiento de la respuesta inercial se implementa mediante sistemas de almacenamiento basados en flywheel con control de inercia.

Por un lado, el modelo SFR-E desarrollado presenta un excelente desempeño al estimar la desviación de la frecuencia ante la falla. Sin embargo, la estimación de la tasa de variación de la frecuencia presenta algunas dificultades. Esto último se debe a que la evolución de la frecuencia en los primeros instantes posteriores a la falla depende en gran medida de su ubicación, aspecto que no se tiene en cuenta en los modelos SFR ya que no se considera la red. Sin embargo, el modelo SFR-E propuesto mejora notablemente la estimación de la respuesta de la frecuencia respecto de los modelos SFR convencionales.

Por otro lado, la metodología desarrollada permite determinar la reserva de potencia instantánea adicional requerida asegurando que la respuesta de la frecuencia se mantenga dentro de los límites seguros de operación para el 100% de los casos estudiados. Además, se observa que es capaz de determinar dicha reserva sin excesos, lo que es ventajoso desde el punto de vista económico y demuestra la exactitud de cálculo de la misma.

Por último, se comparan los tiempos de cálculo del algoritmo y la reserva de potencia requerida resultante, utilizando el modelo SFR-E por un lado, y el modelo detallado, por otro. Respecto de los tiempos de cálculo, se obtiene una mejora promedio 58891% a favor del modelo SFR-E; mientras que la mayor diferencia entre las reservas calculadas por ambos métodos fue de 0.38%, resultando insignificante ante la mejora de los tiempos de cálculo y la aplicación práctica de la metodología.

De lo anterior se puede concluir que lo desarrollado en este trabajo puede servir como metodología de cálculo de reserva de potencia instantánea en la planificación de la operación de los SSEEs. Los cortos tiempos de cálculo permiten incorporarla a la planificación del despacho del día siguiente, es decir, calcular la reserva de potencia instantánea adicional

requerida para cada hora. Incluso, en la operación en tiempo real, ante situaciones de baja constante de inercia que puedan resultar en inestabilidad de frecuencia, es posible calcular rápidamente la reserva de potencia instantánea requerida; permitiendo a los operadores del SSEE, aplicar acciones preventivas al respecto.

5.2 Sugerencia para trabajos futuros

Teniendo en cuenta los resultados y conclusiones obtenidas, y con vistas en dar continuidad a este trabajo, se sugieren los siguientes aspectos a considerar:

- ✓ Dado que la reserva de potencia calculada depende de la exactitud de la estimación de la respuesta de la frecuencia del modelo SFR-E, se sugiere continuar con el análisis e implementación de mejoras en el modelo para aumentar su precisión. Sobre todo, en la estimación de la tasa de variación de la frecuencia.
- ✓ Realizar un análisis económico que complemente los estudios técnicos de este trabajo y que permitan evaluar la inclusión de la metodología propuesta en los sistemas eléctricos actuales, incluyendo los mercados desregulados con elevada competitividad.
- ✓ Estudiar lo desarrollado en sistemas eléctricos con diferentes topologías y parques de generación, incluyendo microrredes.

Por último, en este trabajo se aborda el problema de la inestabilidad de frecuencia provocada por la disminución de la constante de inercia. Dado que la frecuencia es una característica global del sistema eléctrico, su evolución depende, entre otras variables, de la constante de inercia equivalente del SSEE. En el trabajo se observa que los SSEE de gran tamaño deben sufrir perturbaciones muy severas (y poco probables), como desconexión de ciudades o de grandes áreas de generación, para que la frecuencia alcance límites de operación inseguros. No obstante, en el mismo SSEE, en áreas donde la penetración de generación convencional es elevada y la constante de inercia equivalente del área es baja, perturbaciones menores afectan la estabilidad de ángulo de los generadores cercanos a la falla, provocando la pérdida de su sincronismo. A partir de lo anterior, se recomienda:

- ✓ Abordar el problema de la disminución de la constante de inercia desde el punto de vista de la estabilidad transitoria; donde no sólo es importante el cálculo de la reserva de potencia requerida, sino también su ubicación.

CAPÍTULO 6

REFERENCIAS

[1] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*. McGraw-hill New York, 1994.

[2] IRENA, "Renewable Power Generation Costs in 2017," International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2018.

[3] G. Joos, B. Ooi, D. McGillis, F. Galiana, and R. Marceau, "The potential of distributed generation to provide ancillary services," in *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*, 2000, vol. 3: IEEE, pp. 1762-1767.

[4] J. M. Guerrero *et al.*, "Distributed generation: Toward a new energy paradigm," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 4, no. 1, pp. 52-64, 2010.

[5] D. Gibb, N. Ledanois, L. Ranalder, and H. Yaqoob, "Renewables 2022 - Global status report," 2022.

[6] CAMMESA. "Informe Anual CAMMESA." https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/ (accessed October, 2022).

[7] G. Suvire and P. Mercado, "Influencia de la Generación Dispersa Sobre la Seguridad de Operación y la Calidad del Producto Eléctrico," ed: Cigre-Argentina, 2005.

[8] R. Sims *et al.*, "Integration of renewable energy into present and future energy systems," *IPCC special report on renewable energy sources and climate change mitigation*, 2011.

[9] R. Shah, N. Mithulananthan, R. Bansal, and V. Ramachandaramurthy, "A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 1423-1436, 2015.

[10] A. Zahedi, "A review of drivers, benefits, and challenges in integrating renewable energy sources into electricity grid," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 9, pp. 4775-4779, 2011.

[11] Y. Wang, V. Silva, and M. Lopez-Botet-Zulueta, "Impact of high penetration of variable renewable generation on frequency dynamics in the continental Europe

interconnected system," *IET Renewable Power Generation,* vol. 10, no. 1, pp. 10-16, 2016.

[12] N. Nguyen and J. Mitra, "An analysis of the effects and dependency of wind power penetration on system frequency regulation," *IEEE Transactions on Sustainable Energy,* vol. 7, no. 1, pp. 354-363, 2016.

[13] J. J. Grainger and W. D. Stevenson Jr, *Power system analysis*. McGraw-Hill series in electrical and computer engineering, 1994.

[14] A. Von Meier, *Electric power systems: a conceptual introduction*. John Wiley & Sons, 2006.

[15] N. Jenkins, "Embedded generation," *Power engineering journal,* vol. 9, no. 3, pp. 145-150, 1995.

[16] P. Kundur *et al.*, "Definition and classification of power system stability," *IEEE transactions on Power Systems,* vol. 19, no. 2, pp. 1387-1401, 2004.

[17] P. Tielens and D. Van Hertem, "The relevance of inertia in power systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* vol. 55, pp. 999-1009, 2016.

[18] C. Rehtanz, "dena-Studie Systemdienstleistungen 2030," *Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Hg. v. dena. Deutsche Eenrgie-Agentur GmbH (dena). Berlin,* 2014.

[19] F. Fernandez-Bernal, I. Egido, and E. Lobato, "Maximum wind power generation in a power system imposed by system inertia and primary reserve requirements," *Wind Energy,* vol. 18, no. 8, pp. 1501-1514, 2015.

[20] J. O'Sullivan, A. Rogers, D. Flynn, P. Smith, A. Mullane, and M. O'Malley, "Studying the maximum instantaneous non-synchronous generation in an island system—frequency stability challenges in Ireland," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 29, no. 6, pp. 2943-2951, 2014.

[21] J. C. G. Arispe and H. J. Florero, "Wind farms integration in power system and frequency regulation effects," *IEEE Latin America Transactions,* vol. 15, no. 4, pp. 698-704, 2017.

[22] H. Gu, R. Yan, and T. K. Saha, "Minimum synchronous inertia requirement of renewable power systems," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 33, no. 2, pp. 1533-1543, 2018.

[23] H. Ahmadi and H. Ghasemi, "Security-constrained unit commitment with linearized system frequency limit constraints," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 29, no. 4, pp. 1536-1545, 2014.

[24] SEM Committee. "DS3 System Services - Technical Definitions - Decision Paper - SEM-13-098." https://www.semcommittee.com/news-centre/ds3-system-services-technical-definitions-decision-paper (accessed March, 2019).

[25] A. Q. Jakhrani, A. R. H. Rigit, A.-K. Othman, S. R. Samo, and S. A. Kamboh, "Estimation of carbon footprints from diesel generator emissions," in *2012 International Conference on Green and Ubiquitous Technology*, 2012: IEEE, pp. 78-81.

[26] J. Macak, "Evaluation of gas turbine startup and shutdown emissions for new source permitting," *Mostardi Platt Environmental: Chicago, IL, USA,* 2005.

[27] J. Oliver, B. Ware, and R. Carruth, "345 MVA fully water-cooled synchronous condenser for dumont station part I. Application considerations," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,* no. 6, pp. 2758-2764, 1971.

[28] S. Teleke, T. Abdulahovic, T. Thiringer, and J. Svensson, "Dynamic performance comparison of synchronous condenser and SVC," *IEEE Transactions on Power Delivery,* vol. 23, no. 3, pp. 1606-1612, 2008.

[29] Siemens. "A stable grid in the era of renewables: Synchronous condenser." https://new.siemens.com/global/en/products/energy/high-voltage/facts/portfolio/synchronouscondenser.html (accessed May, 2019).

[30] H. T. Nguyen, G. Yang, A. H. Nielsen, and P. H. Jensen, "Frequency stability improvement of low inertia systems using synchronous condensers," in *2016 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, 2016: IEEE, pp. 650-655.

[31] J. Fang, Y. Tang, H. Li, and F. Blaabjerg, "The Role of Power Electronics in Future Low Inertia Power Systems," in *2018 IEEE International Power Electronics and Application Conference and Exposition (PEAC)*, 2018: IEEE, pp. 1-6.

[32] N. H. Association, "Challenges and opportunities for new pumped storage development," *NHA Pumped Storage Development Council,* 2012.

[33] A. Blakers, B. Lu, and M. Stocks, "100% renewable electricity in Australia," *Energy,* vol. 133, pp. 471-482, 2017.

[34] V. Koritarov *et al.*, "Modeling Ternary Pumped Storage Units," *Argonne National Laboratory,* 2013.

[35] L. Chen, T. Zheng, S. Mei, X. Xue, B. Liu, and Q. Lu, "Review and prospect of compressed air energy storage system," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy,* vol. 4, no. 4, pp. 529-541, 2016.

[36] I. Calero, C. A. Canizares, and K. Bhattacharya, "Implementation of Transient Stability Model of Compressed Air Energy Storage Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020.

[37] H.-P. Beck and R. Hesse, "Virtual synchronous machine," in *Electrical Power Quality and Utilisation, 2007. EPQU 2007. 9th International Conference on*, 2007: IEEE, pp. 1-6.

[38] J. Driesen and K. Visscher, "Virtual synchronous generators, 2008," in *Proceedings of the IEEE PES Meeting*, pp. 20-24.

[39] K. M. Cheema, "A comprehensive review of virtual synchronous generator," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems,* vol. 120, p. 106006, 2020.

[40] Q.-C. Zhong and G. Weiss, "Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators," *IEEE Transactions on industrial electronics,* vol. 58, no. 4, pp. 1259-1267, 2010.

[41] H.-P. Beck and R. Hesse, "Virtual synchronous machine," in *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, 2007: IEEE, pp. 1-6.

[42] D. Remon, C. A. Cañizares, and P. Rodriguez, "Impact of 100-MW-scale PV plants with synchronous power controllers on power system stability in northern Chile," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 11, pp. 2958-2964, 2017.

[43] N. Soni, S. Doolla, and M. C. Chandorkar, "Improvement of transient response in microgrids using virtual inertia," *IEEE transactions on power delivery*, vol. 28, no. 3, pp. 1830-1838, 2013.

[44] H. Bevrani and J. J. E. P. Raisch, "On Virtual inertia Application in Power Grid Frequency Control," vol. 141, pp. 681-688, 2017.

[45] S. Committee. "DS3 System Services Regulated Arrangements - System Services Contractual Arrangements - Decision Paper - SEM-17-094." https://www.semcommittee.com/news-centre/sem-committee-decision-paper-ds3-system-services-regulated-arrangements-system-services (accessed March, 2019).

[46] (2016). *Reglamento (UE) 2016/631 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red*.

[47] "Reglamento (UE) 2016/1447 que establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua," in *Diario Oficial de la Unión Europea*, ed. Unión Europea, 2016.

[48] C. Roberts, "Review of International Grid Codes," 2018.

[49] ANEEL. "Anexo IX, Requisitos Técnicos Mínimos Para Conexão de Centrais Geradoras Eólicas." http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/ANEXO_9_Requisitos%20t%C3%A9cnicos%20m%C3%ADnimos%20para%20conex%C3%A3o%20de%20centrais%20e%C3%B3licas_9ler.pdf (accessed March, 2019).

[50] Rudnick, H., Moreno, J., Agurto, R., & Olivares, D. Estrategia de flexibilidad para el sistema eléctrico nacional. El camino hacia un sistema eléctrico sostenible. *Ministerio de Energía, Gobierno de Chile*, Septiembre, 2020.

[51] AEMC, "System services rule changes, Consultation paper," https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2020-07/System%20services%20rule%20changes%20-%20Consultation%20paper%20%E2%80%93%20%202%20July%202020.pdf (accessed July, 2020)

[52] J. C. Vieira, W. Freitas, W. Xu, and A. Morelato, "Efficient coordination of ROCOF and frequency relays for distributed generation protection by using the application region," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 4, pp. 1878-1884, 2006.

[53] H. K. Kargar and J. Mirzaei, "New method for islanding detection of wind turbines," in *Power and Energy Conference, 2008. PECon 2008. IEEE 2nd International*, 2008: IEEE, pp. 1633-1637.

[54] R. Yan and T. K. Saha, "Cascading contingencies in low inertia power systems: Frequency response challenges and a potential solution," in *Power & Energy Society General Meeting, 2017 IEEE*, 2017: IEEE, pp. 1-5.

[55] I. R. Calero Freire, "Protección de generadores eléctricos mediante relés microprocesados multifuncionales," QUITO/EPN/2008, 2008.

[56] S. Mukherjee, P. Shamsi, and M. Ferdowsi, "Improved virtual inertia based control of a grid connected voltage source converter with fault ride-through ability," in *North American Power Symposium (NAPS), 2016*, 2016: IEEE, pp. 1-5.

[57] J. Alipoor, Y. Miura, and T. Ise, "Power system stabilization using virtual synchronous generator with alternating moment of inertia," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics,* vol. 3, no. 2, pp. 451-458, 2015.

[58] D. Paul, E. Erik, K. Brendan, and M. Michael, "The role of energy storage with renewable electricity generation," Technical report NREL/TP-6A2-47187. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 2010.

[59] G. Delille, B. Francois, and G. J. I. T. o. S. E. Malarange, "Dynamic frequency control support by energy storage to reduce the impact of wind and solar generation on isolated power system's inertia," vol. 3, no. 4, pp. 931-939, 2012.

[60] J. Fang, Y. Tang, H. Li, and X. J. I. T. o. P. E. Li, "A Battery/Ultracapacitor Hybrid Energy Storage System for Implementing the Power Management of Virtual Synchronous Generators," vol. 33, no. 4, pp. 2820-2824, 2018.

[61] S. Karrari, H. R. Baghaee, G. De Carne, M. Noe, and J. Geisbuesch, "Adaptive Inertia Emulation Control for High-speed Flywheel Energy Storage Systems."

[62] M. Dreidy, H. Mokhlis, and S. Mekhilef, "Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* vol. 69, pp. 144-155, 2017.

[63] J. Morren, S. W. De Haan, W. L. Kling, and J. Ferreira, "Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control," *IEEE Transactions on power systems,* vol. 21, no. 1, pp. 433-434, 2006.

[64] P.-K. Keung, P. Li, H. Banakar, and B. T. Ooi, "Kinetic energy of wind-turbine generators for system frequency support," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 24, no. 1, pp. 279-287, 2008.

[65] M. F. M. Arani and E. F. El-Saadany, "Implementing virtual inertia in DFIG-based wind power generation," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 28, no. 2, pp. 1373-1384, 2013.

[66] Z. Miao, L. Fan, D. Osborn, and S. J. I. T. o. E. C. Yuvarajan, "Wind farms with HVdc delivery in inertial response and primary frequency control," vol. 25, no. 4, pp. 1171-1178, 2010.

[67] W.-S. Im, C. Wang, W. Liu, L. Liu, and J.-M. J. I. C. J. o. A. S. Kim, "Distributed virtual inertia based control of multiple photovoltaic systems in autonomous microgrid," vol. 4, no. 3, pp. 512-519, 2017.

[68] X. Lyu, Z. Xu, J. Zhao, and K. P. Wong, "Advanced frequency support strategy of photovoltaic system considering changing working conditions," *IET generation, transmission & distribution,* vol. 12, no. 2, pp. 363-370, 2018.

[69] J. Zhu, C. D. Booth, G. P. Adam, A. J. Roscoe, and C. G. Bright, "Inertia emulation control strategy for VSC-HVDC transmission systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 1277-1287, 2012.

[70] E. Rakhshani and P. Rodriguez, "Inertia emulation in AC/DC interconnected power systems using derivative technique considering frequency measurement effects," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 3338-3351, 2016.

[71] R. Aouini, B. Marinescu, K. B. Kilani, and M. Elleuch, "Synchronverter-based emulation and control of HVDC transmission," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 278-286, 2015.

[72] L. Sigrist, I. Egido, E. L. Miguélez, and L. Rouco, "Sizing and controller setting of ultracapacitors for frequency stability enhancement of small isolated power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 4, pp. 2130-2138, 2015.

[73] X. Zhou, C. Dong, J. Fang, and Y. Tang, "Enhancement of load frequency control by using a hybrid energy storage system," in *Energy, Power and Transportation Electrification (ACEPT), 2017 Asian Conference on*, 2017: IEEE, pp. 1-6.

[74] M. Yue and X. Wang, "Grid inertial response-based probabilistic determination of energy storage system capacity under high solar penetration," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 1039-1049, 2015.

[75] V. Knap, S. K. Chaudhary, D.-I. Stroe, M. Swierczynski, B.-I. Craciun, and R. Teodorescu, "Sizing of an energy storage system for grid inertial response and primary frequency reserve," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 3447-3456, 2016.

[76] H. Thiesen, C. Jauch, and A. Gloe, "Design of a system substituting today's inherent inertia in the European continental synchronous area," *Energies*, vol. 9, no. 8, p. 582, 2016.

[77] M. H. Fini and M. E. H. Golshan, "Determining optimal virtual inertia and frequency control parameters to preserve the frequency stability in islanded microgrids with high penetration of renewables," *Electric Power Systems Research*, vol. 154, pp. 13-22, 2018.

[78] A. Alahaivaia and M. Lehtonen, "Sizing of a photo voltaic-storage system for power system frequency support," in *European Energy Market (EEM), 2017 14th International Conference on the*, 2017: IEEE, pp. 1-6.

[79] H. Ye, Y. Tang, Y. Liu, Z. Li, and Z. Qi, "Transient frequency response model-based energy storage optimum size in power systems," in *Energy Internet (ICEI), IEEE International Conference on*, 2017: IEEE, pp. 65-71.

[80] N. P. Padhy, "Unit commitment-a bibliographical survey," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 19, no. 2, pp. 1196-1205, 2004.

[81] G. E. Alvarez, M. G. Marcovecchio, and P. A. Aguirre, "Evaluación de modelos AC y DC para problemas de asignación de unidades generadoras incorporando restricciones de transmisión en sistemas eléctricos: formulaciones MILP y MINLP," in *V Simposio Argentino de Informática Industrial (SII 2016)-JAIIO 45 (Tres de Febrero, 2016)*, 2016.

[82] R. B. Guadarrama, V. R. B. Guadarrama, and M. E. R. Rodríguez, *Circuitos eléctricos: teoría y práctica*. Grupo Editorial Patria, 2015.

[83] P. M. Anderson and M. Mirheydar, "A low-order system frequency response model," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 5, no. 3, pp. 720-729, 1990.

[84] N. Granda, D. Colomé, and E. Agüero, "Determinación de la Respuesta Dinámica y Estacionaria de la Frecuencia frente a Desbalances de Potencia Producidos por Perturbaciones en la Red," *Revista Técnica Energía,* no. 12, 2016.

[85] A. Moeini and I. Kamwa, "Analytical concepts for reactive power based primary frequency control in power systems," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 31, no. 6, pp. 4217-4230, 2016.

[86] I. Kamwa, L. Gerin-Lajoie, and G. Trudel, "Multi-loop power system stabilizers using wide-area synchronous phasor measurements," in *Proceedings of the 1998 American Control Conference. ACC (IEEE Cat. No. 98CH36207)*, 1998, vol. 5: IEEE, pp. 2963-2967.

[87] C. Zhao, U. Topcu, N. Li, and S. Low, "Design and stability of load-side primary frequency control in power systems," *IEEE Transactions on Automatic Control,* vol. 59, no. 5, pp. 1177-1189, 2014.

[88] D. A. Leiva Roca, P. Mercado, and G. Suvire, "System Frequency Response Model Considering the Influence of Power System Stabilizers," *IEEE Latin America Transactions,* vol. 20, no. 6, pp. 912-920, 03/25 2022.

[89] C. T. Kelley, *Iterative methods for optimization*. SIAM, 1999.

[90] G. Sybille, P. Brunelle, R. Champagne, L. Dessaint, H. Lehuy, and A. Mercier, "SimPowerSystems User's Guide," ed: Version, 2004.

[91] A. Delavari, I. Kamwa, and P. Brunelle, "Simscape power systems benchmarks for education and research in power grid dynamics and control," in *2018 IEEE Canadian Conference on Electrical & Computer Engineering (CCECE)*, 2018: IEEE, pp. 1-5.

[92] National Renewable Energy Laboratory. "Interconnections Seam Study." https://www.nrel.gov/analysis/seams.html (accessed June, 2022).

[93] U. L. S. R. Group. "Underfrequency Load Shedding Program Assessment." https://www.wecc.org/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc=/Administrative/2019%20UFLS%20Assessment%20Report_June%202020.docx&action=default&DefaultItemOpen=1 (accessed December, 2021).

[94] EPRI, "Meeting the challenges of declining system inertia," 2019.

[95] Palo Verde Generating Station. https://www.paloverde.com/ (accessed November, 2022).

[96] H. W. Dommel, "Digital computer solution of electromagnetic transients in single-and multiphase networks," *IEEE transactions on power apparatus and systems,* no. 4, pp. 388-399, 1969.

[97] MathWorks. "Three-Phase PI Section Line." https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/threephasepisectionline.html (accessed November, 2021).

[98] MathWorks. "Three-Phase Transformer (Two Windings)." https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/threephasetransformertwowindings.html?s_tid=doc_ta (accessed November, 2021).

[99] MathWorks. "Linear Transformer." https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/lineartransformer.html (accessed November, 2021).

[100] W. Price *et al.*, "Load representation for dynamic performance analysis," *IEEE Transactions on Power Systems (Institute of Electrical and Electronics Engineers);(United States)*, vol. 8, no. 2, 1993.

[101] W. G. P. Mover and E. Supply, "Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 1, pp. 167-179, 1992.

[102] I. W. Group, "Recommended practice for excitation system models for power system stability studies," *IEEE Std 421.5-1992*, 1992.

[103] P. C. Krause, O. Wasynczuk, S. D. Sudhoff, and S. D. Pekarek, *Analysis of electric machinery and drive systems*. John Wiley & Sons, 2013.

[104] I. C. Report, "Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies," *IEEE transactions on power apparatus and systems*, no. 6, pp. 1904-1915, 1973.

[105] G. Sybille (Hydro-Quebec). "Initializing a 5-Bus Network with the Load Flow Tool of Powergui." MathWorks. https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/initializing-a-5-bus-network-with-the-load-flow-tool-of-powergui.html (accessed November, 2021).

[106] P. F. Frack, "Mejoramiento de la estabilidad de frecuencia en microrredes," Tesis de Doctorado, Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), San Juan, Argentina, 2017.

[107] P. Chetty, "Current injected equivalent circuit approach to modeling switching dc-dc converters," *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, no. 6, pp. 802-808, 1981.

[108] N. W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca, W. W. Price, and R. W. Delmerico, "Dynamic modeling of GE 1.5 and 3.6 MW wind turbine-generators for stability simulations," in *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No. 03CH37491)*, 2003, vol. 3: IEEE, pp. 1977-1983.

[109] F. Faraji, A. Majazi, and K. Al-Haddad, "A comprehensive review of flywheel energy storage system technology," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, pp. 477-490, 2017.

[110] M. E. Amiryar and K. R. Pullen, "A review of flywheel energy storage system technologies and their applications," *Applied Sciences*, vol. 7, no. 3, p. 286, 2017.

[111] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, "Progress in electrical energy storage system: A critical review," *Progress in natural science*, vol. 19, no. 3, pp. 291-312, 2009.

[112] EUROfusion. "Week 20: JET Experiments: sensitive to TV schedules." https://www.euro-fusion.org/news/detail/week-20-jet-experiments-sensitive-to-tv-schedules/? (accessed November, 2021).

[113] S. Choudhury, "Flywheel energy storage systems: A critical review on technologies, applications, and future prospects," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 31, no. 9, p. e13024, 2021.

[114] G. O. Suvire, M. G. Molina, and P. E. Mercado, "Improving the integration of wind power generation into AC microgrids using flywheel energy storage," *IEEE Transactions on smart grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1945-1954, 2012.

[115] N. Celanovic, D.-H. Lee, D. Peng, D. Borojevic, and F. C. Lee, "Control design of three-level voltage source inverter for SMES power conditioning system," in *30th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference. Record.(Cat. No. 99CH36321)*, 1999, vol. 2: IEEE, pp. 613-618.

[116] E. Clarke, *Circuit analysis of AC power systems; symmetrical and related components*. Wiley, 1943.

[117] H. Akagi, Y. Kanazawa, and A. Nabae, "Instantaneous reactive power compensators comprising switching devices without energy storage components," *IEEE Transactions on industry applications*, no. 3, pp. 625-630, 1984.

[118] E. H. Watanabe, R. M. Stephan, and M. Aredes, "New concepts of instantaneous active and reactive powers in electrical systems with generic loads," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, no. 2, pp. 697-703, 1993.

[119] G. O. Suvire and P. E. Mercado, "DSTATCOM with flywheel energy storage system for wind energy applications: control design and simulation," *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 3, pp. 345-353, 2010.

Anexos

A.1 Modelo del sistema eléctrico

En este capítulo se exponen los modelos de los componentes del sistema eléctrico utilizado en este trabajo.

A.1.1 Líneas de transmisión

Las líneas de transmisión se modelan como secciones π de parámetros concentrados [96]. Este modelo se muestra en la Figura A.1.

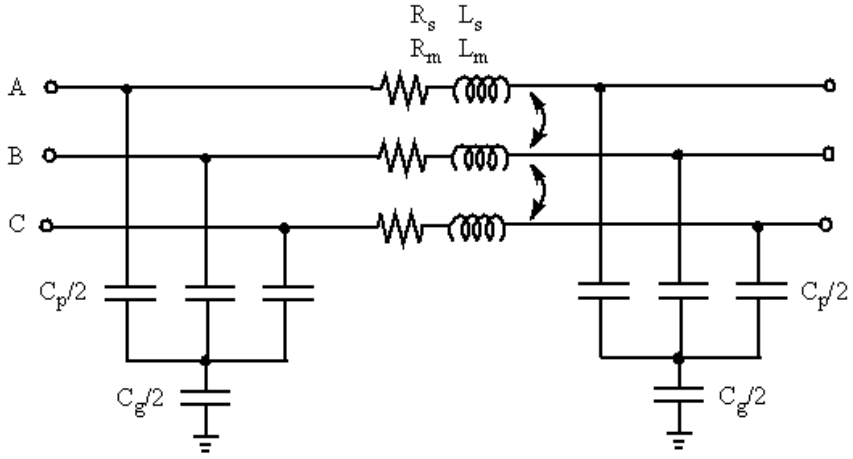


Figura A.1 Modelo equivalente π para líneas de transmisión

Los parámetros *R*, *L* y *C* se especifican como parámetros de secuencia cero y positiva que tienen en cuenta el acoplamiento capacitivo e inductivo entre las fases, así como el acoplamiento respecto de tierra. Este método supone fases equilibradas. Los valores de resistencia de fase (R_s) y resistencia mutua (R_m), de inductancia de fase (L_s) e inductancia mutua (L_m) de los tres inductores acoplados, como de capacitancia de fase (C_p) y de capacitancia a

tierra (C_g) se deducen de los parámetros *RLC* de secuencia cero y secuencia positiva como se indica en [97].

A.1.2 Transformadores

Los transformadores trifásicos de dos arrollamientos se encuentran representados por tres transformadores monofásicos de dos arrollamientos utilizando los valores especificados de inductancias y resistencias como se muestra en la Figura A.2 [98, 99]

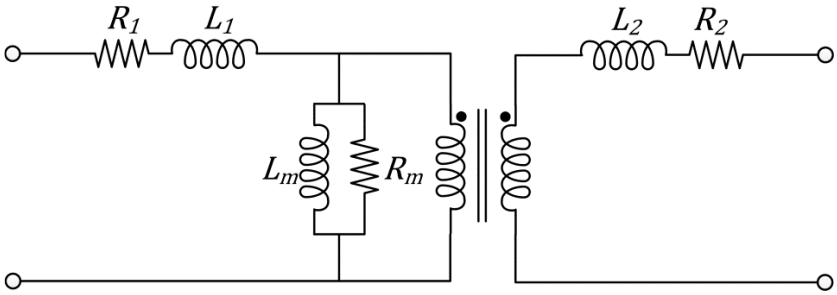


Figura A.2. Modelo monofásico equivalente de transformador

donde:

R_1: resistencia del arrollamiento de baja tensión

L_1: inductancia de dispersión del arrollamiento de baja tensión

R_2: resistencia del arrollamiento de alta tensión

L_2: inductancia del arrollamiento de alta tensión

R_m: resistencia de magnetización del núcleo del transformador

L_m: inductancia de magnetización del núcleo del transformador

A.1.3 Cargas Eléctricas

Las cargas trifásicas se conectan de manera equilibrada como una combinación en paralelo de elementos *RLC*. Se utiliza un modelo exponencial en que la potencia activa y reactiva absorbida son proporcionales al cuadrado de la tensión aplicada [100]. Es decir, se modelan como impedancias constantes:

$$P_D = P_{D0}\left(\frac{V}{V_0}\right)^2 \tag{32}$$

$$Q_D = Q_{D0}\left(\frac{V}{V_0}\right)^2 \tag{33}$$

donde P_D [W] y Q_D [var] es la potencia activa y reactiva consumida por la carga respectivamente, V [V] tensión del nodo de conexión y el subíndice 0 indica valor nominal.

Para reducir el esfuerzo computacional, el modelo no considera la variación de las potencias ante la variación de la frecuencia, lo que implica un caso más desfavorable.

A.1.4 Generadores sincrónicos

A.1.4.1 Central hidráulica

El modelo de central hidráulica consta de tres partes principales: el conjunto turbina – regulador de velocidad, el sistema de excitación y la máquina sincrónica.

La turbina por su lado, se implementa mediante un modelo no lineal; mientras que el regulador de velocidad está conformado por un controlador proporcional-integral-derivativo PID y un servo motor modelado como un sistema de segundo orden [101]. En la Figura A.3 se muestra el modelo del conjunto turbina – regulador de velocidad donde w, Δw, w_{ref} [p.u.] es la velocidad actual de la máquina, su desviación y su referencia respectivamente, P_e [p.u.] y P_{eref} [p.u.] la potencia eléctrica y su referencia respectivamente, R el coeficiente droop y P_m [p.u.] la potencia mecánica de salida.

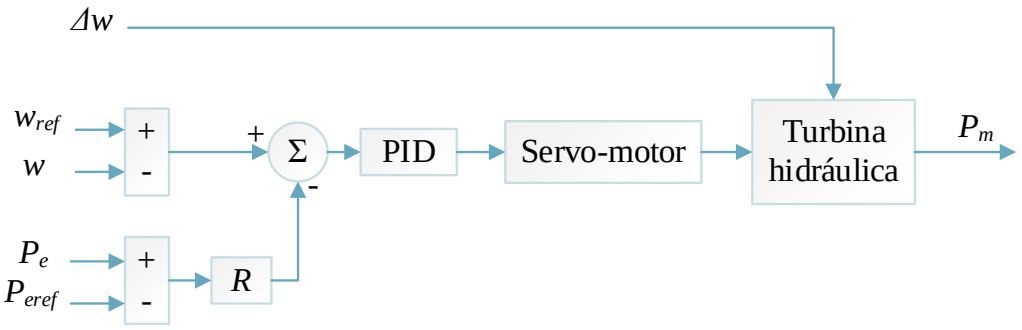


Figura A.3. Modelo no lineal de turbina hidráulica y regulador

Por otro lado, el sistema de excitación se implementa mediante un excitador tipo 1 según IEEE, sin la función de saturación, combinado con un regulador de tensión [102].

Por último, la máquina sincrónica es de polos salientes y su modelo se divide en dos partes. La parte eléctrica está representada por un modelo de espacio de estados de sexto orden y tiene en cuenta la dinámica del estator y el campo. La parte mecánica por su lado, se representa mediante las siguientes ecuaciones:

$$\Delta w(t) = \frac{1}{2H}\int_0^t (T_m - T_e)\, dt \tag{34}$$

$$w(t) = \Delta w(t) + w_n \tag{35}$$

donde T_m y T_e [p.u.] son el torque mecánico y eléctrico respectivamente y w_n [p.u.] la velocidad nominal de operación de la máquina [103]. La constante de amortiguamiento se desprecia ya que su efecto en la frecuencia es muy pequeño respecto de la inercia.

A.1.4.2 Central de vapor

Al igual que la central hidráulica, el modelo de central de vapor consta de tres partes principales: el conjunto turbina – regulador de velocidad, el sistema de excitación y la máquina sincrónica.

Por su lado, la turbina se modela como un sistema compuesto de cuatro etapas en tándem de masa única. Por lo que los torques de salida de cada etapa se suman en un único torque como se observa en la Figura A.4.

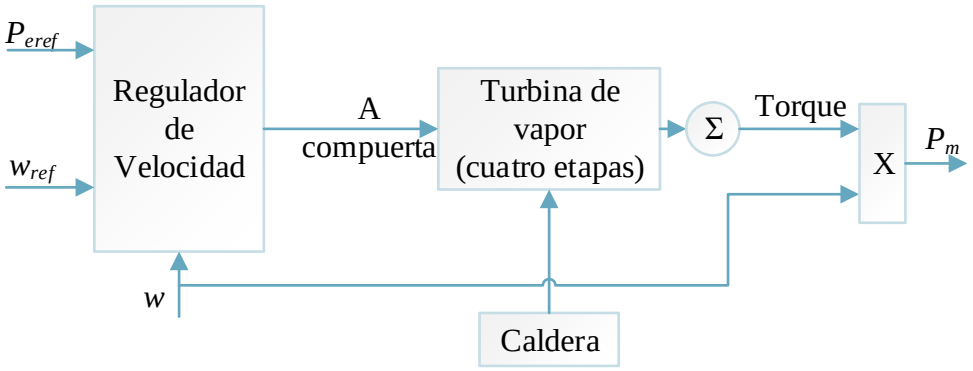


Figura A.4. Modelo del conjunto turbina de vapor – regulador de velocidad

Por otro lado, el regulador de velocidad consta de un sistema de control proporcional, un relé rápido y un servo motor que controla la apertura de la compuerta [104], Figura A.5, donde k_p es la ganancia del regulador.

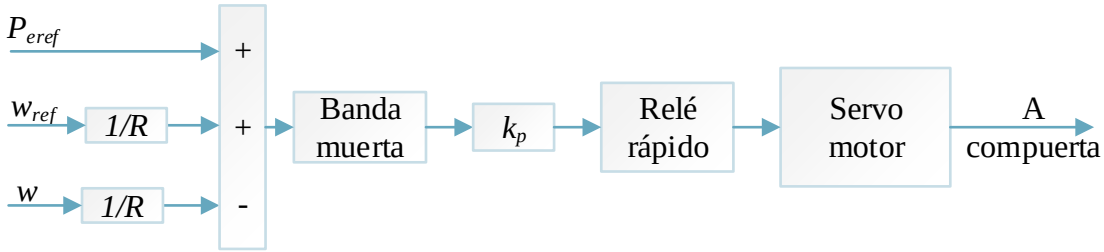


Figura A.5. Modelo de regulador de velocidad de la máquina de vapor

Por último, el sistema de excitación y la máquina sincrónica se modelan de la misma manera que para las centrales hidráulicas, con la diferencia que en este caso la máquina sincrónica es de rotor cilíndrico.

A.1.5 Generador eólico de inducción

Dado que el período de estudio de la respuesta de la frecuencia del sistema eléctrico es del orden de los segundos, en este trabajo se considera que la velocidad del viento es constante durante el intervalo de tiempo citado. Esto permite que los generadores eólicos se modelen de manera simplificada. Además, se considera que no realizan regulación primaria de frecuencia.

El generador eólico de inducción se modela como una máquina asincrónica de tipo jaula de ardilla, cuya potencia mecánica de entrada es constante. La parte eléctrica de la máquina está representada por un modelo de espacio de estados de cuarto orden y la parte mecánica por un sistema de segundo orden como se muestra a continuación [103].

$$\frac{dw(t)}{dt} = \frac{1}{2H}(T_m - T_e) \tag{36}$$

$$\frac{d\Theta(t)}{dt} = w(t) \tag{37}$$

donde $w(t)$ [p.u.] es la velocidad de la máquina, T_m y T_e [p.u.] son el torque mecánico y eléctrico respectivamente, H [s] su constante de inercia y $\Theta(t)$ [rad] es la posición angular del rotor.

Al igual que en el generador sincrónico la constante de amortiguamiento se desprecia. Por otro lado, es importante destacar que, si bien es un modelo simplificado, la constante de inercia del modelo considera las masas tanto de las aspas como del rotor del generador [105].

A.1.6 Generador fotovoltaico y eólico de inducción doblemente alimentado

Con el mismo razonamiento planteado en el apartado anterior, se asume que la potencia generada es constante durante la simulación para estos generadores. Además, se considera que no realizan RPF ni aportan inercia, lo que representa un caso desfavorable y acorde a la mayoría de los parques actuales.

Teniendo en cuenta lo anterior, y que el generador fotovoltaico y el eólico de inducción doblemente alimentado se conectan al SSEE mediante

convertidores de electrónica de potencia, se utiliza un modelo basado en fuentes de corrientes controladas [106-108]. En la Figura A.6 se muestra el diagrama del modelo implementado, donde P_g [W] es la potencia activa generada por el generador en cuestión y se asume constante.

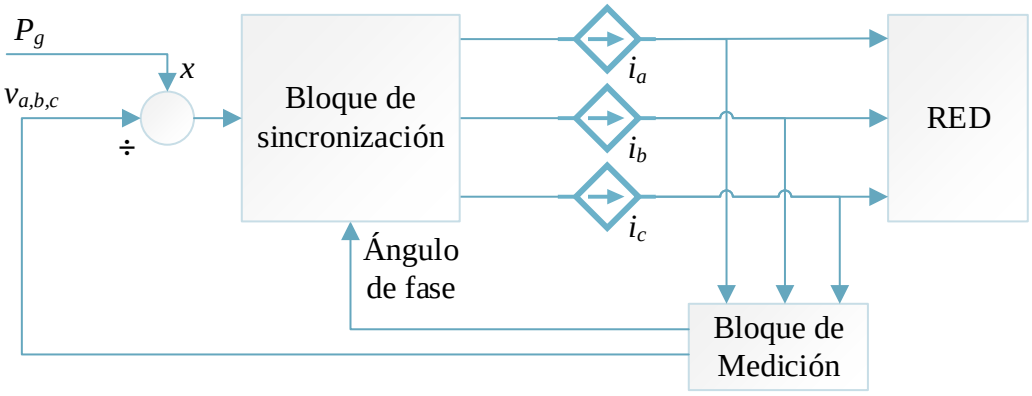


Figura A.6. Modelo de generador fotovoltaico

A.1.7 Sistema para aporte de inercia virtual y control

A.1.7.1 Sistema de almacenamiento flywheel

El flywheel es un dispositivo que almacena la energía en forma de energía cinética en un volante de inercia giratorio, para luego reconvertirla en energía eléctrica a través de un generador, cuando sea necesario [109]. Su tiempo de respuesta es del orden de los 10 ms o inferior, su densidad de potencia es elevada, soporta cientos de miles de ciclos de carga y descarga, y su vida útil estimada supera los 20 años sin deterioros en su desempeño [110, 111]. Además, en [76] se sostiene que el aporte de inercia mediante flywheels es la solución menos costosa entre los sistemas de almacenamiento. Por último, la escalabilidad permite que sea una tecnología muy flexible, desde las instalaciones de 20 MW en la red de distribución independiente de Nueva York para servicios de regulación de frecuencia; hasta los dos grandes flywheels utilizados por el laboratorio de física Joint European Torus, los cuales pueden entregar hasta 400 MW durante 30 segundos [110, 112].

Estos sistemas de almacenamiento se componen de varios subsistemas: un rotor giratorio, una máquina eléctrica, cuatro rodamientos (dos de empuje axial y dos radiales), una interfaz de electrónica de potencia y un contenedor o carcasa, como se muestra en la Figura A.7 [113, 114].

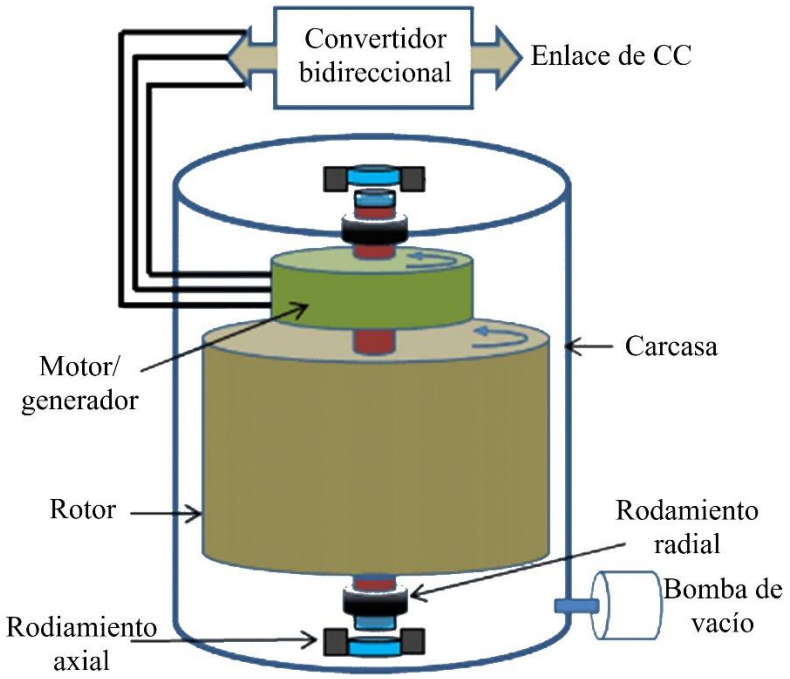


Figura A.7. Componentes principales de un flywheel [113, 114]

Existen dos tipos de flywheels, los de baja velocidad (normalmente hasta 10000 rpm) y alta velocidad (hasta 100000 rpm). Los de baja velocidad suelen estar hechos de material metálico más pesado y están soportados por rodamientos mecánicos o magnéticos. Los de alta velocidad utilizan generalmente materiales compuestos más ligeros pero fuertes y típicamente requieren rodamientos magnéticos. Además, se está desarrollando una nueva clase de flywheels de velocidad intermedia de acero laminado, que se benefician del bajo costo de los materiales, pero también de una densidad de energía relativamente alta. Esto tiene el potencial de ofrecer opciones de costo bajo, así como también sistemas compactos.

La máquina eléctrica o motor-generador eléctrico integrado, está acoplado al rotor del flywheel para permitir la conversión de energía. La máquina, actuando como motor, carga el almacenador acelerando el rotor y extrayendo energía eléctrica de la fuente. Inversamente, la energía almacenada en el rotor es extraída por la misma máquina, actuando como un generador eléctrico; por lo tanto, el rotor se ralentiza (disminuye su velocidad) durante la descarga. Las máquinas eléctricas comúnmente utilizadas son: máquinas de inducción, de imanes permanentes y de reluctancia variable.

La conversión de energía se realiza mediante la máquina eléctrica y un convertidor de potencia bidireccional. Las topologías de los convertidores electrónicos de potencia que pueden ser utilizados en aplicaciones de almacenamiento de energía con flywheel son CC-CA, CA-CA y CA-CC-

CA o una combinación de éstas, siendo la topología CA-CC-CA la más utilizada.

Los rodamientos son necesarios para mantener el rotor en su lugar con una fricción muy baja, pero proporcionando un mecanismo de soporte. Pueden ser mecánicos o magnéticos dependiendo del peso, del ciclo de vida útil y de las pérdidas.

La carcasa tiene dos propósitos: proporcionar hermeticidad y encapsular al rotor en caso de que se presente una falla. La carcasa es la parte estacionaria del flywheel y normalmente está hecha de acero grueso u otro material de alta resistencia. Mantiene el rotor en vacío para reducir las pérdidas por rozamiento aerodinámico.

A.1.7.2 Sistema de control y emulación de inercia

Para llevar a cabo las simulaciones se utiliza un modelo simplificado en el cual los convertidores de electrónica de potencia, que incluyen componentes no lineales (como las llaves IGBT), se reemplazan por fuentes controladas de tensión o corriente [115]. La principal diferencia entre la utilización de un modelo detallado y otro simplificado es que en estos últimos se simula principalmente la componente fundamental de tensión y corriente despreciando los armónicos de mayor orden. Esta metodología reduce considerablemente el número de ecuaciones diferenciales utilizadas, lo cual permite la simulación de sistemas eléctricos con tiempos de cálculo reducidos.

El sistema de control implementado cuenta con tres niveles independientes que se comunican entre sí. Esto posibilita la modificación o adaptación de cada nivel por separado según se requiera. Los niveles se dividen en externo, medio e interno, tal como se muestra en la Figura A.8.

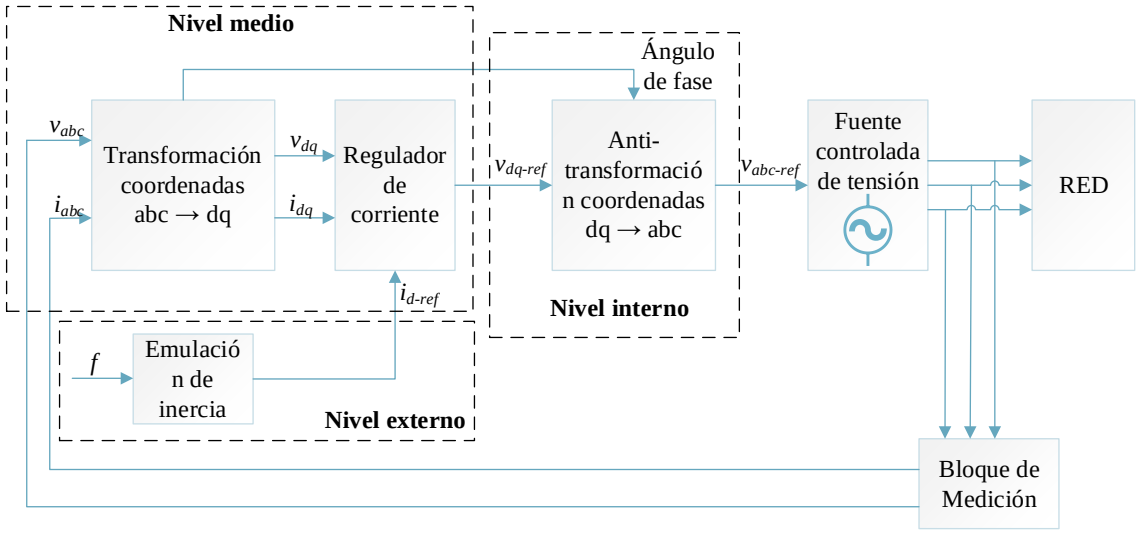


Figura A.8. Sistema de control para emulación de inercia con flywheel

Para controlar la dinámica del dispositivo flywheel dentro del marco de tiempo de un sub-ciclo y sujeto a perturbaciones, se necesita una definición amplia de potencia activa y reactiva. Para esto se utiliza la teoría de la potencia instantánea. La teoría de la potencia activa y reactiva instantánea es válida tanto para estados estacionarios como transitorios y además cuando la tensión y la corriente poseen formas de onda genéricas [116-118]. En la Figura A.8 se observa la aplicación de esta teoría en los bloques de transformación de sistemas de coordenadas *abc* a *dq* y viceversa.

Control de nivel externo

El control de nivel externo ofrece regulación ante la variación de determinadas condiciones de operación del SSEE. Este control de mayor nivel jerárquico es el encargado de determinar el intercambio de potencias entre el sistema de almacenamiento y el SSEE. El control de nivel externo calcula $I_{d\text{-}ref}$ para regulación de potencia activa.

La emulación de inercia se lleva a cabo mediante una estrategia de control basada en la derivada de la frecuencia, tal como se muestra en la Figura A.9, donde k_{iv} es la ganancia de inercia virtual del controlador y T_f la constante de tiempo del filtro pasa bajos.

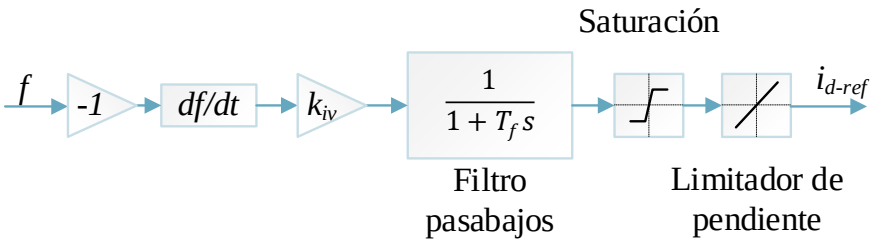


Figura A.9. Control de emulación de inercia

La frecuencia se mide en el punto común de conexión entre el sistema de emulación de inercia y el SSEE. Como el aporte de potencia debe ser positivo ante una disminución de la frecuencia (o viceversa), se multiplica por una ganancia unitaria negativa. La función del filtro es eliminar las altas frecuencias y ruido provenientes del bloque de derivación. Por otro lado, la saturación limita $I_{d\text{-}ref}$ a ±1 p.u. Por último, el limitador de pendiente forma parte del modelo de flywheel, limitando la velocidad de respuesta acorde a la capacidad de toma de carga del mismo.

Es importante destacar que el modelo implementado supone al almacenador en condiciones para emulación de inercia. Esto es, que su energía almacenada/capacidad remanente es suficiente para aportar/consumir su potencia nominal durante todo el transitorio. Esto se debe a que un evento dinámico de frecuencia tiene como máximo una duración de algunas decenas de segundos.

Control de nivel medio

El controlador de nivel medio permite que la corriente de salida acompañe dinámicamente los valores de referencia establecidos por el control de nivel externo. En este nivel de control pueden utilizarse varias metodologías avanzadas de control sin necesidad de alterar los otros niveles.

En este caso el control de nivel medio está conformado por un bloque de transformación de coordenadas *abc* a *dq* y un regulador de corriente.

En el bloque de transformación se obtiene, además, el ángulo de fase que servirá para sincronizar el dispositivo con la red.

Por otro lado, al regulador de corriente ingresa la corriente de referencia i_{d-ref}, proveniente del controlador de nivel externo y se compara con las corrientes actuales del inversor i_{dq}. Luego, la diferencia es alimentada a controladores PI diseñados para obtener un seguimiento adecuado y sin error. A la salida de este controlador se obtienen las tensiones que el inversor debe sintetizar en coordenadas *dq*, es decir v_{dq_ref}

El bloque regulador de corriente se implementa según se muestra en la Figura A.10 para tener en cuenta el acoplamiento cruzado entre la componente directa y en cuadratura de la corriente en el marco de coordenadas *dq*. Donde L_{tr} es la inductancia de dispersión equivalente del transformador de acoplamiento del sistema de aporte de inercia con la red y k_P y k_I las constantes proporcional e integrativa de los controladores PI respectivamente [119].

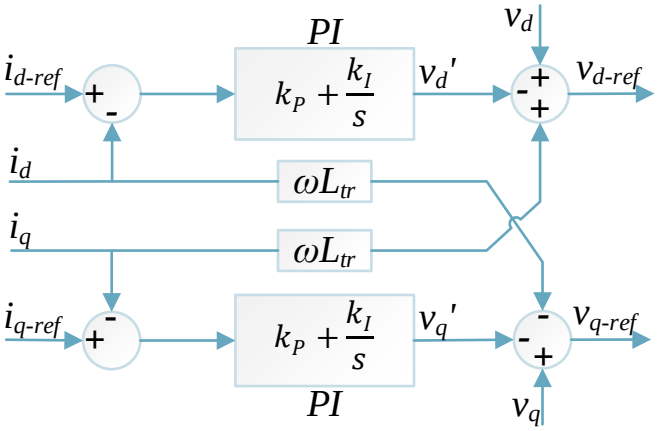


Figura A.10. Esquema de regulador de corriente

Dado que el sistema de emulación de inercia no realiza regulación de tensión, $i_{q\text{-}ref} = 0$ en este caso.

Control de nivel interno

Este nivel es responsable de generar las señales de disparo para las llaves de conmutación del convertidor electrónico de potencia del flywheel, de acuerdo con el modo de control y los tipos de semiconductores utilizados.

Dado que para las simulaciones se utiliza un modelo simplificado basado en fuentes controladas de tensión, en este caso, el nivel interno es el encargado de sintetizar y sincronizar las formas de onda de dichas fuentes con la red. Para ello, las tensiones de salida v_d y v_q se transforman al sistema de coordenadas *abc* teniendo en cuenta el ángulo de fase proveniente del controlador de nivel medio. Esto se puede observar en la Figura A.8.

A.2 Ejemplo de conformación del modelo lineal del sistema eléctrico en función del UC

Siguiendo la Figura 3.7. Los generadores 1, 3, 4 son generadores sincrónicos con regulador de velocidad, por lo que realizan RPF y aportan inercia. Por otro lado, los generadores 2 y 5 son no convencionales. Por su lado, el generador 2 no realiza RPF pero sí aporta inercia virtual, mientras que el generador 5 realiza RPF pero no aporta inercia. Se considera que el desbalance de potencia activa que sufre el SSEE es P_{des} = 9.5 MW.

Los datos y características de los generadores están representados por los vectores P_g, V_{RPF}, V_H y H_g. Por otro lado, el UC_1 está representado por el vector V_d.

$$P_g = \begin{bmatrix} 250 \\ 70 \\ 85 \\ 150 \\ 60 \end{bmatrix};\ V_{RPF} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix};\ V_H = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix};\ H_g = [3.4 \quad 2.8 \quad 3.2 \quad 4.0 \quad 0];\ V_d = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}$$

Teniendo en cuenta estos datos y aplicando la ecuación (14) el vector P_{g_RPF} [MW] resultante es:

$$P_{g_RPF} = \begin{bmatrix} 250 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 60 \end{bmatrix}$$

Luego, con la ecuación (15) se calculan los coeficientes k_i:

$$k_i = \frac{\begin{bmatrix} 250 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 60 \end{bmatrix}}{250 + 60} = \begin{bmatrix} 250/310 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 60/310 \end{bmatrix}$$

Posteriormente, usando la ecuación (16) se calcula el vector P_{g_H} [MW]:

$$P_{g_H} = \begin{bmatrix} 250 \\ 70 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Después, utilizando la ecuación (17), H_{sis} [s] da como resultado:

$$H_{sis} = [3.4 \quad 2.8 \quad 3.2 \quad 4.0 \quad 0] \cdot \begin{bmatrix} 250/320 \\ 70/320 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = 3.27s$$

Finalmente, teniendo en cuenta que el desbalance de potencia es de 9.5MW, lo cual representa una perturbación del 2.5% para el escenario UC_1, se calcula P_{d_SSEE} para el modelo SFR mediante la ecuación (18):

$$P_{d_SSEE} = \frac{9.5\text{MW}}{250\text{MW} + 60\text{MW}} = 0.0306$$

Por lo tanto, el desbalance de potencia ΔP_{d_SSEE} en el modelo SFR será de 3.06%.

A.3 Parámetros del sistema eléctrico de prueba

En este capítulo se exponen datos relevantes que completan la información de este trabajo. Para mayor simplicidad, algunos parámetros se escriben con notación científica, donde se utiliza el operador E en lugar de x10.

A.3.1 Transformadores

En la Tabla A.2 se detallan los parámetros de los transformadores. Donde *V1* y *V2* son las tensiones del primario y secundario respectivamente y *L1* y L2 sus inductancias. Por limitaciones de espacio, no se incluyen en la tabla la resistencia del primario *R1* y secundario *R2* las cuales son *R1[p.u.]=R2[p.u.]=* 1E-06 para todos los transformadores. De igual forma, la resistencia de magnetización *Rm*=500p.u. y la reactancia de magnetización *Lm*=500p.u. para todos los transformadores.

Tabla A.2. Parámetros de los transformadores

De	Hacia	Potencia Nominal [MVA]	*V1* [kV]	*L1* [p.u]	*V2* [kV]	*L2* [p.u]	Conexión primario/secundario	
1	17	5500	20	0	500	9.90E-02	D1	Yg
2	18	14000	20	0	500	9.80E-02	D1	Yg
3	19	16000	20	0	500	9.60E-02	D1	Yg
4	20	14000	20	0	500	9.80E-02	D1	Yg
5	21	9500	20	0	500	1.05E-01	D1	Yg
6	22	16000	20	0	500	9.60E-02	D1	Yg
7	23	5200	20	0	500	9.88E-02	D1	Yg
8	24	8000	20	0	230	1.04E-01	D1	Yg
9	17	18000	20	0	500	9.90E-02	D1	Yg
10	18	5500	20	0	500	9.80E-02	D1	Yg
11	19	14000	20	0	500	9.60E-02	D1	Yg
12	20	16000	20	0	500	9.80E-02	D1	Yg
13	21	14000	20	0	500	1.05E-01	D1	Yg
14	22	9500	20	0	500	9.60E-02	D1	Yg
15	23	16000	20	0	500	9.88E-02	D1	Yg
16	24	5200	20	0	230	1.04E-01	D1	Yg
19	29	20000	500	0.50	230	0.50	Y	Y
20	38	20000	500	0.00	230	0.15	Y	Y
22	27	20000	500	0.70	230	0.70	Y	Y
23	28	20000	500	0.70	230	0.70	Y	Y
39	24	20000	230	0.15	230	0.15	Y	Y
40	25	20000	230	0.15	500	0.15	Y	Y
41	26	20000	230	0.15	500	0.15	Y	Y

A.3.2 Líneas de transmisión

En la Tabla A.1 se muestran los parámetros de secuencia positiva de las líneas de transmisión.

Tabla A.1. Parámetros de las líneas de transmisión

De	Hacia	Resistencia R [Ω]	Inductancia L [H]	Capacitancia C [F]
17	34	19.00	5.570E-01	9.337E-07
34	18	0	3.316E-02	5.305E-08
34	18	0	3.316E-02	5.305E-08
18	30	6.33	1.857E-01	3.112E-07
17	30	0	6.631E-03	1.061E-16
17	35	1.88	3.117E-02	4.775E-09
17	35	1.88	3.117E-02	4.775E-09
35	21	5.63	9.350E-02	1.432E-08
17	32	0.19	5.803E-03	5.968E-09
32	22	0.58	1.741E-02	1.790E-08
17	33	0.69	1.731E-02	8.754E-09
33	22	0.23	5.769E-03	2.918E-09
19	37	1.00	2.056E-02	6.791E-09
37	20	4.00	8.223E-02	2.716E-08
19	29	0	5.000E-03	0
20	25	0.25	4.974E-03	4.244E-08
20	38	0	1.500E-03	0
21	36	3.15	5.873E-02	6.196E-8
21	36	3.15	5.873E-02	6.196E-8
21	36	3.15	5.873E-02	6.196E-8
36	25	12.60	2.349E-01	2.479E-7
21	36	3.94	7.341E-02	1.061E-7
36	26	15.75	2.936E-01	4.244E-7
22	31	2.38	5.139E-02	5.051E-8
23	31	2.38	5.139E-02	5.051E-8
22	27	0	7.000E-03	0
23	28	0	7.000E-03	0
24	39	0	1.500E-03	0
24	27	4.23	1.179E-01	1.675E-6
24	28	4.50	1.396E-01	2.507E-6
24	29	4.87	1.530E-01	2.507E-6
25	26	0	3.316E-04	0
25	40	0	1.500E-03	0
26	41	0	1.500E-03	0
17	34	19.00	5.570E-01	9.337E-7

A.3.3 Generadores sincrónicos

La Tabla A.3 muestra los principales parámetros de los generadores convencionales

Tabla A.3. Parámetros principales de las máquinas sincrónicas

G	S_i [MVA]	*Rs* [p.u.]	*Xd* [p.u.]	*Xd'* [p.u.]	*Xd''* [p.u.]	*Xq* [p.u.]	*Xq'* [p.u.]	*Xq''* [p.u.]	H [s]	Rotor
1	3300	0.0025	0.9	0.27	0.25	0.6	0.27	0.25	4.4	Polo Saliente
2	8400	0.0025	1.7	0.27	0.25	1.6	0.27	0.25	4.6	Cilíndrico
3	9600	0.0025	1.7	0.27	0.25	1.6	0.27	0.25	4	Cilíndrico
4	8400	0.0025	1.7	0.27	0.25	1.6	0.27	0.25	4.8	Cilíndrico
5	5700	0.0025	1.7	0.27	0.25	1.6	0.27	0.25	4.9	Cilíndrico
6	9600	0.0025	1.7	0.27	0.25	1.6	0.27	0.25	5	Cilíndrico
7	3120	0.0025	1.7	0.27	0.25	1.6	0.27	0.25	3.3	Cilíndrico
8	4800	0.0025	1.7	0.27	0.25	1.6	0.27	0.25	2.8	Cilíndrico
9	2200	0.0025	0.9	0.27	0.25	0.6	0.27	0.25	4.4	Polo Saliente
10	5600	0.0025	0.9	0.27	0.25	0.6	0.27	0.25	4.6	Polo Saliente
11	6400	0.0025	1.7	0.27	0.25	1.6	0.27	0.25	4	Cilíndrico
12	5600	0.0025	1.7	0.27	0.25	1.6	0.27	0.25	4.8	Cilíndrico
13	3800	0.0025	1.7	0.27	0.25	1.6	0.27	0.25	5.9	Cilíndrico
14	6400	0.0025	0.9	0.27	0.25	0.6	0.27	0.25	5	Polo Saliente
15	2080	0.0025	1.7	0.27	0.25	1.6	0.27	0.25	3.3	Cilíndrico
16	3200	0.0025	0.9	0.27	0.25	0.6	0.27	0.25	2.8	Polo Saliente

donde:

G: indica el número de generador

Sn: potencia nominal

Rs: resistencia del estator

Xd, Xd', Xd'': reactancias en el eje directo, sincrónica, transitoria y subtransitoria respectivamente

Xq, Xq', Xq'': reactancias en el eje en cuadratura, sincrónica, transitoria y subtransitoria respectivamente

H: constante de inercia

En todos los casos, el coeficiente del control droop $R = 0.05$, mientras que la banda muerta de los reguladores de velocidad es de 0.036Hz.

A.3.4 Generador eólico de inducción

Los parámetros del generador eólico de inducción se muestran en la Tabla A.4

Tabla A.4. Parámetros del generador eólico de inducción

S_i [MVA]	*Rs* [p.u.]	*Lls* [p.u.]	*Rr'* [p.u.]	*Llr'* [p.u.]	*Lm* [p.u.]	*H* [s]
4500	4.83E-3	0.125	4.38E-3	0.179	6.77	5.04

donde:

Sn: potencia nominal

Rs: resistencia del estator

Lls: reactancia de fuga del estator

Rr': resistencia del rotor

Llr': reactancia de fuga del rotor

Lm: reactancia de magnetización

H: constante de inercia

A.3.5 Sistema para aporte de inercia virtual y control

En la Tabla A.5 se resumen los parámetros del sistema de emulación de inercia

Tabla A.5. Parámetros del control para emulación de inercia

Control Inercial			Regulador de corriente		
K_{iv}	*T* [s]	Limitador de pendiente	*Kp*	*Ki*	$Kf = wL_{tr}$
30	10	100	0.8	500	0.0042

donde:

K_{iv}: ganancia del control de emulación de inercia

T: constante de tiempo del filtro pasa bajo

Limitador de pendiente: 10ms para entregar potencia nominal

Kp: ganancia proporcional del regulador de corriente

Ki: ganancia integradora del regulador de corriente

Kf: ganancia de retroalimentación del transformador de acople

CURRÍCULUM VITAE

DANIEL ALEJANDRO LEIVA ROCA

Argentino, 18/09/1988
E-mail: leivadaniel18@gmail.com



FORMACIÓN

Ingeniería Electrónica
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de San Juan (UNSJ)

CURSOS DE POSGRADO

Análisis de Funcionamiento de Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica. Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ, 2016.

Métodos de Optimización. Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ, 2016.

Regulación en Mercados de Energía Eléctrica y Redes Inteligentes. Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ, 2016.

Compatibilidad Electromagnética y Calidad Del Producto Eléctrico. Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ, 2017.

PUBLICACIONES CIENTÍFICAS

Leiva, D. A., Mercado, P. E., & Suvire, G. "Análisis del impacto en la estabilidad de frecuencia de sistemas eléctricos cuando se consideran diferentes niveles de penetración de generación no convencional," *XVIII ERIAC*, Foz do Iguaçu, Brasil, 2019.

Leiva, D. A., Mercado, P. E., & Suvire, G. O. "Methodologies for estimating the inertia constant of a power system," *IEEE Biennial Congress of Argentina (pp. 1-6)*, San Miguel de Tucumán, Argentina, 2018.

D. A. Leiva, P. E. Mercado, and G. O. Suvire, "Determination of required instantaneous power reserve for power system inertia enhancement, based on the unit commitment," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2023.

D. A. Leiva Roca, P. Mercado, and G. Suvire, "Analysis of the Impact of Low Inertia Constant on Power Systems: Cause, Drawbacks, Possible Solutions and Global Trend," *International Journal of Applied Engineering Research*, vol. 18 (1), p. 72-81, 2023.

D. A. Leiva Roca, P. Mercado, and G. Suvire, "System Frequency Response Model Considering the Influence of Power System Stabilizers," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 20, no. 6, pp. 912-920, 2022.

ISBN 978-631-00-5190-1



ISBN 978-631-00-5190-1