



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Control secundario de frecuencia con participación de fuentes no convencionales de energía renovable en un sistema eléctrico de potencia

Brayan Andres Arboleda Tabares

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática
Medellín, Colombia
2020

Control secundario de frecuencia con participación de fuentes no convencionales de energía renovable en un sistema eléctrico de potencia

Brayan Andres Arboleda Tabares

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería Eléctrica

Director:

Ph.D. Ernesto Pérez González

Línea de Investigación:

Operación de sistemas eléctricos de potencia

Grupo de Investigación:

Programa de Adquisición y Análisis de Señales (PAAS)

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática

Medellín, Colombia

2020

A mis padres y a mi Yo del pasado por pensar
e invertir en desarrollar el del futuro.

A todo aquel que, sin saberlo o ser su intención,
ha sido mi maestro.

Agradecimientos

Esta investigación fue parcialmente financiada por la “*Estrategia de transformación del sector energético colombiano en el horizonte de 2030*”. Convocatoria 778 de Colciencias: “Ecosistema Científico”, contrato FP44842-210-2018.

A Jorge E. Gómez Castro, Hernán Mauricio Sánchez y Neby Castrillón de XM S.A E.S.P por su guía, información brindada y su asesoría sobre el control secundario de frecuencia implementado actualmente en el sistema eléctrico de potencia colombiano.

A Juan Pablo Viana Villa cuyos comentarios oportunos, tesis de maestría y plataforma de simulación representaron las herramientas fundamentales para el desarrollo de la investigación.

A Angie Palencia Torres quien me acompañó durante toda la maestría a través de los diferentes cursos e hicimos un excelente equipo en todos los trabajos que realizamos, trabajos que me permitieron desarrollar las habilidades necesarias para lograr los resultados obtenidos.

Al profesor Ernesto Pérez a quien le agradezco el acompañamiento en el transcurso de la investigación, su ayuda y su guía en los momentos en los cuales el camino aún no era claro.

Resumen

La descarbonización de la industria, los incentivos económicos y los cambios regulatorios que se están presentando en el sector eléctrico facilitan la incorporación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). La integración masiva de estos nuevos elementos representa un desafío en términos de operación y control del sistema. En la revisión de la literatura se evidencia la necesidad de diseñar un controlador capaz de afrontar diferentes tipos de incertidumbre con el fin de garantizar un desempeño satisfactorio u óptimo en un ambiente de condiciones variables, propios de los nuevos SEP.

El objetivo del presente trabajo es proponer un control secundario de frecuencia avanzado que incorpore generadores convencionales y FNCER en un SEP. Por medio de una revisión de la literatura se estudió el estado del arte y se encontró que un control secundario de frecuencia predictivo basado en modelos (conocido por su término en inglés como MPC) presenta mejores resultados comparados con los controles de frecuencia convencionales en sistemas con FNCER debido a que incorpora pronósticos de generación y predice el comportamiento dinámico del sistema en un horizonte de tiempo finito. Este controlador permite ser integrado como un módulo adicional al control convencional Proporcional Integral (PI) actualmente utilizado en el SEP colombiano sin que ello implique modificación alguna para este último.

El modelo del control secundario de frecuencia convencional utilizado actualmente en el SEP colombiano, es obtenido a partir de la documentación de su fabricante y validado a través de simulaciones dinámicas del SEP colombiano realizadas en PowerFactory DigSilent[®]. Los resultados fueron contrastados con registros históricos de eventos de frecuencia provenientes de Unidades de Medición Sincrofasorial (conocido por su término en inglés como PMU) correspondientes a los escenarios de operación y eventos simulados. Se identificaron bloques de control, lógicas y filtros que no hacen parte de la documentación pública del fabricante lo cual representa un aporte adicional del presente trabajo.

Por medio de simulaciones dinámicas se evaluó la eficacia en la regulación de frecuencia del control convencional y el control propuesto ante diferentes condiciones operativas en un sistema de prueba IEEE de 39 barras modificado. Por medio de indicadores cuantitativos se evidencia que efectivamente el control propuesto presenta un mejor desempeño en la regulación de frecuencia utilizando menos energía que el control convencional PI en un ambiente de condiciones variantes, propios de un SEP que incorpora FNCER.

La propuesta planteada permite la integración del control MPC como un módulo adicional ejecutándose en un servidor que envía una señal al control PI implementado actualmente en

el sistema eléctrico de potencia colombiano. Al no modificar el CSF utilizado en la operación real del sistema facilitaría su implementación y permitiría un manejo eficiente de los recursos de generación que prestan el servicio de regulación secundaria de frecuencia. Adicionalmente, la regulación de frecuencia al requerir menos energía generaría una reducción en los costos de operación del SEP colombiano.

Palabras clave: Control de frecuencia, control automático de generación, energía renovable, control predictivo basado en modelos.

Abstract

Secondary frequency control with participation of non-conventional renewable energy sources in an electrical power system.

Industry decarbonization, economic incentives, and undergoing regulatory changes in the electricity sector promote the incorporation of Non-Conventional Sources of Renewable Energy (FNCER) to Electric Power Systems (SEP). The massive integration of these new element represents a challenge in terms of system operation and control. A literature review revealed the need for a controller capable of dealing with different types of uncertainty in order to guarantee a satisfactory or optimal performance in an environment of variable conditions, typical of the new SEP.

The present work aims to propose an advanced secondary frequency control incorporating conventional generators and FNCER in an SEP. Through a literature review, the state of the art was studied and it was found that model predictive control (MPC) has a better performance compared to conventional frequency controls in systems with FNCER as it incorporates generation forecasts and is able to predict the dynamic behavior of the system along a finite time horizon. This controller could be integrated as an additional module of conventional Proportional Integral (PI) control currently used in the Colombian SEP without implying any modification for the latter.

The mathematical model of the conventional secondary frequency control currently used in the Colombian electrical power system has been obtained from the manufacturer's documentation and validated through dynamic simulations carried out in PowerFactory DigSilent©. The results were compared with historical records of frequency events from Synchrophase Measurement Units (PMUs) corresponding to the simulated events and operation scenarios. Control blocks, logics, and filters that are not part of the manufacturer's public documentation were identified, this represents an additional contribution of this work.

Through dynamic simulations, the performance in frequency regulation of the conventional control and the proposed control was evaluated under different operating conditions in a modified IEEE 39-bar test system. Using quantitative indicators, it is evidenced that the proposed control has a better performance in frequency regulation using less energy than the conventional PI control in an environment of varying conditions, typical of an SEP that incorporates FNCER.

The proposed control could allow the integration of the MPC control as an additional module running on a server that sends a signal to the PI control currently implemented in the Colombian SEP. By not modifying the secondary frequency control used in the actual operation of the system, it would ease its implementation and allow efficient management of generation resources that provide secondary frequency regulation service. Additionally, frequency regulation by requiring less energy would generate a reduction in operating costs for the Colombian SEP.

Keywords: Frequency control, automatic generation control, renewable energy resources, model predictive control.

Contenido

Lista de figuras	xv
Lista de tablas	xvii
Nomenclatura	xix
1. Justificación	1
2. Marco teórico	2
3. Planteamiento del problema	4
4. Objetivos de la tesis de maestría	6
4.1. Objetivo general	6
4.2. Objetivos específicos	6
5. Metodología	7
6. Alcance	9
7. Estado del arte	10
7.1. Control secundario de frecuencia	10
7.2. Antecedentes	10
7.3. Problemática	13
7.4. Estrategias de solución	15
7.5. Estructuras de control	17
7.6. Otras propuestas relevantes	18
7.7. Requisitos de participación en el mercado de regulación secundaria de frecuencia	21
7.7.1. Colombia	22
7.7.2. Cálculo de la holgura para el AGC en Colombia	22
7.7.3. Europa	24
7.7.4. Estados Unidos	25
7.8. Comentarios sobre el estado del arte	27

8. Estrategias generales de control	28
8.1. Selección de la estrategia de control	31
9. Modelo de control secundario de frecuencia convencional	32
9.1. Desarrollo y validación del modelo	32
9.1.1. Escenario de simulación	33
9.1.2. Resultados	34
9.2. Modelo del control secundario de frecuencia en el Simulador en Tiempo Real	35
10. Estrategia de Control predictivo por modelos	40
11. Implementación del MPC integrado con un control convencional	42
11.1. Caso de estudio	42
11.2. Resultados	45
12. Conclusiones y Recomendaciones	53
12.1. Conclusiones	53
12.2. Recomendaciones	54
Apéndice	57
A. Sistema IEEE de 39 barras de New England	57
B. Sistema IEEE de 39 barras de New England modificado	65
C. Análisis de sensibilidad de parámetros del MPC	70
C.1. Tiempo de ejecución	70
C.2. Horizonte de predicción	71
Bibliografía	76

Lista de Figuras

7-1. Evento de frecuencia en dos escenarios con diferente inercia	13
7-2. Variaciones máximas de frecuencia con respecto a la incorporación de FNCER	14
7-3. Estructuras generalizadas de control para el AGC	17
7-4. Planta solar prestando servicio de AGC	18
7-5. Señales de regulación para dos productos que prestan el servicio de regulación de frecuencia en PJM	19
7-6. Control de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia con FNCER	20
7-7. Diagrama de bloques de un sistema de control integrando un AGC convencional y un control MPC	21
7-8. Metodología para el cálculo de reserva para el AGC	24
9-1. Respuesta dinámica de la frecuencia y los controles de un sistema de potencia ante un evento de generación.	33
9-2. Modelo general del control secundario de frecuencia.	33
9-3. Modelo del Control secundario de frecuencia.	34
9-4. Implementación de control secundario de frecuencia	35
9-5. Sistema de potencia configurado en el SSTR	36
9-6. Módulo de control secundario de frecuencia en el SSTR	36
9-7. Implementación de control secundario de frecuencia en el SSTR	37
9-8. Sistema configurado en el SSTR	38
9-9. Respuesta dinámica de frecuencia en el SSTR ante el evento 1	39
9-10. Respuesta dinámica de frecuencia en el SSTR ante el evento 2	39
11-1. Pronóstico de generación de FNCER en la barra 34 del sistema.	43
11-2. Respuesta dinámica de la frecuencia en un sistema sin perturbaciones de FNCER.	47
11-3. Respuesta dinámica de la potencia entregada por un generador ante un evento de frecuencia en un sistema sin perturbaciones de FNCER.	47
11-4. Índice de desviación de frecuencia en un sistema sin perturbaciones de FNCER.	48
11-5. Índice de energía requerida en un sistema sin perturbaciones de FNCER. . .	49
11-6. Respuesta dinámica de la frecuencia del sistema con FNCER.	50

11-7. Respuesta dinámica de la potencia entregada por un generador ante un evento de frecuencia del sistema con FNCER.	51
11-8. Índice de desviación de frecuencia en un sistema con perturbaciones de FNCER.	52
11-9. Índice de energía requerida en un sistema con perturbaciones de FNCER. . .	52
A-1. Diagrama unifilar del Sistema IEEE de 39 barras de New England.	57
A-2. Esquema de reguladores de máquinas síncronas.	63
A-3. Regulador automático de voltaje Tipo I.	63
A-4. Gobernador de turbina tipo II.	63
B-1. Diagrama unifilar del Sistema IEEE de 39 barras de New England modificado.	65
C-1. Sensibilidad tiempo de ejecución del control propuesto. Respuesta dinámica de la frecuencia en un sistema sin perturbaciones de FNCER.	70
C-2. Sensibilidad tiempo de ejecución del control propuesto. Respuesta dinámica de la potencia entregada por un generador en un sistema sin perturbaciones de FNCER.	71
C-3. Sensibilidad tiempo de ejecución del control propuesto. Respuesta dinámica de la frecuencia en un sistema con perturbaciones de FNCER.	72
C-4. Sensibilidad tiempo de ejecución del control propuesto. Respuesta dinámica de la potencia entregada por un generador en un sistema con perturbaciones de FNCER.	72
C-5. Sensibilidad del horizonte de predicción del control. Respuesta dinámica de la frecuencia en un sistema sin perturbaciones de FNCER.	73
C-6. Sensibilidad del horizonte de predicción del control. Respuesta dinámica de la potencia entregada por un generador en un sistema sin perturbaciones de FNCER.	73
C-7. Sensibilidad del horizonte de predicción del control. Respuesta dinámica de la frecuencia en un sistema con perturbaciones de FNCER.	74
C-8. Sensibilidad del horizonte de predicción del control. Respuesta dinámica de la potencia entregada por un generador en un sistema con perturbaciones de FNCER.	74

Lista de Tablas

7-1. Parámetros y requerimientos principales del mercado de control secundario de frecuencia en Colombia	23
7-2. Parámetros y requerimientos principales del control secundario de frecuencia en Austria, Eslovenia, Hungría y Rumania	25
7-3. Características generales de regulación secundaria de frecuencia en Estados unidos	26
8-1. Comparación entre estrategias de control	29
8-2. Comparativa de estrategias de control basado en referenciamiento	30
11-1.Comparación flujo de carga - Generadores	44
11-2.Parámetros - Control PI	44
11-3.Parámetros - MPC	46
11-4.Índices de evaluación de desempeño del control secundario de frecuencia	49
A-1. Cargas - Sistema de prueba IEEE 39 barras	58
A-2. Barras - Sistema de prueba IEEE 39 barras	59
A-3. Líneas de transmisión - Sistema de prueba IEEE 39 barras	60
A-4. Generadores sincrónicos - Sistema de prueba IEEE 39 barras	61
A-5. Transformadores bidevanados - Sistema de prueba IEEE 39 barras	62
A-6. Gobernador de turbina tipo II - Sistema de prueba IEEE 39 barras	62
A-7. Regulador automático de voltaje - Sistema de prueba IEEE 39 barras	64
B-1. Cargas - Sistema de prueba IEEE 39 barras modificado	66
B-2. Generadores sincrónicos - Sistema de prueba IEEE 39 barras modificado	67
B-3. Gobernador de turbina tipo II - Sistema de prueba IEEE 39 barras modificado	68
B-4. Regulador automático de Voltaje - Sistema de prueba IEEE 39 barras modificado	69

Nomenclatura

ACE Error de Control de Área (por sus siglas en inglés).

AGC Control Automático de generación (por sus siglas en inglés).

CND Centro Nacional de Despacho.

CREG Comisión de Regulación de Energía, Gas y Combustiblesl.

CSF Control Secundario de Frecuencia.

DER Fuentes Distribuidas de Energía (por sus siglas en inglés).

DLFC Control de frecuencia-carga directo (por sus siglas en inglés).

FACTS Sistema de transmisión flexible AC (por sus siglas en inglés).

FNCER Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.

HVDC Corriente Continua de Alta Tensión (por sus siglas en inglés).

LFC Control de frecuencia-carga (por sus siglas en inglés).

MAS Sistema Multiagente (por sus siglas en inglés).

MPC Control Predictivo por Modelo (por sus siglas en inglés).

PI Control Proporcional e Integral.

PID Control Proporcional, Integral y Derivativo.

PMU Unidad de Medición Fasorial Sincronizada (por sus siglas en inglés).

PPC Control de Potencia de Planta (por sus siglas en inglés).

PSO Optimización de Enjambre de partículas (por sus siglas en inglés).

SDL Sistema de Distribución Local.

SEP Sistema Eléctrico de Potencia.

SIN Sistema Interconectado Nacional.

SSTR Sistema de Simulación en Tiempo Real.

VPP Plantas de Potencia Virtuales (por sus siglas en inglés).

1. Justificación

Debido al interés mundial por la des-carbonización de la industria, la necesidad de reducir el impacto ambiental [1], incentivos económicos y cambios regulatorios en el sector energético, se ha generado un incremento en la integración de FNCER en los sistemas eléctricos de potencia tradicionales [2]. Entre ellas se encuentran fuentes intermitentes que representan un desafío en términos de despacho económico [3], operación y control [4] [5].

Las Fuentes Distribuidas de Energía (DER) y las FNCER dificultan la regulación de frecuencia [6] debido a que su incorporación implica una disminución en la inercia del sistema y a que su contribución de potencia requerida por el sistema eléctrico de potencia ante eventos de frecuencia está restringida. Esto último, debido a la intermitencia de algunas fuentes de energía (por ejemplo, solar y eólica) y a su naturaleza dispersa y distribuida. También, se debe a que su incorporación implica la disminución del uso de las masas rodantes de los generadores convencionales [6]. Adicionalmente, debido a su aleatoriedad representa un desafío el control de las FNCER y los métodos para su incorporación como fuente de energía confiable en el sistema eléctrico [7].

La incorporación de estas fuentes aumenta la complejidad en la operación de la red e implica la aparición de aleatoriedad, fluctuaciones y la implementación de controles rápidos basados en inversores en la red eléctrica [2]. Esto genera nuevas dinámicas que requieren propuestas alternativas debido a que las soluciones convencionales de regulación de frecuencia fueron diseñadas para tiempos de análisis, puntos de operación y condiciones diferentes [8]. Con base en lo anterior, se ha identificado la importancia de incorporar en el sistema eléctrico de potencia nuevos conceptos como el de agregadores de DER, Plantas de Potencia Virtuales (VPP por sus siglas en inglés) [9] [10], flujos de potencia óptimos en tiempo real y distribuido, esquemas de coordinación y control sobre las DER, cargas y en general sobre los elementos conectados a los sistemas eléctricos de potencia. Esto con el fin de afrontar la problemática descrita y lograr una operación segura y confiable del sistema eléctrico de potencia [1], incorporando las nuevas tecnologías de telecomunicaciones y de medición.

2. Marco teórico

La frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia es dependiente del balance entre la carga y generación, por esta razón estos sistemas cuentan con diferentes etapas de regulación de frecuencia con el fin de modificar las consignas de generación de energía eléctrica de acuerdo a las variaciones de la carga.

La inercia es una característica natural de los generadores convencionales que se encarga de oponerse a los cambios de velocidad de sus turbinas (masas rodantes), la regulación primaria de frecuencia es la encargada de modificar los gobernadores de los generadores con el fin de corregir los desbalances instantáneos de carga y generación, la regulación secundaria de frecuencia se encarga de llevar a cero las desviaciones de frecuencia a través de consignas operativas a generadores que prestan este servicio una vez la regulación primaria de todos los generadores del sistema hayan actuado.

De acuerdo con lo presentado en [11], el interés a nivel mundial en incorporar FNCER en términos de cantidad y nivel de energía producida presenta nuevos desafíos debido a su naturaleza fluctuante y aleatoria. Adicionalmente, al disminuir la cantidad de generadores convencionales hacen que la inercia total del sistema disminuya y el sistema se vuelva más propenso a cambios que lo puedan llevar a una condición de inestabilidad.

Una de las críticas realizadas en [11], es que estos nuevos desafíos se han abordado desde el punto de vista de las tecnologías tradicionales y no se ha explorado el uso de las nuevas tecnologías de comunicaciones, computación y métodos de control. En [12], se hace referencia a diferentes métodos de control para afrontar los desafíos de los nuevos sistemas eléctricos de potencia que incorporan FNCER, como por ejemplo:

- Lógica difusa.
- Controlador PI, PID.
- Controlador PI – PID sintonizado con lógica difusa.
- Redes neuronales.
- Algoritmos genéticos.

- Control con Sistemas Multiagente (conocido por su término en inglés como MAS).
- Combinaciones entre ellas.

La relación existente entre el deterioro de la estabilidad dinámica de los sistemas eléctricos de potencia con las fluctuaciones de generación que incorporan FNCER ha sido evidenciada en la revisión de la literatura técnica [11].

3. Planteamiento del problema

Las acciones de control de potencia activa en los generadores con el fin de regular la frecuencia en el sistema eléctrico de potencia no son adecuadas para mitigar el impacto negativo que genera la incorporación masiva de Fuentes Distribuidas de Energía (DER)¹ como paneles solares, baterías, vehículos eléctricos y Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) como generadores solares, eólicos y baterías a gran escala². Diversos métodos se han propuesto con el fin de integrar la optimización del despacho de los generadores y el control secundario de frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia y en las microrredes, sin embargo, estas soluciones se han abordado de manera independiente. Los autores que han abordado la propuesta de coordinar el sistema de potencia y las FNCER no han tenido en cuenta de manera integral el efecto de contingencias y restricciones en las redes de comunicaciones, la disponibilidad de información requerida a ser transferida entre agentes debido a políticas de privacidad, la disponibilidad y fiabilidad de las mediciones requeridas en sitio. Estos últimos aspectos son requisitos fundamentales para implementar un control coordinado en un sistema eléctrico de potencia real que integre FNCER en su operación.

Las nuevas dinámicas del sistema se han abordado desde la perspectiva en la cual, los generadores convencionales deben afrontarlas por medio de mejoras en los métodos de control. Sin embargo, rompiendo este paradigma se podría plantear nuevas estrategias en las cuales la coordinación y control de las FNCER y los generadores convencionales permitan realizar las acciones que mitiguen las nuevas dinámicas y mantengan la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia [11].

Con base en lo anterior, se propone realizar control avanzado (PI, PID de los esquemas tradicionales) con la capacidad de prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia incorporando generadores convencionales y fuentes distribuidas de energía en un sistema eléctrico de potencia. Así, se garantizaría una operación segura y confiable del sistema operando con las nuevas fuentes de energía las cuales deben ser integradas con un papel activo

¹Las Fuentes Distribuidas de Energía (DER) son los productores de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL) de acuerdo con la Ley 1715 de 2014 de la Comisión de Regulación de Energía, Gas y Combustibles (CREG).

²Se considera que las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) son de gran escala a partir de 1 MW de acuerdo con el Decreto 2469 de 2014 y la Resolución CREG 024 de 2015

en la matriz energética del sistema eléctrico de potencia.

4. Objetivos de la tesis de maestría

4.1. Objetivo general

Implementar un control secundario de frecuencia avanzado que incorpore generadores convencionales y fuentes no convencionales de energía renovable en un Sistema Eléctrico de Potencia.

4.2. Objetivos específicos

- Definir la función objetivo, los parámetros, las restricciones, modelos, consideraciones y estrategias de acuerdo con la característica de fuentes no convencionales de energía renovable solar y eólica incorporadas en el control de frecuencia propuesto.
- Implementar un control de frecuencia en un Sistema Eléctrico de Potencia coordinando generadores convencionales y Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.
- Validar el desempeño del control propuesto con respecto a un control PI tradicional en un sistema que incorpore Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.

5. Metodología

La metodología principal del presente trabajo para cada uno de los objetivos es:

- Objetivo 1 – Revisión de la literatura.
- Objetivo 2 – Implementación del control en una herramienta de simulación.
- Objetivo 3 – Validación de desempeño por medio de indicadores cuantitativos.

Por medio de un software de simulación dinámico se implementará un sistema eléctrico de potencia con presencia de FNCER. Dicho sistema incorporará generadores convencionales, FNCER solar y eólica cuyos modelos y consideraciones serán obtenidos de una previa revisión de la literatura.

Con el fin de correr los modelos matemáticos de tal forma que representen de manera adecuada el comportamiento dinámico de las FNCER, puntualmente de las fuentes intermitentes de energía como la solar y la eólica, se usarán registros históricos de diferentes escenarios de generación de energía, radiación, velocidad del viento y parámetros necesarios según lo hallado en la revisión de la literatura.

Se formulará matemáticamente el problema de control, su método de solución y las respectivas consideraciones requeridas para realizar el control secundario de frecuencia en el Sistema Eléctrico de Potencia simulado. La elección y formulación del método de control se realizará basado en una revisión a la literatura y su implementación será realizada en una herramienta de simulación dinámica.

Por medio de un conjunto definido de escenarios operativos con diferentes niveles de integración de FNCER (porcentaje de generación proveniente de FNCER respecto a la generación total) y de eventos de salida/entrada de generación o demanda se podrá observar la respuesta de los controles implementados en el sistema eléctrico de potencia simulado. Los escenarios operativos y los eventos de frecuencia serán definidos por medio de casos de uso identificados en la revisión bibliográfica.

Para evaluar el desempeño de la respuesta del control propuesto, se plantea compararlo con el Control Secundario de Frecuencia tradicional (CSF) PI como caso base implementado en

un sistema eléctrico de potencia simulado. Dicha comparación se realizará de manera cuantitativa por medio del índice de desviación de la frecuencia medida respecto a la frecuencia nominal [13] y del índice de la cantidad de potencia requerida para realizar la regulación de frecuencia. Estos indicadores brindan información cuantitativa con la cual es posible realizar la evaluación del desempeño de las estrategias de control a estudiar.

6. Alcance

A partir del momento en el que ocurre un evento, el CSF cumple con la función de eliminar el error de estado estable de la frecuencia tras un periodo de tiempo parametrizable. Adicionalmente, otra de sus funciones es realizar el balance entre la carga y la generación por medio del control de potencia activa de los generadores que prestan el servicio de CSF, en la literatura dicho servicio es también llamado Control Carga Generación (conocido por sus siglas en inglés como LFC). El CSF también puede desempeñar la función de asegurar el intercambio de potencia en un valor determinado de potencia entre áreas eléctricas o entre sistemas eléctricos de potencia como el de Colombia y Ecuador.

La principal característica del CSF propuesto, es la capacidad de incorporar la incertidumbre propia de las FNCER cuya dinámica de generación es fluctuante. El desempeño del sistema de control propuesto será evaluado de acuerdo con indicadores cuantitativos previamente definidos, haciendo énfasis en su eficacia en la eliminación del error de estado estable de la frecuencia y en el balance entre la carga y la generación ante diferentes escenarios de operación en un sistema eléctrico de potencia con alta incorporación de FNCER. En el presente trabajo, no está dentro del alcance que el CSF propuesto tenga la capacidad de fijar el intercambio de potencia en un valor determinado entre áreas eléctricas o entre sistemas eléctricos de potencia.

El alcance de este trabajo es estudiar la implementación de un CSF avanzado orientado a tener un mejor desempeño que un CSF convencional (usualmente un control Proporcional, Integral y Derivativo), por medio de una herramienta de simulación dinámica de tiempo real que permita integrar en el control la dinámica fluctuante de las FNCER principalmente solar y eólica. Así mismo, se propone el desarrollo de un código propio en el cual se implemente el método de solución al problema planteado de control de frecuencia. El lenguaje de programación es definido acorde a las necesidades identificadas en la revisión de la literatura, donde se identifica la formulación matemática aceptada y validada conducente a la solución del problema de control planteado.

7. Estado del arte

Se realizó una revisión de la literatura con el objetivo de identificar el estado del arte de la regulación secundaria de frecuencia con participación de FNCER en un sistema eléctrico de potencia. Respecto al tema se ha identificado la problemática, los métodos de solución y las arquitecturas de control propuestas en las referencias estudiadas.

7.1. Control secundario de frecuencia

La regulación secundaria de frecuencia se encarga de llevar a cero las desviaciones de frecuencia a través de consignas operativas a generadores que prestan este servicio una vez la regulación primaria de todos los generadores del sistema hayan actuado [11]. Según [12] el control automático de generación (conocido por su término en inglés como AGC), es un proceso de control que balancea de manera constante la generación y la demanda al mínimo costo. El AGC es responsable del control de frecuencia, transferencia de potencia y despacho económico. En la literatura se ha abordado este control desde diferentes puntos de vista obteniendo aportes en los métodos de control, en su arquitectura, en la incorporación de tecnologías de comunicación y en nuevos paradigmas para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia que incorporen nuevas tecnologías como las FNCER.

7.2. Antecedentes

Orientado al uso eficiente de los recursos energéticos y a la operación segura del sistema, el control de microrredes y FNCER agrupadas requiere la implementación de nuevos conceptos como las VPP [9] y de esquemas de control, tal como se presenta en [8]. En este, los autores presentaron las diferentes definiciones relacionadas con las microrredes como: VPP, DER, control local, control secundario, control terciario, control centralizado, control distribuido, control jerárquico, control por modelos predictivos, control con MAS, sistema de administración de energía, entre otras. Adoptar estos conceptos al nivel del sistema eléctrico de

potencia permitiría la implementación de servicios complementarios [9] que responderían de manera más rápida comparado con los suministrados por las máquinas sincrónicas usadas actualmente. En [6] por ejemplo, se propone la agrupación de las FNCER por medio de agregadores o VPPs con el fin de proveerle al sistema el servicio de regulación de frecuencia y en [14] se presenta una metodología para el despacho horario, en un horizonte de una semana, de una VPP compuesta de fuentes de energía intermitentes, sistemas de almacenamiento y plantas de generación convencionales, adicionalmente propone que las VPP consideren la implementación de contratos bilaterales con otras VPP con el fin de prestar el servicio requerido por el sistema de potencia al tiempo que maximiza las ganancias de las fuentes de energía suscritas a ella [14].

Teniendo en cuenta las nuevas dinámicas del sistema impuestas por la incorporación de FNCER, en [3] se realizó un control distribuido en línea el cual optimizó la referencia de la potencia activa de los generadores por medio de un MAS considerando contingencias N-1 en las telecomunicaciones. De igual forma, garantizó un despacho económico de las fuentes distribuidas de energía. La principal conclusión obtenida fue demostrar la efectividad y robustez de la solución propuesta comparada con soluciones existentes y controles centralizados. Una propuesta similar se presentó en [4], donde se presentó un método de control de frecuencia no lineal por medio de modos deslizantes en un sistema multiárea garantizando robustez ante perturbaciones e incertidumbres propias del sistema.

Tal como se sugiere en [1], los artículos anteriores se enfocan en solucionar los problemas de control, optimización, despacho y operación de manera descentralizada y a través de mecanismos de comunicación bidireccionales como controles coordinados o MAS. Estos últimos, tienen el potencial de realizar tareas de optimización y coordinación de controles por medio de agentes virtuales o físicos. El MAS cuenta además con la capacidad de realizar tareas con base en información local e información global relevante para el desempeño de sus funcionalidades. Debido a que diferentes agentes comparten conocimiento a través de un MAS, es posible redefinir el rol del agente de acuerdo con su funcionalidad, por ejemplo: Regulación de frecuencia, optimización de despacho de fuentes convencionales, optimización de despacho de fuentes intermitentes, control de sistemas de almacenamiento de energía, control de la demanda, restauración del sistema y operación del sistema en tiempo real [1].

Las señales de control, puntos de operación, despacho y en general el intercambio de información entre el operador del sistema, las FNCER, agentes, agregadores o VPP requieren de un sistema de comunicaciones y protocolos, tal como se presenta en [9]. En este último, el enfoque se orientó en el desempeño de la red de comunicaciones y el protocolo IEC 60870-5-104. Allí se concluyó que las VPP, como caso de estudio, pueden prestar servicios de regulación de frecuencia en el sistema eléctrico por medio de DER de manera eficaz debido a que las señales se reciben a tiempo y los requerimientos de ancho de banda son bajos (30 kbps para el caso de uso presentado).

El sistema eléctrico de potencia operando con FNCER presenta nuevas dinámicas cuyo impacto debe ser mitigado por medio de nuevos métodos de control y arquitecturas alternativas [8] o deben ser administrados por medio de métodos de optimización estocásticos [7][14][15]. Las soluciones propuestas por los autores presentados anteriormente resaltan la necesidad de implementar infraestructuras descentralizadas y de diseñar controles jerárquicos que permitan flexibilidad, controlabilidad y robustez ante las nuevas dinámicas, incertidumbres y puntos de operación del sistema, con capacidad de responder de manera oportuna ante cambios rápidos en el sistema eléctrico de potencia [1][3][5][6][8]. De igual forma se requiere métodos que permitan la entrada y salida de elementos del sistema de manera arbitraria sin que ello implique un ajuste o rediseño de las soluciones propuestas [1][7][8][15][16]. En la literatura se propone la coordinación de diferentes controles de tal forma que cumplan con sus requerimientos locales y los del sistema eléctrico de potencia [1].

La necesidad de plantear métodos de control robusto ante perturbaciones e incertidumbres propias del sistema es abordado en [4], donde se presenta un método de control de frecuencia no lineal por medio de modos deslizantes en un sistema multiárea. En [2], [3], [5], [6], [8] y [16] se plantea la integración entre el control de frecuencia y el despacho de generadores convencionales o VPP por medio de métodos de optimización, controles coordinados o MAS. En [2] se indica que el despacho de potencia se debe realizar en tiempo real debido a la incorporación de FNCER y a que los flujos de potencia optimizados convencionalmente son lentos comparados con los tiempos de actuación requeridos por los nuevos sistemas eléctricos de potencia. Sin embargo, no se tuvo en cuenta el efecto de las redes de comunicación, ni errores en la medición, ni los tiempos de respuesta de la regulación primaria de frecuencia de los generadores. Similarmente, en [3] y [4] no se plantea el efecto de la de FNCER agrupadas y su capacidad para prestar el servicio de regulación de frecuencia al sistema eléctrico de potencia.

En la revisión de la bibliografía se identificó que el enfoque de los autores se centró en el uso de los métodos de control y administración de las microrredes, sus recursos y la coordinación entre microrredes para un objetivo en específico. Sin embargo, los conceptos y métodos presentados anteriormente se podrían escalar e implementar para facilitar la optimización, control o coordinación de FNCER en un sistema eléctrico de potencia, con el fin de mantener la estabilidad de frecuencia del sistema y de diversificar los actores que participan en la matriz energética como fuente de energía o como prestador de servicios complementarios. La agrupación de los DER y el uso de las FNCER con el fin de prestar un servicio de regulación de frecuencia, permite eliminar el vacío que hay entre el operador del sistema y los propietarios de las dichas fuentes de energía viabilizando la participación de estos en el mercado según lo presentado en [6].

La investigación en el control secundario de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia integrando fuentes distribuidas de energía debe estar orientada a ser económicamente eficiente

en comparación con el esquema convencional, donde se tenga en cuenta los desafíos presentados anteriormente con el objetivo de recuperar la frecuencia a un estado normal mientras minimiza la cantidad de información a transferir entre actores y el costo de los generadores utilizados teniendo en cuenta sus restricciones [17].

7.3. Problemática

Un sistema eléctrico de potencia tiene la habilidad de responder ante cambios súbitos de generación o demanda con el fin de mantener el balance entre ambos [18]. El AGC es el control usado para mantener el balance entre la carga y la generación, cuyo resultado se ve reflejado en la regulación de la frecuencia del sistema, esta tarea se ha convertido incrementalmente más difícil [5] al aumentar la cantidad de inversores que implican una reducción de la inercia del sistema [19][6][20][21][22]. En la Figura 7-1 se observa que para el mismo evento, la caída de la frecuencia aumenta si se disminuye la inercia del sistema. Esta tecnología se encuentra presente en la Corriente Continua de Alta Tensión (conocido por sus siglas en inglés como HVDC), baterías, FNCER por ejemplo. En diversas fuentes como [20], [2], [21], [22], [23] y en [22], se refuerza el argumento afirmando que las fluctuaciones de potencia de las FNCER imponen desbalances adicionales al sistema de potencia que podrían afectar negativamente el desempeño de la regulación de frecuencia. Gráficamente se puede observar en la Figura 7-2, la evidencia que al aumentar la cantidad de FNCER en determinado sistema las variaciones máximas de frecuencia aumentan.

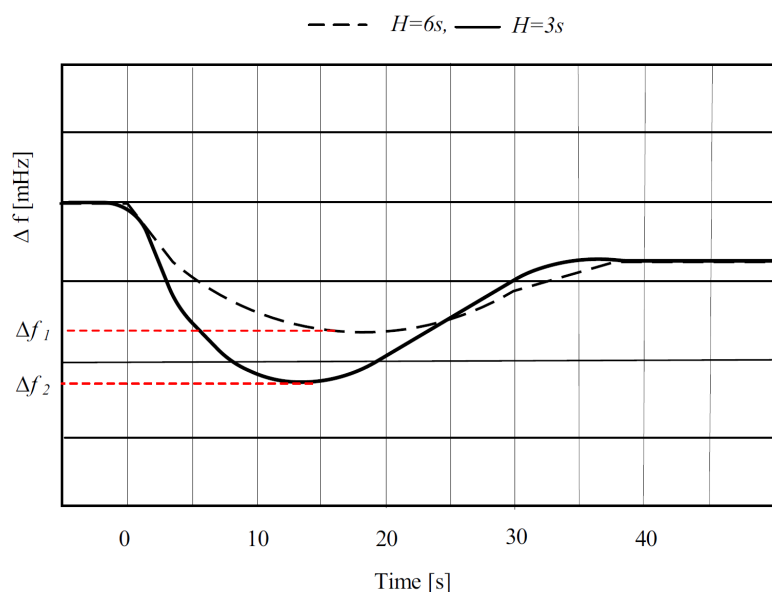


Figura 7-1.: Evento de frecuencia en dos escenarios con diferente inercia. Tomado de [23]

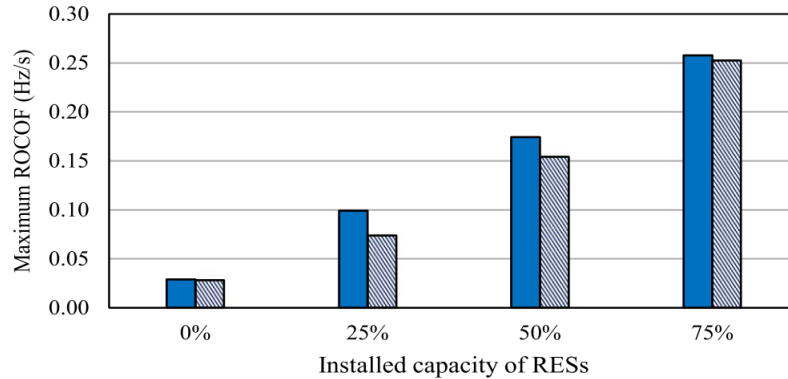


Figura 7-2.: Variaciones máximas de frecuencia con respecto a la incorporación de FNCER. Tomado de [23]

Para responder de manera adecuada a un evento de baja frecuencia se requiere la inercia, el control primario de los generadores y tras un periodo de tiempo, del control secundario de frecuencia. Las fuentes de energía con tecnología de inversores de pequeña escala responden de manera limitada a grandes eventos de frecuencia debido a su capacidad (por lo general están despachados al máximo y no cuentan con margen de potencia disponible para ser entregada al sistema en caso de ocurrir un evento) y a su naturaleza distribuida y dispersa [6]. Por los motivos presentados, las FNCER en una operación normal no pueden participar con otros generadores convencionales en la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia [23].

La relación existente entre el deterioro de la estabilidad dinámica de los sistemas eléctricos de potencia con las fluctuaciones de generación que incorporan las FNCER ha sido evidenciada en la revisión de la literatura técnica [11].

Típicamente el AGC incorpora un control PI cuyos parámetros son ajustados de manera manual, este hecho hace que el AGC sea rígido y su rendimiento sea lento para mantener el margen de estabilidad alto [19]. Una de las críticas realizadas en [11] es que estos nuevos desafíos se han abordado desde el punto de vista de las tecnologías tradicionales y no se ha explorado el uso de las nuevas tecnologías de comunicación, computación y métodos de control.

En [19] se presenta un resumen de diferentes estrategias de control para afrontar la problemática mencionada, resaltando que muchas de las aproximaciones carecen de aspectos necesarios para su implementación en un sistema real.

Una barrera que debe ser eliminada es la cantidad mínima de potencia a ser ofertada para la prestación del servicio de regulación de frecuencia. Incorporar de manera coordinada diversas fuentes de energía como plantas menores, FNCER, VPP o incluso agregadores podrían

minimizar riesgos y mejorar el mercado de servicios complementarios [18]. El argumento anterior se basa en el hecho que éstos sistemas de generación aumentan su confiabilidad en la prestación de servicios al SEP al ser agrupados [24].

Se evidencia la necesidad de realizar cambios en la prestación de servicios complementarios y crear nuevos productos (desde el punto de vista del operador del sistema) para la de nuevas tecnologías que presten servicios complementarios [18]. Incorporar nuevas tecnologías puede ofrecer una nueva fuente de flexibilidad para el sistema eléctrico de potencia [18].

7.4. Estrategias de solución

Según lo presentado en [12], la acción orientada al control secundario de frecuencia de un sistema eléctrico de potencia se puede realizar con diferentes técnicas:

- Lineales o No-lineales.
- Óptimas o robustas.
- Adaptativas.
- Inteligentes (redes neuronales, lógica difusa, algoritmos genéticos, sistemas expertos, métodos evolutivos, MAS, técnicas de optimización evolutivas y heurísticas).

Los SEP con nuevas dinámicas causadas por FNCER son complejos, no lineales, adicionalmente podrían no contar con suficiente información debido a limitaciones en la medición o carencia de la misma, por lo tanto requieren metodologías más flexibles e inteligentes con el fin de garantizar el balance de potencia entre la carga y la generación [12]. Con base en lo anterior, es necesario la implementación de técnicas inteligentes como:

- Control óptimo en problemas multiobjetivo [12].
- Control sub-óptimo (Debido a restricciones técnicas para el uso de todas las variables de estado) [12].
- Control Predictivo por Modelo (MPC) el cual anticipa comportamientos futuros del modelo y toma acciones de control consecuentemente para un horizonte de tiempo futuro relativamente corto (finito). En este tipo de control existen implementaciones descentralizadas para descomponer el problema en pequeños problemas de control o implementaciones robustas del MPC cuando existe incertidumbre en parámetros del modelo [21][12].

- Sistemas de estructura variable (Sliding Modes). Mejora la robustez el AGC ante cambios en los parámetros del sistema [4][12].
- Control robusto (ante incertidumbres y perturbaciones): Control H_∞ , Desigualdad Lineal Matricial (conocido por su término en inglés como LMIs), ecuaciones de Riccati, teorema de Kharitonov, teoría de valores singulares estructurados (μ), teoría de retroalimentación cuantitativa, teoría de estabilidad de Lyapunov, técnica de ubicación de polos y Parameterization Q [4][12].

En [20] y en [24] se propone un control PI inteligente basado en lógica difusa para la minimización de la desviación de la frecuencia del sistema y cambios en los intercambios de potencia entre áreas, ya sea controlando fuentes de generación o cargas, los parámetros del controlador son determinados en tiempo real por medio del método de optimización heurístico Optimización de Enjambre de partículas (conocido por su término en inglés como PSO). En [25] se implementa un método de optimización heurístico con el fin de incorporar FN-CERs como recurso del AGC. Los controles que utilicen un método de control heurístico no garantizan un óptimo global.

Autores como [6], proponen un método llamado programación dinámica y estrategias de control (DSCS por sus siglas en inglés) que consiste en bloques de pronóstico y regulación de frecuencia para programar la cantidad apropiada de generación de las FN-CER en tiempo real. La eficacia del DSCS es probada por medio de simulaciones y se evidencia una mejora en el desempeño de la regulación de frecuencia bajo condiciones cambiantes del clima y fluctuaciones de la demanda. Los errores en los pronósticos son inevitables y los errores individuales de los generadores pueden ser a veces grandes, sin embargo, se puede afrontar esta situación agregando múltiples fuentes de energía, especialmente si se cuenta con un sistema de almacenamiento de energía. De allí se concluye que si las FN-CERs no son agregadas es poco probable que se tenga la capacidad de suministrar servicios de regulación de frecuencia.

En la literatura se proponen otras técnicas como el Control de Frecuencia-Carga Directo (conocido por su término en inglés como DLFC) con el fin de eliminar controles tradicionales como el PI del AGC debido a que son rígidos y requieren un ajuste cuidadoso, lo que los hace insostenibles ante un ambiente dinámico [21]. Con el fin de abordar estas deficiencias, el DLFC presenta un control de Frecuencia-Carga rápido sin necesidad de ajuste de parámetros por medio de la moderna supervisión de la generación y la demanda. Esto permite un balance rápido de la red realizando acciones de control por áreas, desacoplando las dinámicas del sistema. En este método los recursos primarios son activamente involucrados en la regulación de frecuencia por medio de ajustes sistémicos en la frecuencia de referencia.

El DLFC asume una razonable alta observabilidad del sistema y trata la frecuencia como una

cantidad local [21]. Para la implementación en un ambiente real del método la infraestructura de comunicaciones, las tecnologías de la información son un factor clave que ya deben estar integradas en el sistema. Los detalles del DLFC y sus pruebas de estabilidad a través de criterios de Lyapunov se puede encontrar en [21].

7.5. Estructuras de control

La configuración implementada en la literatura técnica se puede resumir en cuatro estructuras de control generalizadas, tres de ellas son presentadas en la Figura 7-3, donde en (a) incorpora un controlador que actúa directamente sobre la planta (unidades participantes en el AGC y el sistema) [12], (b) incorpora técnicas inteligentes “ N ” con el fin de ajustar los parámetros de controladores de estructura fija como I, PI, PID, etc. [12], (c) técnicas inteligentes “ N ” como un control adicional en paralelo con un controlador convencional existente [12].

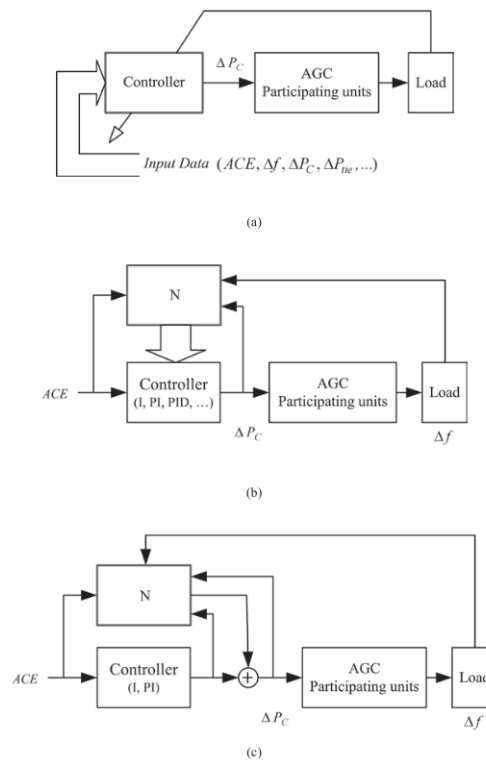


Figura 7-3.: Estructuras generalizadas de control para el AGC. Adaptado de [12]

La cuarta estructura de control agrupa todas aquellas alternativas que no se encuentran en la Figura 7-3 como las presentadas en [21], [8], [6] y [5]. Allí se abarca desde el despa-

cho económico distribuido, controles descentralizados hasta controles cooperativos como los MAS.

7.6. Otras propuestas relevantes

En [26] se propone la participación de plantas solares en el AGC que opera en CAISO (Operador del sistema de California, Estados Unidos), con el fin de demostrar la viabilidad de la propuesta se realizó una prueba que consistía en el control de una planta solar de 300 MW suministrando el servicio de AGC en tres escenarios diferentes de generación durante 20 minutos en cada uno de ellos. La prueba consistió en enviar una señal de referencia cada 4 segundos al controlador de planta PPC (Power Plant Controller) para seguir las consignas de aumento o disminución de potencia al punto de tener una reducción total en caso de ser necesario por el AGC. Con el fin de tener un rango de potencia para seguir las consignas de subir enviadas por el AGC, el PPC de la planta solar opera a 30 MW menos del pico de potencia estimado, este valor es parametrizable y en este caso equivale al 10 % de la potencia nominal de la planta. En la Figura 7-4 se observa el seguimiento de la señal del AGC en el rango de operación declarado por la planta solar.

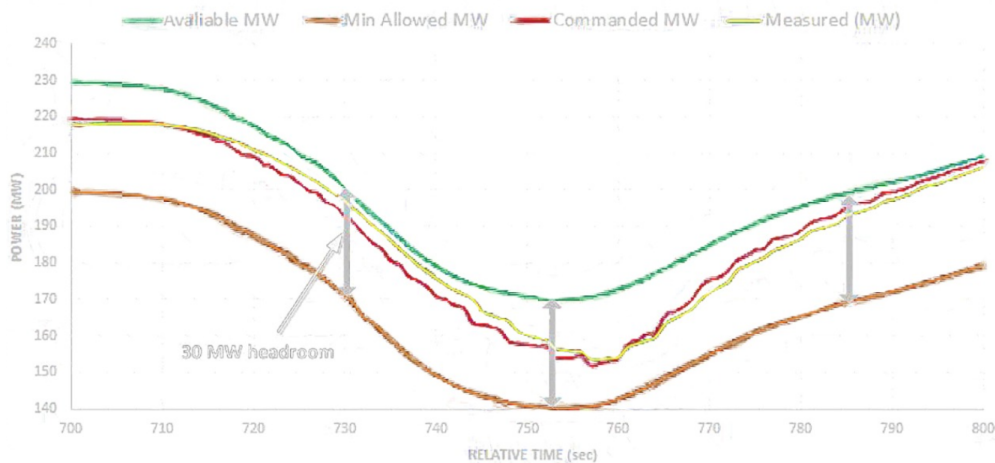


Figura 7-4.: Planta solar prestando servicio de AGC. Tomado de [26]

En [18] los autores proponen cambios que puede tener la prestación de servicios complementarios. Dichos servicios son actualmente adquiridos de los generadores convencionales por el operador del sistema. Teniendo en cuenta que las nuevas tecnologías pueden ofrecer una nueva fuente de flexibilidad en PJM (operador transmisión regional del este de Estados Unidos) se propone ofrecer dos subproductos de regulación secundaria de frecuencia por medio de un AGC que suministre dos señales de referencia diferentes, tal como se presenta la Figura 7-5, donde “Reg A” (señal azul) es la consigna del AGC enviada a generadores convencionales

y “Reg D” (señal verde) es un nuevo producto destinado para fuentes de generación de respuesta rápida como son las FNCER. La suma de las dos señales comprende la regulación total requerida por el sistema eléctrico de potencia. Los autores proponen que la energía neta requerida por “Reg D” sea cero y este orientada al uso de baterías, aunque no es exclusivo para este tipo de tecnologías.

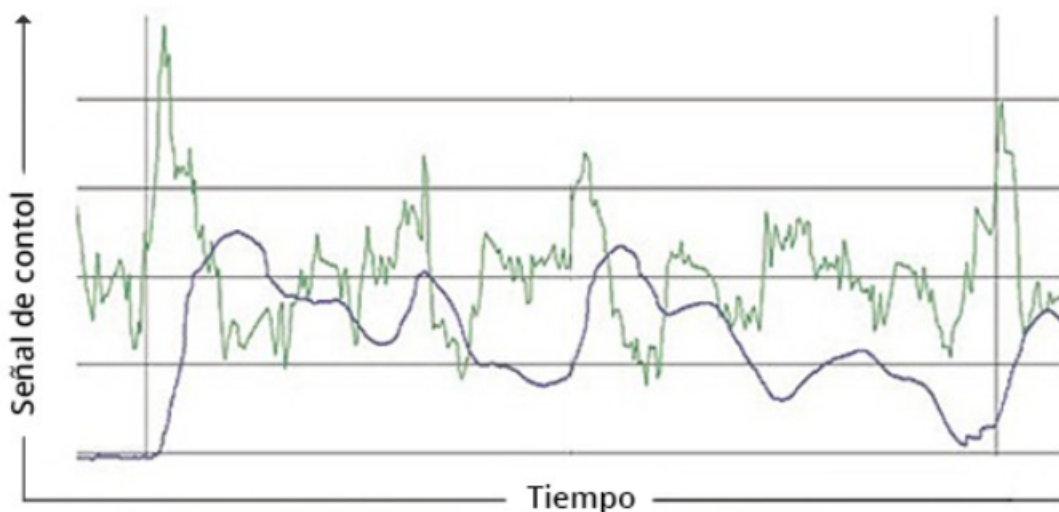


Figura 7-5.: Señales de regulación para dos productos que prestan el servicio de regulación de frecuencia en PJM. Tomado de [18]

Las conclusiones más importantes de [18] son:

- Se tiene la necesidad de crear nuevos productos desde el punto de vista del operador del sistema, para la de nuevas tecnologías que presten servicios complementarios.
- Se presenta el agregador como una opción para proveer de manera flexible servicios complementarios.
- La prestación de regulación de frecuencia puede ser fácilmente separado en aporte de energía y reducción de energía (ejemplo: Solar y eólica reduciendo energía), de igual forma se podría considerar la respuesta de la demanda como prestador del servicio de aumento de la energía.

La representación generalizada del control de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia con incorporación de FNCER propuesta en [22] es presentada en la Figura 7-6, allí se muestra la relación entre el modelo del sistema, las fuentes de energía renovables, la regulación primaria realizada por los generadores, el control secundario y terciario con sus respectivas características. Un aspecto destacado por los autores es la relación entre el despacho económico de las plantas de generación y las diferentes instancias de control de frecuencia en

el sistema, así como los rangos de tiempo de actuación de cada uno de ellos. Adicionalmente, en [22] se presenta las FNCER como perturbaciones en el sistema, estas perturbaciones son afrontadas por medio del control terciario al incorporarle como entrada a su algoritmo los pronósticos de carga y de generación de estas fuentes de energía. La Figura 7-6 fue modificada respecto a la presentada originalmente en [22] con fines ilustrativos, basándose en la literatura técnica, es posible proponer técnicas modernas de control secundario de frecuencia que incorpore el pronóstico de las FNCER con el propósito de obtener una mejor respuesta del sistema e incluso se podría enviar consignas de control a dichas plantas de generación para que participen en la prestación de servicios complementarios y contribuyan de manera conveniente a la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

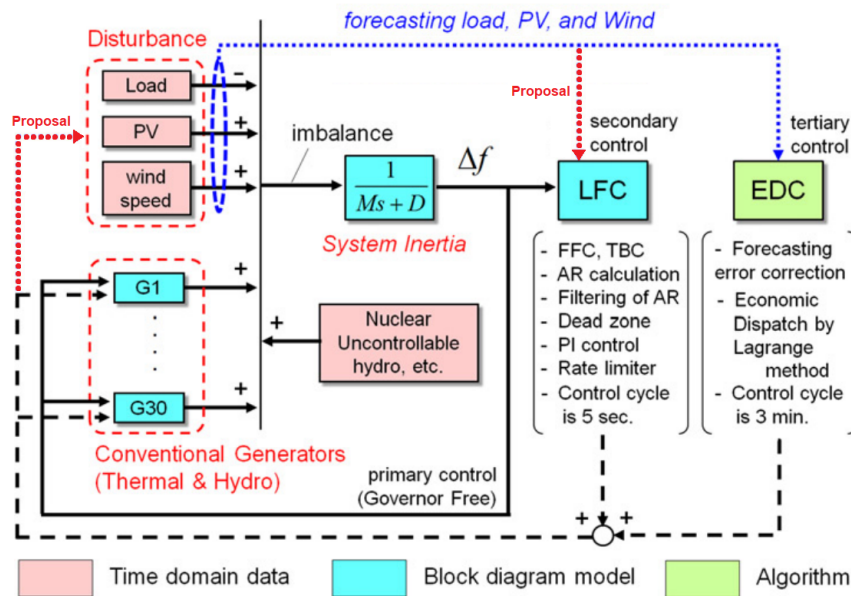


Figura 7-6.: Control de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia con FNCER. Adaptado de [22]

Una propuesta adicional que integra el pronóstico de generación de FNCER y el control secundario de frecuencia tradicional es presentada en [27], donde el principal objetivo fue implementar un control anticipatorio con las siguientes características:

- Incorporación de pronósticos de generación de FNCER (o perturbaciones).
- Controlador diseñado como módulo adicional al controlador convencional.
- Permite una operación “*plug – and – play*” tanto del control como de las unidades de generación participantes.

El objetivo fue logrado en [27] implementando un control MPC el cual ajusta la referencia de frecuencia del sistema como un controlador externo al AGC existente. En la Figura 7-

7 se presenta el diagrama de bloques de un sistema secundario de control integrando un AGC convencional y un control MPC propuesto por los autores, allí se observa las señales por medio de las cuales se integran ambos controles y la información adicional de entrada necesaria como los pronósticos de generación proveniente de FNCER.

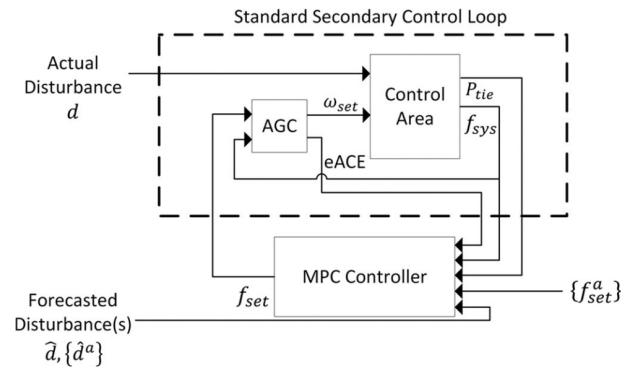


Figura 7-7.: Diagrama de bloques de un sistema de control integrando un AGC convencional y un control MPC. Tomado de [27]

7.7. Requisitos de participación en el mercado de regulación secundaria de frecuencia

Usualmente en los sistemas hay un número limitado de generadores que pueden prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia, es decir un número limitado de oferentes que da como resultado un mercado poco competitivo.

Diferentes operadores de sistemas eléctricos de potencia se han planteado el reto de identificar las barreras y los requisitos necesarios para la incorporación de nuevos participantes en el mercado de regulación secundaria de frecuencia, como FNCERs, sistemas de almacenamiento, agregación de plantas menores o respuesta de la demanda.

Al permitir el acceso a nuevos oferentes en el mercado es posible incrementar la confiabilidad de la prestación del servicio y disminuir su costo al aumentar la competitividad de las ofertas en el mercado o incluso se podría introducir el concepto de generación libre de emisiones de carbono.

Para el caso Colombiano es necesario realizar un estudio que permita estimar el volumen de los nuevos actores que puedan participar en el mercado de servicios complementarios. Este estudio está fuera del alcance del presente trabajo.

Con el fin de viabilizar la incorporación de nuevos participantes en el mercado de servicios complementarios, es necesario avanzar en los siguientes aspectos:

- Aumentar el tiempo requerido para la entrega de potencia máxima.
- Disminuir la cantidad mínima para ofertar en el mercado de servicios complementarios.
- Permitir ofertas de potencia no simétricas.
- Un ambiente regulatorio que permita una competición justa entre los nuevos actores y los convencionales.

Con la finalidad de permitir la participación de la demanda en la prestación de servicios complementarios es necesario:

- Autorizar la participación de la demanda por medio de agregadores.
- Permitir la participación de los agregadores como un responsable adicional para la prestación de servicios complementarios.

7.7.1. Colombia

Con base en la información publicada en la web por XM S.A E.S.P, los precios son ofertados por los agentes generadores para la bolsa de energía, las generaciones para AGC ofertadas y las disponibilidades declaradas por planta y/o unidad. Luego, el operador del sistema realiza la optimización del AGC y posteriormente se hace el proceso de optimización de despacho de energía para un periodo de 24 horas. El operador del mercado define una holgura (Banda de potencia) horaria la cual determina el margen de aumento o disminución de los recursos de generación que prestan el servicio de generación. Esta holgura programada es simétrica, es decir que la cantidad de potencia necesaria para subir es la misma para bajar.

Los parámetros y los requisitos establecidos en el sistema eléctrico de potencia colombiano son resumidos en la Tabla 7-1.

7.7.2. Cálculo de la holgura para el AGC en Colombia

La holgura para el AGC tiene como objetivo reservar un margen de potencia con el cual se permita cubrir las variaciones de la demanda a lo largo del día y las contingencias que se presenten en la operación del sistema eléctrico de potencia.

Tabla 7-1.: Parámetros y requerimientos principales del mercado de control secundario de frecuencia en Colombia

Requisito	Colombia
Oferta mínima en el mercado	6 MW Unidad +/- 23 MW Planta
Mínimo de unidades	5
Reserva de regulación típica	(-273/+400) MW
Restricción por velocidad	23 MW/min
Agregación de generadores es permitida	Si
Agregación de respuesta de la demanda es permitida	Si
Periodicidad de la oferta	D-1
Es necesario presentar una oferta simétrica	Si
A que resolución es producida la capacidad ofertada	24 h
Límite de tolerancia permitido	3 %

La metodología para realizar el cálculo de la holgura se presenta en la Figura 7-8, esta considera el registro histórico de la diferencia de la demanda real con respecto a los valores programados por periodo horario. De igual forma, se considera un análisis estadístico con medidas de tendencia central y dispersión teniendo como entradas la generación programada y la demanda real de contadores registrada por las empresas. Se asume que el error de valores de demanda tiene una distribución estadística de tipo normal considerando un nivel de confianza.

La metodología que incorpora el Centro Nacional de Despacho (CND) incluye:

- Desviaciones normales en los pronósticos de demanda.
- Ampliación de holgura en inflexiones en la curva de demanda.
- Ampliación/reducción de holgura en periodos con cambios grandes del programa de generación.
- Cubrir el disparo de la unidad de generación más grande del Sistema Interconectado Nacional (SIN) estando en línea o no.
- Cubrir el disparo de transformadores de carga del SIN.

Debido a una mayor variación de las cargas, desviación en los pronóstico de generación de las FNCER y la necesidad de mejorar los mecanismos de recuperación de las reservas de potencia, se debe proponer para el sistema una nueva metodología que incluya información

de pronósticos de generación y el cálculo de la reserva de manera asimétrica.

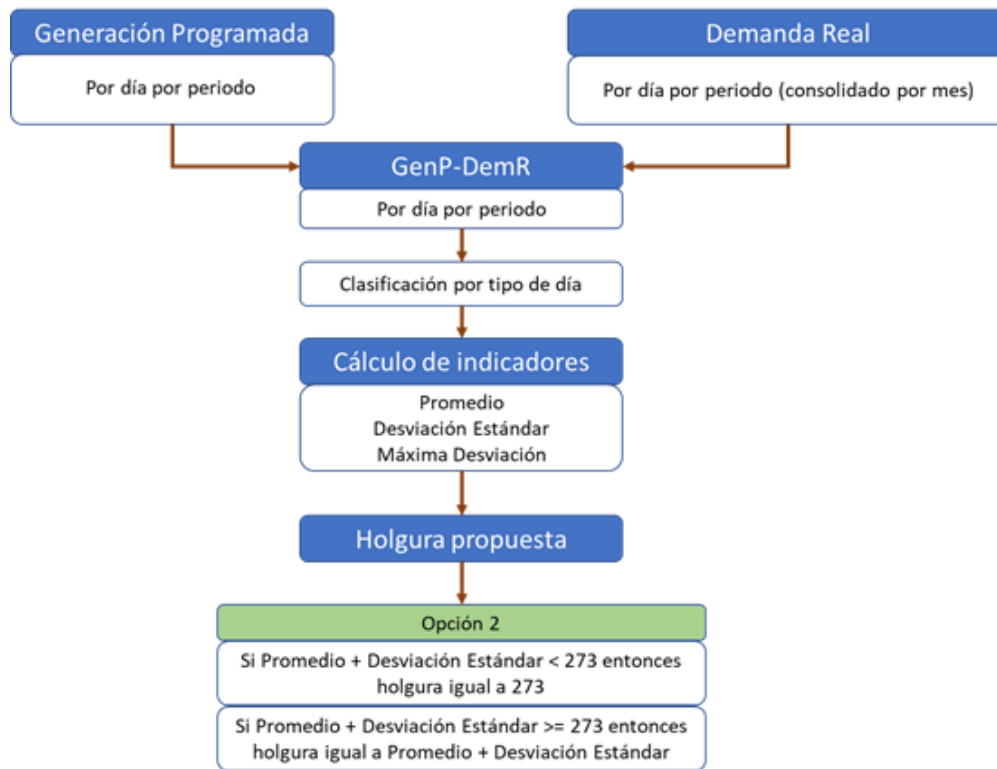


Figura 7-8.: Metodología para el cálculo de reserva para el AGC. Se asume que la unidad más grande que en el momento se encuentra operando es de 273 MW.

7.7.3. Europa

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) establece que tras un evento de frecuencia el sistema debe recuperar el valor nominal de la frecuencia entre los 30 segundos y los 15 minutos después de haber ocurrido el evento.

Los parámetros y requerimientos principales del mercado de control secundario de frecuencia en Austria, Eslovenia, Hungría y Rumania son resumidos en la Tabla 7-2.

Tabla 7-2.: Parámetros y requerimientos principales del control secundario de frecuencia en Austria, Eslovenia, Hungría y Rumania. Tomado de [28]

Requisito	Austria	Eslovenia	Hungría	Romania
Oferta mínima en el mercado	5 MW	1 MW	1 MW	10 MW
Agregación de generadores es permitida	Si	Si	Si	No
Agregación de respuesta de la demanda es permitida	Si	Si	No	No
Periodicidad de la oferta	Semanal	Anual	D-1	D-1
¿Es necesario presentar una oferta simétrica?	No	Si	Si	No
A qué resolución es producida la capacidad ofertada	12h/semana 48h/fin de semana	1 años/Oferta 1h/activación	1 hora/Oferta 15 min/activación	1h
Tiempo de activación solicitado	5 min	-	15 min 2 MW/min	15 min 2 MW/min
Límite de tolerancia permitido	3%	-	mínimo (1%, 2MW)	1%

7.7.4. Estados Unidos

Los parámetros y requerimientos principales del control secundario de frecuencia en Estados Unidos son resumidos en la Tabla 7-3.

Tabla 7-3.: Características generales de la regulación secundaria de frecuencia en Estados unidos. Tomado de [29]

Requisito	ISE-NE	NYISO	PJM	MISO	SPP	ERCOT	CAISO
Nombre del producto	Regulación	Regulación	Regulación	Regulación	Regulación subida Regulación bajada	Regulación subida Regulación bajada	Regulación subida Regulación bajada
Regulación subida/bajada	Combinada	Combinada	Combinada	Combinada	Separada	Separada	Separada
Frecuencia de la señal de control	4 seg	6 seg	2 seg	4 seg	4 seg	4 seg	4 seg
Periodicidad de la oferta	D-1	D-1	D-1	D-1	D-1	D-1	D-1
Duración del requerimiento de regulación	15 min	15 min	15 min	15 min	60 min	8 min	15 min

7.8. Comentarios sobre el estado del arte

Se requiere diseñar un controlador capaz de afrontar diferentes tipos de incertidumbres para garantizar un desempeño satisfactorio u óptimo en un ambiente de condiciones variantes, propios del sistema eléctrico de potencia que incorpora FNCER.

Para diseñar dicho controlador, se ha evidenciado la necesidad de profundizar los siguientes retos:

- Mejorar el modelado del SEP y las herramientas de análisis.
- Proponer métodos para incorporar los FNCERs en los servicios complementarios.
- Coordinar por medio de un control las FNCERs y los generadores convencionales.
- Mejorar en técnicas de computación y tecnologías de medición.
- Implementar comunicaciones avanzadas y tecnologías de la información en los sistemas de control.
- Revisar y modificar estándares y códigos vigentes en el sector eléctrico.
- Incorporar la contribución activa de las cargas en los servicios complementarios.
- Flexibilizar el servicio de regulación de frecuencia (tanto en nuevos actores como en separar las características de los servicios complementarios).
- Incrementar robustez en el desempeño del control secundario de frecuencia con relación al desempeño de cada una de las unidades de generación participantes.
- Robustez ante cambio o imprecisión en la estimación de parámetros y medidas.

Se ha evidenciado que la inercia del sistema es un factor determinante para el ajuste de los parámetros del control secundario de frecuencia, sin embargo, en ninguno de los artículos estudiados por el autor habla de una estimación de la inercia en tiempo real. De igual forma, es necesario coordinar el despacho económico de generación intra-horario con el control secundario de frecuencia, definiendo claramente los tiempos de operación de cada uno de ellos.

La agrupación de las FNCER con el fin de prestar un servicio de regulación de frecuencia, permite eliminar el vacío que hay entre el operador del sistema y los propietarios de dichas fuentes de energía viabilizando la participación de este último en el mercado según lo presentado en [9].

8. Estrategias generales de control

Con base en la revisión de la literatura, se identificó de manera general las ventajas y desventajas de diferentes estrategias de control, el resultado es presentado en la Tabla **8-1**.

Con el objetivo de seleccionar el método de control a utilizar en el presente trabajo, es necesario realizar un análisis detallado identificando las referencias en las cuales se apliquen las estrategias de control presentados en la Tabla **8-1** orientadas al CSF en un sistema eléctrico de potencia.

En la Tabla **8-2** se presenta la comparación de diferentes estudios de control secundario de frecuencia en los cuales se incorporan FNCER o incertidumbres. Para cada una de las referencias consultadas se identificó el tipo de modelo utilizado, la estrategia de control, la estructura de control, la arquitectura implementada, la técnica para la estimación de estados o parámetros en caso de utilizarse y la fuente de incertidumbre en el sistema eléctrico implementado. Finalmente, la tabla cuenta con una columna que resume el aspecto diferenciador o más importante de cada uno de los estudios consultados.

Tabla 8-1.: Comparación entre estrategias de control. Elaboración propia a partir de [30]

Técnica	Ventajas	Desventajas
PI/PID	<ul style="list-style-type: none"> - Simple y provee el desempeño deseado - Aplicable en procesos industriales - Tiene solo tres parámetros para optimizar 	<ul style="list-style-type: none"> - Optimizar tres ganancias son tediosas en términos de cambios en los puntos de operación - No es robusto ante variaciones en la carga - Es difícil de manejar en MIMO y en sistemas de gran escala
Linear Quadratic Regulator LQR	<ul style="list-style-type: none"> - Provee una solución óptima para minimizar la función objetivo en términos de control - Un control óptimo simple - Mejor que el PID debido a que siempre es estable y robusto - Simple de afinación de la matriz Q y R 	<ul style="list-style-type: none"> - Se asume que todos los estados del sistema son medibles - No puede operar con restricciones - Una solución analítica para la ecuación de Ricatti es difícil - No puede manejar perturbaciones en el sistema
MPC	<ul style="list-style-type: none"> - Elige la estrategia óptima para controlar las restricciones y la interacciones entre variables - Incorpora beneficios económicos - Trata con el estado, control de restricciones de fase no mínima - Predice el comportamiento de la dinámica del sistema en un horizonte de tiempo finito - Aplicabilidad directa a grandes procesos multivariables 	<ul style="list-style-type: none"> - No puede tratar con parámetros desconocidos por su alta dependencia del modelo - Análisis del desempeño del MPC es difícil - El mayor reto es identificar el modelo de proceso correctamente
Sliding mode control SMC	<ul style="list-style-type: none"> - Control no lineal - Es robusto ante perturbaciones e incertidumbre en el modelo - Baja carga computacional 	<ul style="list-style-type: none"> - Fenómeno de Chattering - No es robusto para tratar las variaciones de carga
Control Robusto	<ul style="list-style-type: none"> - Útil para modelos MIMO y afrontar incertidumbres - Minimiza la influencia de una perturbación sobre el sistema de control - Aplicable al acoplamiento cruzado entre vías de comunicación y restricciones de comunicación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Puede ser impráctico para muchas dimensiones y sistemas sin restricciones - Requiere el suficiente entendimiento matemático
PSO	<ul style="list-style-type: none"> - Puede resolver funciones de optimización no lineales, no diferenciables y multi modales - Simple y fácil de implementar - Parámetros ajustables que lo hacen más efectivo 	<ul style="list-style-type: none"> - Tiene varios parámetros para ajustar - Óptimos locales - Tiempo de cómputo depende de los parámetros elegidos
Lógica difusa y Redes Neuronales	<ul style="list-style-type: none"> - Afronta sistemas no lineales - Puede tratar con sistemas que varíen rápidamente - Efectivo con sistemas de pequeña escala 	<ul style="list-style-type: none"> - Tiene varios parámetros para ajustar - Muy sensible a la distribución de las membresías - Difícil de analizar y ajustar en sistemas de gran escala - Toma un tiempo largo en la computación

Tabla 8-2.: Comparativa de estrategias de control basado en referenciamiento

Artículo	Año	Estrategia de control	de Estructura de control	de Arquitectura de control	Estimación de estados o parámetros	Modelo	Fuente de incertidumbre				Comentario
							Carga	Solar	Eólica	Otros	
[25]	2017	PID	Técnica inteligente en controlador	Centralizado	Parámetros del PID ajustados por medio de optimización con computación evolutiva.	No lineal	x	x	x	x	-
[31]	2017	(Algoritmo) Control Dinámico de Demanda	Otras técnicas avanzadas	Descentralizado	N.A	Lineal	x				Se enfoca en el control de carga con el fin de afrontar las incertidumbres generadas por las FNCER
[22]	2017	PI	Controlador sobre planta	Centralizado	N.A	No lineal	x	x	x		Las perturbaciones provocadas por las fuentes de incertidumbres son tenidas en cuenta por el control terciario por medio de pronósticos
[32]	2017	MPC	Controlador sobre planta	Descentralizado	Considera variación de parámetros debido a cambio de condiciones operativas. (Inercia y potencia nominal de los generadores)	No lineal	x				Descentralizado para reducir costo de transmisión de datos debido a que las plantas de generación están geográficamente separadas
[33]	2008	MPC	Controlador sobre planta	Descentralizado	N.A	Lineal	x				Descentralizado debido a que permite afrontar de mejor manera la interacción entre áreas del sistema de potencia. Coordinación de FACTS y de AGC
[34]	2018	MPC	Controlador sobre planta	Centralizado	Estimación de estados y perturbaciones por medio de filtro de Kalman	Lineal	x			x	Se utiliza filtro de Kalman debido a que los estados y las perturbaciones no son medibles. Incorpora en el estudio variación de cargas y retrasos en las acciones de control.
[27]	2018	MPC	Mixta	Centralizado	Utiliza filtro de Kalman para la estimación de perturbaciones y errores en el balance de generación/carga	Lineal	x	x	x	x	Diseño del controlador como módulo adicional al AGC tradicional. Se utiliza filtro de Kalman debido a que las perturbaciones y el balance carga/generación no son medibles. Tiene en cuenta el efecto de las comunicaciones y de las fuentes renovables de energía por medio de perturbaciones en el modelo.
[20]	2013	PI ajustado por PSO-Fuzzy	Técnica inteligente en controlador	Centralizado	N.A	No lineal				x	Por medio de PSO se ajustan parámetros de la función de membresía de la lógica difusa que ajusta los parámetros del control PI
[35]	2012	MPC	Controlador sobre planta	Descentralizado	N.A	Lineal	x			x	El control propuesto demuestra ser robusto ante incertidumbre en los parámetros y cambios en las cargas y generadores eólicos
[36]	2018	Control Óptimo	Controlador sobre planta	Descentralizado	N.A	No lineal	x			x	Control que optimiza el AGC de un MAS minimizando costos y afrontando incertidumbre causadas por la penetración de energías renovables. La convergencia del AGC distribuido es demostrado por criterio de estabilidad de Lyapunov.
[37]	2016	PID Robusto	Controlador sobre planta	Descentralizado	N.A	Lineal	x				El control PID tiene en cuenta las incertidumbres en cada área del sistema. La propuesta está basada en el teorema de Kharitonov's

8.1. Selección de la estrategia de control

Con base en el referenciamiento realizado y la información presentada en las Tablas 8-1 y 8-2 es posible contar con los criterios suficientes para realizar la selección de la estrategia de control a implementar en el presente trabajo.

La arquitectura seleccionada es basada en la propuesta por David Ganger en [27], el cual ajusta la referencia de frecuencia del sistema por medio de un controlador MPC externo al AGC convencional, este controlador permite incorporar pronósticos de generación de FNCER y puede ser implementado bajo el paradigma “*plug – and – play*” al integrarlo al AGC convencional como un módulo adicional sin afectar la parametrización de éste.

En la Figura 9-3 se presenta el diagrama de bloques simplificado del control secundario de frecuencia implementado actualmente en el sistema eléctrico de potencia colombiano, éste cuenta con una señal de entrada proveniente de una acción de control remota que pudiera ser utilizado para integrar la señal de control de un MPC que integre información de pronósticos. De esta forma el AGC permite recibir señales de incremento o disminución de generación de acuerdo a un comportamiento futuro esperado del sistema y así optimizar la potencia necesaria para mantener el balance de demanda-generación del sistema.

La estrategia de control seleccionada cuenta con las siguientes características:

- Estrategia de control: MPC, debido a que permite la incorporación de pronósticos de perturbaciones y predice el comportamiento dinámico del sistema en un horizonte de tiempo finito.
- Estructura de control: Mixta, permite la incorporación del control MPC como un módulo adicional del AGC convencional. Se aprovecharía la capacidad del AGC convencional para integrar una señal de control remota.
- Arquitectura: Centralizada, debido a que es la naturaleza del control secundario de frecuencia implementado actualmente en el sistema eléctrico de potencia colombiano.

Con esta propuesta es posible realizar un control que puede ser integrado en mediano plazo al SEP colombiano sin necesidad de realizar modificaciones a su estructura de control o a sus parámetros actuales.

9. Modelo de control secundario de frecuencia convencional

El objetivo del control secundario frecuencia en un sistema eléctrico de potencia según [11], es *”Mantener el balance carga-generación y compensar el error de estado estable de la frecuencia después del efecto de la inercia del sistema y la actuación de la regulación primaria de frecuencia realizada por los generadores”*. En la Figura 9-1 se observa la respuesta dinámica de la frecuencia del sistema de potencia ante la acción del control primario, secundario y de emergencia.

El proceso del control secundario inicia con la sumatoria del error de frecuencia e intercambios con sus respectivas referencias, luego pasa por un filtro para acondicionar la señal del error, posteriormente la señal continua hacia un limitador con el fin que el control no actúe ante variaciones muy pequeñas o muy grandes. La señal continua hacia un control que genera una consigna de potencia que es distribuida y escalada por medio de un factor de participación a cada una de las unidades de generación que prestan el servicio de regulación secundaria de frecuencia. La sumatoria de los factores de participación debe ser 1, equivalente al 100% de la potencia requerida por el controlador. Posterior al factor de participación, cada una de las señales de potencia pasa a través de un limitador de tasa de cambio y un retardo cuyo tiempo es parametrizable, asociado al efecto de las telecomunicaciones entre el sistema de control y el gobernador del generador.

En la literatura científica, un modelo típico del control secundario de frecuencia es presentado en la Figura 9-2, allí se presenta los diferentes procesos previamente descritos que se requieren para la realización del control secundario de frecuencia.

9.1. Desarrollo y validación del modelo

La implementación del modelo de control secundario de frecuencia inició con el desarrollo y validación de un modelo simplificado del utilizado actualmente en el sistema eléctrico de potencia colombiano. El modelo de control y el ajuste se realizó por medio de simulacio-

nes dinámicas en PowerFactory DigSilent[®] utilizando todo el sistema eléctrico de potencia colombiano cuyos resultados fueron contrastados con registros históricos provenientes de PMUs. Dichos registros históricos corresponden con el escenario de operación simulado y el evento realizado.

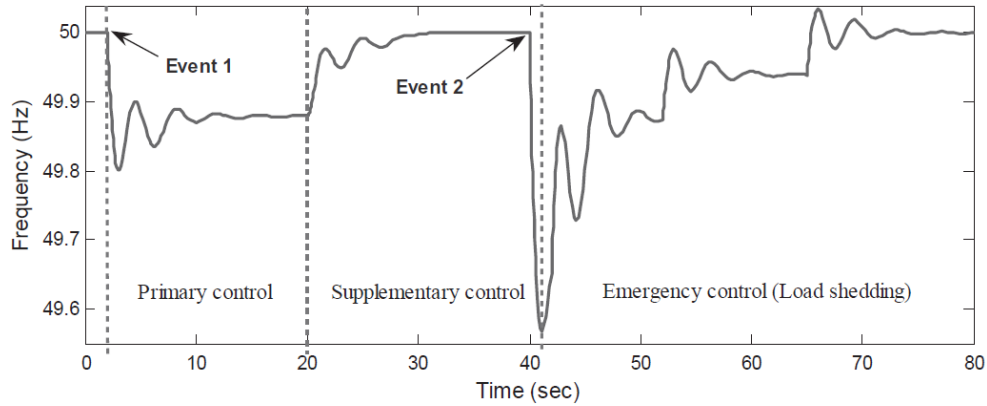


Figura 9-1.: Respuesta dinámica de la frecuencia y los controles de un sistema de potencia ante un evento de generación. Tomado de [12]

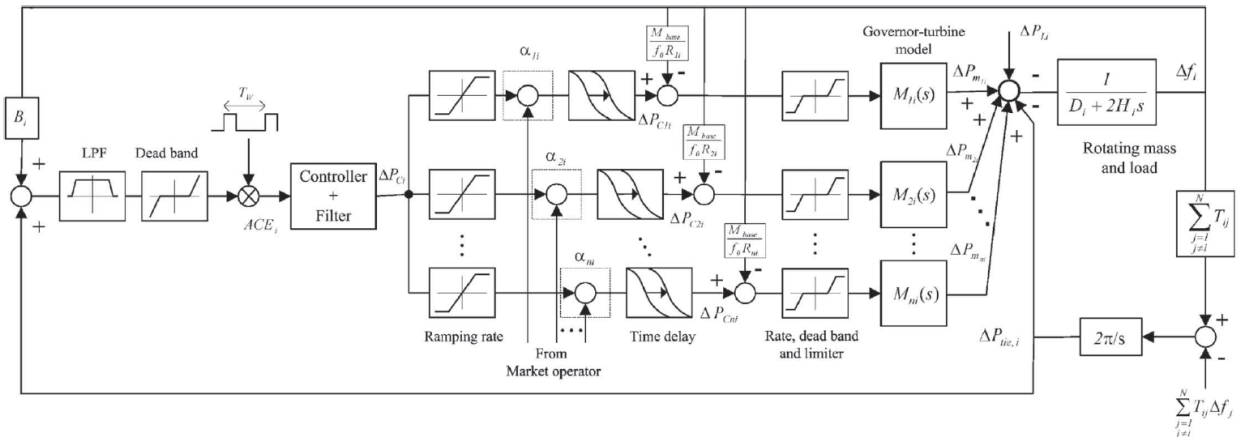


Figura 9-2.: Modelo general del Control secundario de frecuencia. Tomado de [12]

9.1.1. Escenario de simulación

El ajuste del control secundario de frecuencia se realizó bajo el siguiente escenario:

El 7 de agosto del 2019 a las 11:20 a.m se abrieron las 4 líneas de transmisión hacia Ecuador Jamondino-Pomasqui y ocasionaron un evento de baja frecuencia que llegó a 59.57 Hz.

En ese momento las unidades de generación que estaban prestando el servicio de regulación secundaria de frecuencia eran:

- Chivor Unidad 2 con 27 MW
- La Tasajera Unidad 2 con 51 MW
- La Tasajera Unidad 3 con 51 MW
- Sogamoso Unidad 1 con 72 MW
- Sogamoso Unidad 2 con 72 MW

El modelo simplificado del control secundario de frecuencia desarrollado es presentado en la Figura 9-3, el cual incorpora las señales de frecuencia medida, frecuencia de referencia, el Bias del sistema, el valor del intercambio medido y el de referencia, la señal remota de control, la lógica de retraso de la señal de control y el acondicionamiento de la señal previo al control PI. El control finalmente genera una señal de potencia requerida para llevar el error de estado estable de la frecuencia del sistema a cero.

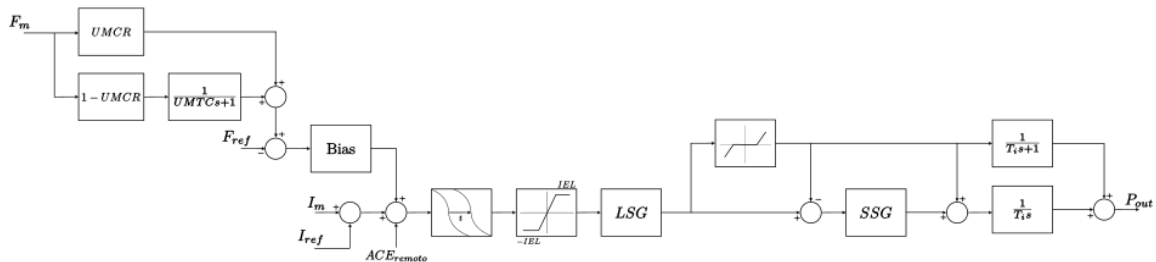


Figura 9-3.: Modelo del Control secundario de frecuencia. Elaboración propia

9.1.2. Resultados

Con el fin de realizar una validación de los resultados obtenidos, se comparó el resultado de las simulaciones en DIGSILENT[®] habilitando y deshabilitando el control secundario de frecuencia. Estas a su vez fueron comparadas con el registro histórico de frecuencia obtenido por medio de medición sincrofasorial correspondiente al evento de estudio. En la Figura 9-4 se identifica las respuesta de los controles primarios, y resaltado por medio de un recuadro las respuesta del control secundario simulado y el control implementado en el sistema eléctrico de potencia colombiano.

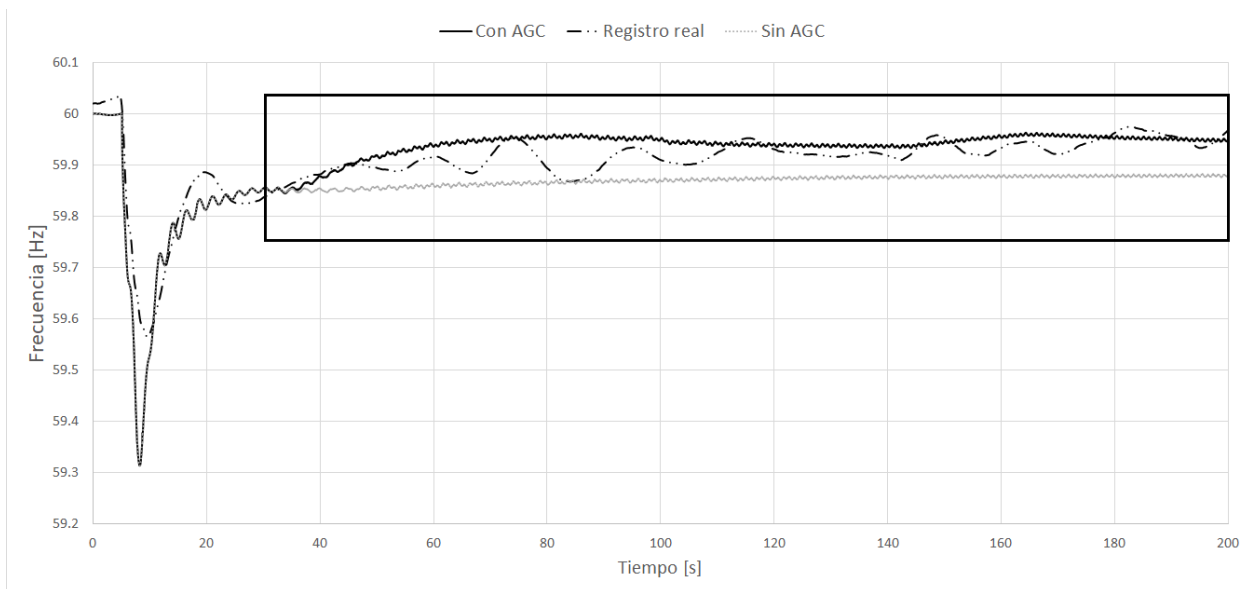


Figura 9-4.: Implementación de control secundario de frecuencia. Elaboración propia

9.2. Modelo del control secundario de frecuencia en el Simulador en Tiempo Real

El SEP configurado en el Sistema de Simulación en Tiempo Real (SSTR) es presentado en la Figura 9-5, las principales características de este sistema es que permite la integración de señales de potencia de FNCER (Power_WG y Power_SG), señales del control secundario de frecuencia (AGC) y dos señales de disparo de eventos previamente configurados (Event-Guajira y EventCCSC). El sistema suministra medidas de frecuencia (AGC_fimesu), voltaje y corriente (pmu1, pmu2, ..., pmun) y la potencia nominal de los generadores que prestan el servicio de regulación secundaria de frecuencia.

Se desarrolló un control secundario de frecuencia en el SSTR como un módulo conectado a la señal de control (AGC) del sistema de potencia. En la Figura 9-6 se puede observar el módulo cuyas entradas están compuestas por:

- Bandera de habilitación/deshabilitación del control
- Señal de la frecuencia medida
- Señal de referencia de la frecuencia
- Señal de los intercambios medidos

- Señal de referencia de los intercambios
- Señal de control externo (MPC)
- La potencia nominal de los generadores que prestan el servicio de regulación secundaria de frecuencia

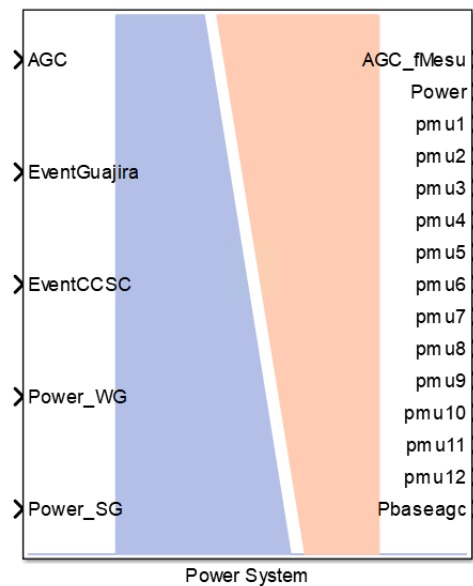


Figura 9-5.: Sistema de potencia configurado en el SSTR. Elaboración propia

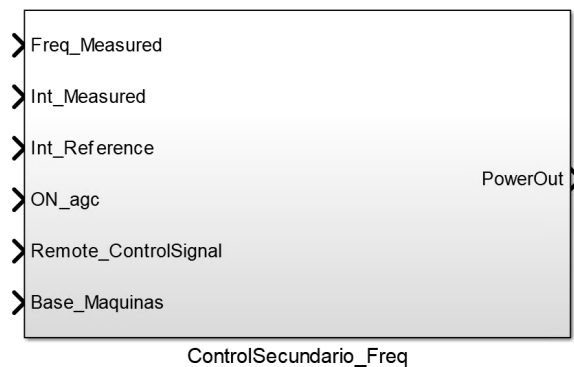


Figura 9-6.: Módulo de control secundario de frecuencia en el SSTR. Elaboración propia

Dentro del módulo presentado en la Figura 9-6 se encuentra el modelo de control secundario de frecuencia descrito en la sección 9.1.1, cuya implementación en el SSTR se observa en la Figura 9-7. Ésta estructura de control y sus parámetros son los mismos que fueron validados a través de DigSilent[©].

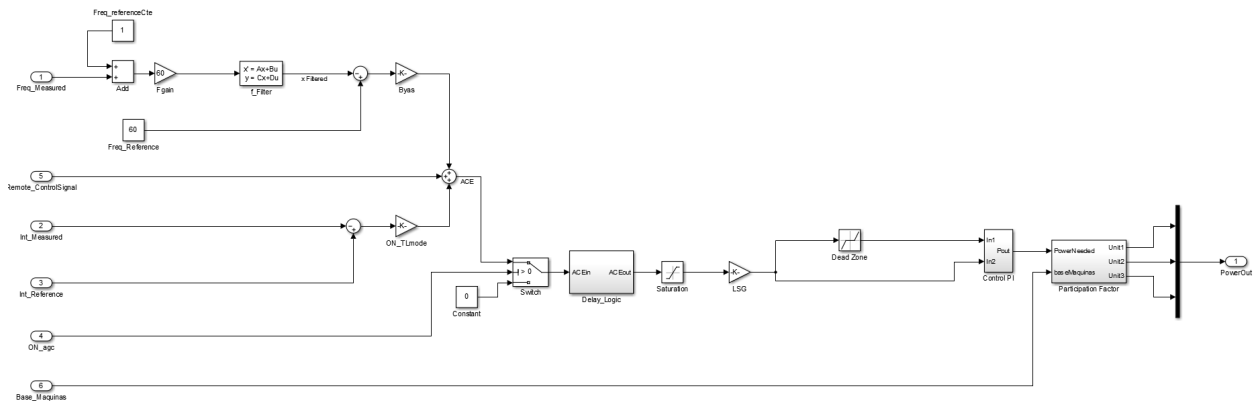


Figura 9-7.: Implementación de control secundario de frecuencia en el SSTR. Elaboración propia

La integración de todos los elementos descritos anteriormente en un escenario del SSTR es presentado en la Figura 9-8, allí se observa la conexión del sistema configurado con el módulo de control secundario de frecuencia, los eventos de desconexión de generación programados, las FNCER y los módulos de medición.

El escenario operativo que se programó en la simulación es el siguiente: - Periodo 20 del día 11 de abril de 2019 - Eventos en la red en el área Caribe y Suroccidente del sistema eléctrico de potencia colombiano - Evento 1: Desconexión de las dos unidades de generación de Guajira, con una pérdida total de 150 MW - Evento 2: Desconexión de 200 MW en la central Coca Codo Sinclair perteneciente al sistema eléctrico ecuatoriano.

En el escenario descrito, las unidades de generación que estaban prestando el servicio de control secundario de frecuencia son las siguientes:

- Las unidades 1, 2 y 3 de Sogamoso con un total de 144 MW
- Las unidades 3 y 4 de San Carlos con un total de 104 MW
- Las unidades 1 y 2 de Jaguas con un total de 70 MW

Se realizaron tres simulaciones diferentes ejecutando el evento 1. La primera simulación se realizó deshabilitando el control secundario de frecuencia con el fin de validar que el sistema por si solo no logra retornar la frecuencia del sistema al valor nominal, por tanto se mantiene un error de estado estable en la frecuencia que concuerda con la teoría. La segunda simulación se realizó habilitando el control con los mismos parámetros del AGC implementado en el sistema eléctrico de potencia colombiano, su resultado presenta una respuesta oscilatoria debido a que el control suministra una consigna de potencia mayor a la necesaria para que la frecuencia del sistema retorne a su valor nominal. La tercera simulación

se realizó disminuyendo de 893 a 293 la ganancia del control por medio del bias obteniendo una respuesta de frecuencia con un sobre-impulso inicial que posteriormente logró llegar al valor nominal de 60 Hz, eliminando así el error de estado estable de la frecuencia. Los resultados de la simulación dinámica son presentados en la Figura 9-9.

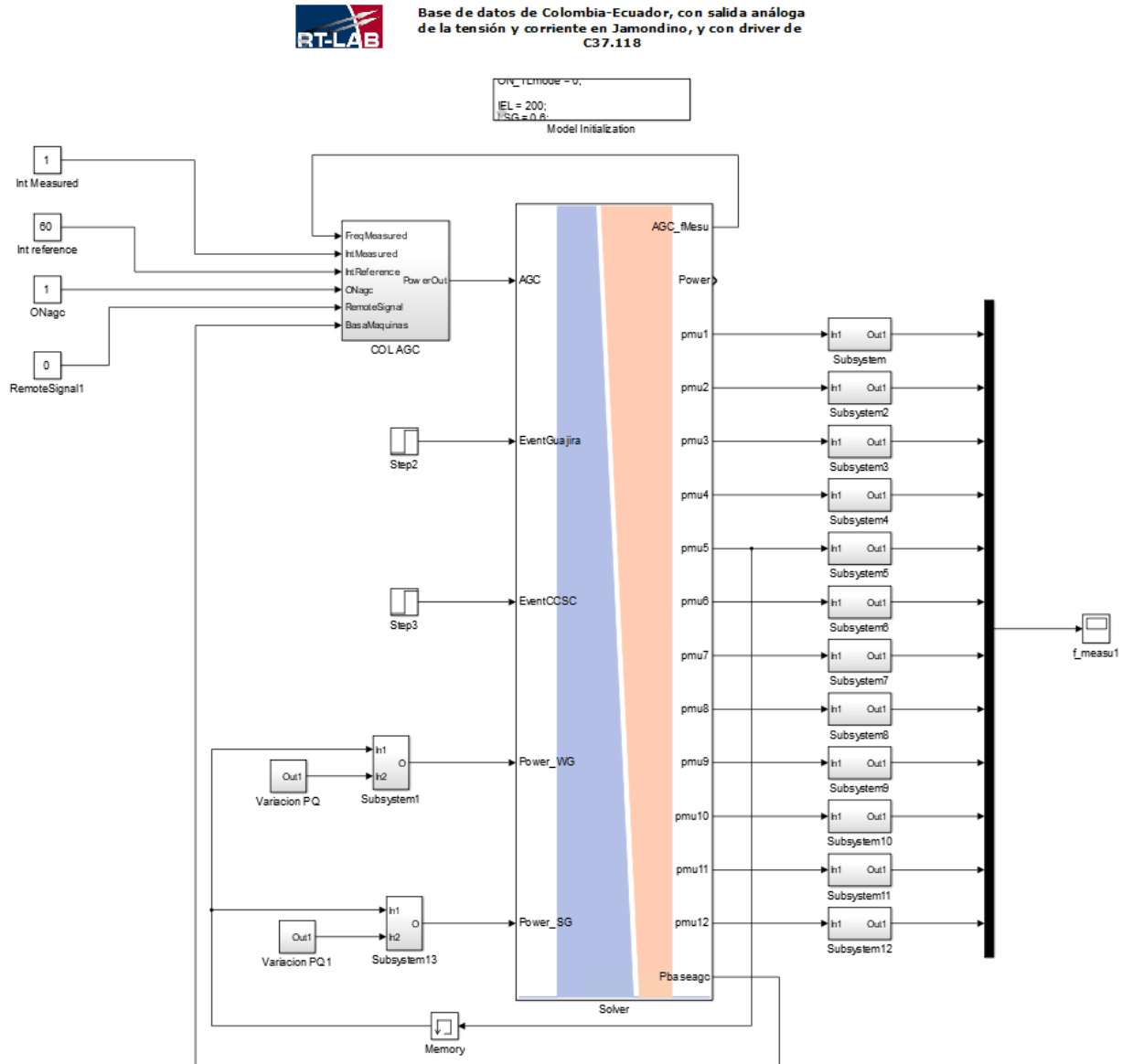


Figura 9-8.: Sistema configurado en el SSTR. Elaboración propia

Un segundo conjunto de simulaciones se realizaron ejecutando el evento 2 programado en el sistema configurado. En la Figura 9-10 se presenta los resultados obtenidos de las 3 simulaciones en las que se habilita y deshabilita el control secundario de frecuencia y en la cual se disminuye el valor del bias del control de 893 a 293 segundos.

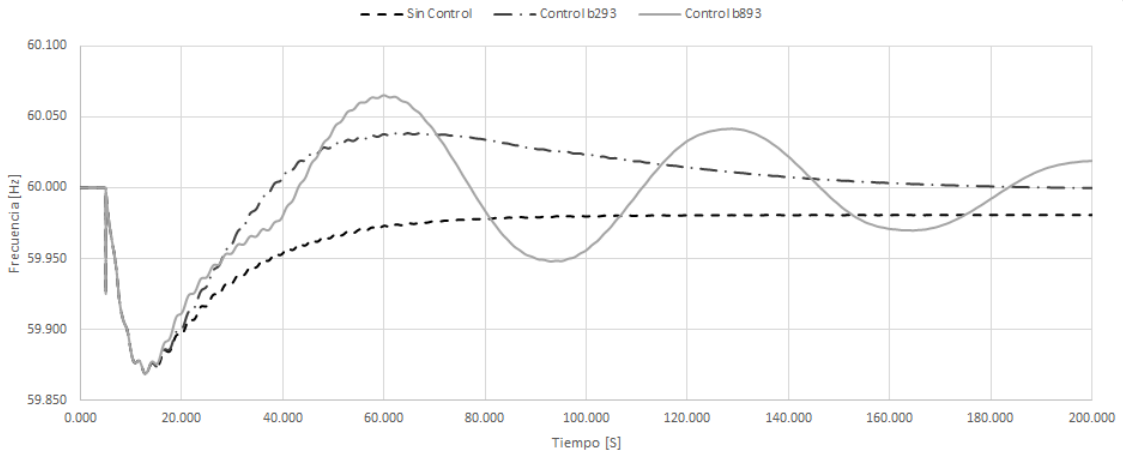


Figura 9-9.: Respuesta dinámica de frecuencia en el SSTR ante el evento 1. Elaboración propia

Esta última simulación tiene la particularidad que al asignar el parámetro del bias en 893, la simulación se interrumpe por errores en la convergencia de los modelos utilizados. Sin embargo, los resultados obtenidos en el periodo de tiempo que se ejecutó la simulación se puede observar que el comportamiento del control no es adecuado porque su respuesta es tan agresiva que incluso genera otro evento de sobre-frecuencia en el sistema. Con el parámetro del bias en 293 la simulación corre normalmente e incluso la frecuencia logra llegar a su valor de referencia eliminando el error de estado estable de la frecuencia tras haber ocurrido el evento.

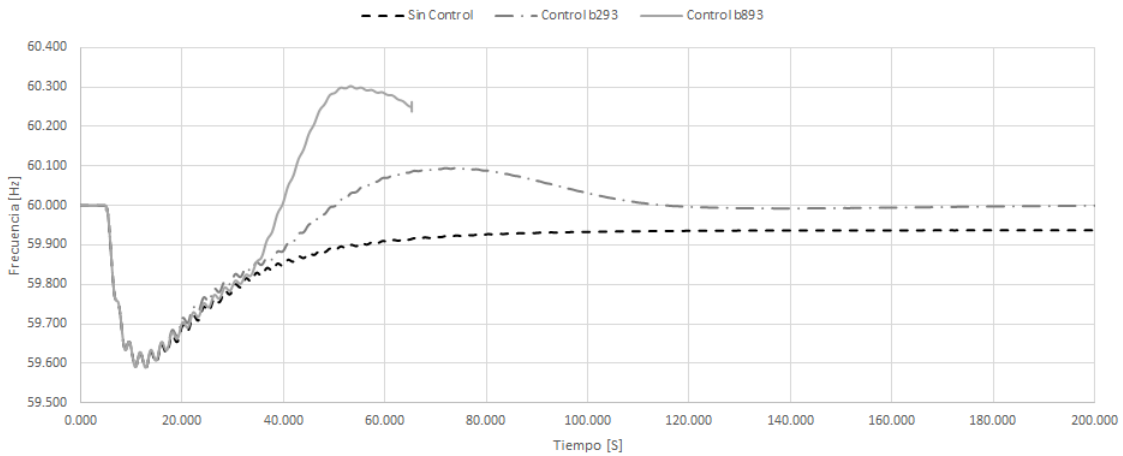


Figura 9-10.: Respuesta dinámica de frecuencia en el SSTR ante el evento 2. Elaboración propia

10. Estrategia de Control predictivo por modelos

La estrategia de control seleccionada es el control predictivo por modelos (MPC) tal como se presentó en la Sección 8.1. Con el fin de desarrollar un control que pueda ser implementado en campo, es necesario plantear una arquitectura centralizada y una estructura de control mixta que aproveche el control secundario de frecuencia actualmente implementado en el sistema eléctrico de potencia y su capacidad de recibir una señal de control remota. Con base en la estructura de control planteada por [27], es posible usar la señal de control remota del control tradicional como una entrada proveniente del control MPC, el cual permite optimizar las acciones de control (uso de recursos de generación) en un horizonte de tiempo incorporando datos provenientes de pronósticos.

Acorde con lo presentado en [27], la formulación matemática de la función objetivo del control es la siguiente:

$$\begin{aligned} \min_{f_{set_1}, \dots, f_{set_M}} \quad J = & \left(\sum_{i=1}^P Q_f (\Delta f_{sys})^2 + Q_{pt} (\Delta P_{pt}^M)^2 \right) \\ & + \left(\sum_{i=1}^M R_f (ACE_{remote})^2 + S_f (\dot{ACE}_{remote})^2 \right) \end{aligned} \quad (10-1)$$

$$\begin{aligned} \text{s.t.} \quad X_{i+1} &= AX_i + BU_i \\ Y_i &= CX_i + DU_i \\ -0,1 &\leq f_{set} \leq 0,1 \end{aligned}$$

Donde M y P son los horizontes de tiempo de optimización y control respectivamente, Q_f y Q_{pt} son las matrices positivas de ponderación de la frecuencia y la potencia en las interconexiones, Δf_{sys} es el cambio de la frecuencia del sistema, ΔP_{pt}^M es el cambio de la potencia en las interconexiones, R_f y S_f son las matrices positivas de ponderación de la

señal de control y su tasa de cambio respectivamente, ACE_{remote} es la señal de control y \dot{ACE}_{remote} es la tasa de cambio de la señal de control que también se debe tener en cuenta para asegurar que las consignas no generen rampas que no son permisibles en la realidad.

El paquete de optimización que se propone utilizar para la solución del problema de optimización convexo es el OSQP de Oxford, el cual resuelve ecuaciones cuadráticas convexas (QP por sus siglas en inglés) de la forma:

$$\begin{aligned} \text{mín} \quad & \frac{1}{2}x^T Px + q^T x \\ \text{sujeto a} \quad & l \leq Ax \leq u \end{aligned} \tag{10-2}$$

Redactando de una manera matemática el modelo dinámico simplificado de un sistema eléctrico de potencia que incorpora el control secundario de frecuencia de la Figura 9-3, fuentes renovables de energía y una señal de control externa suministrada por el MPC se podría representar en espacio de estados de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \dot{F}_{filt} \\ \dot{P}_{out} \\ \dot{F}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{T_f} & 0 & \frac{1}{T_f} \\ \frac{Bias}{T_i} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{2H} & \frac{-D}{2H} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{filt} \\ P_{out} \\ F_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{T_f} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{2H} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{ref} \\ ACE_{remote} \\ P_p \end{bmatrix} \tag{10-3}$$

$$[F_m] = [0 \ 0 \ 1] \begin{bmatrix} F_{filt} \\ P_{out} \\ F_m \end{bmatrix} + [0 \ 0 \ 0] \begin{bmatrix} F_{ref} \\ ACE_{remote} \\ P_p \end{bmatrix} \tag{10-4}$$

Donde F_{filt} representa la frecuencia filtrada, P_{out} representa la potencia total necesaria para llevar a cero el error de estado estable, F_m representa la frecuencia medida, F_{ref} es la frecuencia de referencia, ACE_{remote} es la señal de control externa proveniente de control predictivo por modelos y P_p es la potencia de las FNCR tomada como una perturbación en el sistema debido a su naturaleza estocástica.

Esta formulación matemática es la base que permitiría llevar el sistema dinámico a un problema de optimización que permita, según un escenario de predicciones de generación, suministrar una señal de control óptima a un control secundario de frecuencia convencional para que afronte las incertidumbre propias de las FNCR manteniendo la estabilidad de la frecuencia en un horizonte de tiempo finito.

11. Implementación del MPC integrado con un control convencional

En el capítulo 9 se presentó un modelo de control secundario de frecuencia convencional obtenido a través de validaciones por medio de simulaciones y registros reales de PMU y posteriormente fue implementado en un SSTR con capacidad de integrar señales de potencia provenientes de FNCER y señales de control remota provenientes del MPC propuesto.

En este capítulo se presentará las características de los SEP en estudio, las consideraciones que se tuvieron en cuenta para la implementación de las FNCER, los parámetros del control PI convencional y del MPC propuesto, así como los resultados obtenidos.

El objetivo principal es verificar por medio de un conjunto de simulaciones y escenarios operativos, si por medio de datos de predicción de generación proveniente de FNCER, una señal de control óptima suministrada por un MPC a un control secundario de frecuencia convencional el sistema es capaz de afrontar las incertidumbres propias de las FNCER manteniendo la estabilidad de la frecuencia en un horizonte de tiempo.

11.1. Caso de estudio

El Sistema IEEE de 39 barras de New England presentado en [38] mostrado en la Figura **A-1** es implementado en la plataforma de simulación dinámica de sistemas de potencia desarrollada en [39], basada en la arquitectura propuesta por [40].

El sistema base simulado cuenta con una demanda total de 6140 MW, suplida por diez generadores cuyas características son presentadas en las Tablas **A-4** y **B-2**. Los parámetros de cada uno de los elementos del SEP simulado son presentados en los apéndices A y B.

En el sistema IEEE de 39 barras de New England modificado, la generación proveniente de la FNCER varía entre 508.46 MW a 545.61 MW, lo cual representa entre el 8.23% y el 8.86% del total de generación del sistema. El comportamiento de la generación proveniente de la FNCER es suministrado por un proceso de pronóstico que proporciona una curva de

generación en el tiempo.

Los modelos generales de los generadores eólicos y solares presentados en [41] tienen en cuenta el modo de control de la planta y su comportamiento dinámico ante un conjunto de eventos de frecuencia y tensión, éstos sin embargo no permiten obtener un pronóstico de la generación que las FNCER podrían suministrar al sistema. Los modelos de generación de fuentes eólicas y solares presentados en [42] se basan en la generación de valores aleatorios correspondientes a una función de distribución de probabilidad, la cual permite calcular la potencia generada en un intervalo de tiempo. Los modelos mencionados anteriormente representan dos tipos de implementación de FNCER en un SEP, sin embargo no satisfacen la necesidad del presente estudio debido a que no suministran un pronóstico de la generación de las FNCER en un horizonte de tiempo. Éste pronóstico es necesario para ser integrado como una señal de entrada al MPC propuesto, tal como se sugiere en [27].

La FNCER implementada en el sistema IEEE de 39 barras de New England modificado presentado en el Apéndice B esta conectada a la barra 34 generando $p_b = 508 * [1 + P(t)]$ MW y $q_b = 156$ MVar, donde $P(t)$ es el pronóstico obtenido de generación de las FNCER en el tiempo. La curva pronosticada de generación proveniente de FNCER en la barra 34 es presentada en la Figura 11-1.

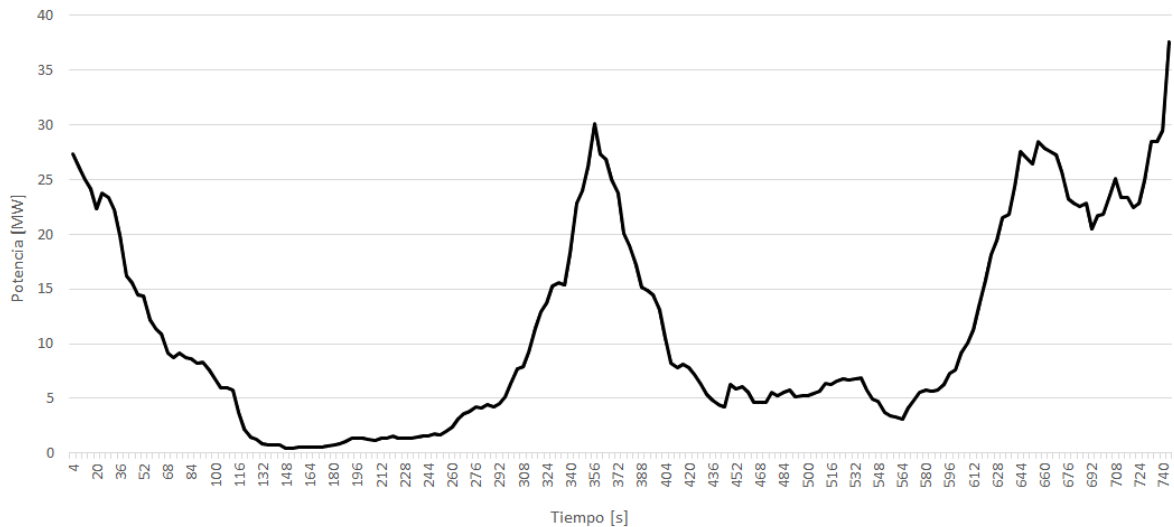


Figura 11-1.: Pronóstico de generación de FNCER en la barra 34 del sistema.

Con el fin de garantizar la coherencia de ambos escenarios simulados, se comparó su flujo de carga en las barras donde se conectan los generadores y se evidenció que a pesar de haber agregado un FNCER suministrando la misma potencia que lo hacía el generador sincrónico, no hay diferencia en el estado estable para ambos escenarios. La comparación entre el caso base y el modificado es presentado en la Tabla 11-1.

Tabla 11-1.: Comparación flujo de carga - Generadores

Escenario	Variable	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10
Base	Q	0.19	4.80	0.89	0.90	1.57	1.90	0.89	-0.17	0.11	1.16
	P	10.00	5.20	6.50	6.32	5.08	6.50	5.60	5.40	8.30	2.50
Modificado	Q	0.19	4.80	0.89	0.90	-	1.90	0.89	-0.17	0.11	1.16
	P	10.00	5.20	6.50	6.32	-	6.50	5.60	5.40	8.30	2.50
Error absoluto	Q	0.00	0.00	0.00	0.00	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	P	0.00	0.00	0.00	0.00	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

En la simulación dinámica se realizó dos eventos simultáneos de carga a los 5 segundos de ejecución. El primer evento corresponde al aumento de 25 MW de la carga conectada a la barra 12 del sistema, el segundo evento corresponde al aumento de 24 MW de la carga conectada a la barra 31. Este aumento genera un evento de frecuencia que debe ser afrontado por los reguladores de los generadores y posteriormente por el control secundario de frecuencia.

El control secundario de frecuencia implementado en el sistema es presentado en la Figura 9-3, este se ejecuta cada 250 ms y sus parámetros son dados en la Tabla 11-2. Donde el $Bias$ es la ganancia proporcional, T_i es el tiempo de integración, $UMCR$ es la constante proporcional del filtro de la frecuencia, LSG es la ganancia de la señal, SSG es la ganancia de pequeña señal, ACE_{Error} es el error de control de área mínimo para la activación del control PI, O_{Time} es el tiempo de retraso para la activación del control y ST_{Error} es el mínimo error de estado estable para la desactivación del control.

Tabla 11-2.: Parámetros - Control PI

Parámetro	Valor
$Bias$	2.5
T_i	480
$UMCR$	1
LSG	1
SSG	1
O_{Time}	10
ACE_{Error}	0.0033
ST_{Error}	1.E-07

La formulación del MPC es presentada en el capítulo 10 y los parámetros utilizados para su configuración son presentados en la Tabla 11-3. Donde u es la cantidad de entradas que el MPC afecta, m es la cantidad de estados del sistema exceptuando los estados pertenecientes a la velocidad angular de los generadores sincrónicos, n es la cantidad de estados pertenecientes

a la velocidad angular de los generadores sincrónicos, qu_{max} son los factores de ponderación de las entradas, qx son los factores de ponderación de los estados durante el horizonte de tiempo de predicción, qx_ω son los factores de ponderación de los estados pertenecientes a la velocidad angular de los generadores sincrónicos durante el horizonte de tiempo de predicción, X_{max} es el límite superior de los estados, X_{min} es el límite inferior de los estados, $X\omega_{max}$ es el límite superior de los estados pertenecientes a la velocidad angular de los generadores sincrónicos, $X\omega_{min}$ es el límite inferior de los estados pertenecientes a la velocidad angular de los generadores sincrónicos, U_{max} es el límite superior de las entradas que el MPC afecta, U_{min} es el límite inferior de las entradas que el MPC afecta, dU_{max} es la tasa de cambio máxima que el MPC puede realizarle a las entradas, dU_{min} es la tasa de cambio mínima que el MPC puede realizarle a las entradas, Te es el horizonte de tiempo de control, Gen son los generadores que prestan el servicio de regulación secundaria de frecuencia, N es la cantidad de en el horizonte de tiempo de optimización, ACE_{Error} es el error de control de área mínimo para la activación del control PI y O_{Time} es el tiempo de retraso para la activación del control, ST_{Error} es el mínimo error de estado estable para la desactivación del control. Tanto para el control convencional PI como para el MPC integrado con el PI se usaron los generadores [G6, G8, G10] para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia con el mismo factor de participación (0,33) para cada uno de ellos.

Con los parámetros presentados en la Tabla **11-3** es posible formular el problema de optimización convexa presentado en la sección 10-2. En el presente estudio no se controlará la transferencia a través de una línea o áreas del SEP, por lo tanto el termino $Q_{pt} (\Delta P_{pt}^M)^2$ es cero en la ecuación 10-1. El tiempo de ejecución Te y horizonte de predicción N , fueron modificados con el fin de conocer el desempeño del control ante la modificación de estos parámetros. Los resultados de dicho análisis de sensibilidad son presentados en el Anexo C.

11.2. Resultados

La respuesta dinámica de frecuencia en el sistema sin perturbaciones provenientes de FN-CER es presentada en la Figura **11-2**, donde la respuesta del control propuesto es denotada como $PI - MPC$, la respuesta del control convencional es PI_M y la del sistema sin control es NC . En estos tres escenarios el sistema cuenta con una FN-CER cuya generación entrega potencia de manera constante. La respuesta del control convencional en un sistema de potencia integrado solo por generadores convencionales es denotado por PI_B . En todos los escenarios ocurrió el mismo evento de aumento carga a los 5 segundos de simulación.

Del resultado obtenido se aprecia que al comparar la respuesta dinámica de frecuencia de PI_B y PI_M concuerda con lo presentado en [23] al indicar que para un mismo evento, el cambio en la frecuencia es mayor en el sistema que integra FN-CER que en el compuesto solo

Tabla 11-3.: Parámetros - MPC

Parámetro	Valor
u	3
m	64
n	9
qu_{max}	$[0.5, 0.5, \dots, 0.5]_u$
qx	$[0, 0, \dots, 0]_m$
qx_ω	$[10, 10, \dots, 10]_m$
X_{max}	$[0, 0, \dots, 0]_m$
X_{min}	$[0, 0, \dots, 0]_m$
$X\omega_{max}$	$[0.003, 0.003, \dots, 0.003]_n$
$X\omega_{min}$	$[-0.003, -0.003, \dots, -0.003]_n$
U_{max}	$[0.3, 0.3, \dots, 0.3]_m$
U_{min}	$[-0.3, -0.3, \dots, -0.3]_m$
dU_{max}	$[0.003, 0.003, \dots, 0.003]_m$
dU_{min}	$[-0.003, -0.003, \dots, -0.003]_m$
Te	1
Gen	$[G6, G8, G10]$
N	50
O_{Time}	10
ACE_{Error}	0.0033
ST_{Error}	1.E-07

por generadores convencionales. El sistema NC no logra regresar a la frecuencia nominal si no cuenta con un CSF que elimine el error de estado estable. El sistema que cuenta con el control integrado propuesto $PI - MPC$ logra eliminar el error de estado estable y evita el sobre impulso que presenta la respuesta del control PI convencional.

Para los escenarios descritos anteriormente, en la Figura **11-3** se observa la respuesta dinámica de la potencia entregada por uno de los generadores que prestan el servicio de regulación secundaria de frecuencia. Tras la ocurrencia del evento actúa la regulación primaria de los generadores aumentando la entrega de potencia para disminuir la caída en frecuencia del sistema, en el caso del sistema sin control NC la potencia entregada por el generador aumenta hasta llegar a un valor en el que permanece constante. Una vez transcurrido el tiempo O_{Time} actúa el control secundario de frecuencia aumentando aún más la entrega de potencia de los generadores que prestan el servicio de CSF. El control integrado propuesto $PI - MPC$ logra establecerse en un valor de potencia tal que elimina el error de estado estable de la frecuencia en un menor tiempo y con una menor cantidad de potencia requerida, por lo tanto con una menor energía necesaria al ser comparada con el control convencional PI_M .

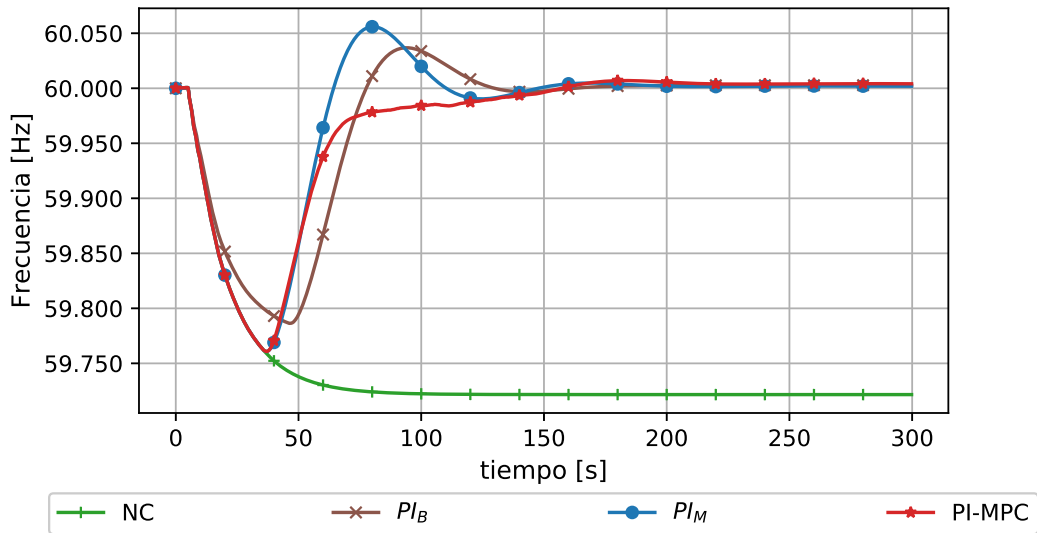


Figura 11-2.: Respuesta dinámica de la frecuencia en un sistema sin perturbaciones de FNCER.

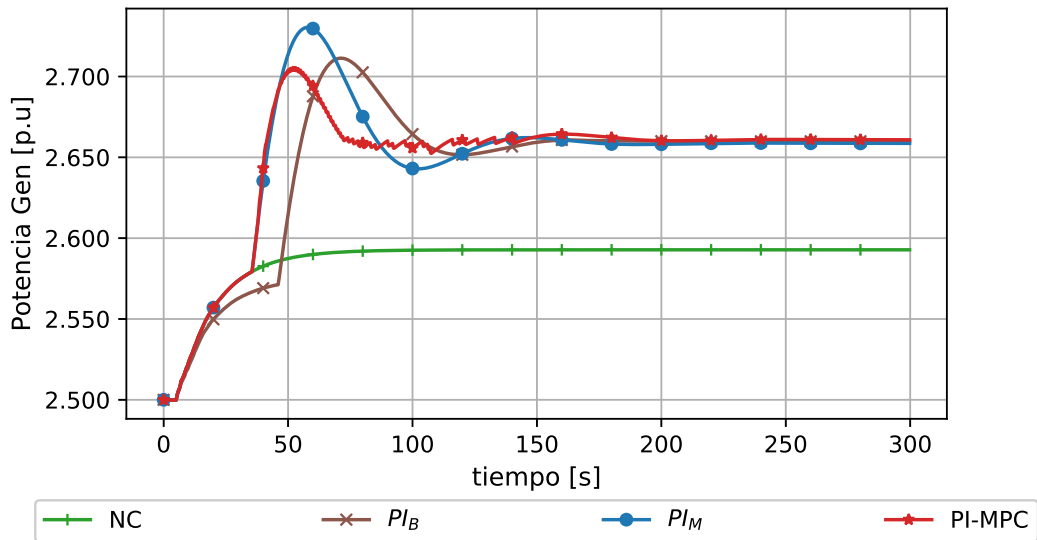


Figura 11-3.: Respuesta dinámica de la potencia entregada por un generador ante un evento de frecuencia en un sistema sin perturbaciones de FNCER.

Con el fin de realizar una evaluación cuantitativa del desempeño de los controles evaluados ante los diferentes escenarios de simulación, se calcula el valor de los índices de desviación de la frecuencia medida respecto a la frecuencia nominal [13] y del área bajo la curva normalizada para la señal de potencia respectivamente, según las ecuaciones 11-1 y 11-3. En la ecuación 11-1, Δt es el paso de la simulación dinámica ($250ms$), T es el número de pasos de la simulación, $|f_n - f_{prom}|_T$ es el valor absoluto de la desviación de frecuencia respecto a la nominal en el

paso T , f_n es la frecuencia nominal del sistema, f_{prom} es la frecuencia promedio medida en los n generadores sincrónicos del sistema calculada por medio de la ecuación 11-2. Así mismo, en la ecuación 11-3 el término $|P_n * \Delta t|_T$ es valor absoluto de la energía utilizada por el generador n en el paso T .

$$idx_{Freq} = \sum_{T=1}^{T_f} \frac{1}{\Delta t * T} |f_n - f_{prom}|_T \quad (11-1)$$

$$f_{prom} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n f_i \quad (11-2)$$

$$idx_{Ener} = \sum_{T=1}^{T_f} \frac{1}{\Delta t * T} |P_n * \Delta t|_T \quad (11-3)$$

En las Figuras 11-4 y 11-5 se presenta de manera gráfica el comportamiento de los indicadores de frecuencia y de potencia requerida por los generadores en el transcurso del tiempo de simulación, adicionalmente en la Tabla 11-4 se presenta su valor al final de la simulación. Entre más cercano a cero sea el valor del índice, menor será la desviación de la frecuencia y menor será la cantidad de energía requerida por el generador en la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia. Es decir, mejor será el desempeño del control.

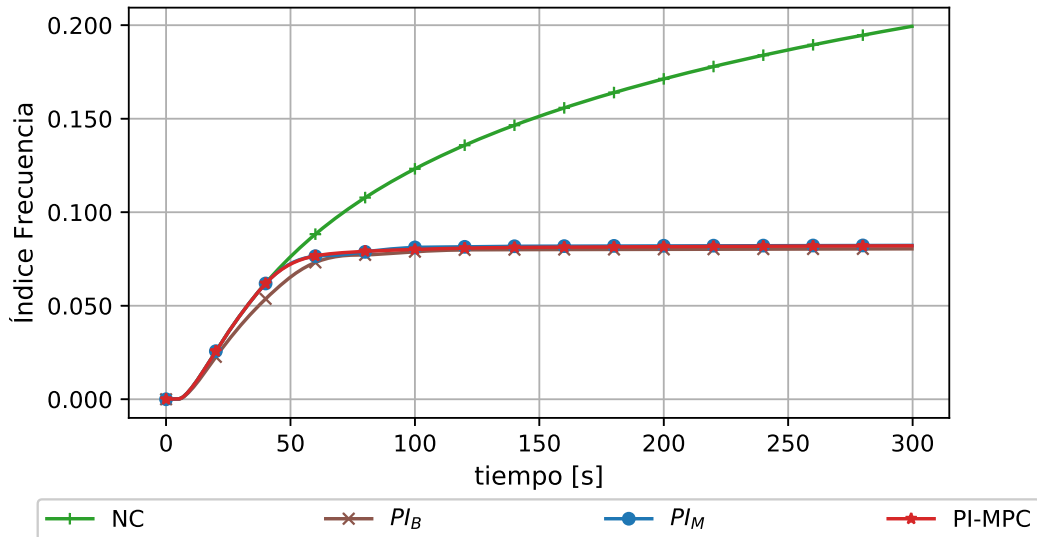


Figura 11-4.: Índice de desviación de frecuencia en un sistema sin perturbaciones de FN-CER.

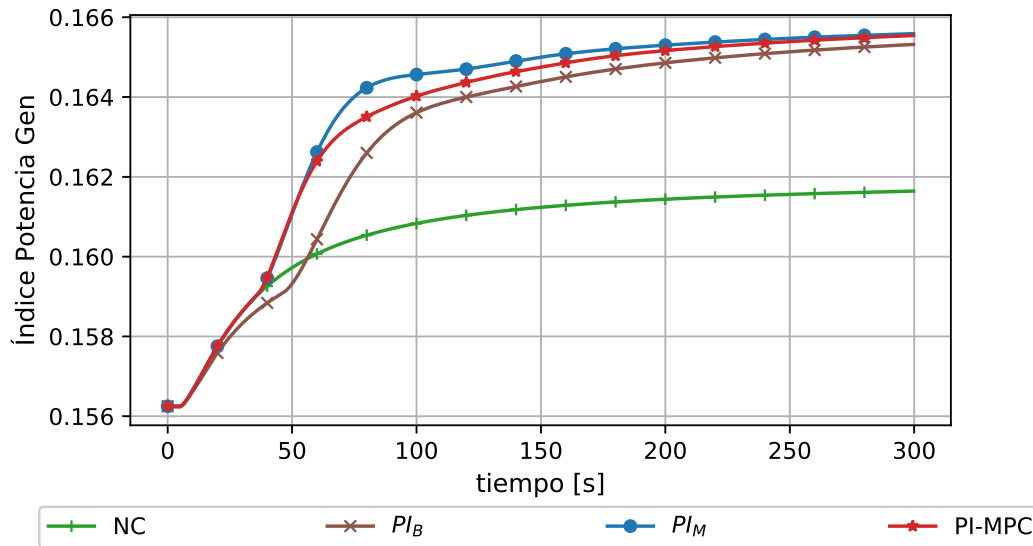


Figura 11-5.: Índice de energía requerida en un sistema sin perturbaciones de FNCER.

En el escenario en el cual el sistema no está expuesto a perturbaciones provenientes de FNCER la menor desviación de la frecuencia se presentó en PI_B debido a que no incorpora FNCER y sus cambios en la frecuencia son menores, para los sistemas que si lo hacen el mejor desempeño se obtuvo en el control propuesto $PI - MPC$ con un valor de 0,0820 comparado con 0,0823 del control convencional PI_M . El sistema NC que no cuenta con sistema de control secundario presenta la mayor desviación con un valor de 0,1616.

De manera análoga, el índice de energía requerida por el generador en el sistema sin perturbaciones provenientes de FNCER, es menor en el control propuesto $PI - MPC$ con un valor de 0,1655 comparado con 0,1656 del control convencional PI_M . La menor cantidad de energía requerida se presentó en PI_B por las razones presentadas anteriormente.

Tabla 11-4.: Índices de evaluación de desempeño del control secundario de frecuencia

Escenario	Señal	NC	PI_B	PI_M	$PI - MPC$
Sin FNCER	Freq	0.1994	0.0804	0.0823	0.0820
	PM	0.1616	0.1653	0.1656	0.1655
Con FNCER	Freq	0.1746	0.0853	0.0771	0.0705
	PM	0.1608	0.1637	0.1642	0.1639

La respuesta dinámica de frecuencia en el sistema con perturbaciones provenientes de FNCER se presenta en la Figura 11-6, allí la respuesta del control propuesto $PI - MPC$ es comparada con la del control convencional PI_M , la del sistema sin control NC y la del control

convencional en el sistema de potencia integrado solo por generadores convencionales PI_B . En todos los escenarios se simuló el mismo evento de aumento de carga a los 5 segundos de simulación, así como la perturbación constante ocasionada por una FNCER cuya potencia varía de acuerdo al perfil de generación presentado en la Figura 11-1.

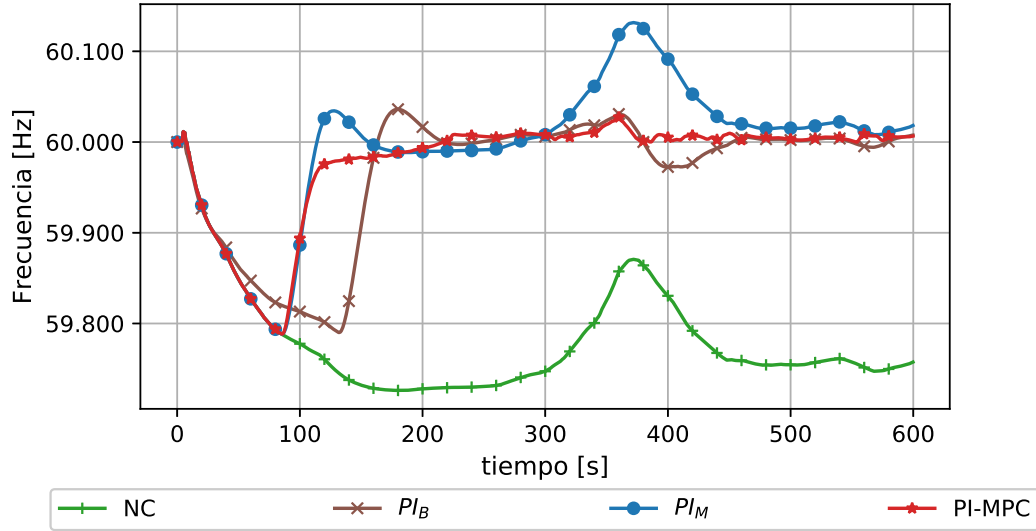


Figura 11-6.: Respuesta dinámica de la frecuencia del sistema con FNCER.

Al comparar la respuesta dinámica de frecuencia de PI_B y PI_M se observa que se presenta un mayor cambio de frecuencia ante las perturbaciones provenientes de FNCER que el ocasionado por un sistema compuesto por generadores convencionales. El sistema que cuenta con el control integrado propuesto $PI - MPC$ logra eliminar el error de estado estable, evita el sobre impulso que ocasionó el control PI convencional y logra mantener la frecuencia cerca a su valor nominal entre 300 y 400 segundos, momento en el cual se presenta la mayor perturbación generada por la FNCER. Para este mismo momento de simulación el control convencional PI_M se desvía más de $0,1Hz$ y no logra mantener la frecuencia cerca a su valor nominal.

Para los mismos escenarios descritos anteriormente, en la Figura 11-7 se presenta la respuesta dinámica de la potencia entregada por uno de los generadores que prestan el servicio de regulación secundaria de frecuencia. Tras la ocurrencia del evento de carga, el control integrado propuesto $PI - MPC$ logra establecerse en un valor de potencia tal que elimina el error de estado estable de la frecuencia en un menor tiempo y con una menor cantidad de potencia requerida comparado con el control convencional PI_M . Para la perturbación ocurrida entre 300 y 400 segundos de simulación, se observa como el control se anticipa a la perturbación y suministra la señal a los gobernadores del generador de disminuir su consigna de potencia con el fin de evitar una desviación en la frecuencia respecto a su valor nominal. Al comparar la respuesta dinámica de la potencia del control convencional PI_M , se observa

que éste tarda más en actuar respecto a $PI - MPC$ y ocasiona la desviación de frecuencia descrita anteriormente.

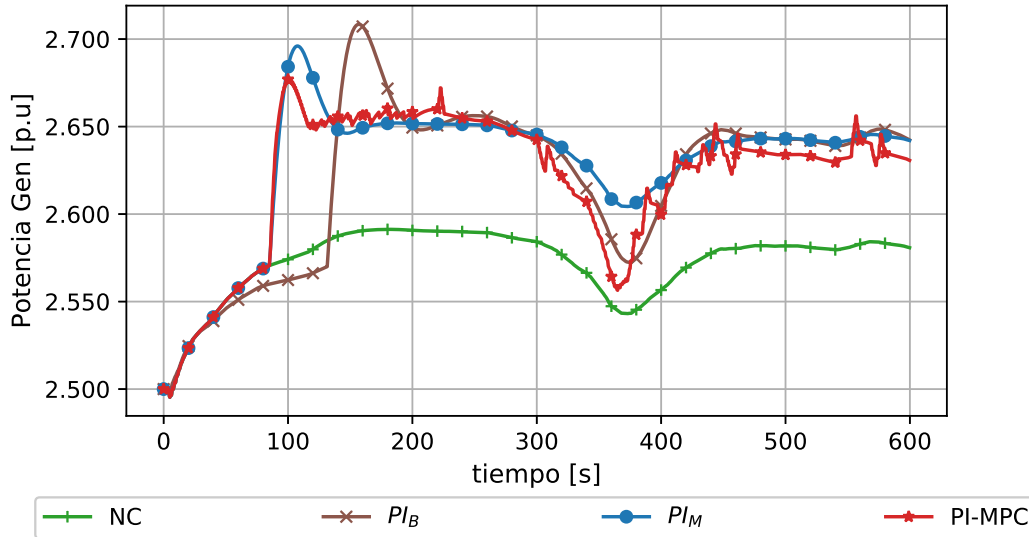


Figura 11-7.: Respuesta dinámica de la potencia entregada por un generador ante un evento de frecuencia del sistema con FNCER.

En las Figuras 11-8 y 11-9 se presenta el comportamiento de los indicadores en el sistema con perturbaciones provenientes de FNCER en el transcurso del tiempo de simulación. En este escenario la menor desviación de la frecuencia se presenta en el control propuesto $PI - MPC$ con un valor de 0,0705 comparado con 0,0771 del control convencional PI_M . Cabe resaltar que este valor es incluso menor que el obtenido en PI_B compuesto solo por generadores convencionales. El sistema NC que no cuenta con sistema de control secundario presenta la mayor desviación con un valor de 0,1746. Similarmente, el índice de potencia requerida por los generadores es menor en el control propuesto $PI - MPC$ con un valor de 0,1639 comparado con 0,1642 del control convencional PI_M .

Estos resultados evidencian que el control propuesto $PI - MPC$ presentó un mejor desempeño en el control de frecuencia utilizando menor cantidad de energía requerida por el generador prestador del servicio de regulación secundaria de frecuencia comparado con el control convencional PI_M .

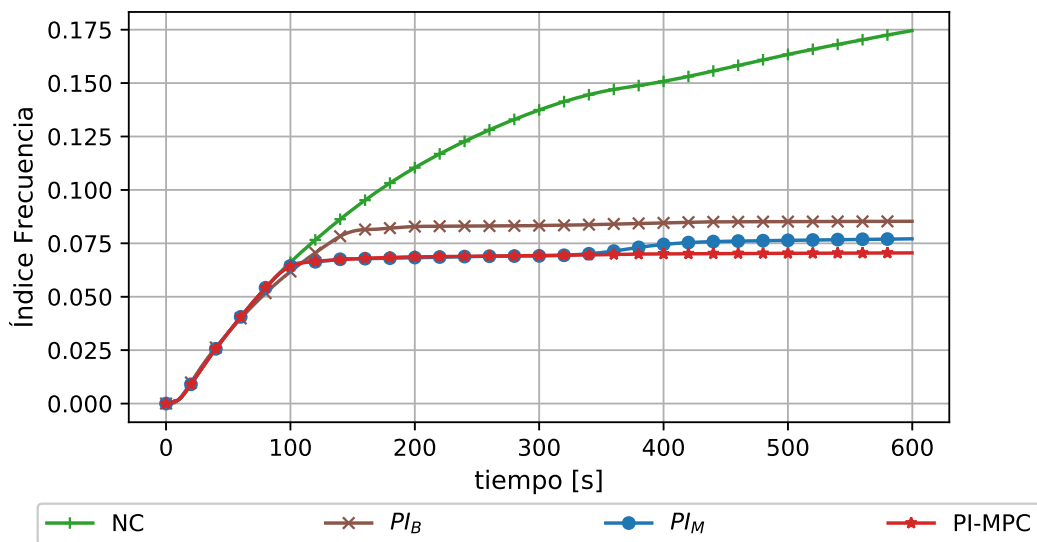


Figura 11-8.: Índice de desviación de frecuencia en un sistema con perturbaciones de FN-CER.

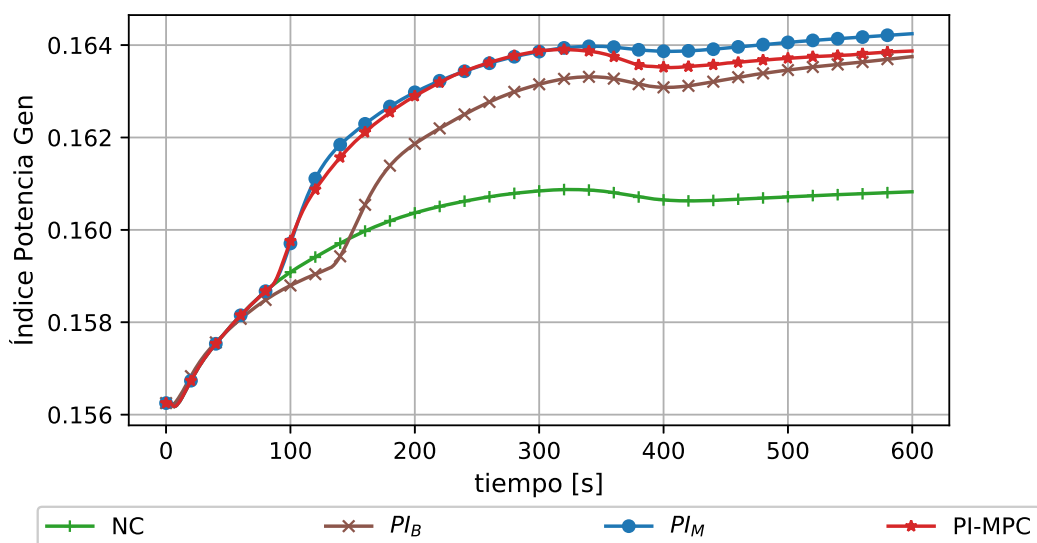


Figura 11-9.: Índice de energía requerida en un sistema con perturbaciones de FN-CER.

12. Conclusiones y Recomendaciones

12.1. Conclusiones

Con base en la revisión del estado del arte, se evidenció la necesidad de profundizar en diferentes aspectos de la regulación secundaria de frecuencia presentados en la sección 7.8, donde se resalta: Mejorar el modelo de los elementos del SEP, flexibilizar el servicio de regulación de frecuencia incorporando nuevos servicios y actores como las FNCER, mejorar la robustez de los controles ante el cambio o imprecisión en la estimación de los parámetros o medidas. Por otro lado, con base en el estudio de las referencias consultadas se realizaron comparaciones entre las diferentes estrategias de control resaltando sus características principales, permitiendo así brindar criterios suficientes para la selección de la estrategia de CSF implementada en este estudio.

En el proceso de modelado del control secundario de frecuencia implementado en el SEP colombiano, se identificó diferentes aspectos que requieren ser investigados con mayor profundidad debido a que difieren con lo publicado convencionalmente en la literatura y no están documentados por el fabricante del control por ser información confidencial. Uno de estos aspectos es la lógica de retraso de la señal de control respecto al momento en que ocurre el evento, usualmente se presenta en la literatura como un retraso, sin embargo la lógica usada en la implementación real utiliza temporizadores parametrizables que activan el CSF ante determinados valores de error de la señal medida respecto a la referencia, comúnmente llamada ACE dentro del CSF. Si el control actúa únicamente con la lógica de un retraso como se presenta en la literatura, el control acumularía el valor del ACE durante la actuación de la regulación primaria de frecuencia haciendo que éste suministre una señal de control sobredimensionada sobre un punto de operación más crítico que ya ha sido abordado previamente por la regulación primaria. Otro de los aspectos identificados es la presencia de filtros y bloques de control cuya ubicación y parametrización no están disponibles en la documentación del fabricante, estos fueron identificados a través de diferentes iteraciones en el modelado del control en el sistema simulado y utilizando los parámetros del sistema real, logrando obtener buenos resultados comparándolos con registros reales provenientes de PMUs, el modelo del CSF obtenido es presentado en la Figura 9-3.

Los resultados obtenidos en el SSTR no son exactamente los mismos a los presentados por medio de DIgSILENT[©] debido a diferentes factores como el modelo de los gobernadores de los generadores y de las cargas. Los modelos de los generadores en DIgSILENT[©] son detallados debido a que existe una reglamentación y un proceso de validación de los modelos que permiten su afinación con respecto a su comportamiento en la vida real. Los modelos y los parámetros de los gobernadores en el SSTR son aproximaciones que pudieran afectar la respuesta dinámica de la frecuencia y el *bias* del sistema. Por lo anterior, se explicaría que para el mismo conjunto de parámetros del control en DIgSILENT[©] y en el SSTR, en este último, la acción de control no sea la adecuada y el CSF requiera un cambio en sus parámetros.

Se ha implementado en el SSTR un modelo del SEP colombiano con la capacidad de incorporar un CSF e inyecciones de potencia provenientes de FNCER. El CSF fue desarrollado como un módulo adicional que puede ser implementado en un servidor independiente y geográficamente distante que envía las señales de control al SEP simulado en el SSTR. Este desarrollo en el SSTR es fundamental para la realización de pruebas y estudios previos a la implementación de la propuesta en el SEP colombiano real.

Se ha planteado desde una perspectiva matemática las bases para formular el control predictivo por modelos que incorpora en un horizonte de tiempo los pronósticos de generación de las FNCER con el fin de suministrar señales de control complementarias al CSF convencional. Este control también podría ser implementado a futuro en un servidor independiente como un módulo externo que se comunique directamente con el SSTR y posteriormente con el CSF implementado actualmente en el SEP colombiano.

Por medio de un conjunto de simulaciones y escenarios, se evidenció que por medio de datos de pronósticos de generación proveniente de FNCER, una señal de control óptima suministrada por un MPC a un control secundario de frecuencia convencional, el sistema es capaz de afrontar las incertidumbres propias de las FNCER manteniendo la estabilidad de la frecuencia en el SEP. Adicionalmente, se evidencia que el control propuesto presentó un mejor desempeño en el CSF convencional, utilizando menos energía requerida por los generadores para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia. La propuesta planteada permite la integración del control MPC como un módulo adicional al control PI implementado actualmente en el SEP colombiano sin que ello implique modificación alguna para este último.

12.2. Recomendaciones

En los resultados obtenidos de la simulaciones en DIgSILENT[©], se logró obtener un comportamiento similar en los tiempos de respuesta del control secundario de frecuencia imple-

mentado en el SEP colombiano. Sin embargo, al contrastar el resultado de la simulación y los registros históricos se evidencia que hay una dinámica oscilatoria que no se observa en la simulación. Por lo anterior, se propone profundizar en el estudio de los modelos que podrían influir en la reproducción de dichas dinámicas en el sistema de simulación.

Con el objetivo de implementar la propuesta presentada en este trabajo en el SEP colombiano, es necesario realizar una investigación adicional con el objetivo de identificar si por medio de un estimador de estados se puede obtener la matriz de estados del sistema, la cual es fundamental para la implementación del MPC. Adicionalmente, es necesario estudiar el efecto de los retrasos de los datos o la indisponibilidad de los sistemas de telecomunicaciones con el fin de identificar su efecto en el desempeño del control propuesto.

Finalmente, es necesario continuar investigando el modelo del control PI convencional implementado en el SEP real debido a que aún hay lógicas, estructuras o parámetros que no se encuentran en la literatura y pertenecen al conocimiento propio del fabricante. Para ello se sugiere que este modelo sea evaluado en más escenarios operativos, con el fin de continuar con la identificación del modelo del sistema de control real que aún no se hayan identificado.

Apéndice

A. Sistema IEEE de 39 barras de New England

El Sistema IEEE de 39 barras de New England presentado en [38] mostrado en la Figura A-1 es implementado en la plataforma de simulación dinámica de sistemas de potencia desarrollada en [39], basada en la arquitectura propuesta por [40]. Los parámetros del sistema de potencia son dados en por unidad con una potencia base $S_b = 100\text{MVA}$ y una frecuencia nominal de $f_n = 60\text{Hz}$, éstos son tomados del apéndice A.2 de [39] y presentados a continuación:

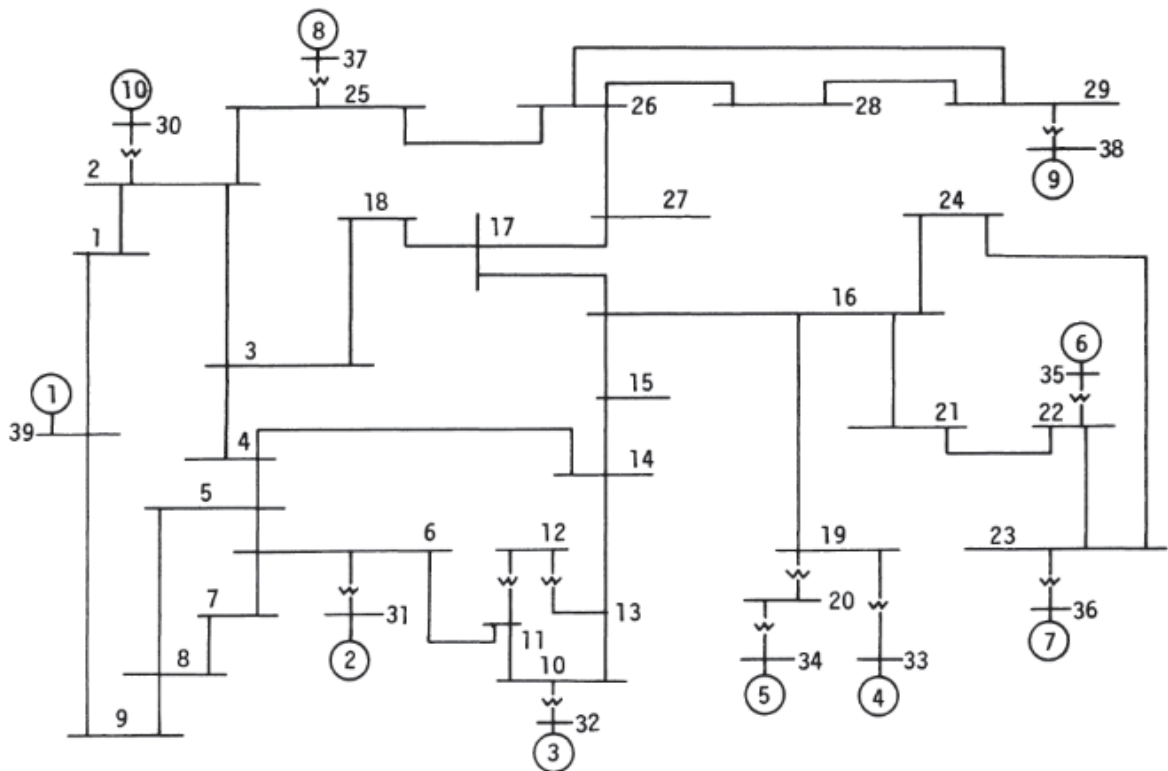


Figura A-1.: Diagrama unifilar del Sistema IEEE de 39 barras de New England [38].

Tabla A-1.: Cargas - Sistema de prueba IEEE 39 barras

<i>Bus</i>	<i>P</i> (MW)	<i>Q</i> (MVA _r)	α	β
3	322	2.4	2	2
4	500	184	2	2
7	233.8	84	2	2
8	522	176	2	2
12	7.5	88	2	2
15	320	153	2	2
16	329.4	32.3	2	2
18	158	30	2	2
20	628	103	2	2
21	274	115	2	2
23	247.5	84.6	2	2
24	308.6	-92.2	2	2
25	224	47.2	2	2
26	139	17	2	2
27	281	75.5	2	2
28	206	27.6	2	2
29	283.5	26.9	2	2
31	9.2	4.6	2	2
39	1104.00	250.00	2	2

Tabla A-2.: Barras - Sistema de prueba IEEE 39 barras

Id	V_b (kV)	V_0 (p.u.)	Type
1	1.00	1.04852	PQ
2	1.00	1.0516	PQ
3	1.00	1.03642	PQ
4	1.00	1.01685	PQ
5	1.00	1.014	PQ
6	1.00	1.0109	PQ
7	1.00	1.00194	PQ
8	1.00	1.0018	PQ
9	1.00	1.0306	PQ
10	1.00	1.02133	PQ
11	1.00	1.01661	PQ
12	1.00	1.00484	PQ
13	1.00	1.01954	PQ
14	1.00	1.01961	PQ
15	1.00	1.0203	PQ
16	1.00	1.03526	PQ
17	1.00	1.0376	PQ
18	1.00	1.03584	PQ
19	1.00	1.05098	PQ
20	1.00	0.99166	PQ
21	1.00	1.03436	PQ
22	1.00	1.05117	PQ
23	1.00	1.0463	PQ
24	1.00	1.04059	PQ
25	1.00	1.05966	PQ
26	1.00	1.05458	PQ
27	1.00	1.04097	PQ
28	1.00	1.05169	PQ
29	1.00	1.05118	PQ
30	1.00	1.048	PV
31	1.00	0.982	Slack
32	1.00	0.983	PV
33	1.00	0.997	PV
34	1.00	1.012	PV
35	1.00	1.049	PV
36	1.00	1.064	PV
37	1.00	1.028	PV
38	1.00	1.027	PV
39	1.00	1.03	PV

Tabla A-3.: Líneas de transmisión - Sistema de prueba IEEE 39 barras

bus_h	bus_k	r (p.u.)	x (p.u.)	b (p.u.)
1	2	0.0035	0.0411	0.6987
1	39	0.001	0.025	0.75
2	3	0.0013	0.0151	0.2572
2	25	0.007	0.0086	0.146
3	4	0.0013	0.0213	0.2214
3	18	0.0011	0.0133	0.2138
4	5	0.0008	0.0128	0.1342
4	14	0.0008	0.0129	0.1382
5	6	0.0002	0.0026	0.0434
5	8	0.0008	0.0112	0.1476
6	7	0.0006	0.0092	0.113
6	11	0.0007	0.0082	0.1389
7	8	0.0004	0.0046	0.078
8	9	0.0023	0.0363	0.3804
9	39	0.001	0.025	1.2
10	11	0.0004	0.0043	0.0729
10	13	0.0004	0.0043	0.0729
13	14	0.0009	0.0101	0.1723
14	15	0.0018	0.0217	0.366
15	16	0.0009	0.0094	0.171
16	17	0.0007	0.0089	0.1342
16	19	0.0016	0.0195	0.304
16	21	0.0008	0.0135	0.2548
16	24	0.0003	0.0059	0.068
17	18	0.0007	0.0082	0.1319
17	27	0.0013	0.0173	0.3216
21	22	0.0008	0.014	0.2565
22	23	0.0006	0.0096	0.1846
23	24	0.0022	0.035	0.361
25	26	0.0032	0.0323	0.513
26	27	0.0014	0.0147	0.2396
26	28	0.0043	0.0474	0.7802
26	29	0.0057	0.0625	1.029
28	29	0.00	0.0151	0.249

Tabla A-5.: Transformadores bidevanados - Sistema de prueba IEEE 39 barras

bus_h	bus_k	r (p.u.)	x (p.u.)	b (p.u.)	$relación$ (p.u.)
2	30	0.0000	0.0181	0.0000	1.0250
31	6	0.0000	0.025	0.0000	0.8571
10	32	0.0000	0.02	0.0000	1.0700
12	11	0.0016	0.0435	0.0000	1.0060
12	13	0.0016	0.0435	0.0000	1.0060
19	20	0.0007	0.0138	0.0000	1.0600
19	33	0.0007	0.0142	0.0000	1.0700
20	34	0.0009	0.018	0.0000	1.0090
22	35	0.0000	0.0143	0.0000	1.0250
23	36	0.0005	0.0272	0.0000	1.0000
25	37	0.0006	0.0232	0.0000	1.0250
29	38	0.0008	0.0156	0.0000	1.0250

Tabla A-6.: Gobernador de turbina tipo II - Sistema de prueba IEEE 39 barras

Gen	ω_{ref0}	R	τ_{max}	τ_{min}	T_2	T_1
G1	1.0	0.05	10	0	0.1	0.3
G2	1.0	0.05	10	0	0.1	0.3
G5	1.0	0.05	10	0	0.1	0.3
G6	1.0	0.05	10	0	0.1	0.3
G8	1.0	0.05	10	0	0.1	0.3
G10	1.0	0.05	10	0	0.1	0.3

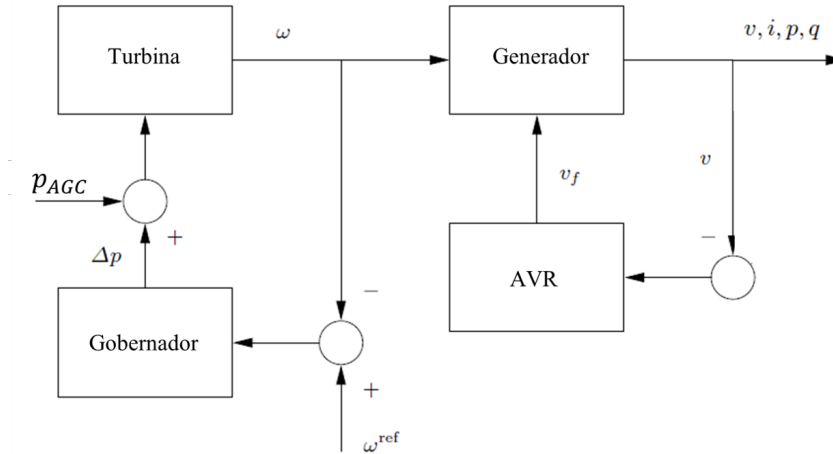


Figura A-2.: Esquema de reguladores de máquinas síncronas. Tomado de [40].

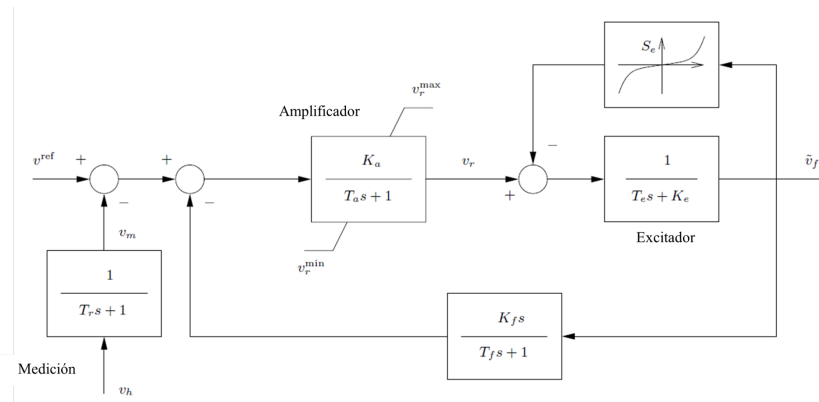


Figura A-3.: Regulador automático de voltaje Tipo I. Tomado de [40].

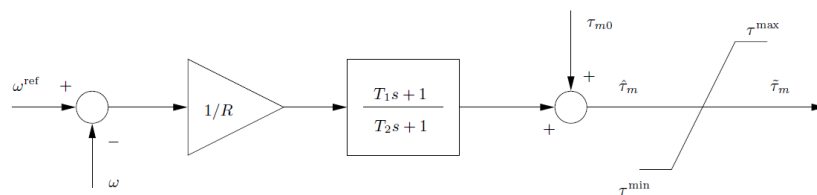


Figura A-4.: Gobernador de turbina tipo II. Tomado de [40].

Tabla A-7.: Regulador automático de voltaje - Sistema de prueba IEEE 39 barras

Parámetro	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10
V_{rmax}	1	1	1	10.5	1	6.5	1	10.5	1
V_{rmin}	-1	-1	-1	-10.5	-1	-6.5	-1	-10.5	-1
K_a	6.2	5	5	40	5	40	5	40	5
T_a	0.05	0.06	0.06	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.06
K_f	0.405	0.5	0.5	0.785	0.471	0.73	0.528	1.4	0.25
K_e	-0.633	-0.0198	-0.0525	1	-0.0419	1	-0.047	1	-0.0485
T_f	0.5	1	1	1	1.246	1	1.26	1	1
T_e	0.405	0.5	0.5	0.785	0.471	0.73	0.528	1.4	0.25
T_r	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
A_e	0.278438	0.007267	0.001323	3.19E-05	0.001061	0.194719	0.001198	0.240608	0.00233
B_e	0.28423	1.231375	1.430265	1.866306	1.142999	0.357394	1.283326	0.222364	0.997142

B. Sistema IEEE de 39 barras de New England modificado

Con el fin de estudiar el comportamiento del control secundario de frecuencia ante un escenario de simulación que incorpora las perturbaciones propias de las FNCER, el Sistema IEEE de 39 barras de New England presentado en el apéndice A fue modificado tal como se presenta en la Figura B-1. Allí se reemplazó un generador sincrónico convencional por una FNCER en la barra 34 y es representada por las siglas *RW*.

Las tablas con los parámetros de los elementos del sistema que fueron modificados son presentados a continuación:

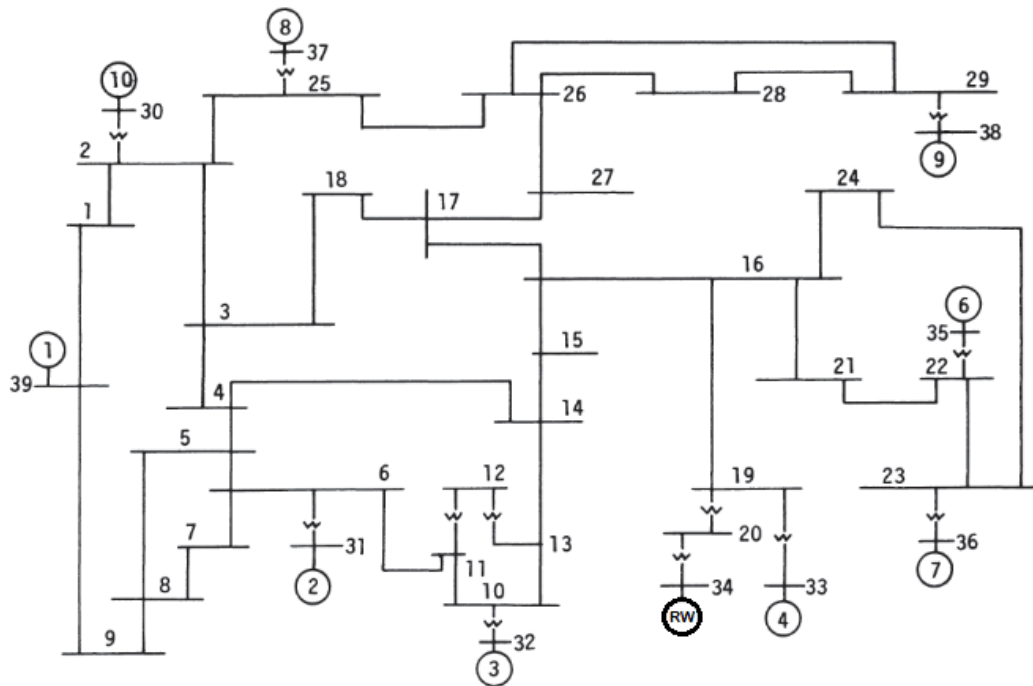


Figura B-1.: Diagrama unifilar del Sistema IEEE de 39 barras de New England modificado.

Tabla B-1.: Cargas - Sistema de prueba IEEE 39 barras modificado

<i>Bus</i>	<i>P</i> (MW)	<i>Q</i> (MVA _r)	α	β
3	322	2.4	2	2
4	500	184	2	2
7	233.8	84	2	2
8	522	176	2	2
12	7.5	88	2	2
15	320	153	2	2
16	329.4	32.3	2	2
18	158	30	2	2
20	628	103	2	2
21	274	115	2	2
23	247.5	84.6	2	2
24	308.6	-92.2	2	2
25	224	47.2	2	2
26	139	17	2	2
27	281	75.5	2	2
28	206	27.6	2	2
29	283.5	26.9	2	2
31	9.2	4.6	2	2
39	1104.00	250.00	2	2
35	-[508.46, 545.61]	-156	1	1

Tabla B-3.: Gobernador de turbina tipo II - Sistema de prueba IEEE 39 barras modificado

Gen	ω_{ref0}	R	τ_{max}	τ_{min}	T_2	T_1
G1	1.0	0.05	10	0	0.1	0.3
G2	1.0	0.05	10	0	0.1	0.3
G6	1.0	0.05	10	0	0.1	0.3
G8	1.0	0.05	10	0	0.1	0.3
G10	1.0	0.05	10	0	0.1	0.3

Tabla B-4.: Regulador automático de Voltaje - Sistema de prueba IEEE 39 barras modificado

Parámetro	G2	G3	G4	G6	G7	G8	G9	G10
V_{rmax}	1	1	1	1	6.5	1	10.5	1
V_{rmin}	-1	-1	-1	-1	-6.5	-1	-10.5	-1
K_a	6.2	5	5	5	40	5	40	5
T_a	0.05	0.06	0.06	0.02	0.02	0.02	0.02	0.06
K_f	0.405	0.5	0.5	0.471	0.73	0.528	1.4	0.25
K_e	-0.633	-0.0198	-0.0525	-0.0419	1	-0.047	1	-0.0485
T_f	0.5	1	1	1.246	1	1.26	1	1
T_e	0.405	0.5	0.5	0.471	0.73	0.528	1.4	0.25
T_r	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
A_e	0.278438	0.007267	0.001323	0.001061	0.194719	0.001198	0.240608	0.00233
B_e	0.28423	1.231375	1.430265	1.142999	0.357394	1.283326	0.222364	0.997142

C. Análisis de sensibilidad de parámetros del MPC

C.1. Tiempo de ejecución

En la Figura C-1 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia del sistema incorporando el CSF propuesto ante la variación del tiempo de ejecución del MPC. Donde T_1 indica el comportamiento del control cuando este se ejecuta cada segundo, T_5 , T_{10} , T_{20} representan tiempos de ejecución cada 5, 10 y 20 segundos respectivamente. De manera análoga en la Figura C-2, se presenta la respuesta dinámica de la potencia entregada por un generador que presta el servicio de regulación secundaria de frecuencia.

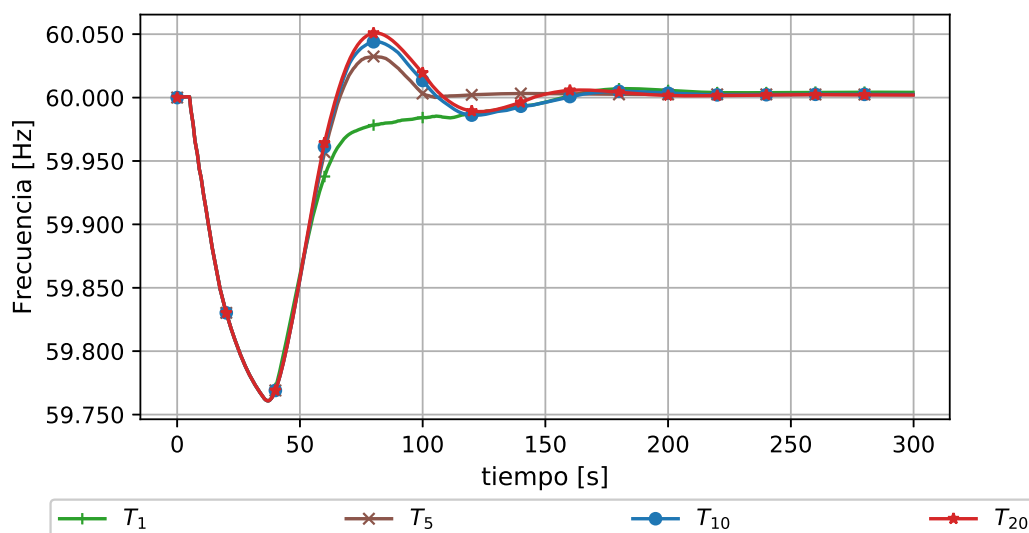


Figura C-1.: Sensibilidad tiempo de ejecución del control propuesto. Respuesta dinámica de la frecuencia en un sistema sin perturbaciones de FNCR.

Los resultados sugieren que el tiempo de ejecución del control MPC es un parámetro relevante que determina el efecto final sobre la respuesta dinámica del sistema. En las Figuras C-1 y C-2 se observa que ante un mayor intervalo en el tiempo de ejecución menor es el efecto del

controlador MPC, degradando el desempeño del CSF. El control presenta un sobreimpulso debido a que entre mayor es el intervalo de tiempo de ejecución del MPC, mayor será el error en la frecuencia que debe corregir. En el análisis de sensibilidad se consideraron las mismas restricciones planteadas en el problema de optimización para todos los escenarios, éstas impiden que el controlador propuesto genere una señal de control sobredimensionada.

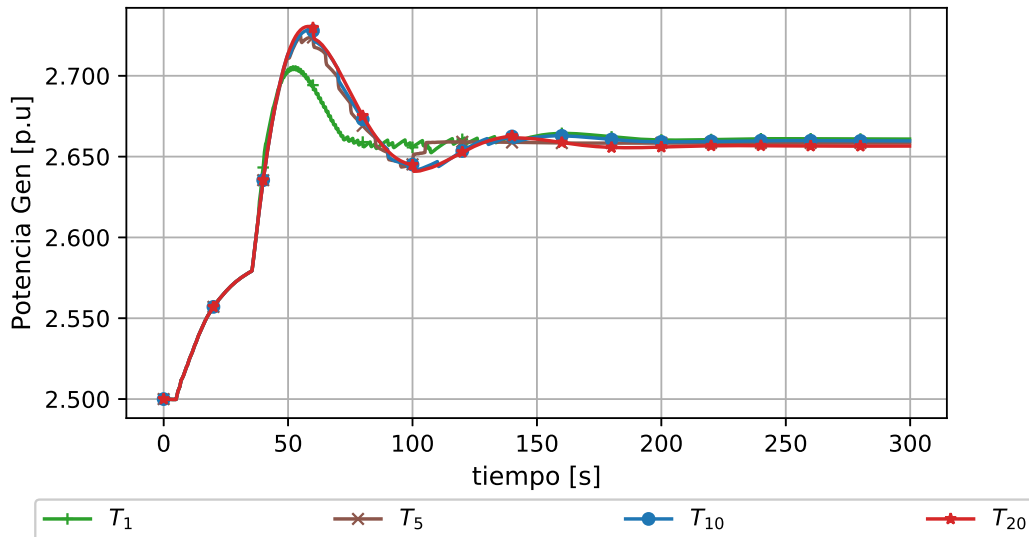


Figura C-2.: Sensibilidad tiempo de ejecución del control propuesto. Respuesta dinámica de la potencia entregada por un generador en un sistema sin perturbaciones de FNCER.

Se realizó una serie de simulaciones en el sistema eléctrico de potencia que incorpora FNCER, con el fin de analizar el efecto de la variación del tiempo de ejecución del MPC. Los resultados son similares a los presentados anteriormente. Se encuentra que a medida que aumenta el tiempo de ejecución del control disminuye su efecto en la regulación de la frecuencia, los resultados de la simulación son presentados en las Figuras C-3 y C-4.

C.2. Horizonte de predicción

En la Figura C-5 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia del sistema incorporando el control propuesto ante la variación del horizonte de tiempo de predicción del MPC. Donde N_{10} indica el comportamiento del control con un horizonte de predicción de 10 iteraciones, N_{30} , N_{50} , N_{100} representan 30, 50 y 100 iteraciones respectivamente y cada iteración es de $250ms$. De manera análoga en la Figura C-6, se presenta la respuesta dinámica de la potencia entregada por un generador que presta el servicio de regulación secundaria de frecuencia ante la variación del horizonte de tiempo de predicción del MPC. En las Figuras C-5 y C-6 se

identifica que, para una misma parametrización del MPC la actuación del control varía considerablemente al modificar el horizonte de tiempo de predicción. Con un horizonte de tiempo de 10 iteraciones el sistema logra alcanzar el estado estable en menor tiempo que con 50. Por el contrario, para valores de 30 y 100 iteraciones se observa que el control no logra que el sistema llegue a eliminar el error de estado estable de la frecuencia.

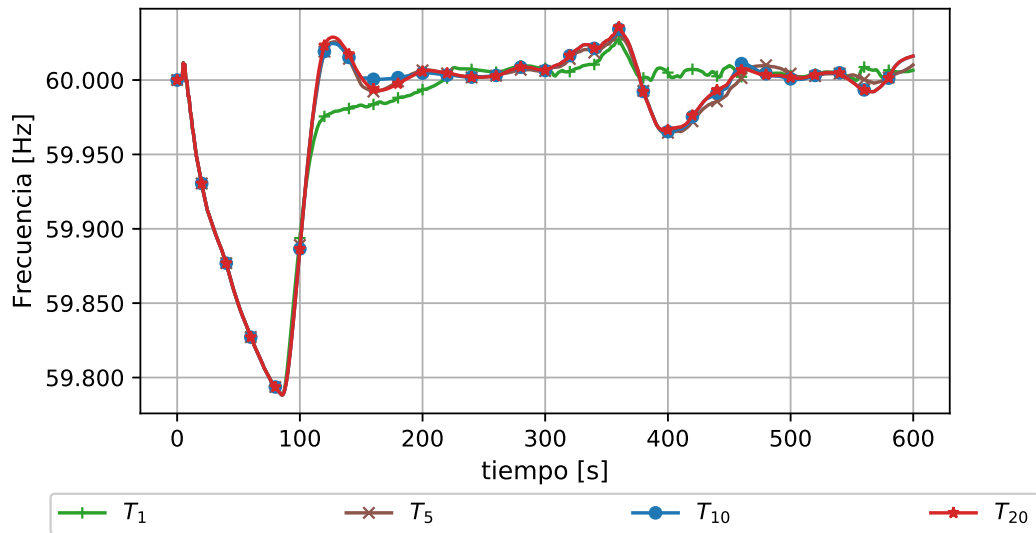


Figura C-3.: Sensibilidad tiempo de ejecución del control propuesto. Respuesta dinámica de la frecuencia en un sistema con perturbaciones de FNCER.

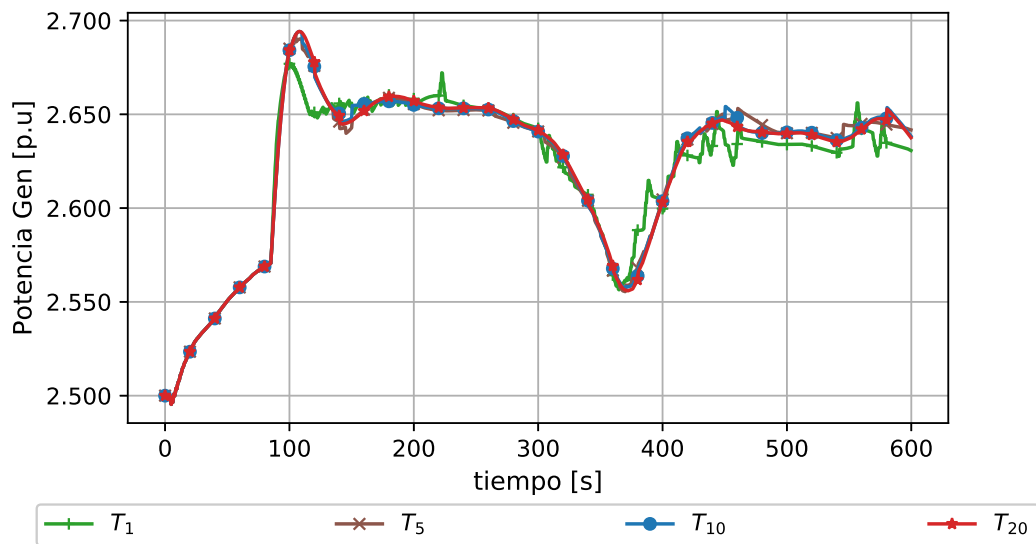


Figura C-4.: Sensibilidad tiempo de ejecución del control propuesto. Respuesta dinámica de la potencia entregada por un generador en un sistema con perturbaciones de FNCER.

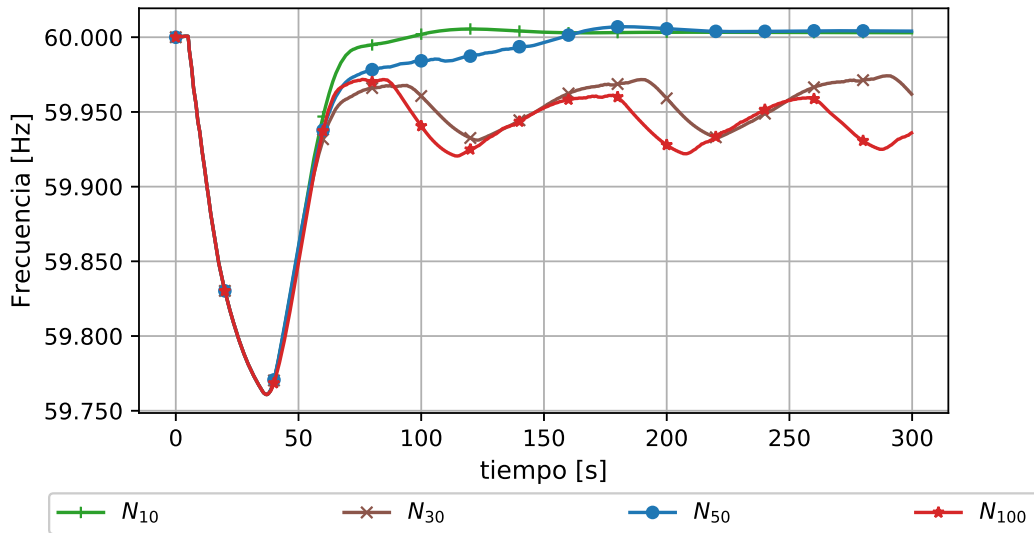


Figura C-5.: Sensibilidad del horizonte de predicción del control. Respuesta dinámica de la frecuencia en un sistema sin perturbaciones de FNCER.

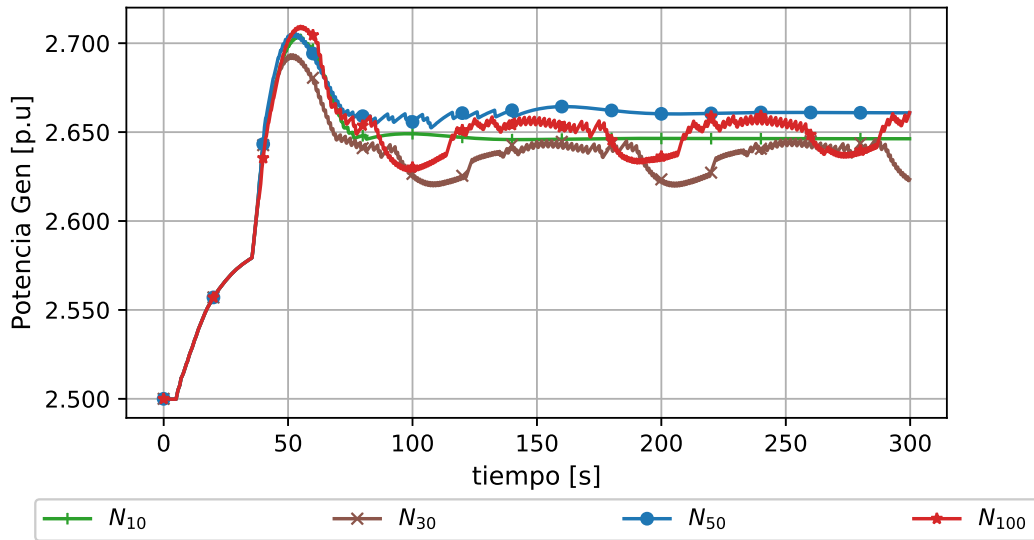


Figura C-6.: Sensibilidad del horizonte de predicción del control. Respuesta dinámica de la potencia entregada por un generador en un sistema sin perturbaciones de FNCER.

En la Figura C-7 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia del sistema eléctrico de potencia que incorpora el CSF propuesto con perturbaciones de FNCER. El análisis de sensibilidad se realiza respecto a la variación del horizonte de tiempo de predicción del MPC. En la Figura C-8 se presenta la respuesta dinámica de la potencia entregada por uno de los generadores que presta el servicio de regulación secundaria de frecuencia en el escenario que

se incorpora las perturbaciones provenientes de las FNCER. Los resultados sugieren que la actuación del control varía considerablemente al modificar el horizonte de predicción.

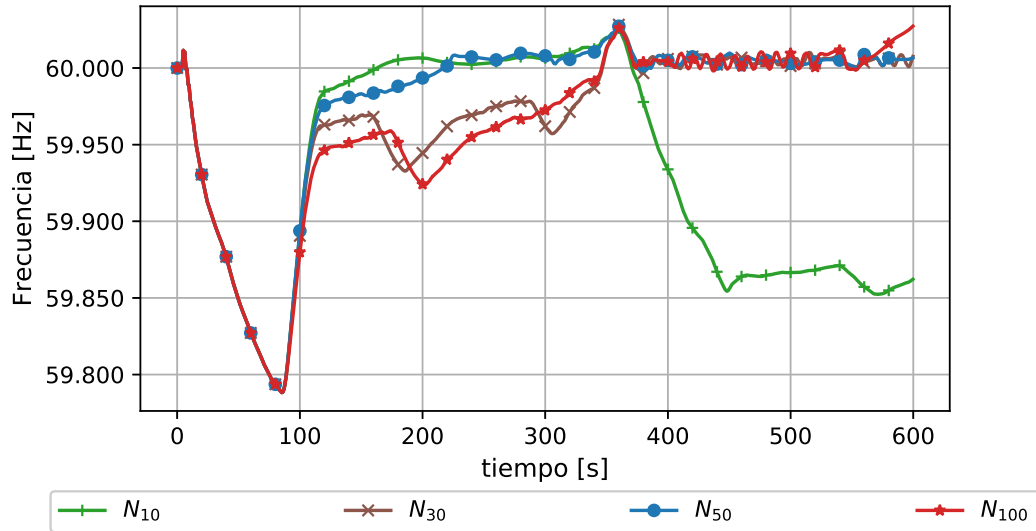


Figura C-7.: Sensibilidad del horizonte de predicción del control. Respuesta dinámica de la frecuencia en un sistema con perturbaciones de FNCER.

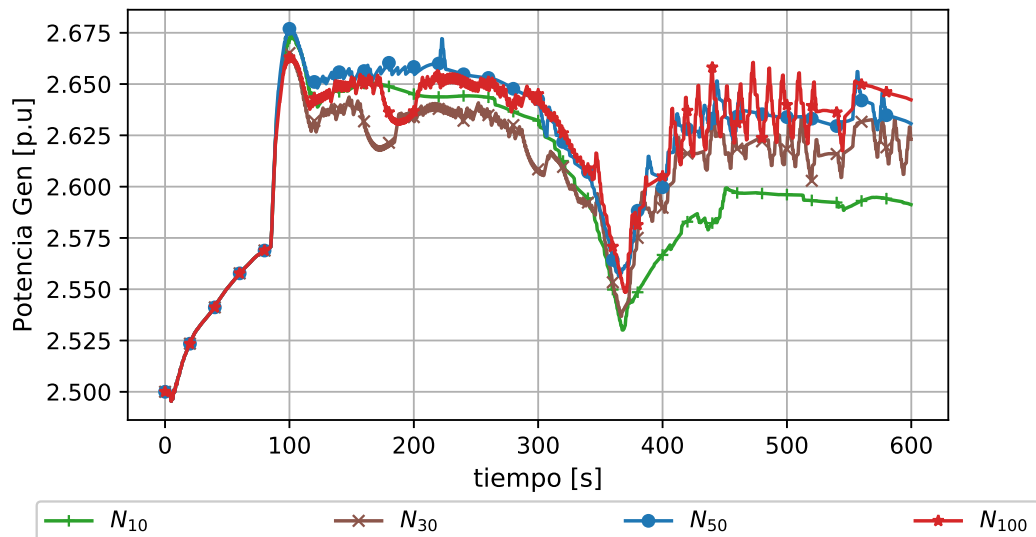


Figura C-8.: Sensibilidad del horizonte de predicción del control. Respuesta dinámica de la potencia entregada por un generador en un sistema con perturbaciones de FNCER.

En los resultados de las simulaciones presentados en las Figuras **C-7** y **C-8** se observa que los horizontes de predicción de 30 y 100 iteraciones presentan un retraso al llegar al estado

estable respecto a los horizontes de predicción de 10 y 50 iteraciones que lo lograron en un menor tiempo.

Como caso particular se observa que para N_{10} después de la perturbación entre los 300 y 400 segundos proveniente de las FNCER, el control no logra eliminar el error en la frecuencia y se desvía alcanzando un valor aproximado de $59,86Hz$. Esto se debe a que el horizonte de tiempo es corto lo que ocasiona que éste no ejerza las acciones de control con la suficiente anterioridad, desviándose considerablemente del objetivo de mantener los 60Hz del sistema. Finalmente, cuando el control busca ejercer una acción de control lo suficientemente fuerte para reducir el error de frecuencia, las restricciones de la función de optimización del MPC no lo permiten.

Bibliografía

- [1] V. N. Coelho, M. Weiss Cohen, I. M. Coelho, N. Liu, and F. G. Guimarães, “Multi-agent systems applied for energy systems integration: State-of-the-art applications and trends in microgrids,” *Applied Energy*, vol. 187, pp. 820–832, 2017.
- [2] Y. Tang, S. Member, K. Dvijotham, and S. Low, “Real-Time Optimal Power Flow,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 147–171, 2017.
- [3] W. Zhang, W. Liu, X. Wang, L. Liu, and F. Ferrese, “Online optimal generation control based on constrained distributed gradient algorithm (in press, Paper no.: TPWRS-00452-2013),” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, no. 5, pp. 35–45, 2014.
- [4] S. Prasad, S. Purwar, and N. Kishor, “Non-linear sliding mode load frequency control in multi-area power system,” *Control Engineering Practice*, vol. 61, no. August 2016, pp. 81–92, 2017.
- [5] G. Chen, F. Lewis, E. Feng, and Y. Song, “Distributed Optimal Active Power Control of Multiple Generation Systems,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 11, pp. 7079–7090, 2015.
- [6] S. Zhang, Y. Mishra, and M. Shahidehpour, “Utilizing distributed energy resources to support frequency regulation services,” *Applied Energy*, vol. 206, pp. 1484–1494, nov 2017.
- [7] E. G. Kardakos, C. K. Simoglou, and A. G. Bakirtzis, “Optimal Offering Strategy of a Virtual Power Plant: A Stochastic Bi-Level Approach,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 794–806, 2016.
- [8] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, C. A. Cañizares, R. Iravani, M. Kazerani, A. H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, R. Palma-Behnke, G. A. Jiménez-Estévez, and N. D. Hatziargyriou, “Trends in microgrid control,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, 2014.
- [9] M. Kolenc, P. Nemček, C. Gutsch, N. Suljanović, and M. Zajc, “Performance evaluation of a virtual power plant communication system providing ancillary services,” *Electric*

- Power Systems Research*, vol. 149, pp. 46–54, 2017.
- [10] M. Shabanzadeh, M. K. Sheikh-El-Eslami, and M. R. Haghifam, “An interactive cooperation model for neighboring virtual power plants,” *Applied Energy*, vol. 200, pp. 273–289, 2017.
- [11] J. Patino, *Frequency regulation for power systems with renewable penetration*. PhD thesis, Universidad Nacional de Colombia - Tesis doctoral, 2018.
- [12] G. Valentis and Q. Berthelot, *Intelligent Automatic Generation Control*. 2014.
- [13] R. Ali, Y. S. Qudaih, Y. Mitani, and T. H. Mohamed, “A robust load frequency control of power system with fluctuation of renewable energy sources,” *2013 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, pp. 711–716, 2013.
- [14] H. Pandžić, I. Kuzle, and T. Capuder, “Virtual power plant mid-term dispatch optimization,” *Applied Energy*, vol. 101, pp. 134–141, 2013.
- [15] E. Mashhour and S. M. Moghaddas-Tafreshi, “Bidding Strategy of Virtual Power Plant for Participating in Energy and Spinning Reserve Markets-Part II: Numerical Analysis,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 2, pp. 940–959, 2011.
- [16] F. Guo, C. Wen, J. Mao, J. Chen, and Y. D. Song, “Hierarchical decentralized optimization architecture for economic dispatch: A new approach for large-scale power system,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 14, no. 2, pp. 523–534, 2018.
- [17] Y. Liu, Z. Qu, H. Xin, and D. Gan, “Distributed Real-Time Optimal Power Flow Control in Smart Grid,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 1–1, 2016.
- [18] I. Lárez Arriaga and C. Knittel et al, *Utility of the Future. An MIT Energy Initiative response to an industry in transition*. 2016.
- [19] A. M. Prostejovsky and M. Marinelli, “Comparison between AGC and a tuningless LFC approach based on direct observation of DERs,” *2017 52nd International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2017*, vol. 2017-Janua, pp. 1–6, 2017.
- [20] H. Bevrani, P. R. Daneshmand, P. Babahajyani, Y. Mitani, and T. Hiyama, “Intelligent LFC concerning high penetration of wind power: Synthesis and real-time application,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 2, pp. 655–662, 2014.
- [21] A. M. Prostejovsky, M. Marinelli, M. Rezkalla, M. H. Syed, and E. Guillo-sansano, “Tuning-less Load Frequency Control Through Active Involvement of Primary Resour-

- ces,” *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 33, no. 3, pp. 1–8, 2018.
- [22] B. Jie, T. Tsuji, and K. Uchida, “Analysis and modelling regarding frequency regulation of power systems and power supply–demand-control based on penetration of renewable energy sources,” *The Journal of Engineering*, vol. 2017, no. 13, pp. 1824–1828, 2017.
- [23] 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, no. November 2016, pp. 144–155, 2017.
- [24] A. Datta, K. Bhattacharjee, S. Debbarma, and B. Kar, “Load frequency control of a renewable energy sources based hybrid system,” *Proceedings - 2015 IEEE Conference on System, Process and Control, ICSPC 2015*, pp. 34–38, 2016.
- [25] H. M. Hasanien, “Whale optimisation algorithm for automatic generation control of interconnected modern power systems including renewable energy sources,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 3, pp. 607–614, 2017.
- [26] C. Loutan, V. Gevorgian, P. Klauer, S. Chowdhury, S. Hall, M. Morjaria, V. Chadliev, and N. Milam, “Using Renewables to Operate a Low-Carbon Grid: Demonstration of a Advanced Reliability services from a utility-scale Solar PV Plant,” *California ISO, NREL, First Solar*, 2016.
- [27] D. Ganger, J. Zhang, and V. Vittal, “Forecast-based anticipatory frequency control in power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 1004–1012, 2018.
- [28] R. Baetens, C. Dierckxsens, L. Mijlemans, P. Joseph, U. Krisper, R. Lacko, T. Oštir, D. Paravan, G. Artač, A. Popit, and R. Markočič, “Deliverable 1.1 - Requirements for DR and DG participation in aFRR Markets,” pp. 3842599–2207, 2016.
- [29] E. Ela and R. Hytowitz, “Ancillary Services in the United States: Technical Requirements, Market Designs and Price Trends,” tech. rep., EPRI, Palo Alto, CA.
- [30] M. S. Mahmoud, N. M. Alyazidi, and M. I. Abouheaf, “Adaptive intelligent techniques for microgrid control systems: A survey,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 90, pp. 292–305, 2017.
- [31] Q. Shi, H. Cui, F. Li, Y. Liu, W. Ju, and Y. Sun, “A hybrid dynamic demand control strategy for power system frequency regulation,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 176–185, 2017.
- [32] G. Magdy, A. Bakeer, G. Shabib, A. A. Elbaset, and Y. Mitani, “Decentralized model

- predictive control strategy of a realistic multi power system automatic generation control,” *2017 19th International Middle-East Power Systems Conference, MEPCON 2017 - Proceedings*, vol. 2018-February, no. December, pp. 190–196, 2018.
- [33] A. N. Venkat, I. A. Hiskens, J. B. Rawlings, and S. J. Wright, “Distributed MPC strategies with application to power system automatic generation control,” *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 16, no. 6, pp. 1192–1206, 2008.
- [34] P. Mc Namara and F. Milano, “Efficient implementation of MPC-based AGC for real-world systems with low inertia,” *Electric Power Systems Research*, vol. 158, pp. 315–323, 2018.
- [35] T. H. Mohamed, J. Morel, H. Bevrani, and T. Hiyama, “Model predictive based load frequency control-design concerning wind turbines,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 43, no. 1, pp. 859–867, 2012.
- [36] R. Patel, C. Li, X. Yu, and B. McGrath, “Optimal Automatic Generation Control of an Interconnected Power System under Network Constraints,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 65, no. 9, pp. 7220–7228, 2018.
- [37] S. Saxena and Y. V. Hote, “Decentralized PID load frequency control for perturbed multi-area power systems,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 81, pp. 405–415, 2016.
- [38] M. A. Pai, *Energy Function Analysis for Power System Stability*. Springer US, first ed., 1989.
- [39] J. P. Viana Villa, *Power Systems Secondary Voltage Control: An Approach Using Model Predictive Control with Zone Control*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia, 2020.
- [40] F. Milano, *Power system modelling and scripting*, vol. 54. Springer, 2010.
- [41] A. Ellis, P. Pourbeik, J. J. Sanchez-Gasca, J. Senthil, and J. Weber, “Generic wind turbine generator models for WECC - A second status report,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2015-September, pp. 1–5, 2015.
- [42] T. Kerdphol, F. S. Rahman, Y. Mitani, K. Hongesombut, and S. Küfeoğlu, “Virtual inertia control-based model predictive control for microgrid frequency stabilization considering high renewable energy integration,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 9, no. 5, 2017.