UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Control de Frecuencia en Sistemas de Energía Eléctrica

Carlos Mario Flórez Ramírez

Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín

Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática

Medellín, Colombia

2017

Control de Frecuencia en Sistemas de Energía Eléctrica

Carlos Mario Flórez Ramírez

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:

Magíster en Ingeniería – Ingeniería Eléctrica

Directora:

Prof. Rosa Elvira Correa Gutiérrez, Ph. D.

Codirector:

Juan Federico Villa Sierra, M. Sc

Línea de Investigación:

Técnicas de Control

Grupo de Investigación en Tecnologías Aplicadas - GITA

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Departamento de Energía Eléctrica y Automática

Medellín, Colombia

2017

Resumen

La mayoría de las estrategias de control de frecuencia comúnmente empleadas en los sistemas de potencia, consideran únicamente la medición del error y no consideran en sus ajustes dinámicas tales como saturaciones y variaciones paramétricas, las cuales ante una eventual aparición, llevarían a el sistema eléctrico a un funcionamiento no adecuado y posiblemente cerca de sus límites de estabilidad. Factores tales como el desconocimiento en la fenomenología de la carga y la incertidumbre de los pronósticos de consumo eléctrico, asociado a dinámicas no consideradas en los ajustes de los controladores, generan dinámicas para las cuales los sistemas de control actuales no están diseñados.

Este trabajo propone una estrategia de control robusta predictiva basada en modelo (RMPC) la cual rechaza perturbaciones y realiza seguimiento en la referencia a pesar de contar con variabilidad de parámetros que comúnmente se asumen como fijos. Se realizaron pruebas de perturbaciones sujetas a variaciones paramétricas y se evaluó su desempeño mediante la implementación del índice de máxima desviación de frecuencia (MFDI) teniendo como referencia el desempeño de una estrategia de control proporcional integral (PI). Los resultados obtenidos fueron satisfactorios, el controlador presentó un buen desempeño incluso ante la variación de la inercia, parámetro más sensible en los sistemas de potencia. La validación de la estrategia de control se llevó a cabo en los sistemas de transmisión WSCC y New England.

Palabras clave: *Control Robusto, Control Predictivo Basado en Modelo, Incertidumbre paramétrica, Control de Frecuencia, LMI*

Abstract

Most of the frequency control strategies commonly used in power systems, consider only the error measurement and do not take in count in their dynamics adjustments like saturations and parametrical variations, which in case of an eventual appearance, would lead the electrical system to an unsuitable operation and possibly close to its stability margins. Factors such as the unknowledge in the phenomenology of the loads and the uncertainty of the forecasts of electrical consumption, associated to dynamics not considered in the adjustments by the controllers, generate dynamics for which the current control systems are not designed.

This thesis proposes a robust model based predictive control strategy (RMPC) which rejects disturbances and tracks the reference despite having variability of parameters that are commonly assumed as fixed. Disturbance tests subject to parametric variations were performed and their performance was evaluated by implementing the maximum frequency deviation index (MFDI), based on the performance of an integral proportional control strategy (PI). The results obtained were satisfactory, the controller presented a good performance even before the inertia variation, the more sensitive parameter in the power systems. Validation of the control strategy was carried out in the WSCC and New England transmission systems.

Keywords: *Robust Control, Model Predictive Control, Parametric uncertainty, Frequency Control, LMI*

Gracias por tu amor y paciencia, Lupita.

Agradecimientos

A Colciencias, por la financiación otorgada en la convocatoria 706 de 2015 – Jóvenes Investigadores e Innovadores.

A la Universidad Nacional de Colombia y a la Facultad de Minas, por la beca de exención de derechos académicos durante el transcurso de mi maestría.

A todos aquellos que de alguna manera aportaron a la ejecución de este proyecto.

Contenido

Pág.

Resumen ..... **V**

Lista de figuras ..... **XI**

Lista de tablas **13**

1. Introducción **14**
1.1 Antecedentes y justificación 14
1.2 Planteamiento del problema 17
1.3 Objetivos 18
1.3.1 Objetivo Principal 18
1.3.2 Objetivos Específicos 18
1.4 Metodología 18

2. Preliminares **21**
2.1 Modelos de los componentes 21
2.1.1 Modelo del generador 23
2.1.2 Modelo del primo-motor 29
2.2 Control Automático de Generación (AGC) 32
2.2.1 Pendiente de generación 33
2.2.2 Control Primario de Frecuencia 36
2.2.3 Control Secundario de Frecuencia 38

3. Estrategias de control **44**
3.1 Control proporcional integral derivativo (PID) 44
3.2 Control predictivo basado en modelo 45
3.2.1 Método de predicción 48
3.2.2 Ley de control 49
3.2.3 Módulo optimizador 52

4. Ajuste y formulación de controladores **54**
4.1 Modelo de la planta 54
4.2 Control PI 55
4.3 Control Predictivo Robusto basado en Modelo (RMPC) 56
4.4 Cálculo de la ley de control 57
4.5 Índice de máxima desviación de frecuencia 59

5. Análisis de sensibilidad **60**

5.1 Aceleración vs variación de inercia 61
5.2 Aceleración vs variación de amortiguamiento 62
5.3 Potencia mecánica vs variación de inercia 63
5.4 Potencia mecánica vs variación de amortiguamiento 64
5.5 Análisis de sensibilidades 64

6. Casos de aplicación 65
6.1 WSCC - IEEE 9 66
6.2 New England - IEEE 39 84
6.3 Análisis de resultados 89

7. Conclusiones y trabajos futuros 95

8. Productos 97

Bibliografía 98

Lista de figuras

Pág.

Figura 1. Metodología..... 19
Figura 2. Diagrama de bloques de los lazos de control de voltaje y de frecuencia. 22
Figura 3. Diagrama de bloques del sistema Primo-Motor. Elaboración propia a partir de (IEEE PSDP, 2013) 30
Figura 4. Modelos de Gobernadores de velocidad. Elaboración propia a partir de (IEEE PSDP, 2013) 31
Figura 5. Estructura del control automático de generación 33
Figura 6. Pendiente de potencia vs frecuencia como la suma de las unidades de generación. Tomado de (Machowski et al., 2008) 34
Figura 7. Influencia de la potencia límite superior de la turbina y la asignación de la reserva rodante. Tomado de (Machowski et al., 2008) 35
Figura 8. Lazo de control primario en un sistema de energía eléctrica. Elaboración propia a partir de (Machowski et al., 2008)..... 36
Figura 9. Desplazamiento del punto de equilibrio por el aumento de una carga. Tomado de (Machowski et al., 2008)..... 37
Figura 10. Pendientes de generación para distintos ajustes de $\boldsymbol{Pref}$. Tomado de (Machowski et al., 2008)..... 39
Figura 11. Estructura de control complementario de frecuencia. Tomado de (Machowski et al., 2008) 40
Figura 12. Áreas de control en un sistema de potencia. Tomado de (R. Correa, 2013) .. 41
Figura 13. Estructura completa del control secundario de frecuencia. 42
Figura 14. Estrategia del control predictivo basado en modelo..... 46
Figura 15. Estructura general de un MPC. Elaboración propia a partir de (Bevrani, 2009) 48
Figura 16. Diagrama de bloques controlador clásico 55
Figura 17. Sistema de transmisión de nueve barras..... 68
Figura 18. Frecuencia. Aumento en la carga al 10% sin variación paramétrica. 69
Figura 19. Frecuencia. Aumento en la carga al 10%, variación paramétrica al 10%..... 70
Figura 20. Frecuencia. Aumento en la carga al 10%, variación paramétrica al 20%..... 71
Figura 21. Acción de control. Aumento en la carga al 10% sin variación paramétrica..... 72
Figura 22. Acción de control. Aumento en la carga al 10%, variación paramétrica al 10%. 73
Figura 23. Acción de control. Aumento en la carga al 10%, variación paramétrica al 20% 74

Figura 24. MFDI. Aumento en la carga al 10% sin variación paramétrica. 75
Figura 25. MFDI. MFDI. Aumento en la carga al 10%, variación paramétrica al 10%. 76
Figura 26. MFDI. Aumento en la carga al 10%, variación paramétrica al 20%. 77
Figura 27. Frecuencia del generador 1 sin variaciones paramétricas. 78
Figura 28. Potencia del generador 1 sin variaciones paramétricas 79
Figura 29. MFDI sin variación paramétrica 79
Figura 30. Frecuencia generador 1 con variación paramétrica del 15% 80
Figura 31. Potencia del generador 1 con variación de parámetros al 15% 81
Figura 32. MFDI con variación paramétrica del 15% 81
Figura 33. Frecuencia del generador 1 con variación paramétrica del 30% 82
Figura 34. Potencia del generador 1 con variación paramétrica del 30% 83
Figura 35. MFDI sin variación paramétrica 83
Figura 36. Sistema de transmisión de 39 barras New England 86
Figura 37. Acción de control. Aumento en la carga al 10%, variación paramétrica al 10%. 87
Figura 38. Frecuencia. Aumento en la carga al 10%, variación paramétrica al 10%. 88
Figura 39. MFDI. Aumento en la carga al 10%, variación paramétrica al 10%. 89

Lista de tablas

Pág.
Tabla 1. Funciones de sensibilidad..... 64
Tabla 2. Parámetros de control para caso WSCC 66
Tabla 3. Punto de operación WSCC..... 67
Tabla 4. Parámetros de control New England 84
Tabla 5. Punto de operación New England..... 85
Tabla 6. Descripción resultados obtenidos para los escenarios de operación 1 y 2..... 91

1. Introducción

1.1 Antecedentes y justificación

Factores como la creciente participación de energías renovables, la creación de políticas energéticas que impulsan al usuario final a generar parte de su consumo energético o la iniciativa de la industria de generar parte de su carga reduciendo costos de operación, son factores que influyen en el equilibrio generación – carga afectando de forma directa la estabilidad de frecuencia.

Los centros de control, apoyados en el potencial de las fuentes de generación firme son los encargados de mantener el balance energético cuando las demás fuentes de generación no pueden mantener su flujo de potencia. Para el caso de la generación renovable, esto se debe principalmente a la disponibilidad de potencial otorgado por la intensidad de los fenómenos naturales, y de igual forma responde la inyección de potencia de la creciente generación distribuida.

Dicha dinámica de generación y consumo de manera cada vez más variable trae consigo efectos secundarios desfavorables para los elementos de control tales como la variación de parámetros del sistema interconectado que normalmente se asumen constantes. Este es el caso de la reserva rodante, la cual es la base del actual control secundario de frecuencia y se encuentra estrechamente relacionada a variables como la inercia y el amortiguamiento.

Es debido a este aumento de la generación no firme que la gran parte de variables y parámetros de los sistemas eléctricos aumentan o disminuyen de manera aleatoria afectando directamente el desempeño de las estrategias de control y consecuentemente la calidad del servicio eléctrico.

Autores como (Patiño, Valencia, & Espinosa, 2017), (Huang & Li, 2013) y (Rahnamay-naeini & Hayat, 2016) evalúan en sus trabajos la sensibilidad de los esquemas actuales de control y la transferencia de potencia sometidos a perturbaciones y bajo el efecto de

variaciones paramétricas aplicado a sistemas de una y dos áreas con el fin de precisar las condiciones bajo las cuales el sistema tiene un buen desempeño.

Usualmente las estrategias de control implementadas en industria eléctrica provienen de la familia de controladores PID (Proporcional, Integrativo, Derivativo) y compensadores adelanto – atraso las cuales no responden de manera adecuada a fenómenos tales como saturaciones e incertidumbres debido principalmente a que su estructura de control no está formulada para responder de manera eficaz a este tipo de perturbaciones, adicionalmente esta clase de estrategias no consideran restricciones para la acción de control de las máquinas (R. Correa, 2013).

Estrategias robustas de control emergen como alternativas prometedoras de control; trabajos como los de (Shiroei, Toulabi, & Ranjbar, 2013) y (Vrettos & Andersson, 2016) proponen estrategias de control predictivas multivariable robustas para el control automático de generación (AGC) donde su aplicación se enfoca principalmente a la incertidumbre asociada al factor dinámico proveniente del cálculo de la potencia faltante. Este trabajo no tiene en cuenta la variación de la inercia total del sistema, ni el factor de amortiguamiento.

Por su parte (Ahammad, 2016), (Y. Liu, Wu, & Zheng, 2016) y (Huchel & Zeineldin, 2016) plantean estrategias de control H^{∞} la cual si bien es robusta y óptima, sólo considera en su funcional de coste la señal proveniente del error de potencia, dejando de lado la ponderación para la acción de control, lo que eventualmente daría lugar a saturaciones en los esquemas de control de jerarquías inferiores.

Para el caso del control de la generación primaria. En (Xie, Gu, Eskandari, & Ehsani, 2012) se formula un Control Predictivo basado en Modelo (MPC) rápido y distribuido para mantener la frecuencia estable en un conjunto de máquinas eólicas, sin embargo esta estrategia no cuenta con la participación del control secundario puesto que este tipo de generación no lo permite. Además, la frecuencia controlada por esta estrategia de control proviene de máquinas de inducción las cuales tienen características diferentes a las máquinas síncronas. El aporte de esta estrategia de control, es la descentralización, pero

no incluye la dinámica del intercambio entre áreas, la cual juega un papel importante en el esquema de potencia actual.

En (Ersdal, Imsland, Uhlen, Fabozzi, & Thornhill, 2016), se desarrolla un MPC que tiene como factor diferenciador, la implementación de un modelo no lineal en la estrategia de control para optimizar la correspondiente acción de control. De este trabajo se puede decir que su costo computacional es muy alto y queda cortó su análisis de estabilidad. Adicionalmente, no tiene en cuenta incertidumbres de modelado ya que esta variación en la estrategia de control pone en juego la convergencia del método.

Trabajos como (Bevrani, 2009), (Soman, & Subramanyam, 2016) y (Dai, 2016) presentan diversas estrategias robustas de control, fundamentados en la teoría H^2 y H^∞ , estrategias de control predictiva basada en la síntesis μ , las cuales abordan principalmente problemas sujetos a variaciones paramétricas y retardos de tiempo dirigidos a estructuras de control descentralizadas.

Otra de las ramas de investigación en la cual se estudian estrategias de control robustas para la frecuencia es el área de las redes inteligentes. En (Pereira, Muñoz de la Peña, & Limon, 2016), (Bai & Qiao, 2015) y (Hanif et al., 2016) se desarrolla un MPC robusto que tiene en cuenta el factor económico de la red. Estos trabajos cuentan con la posibilidad de almacenar parte de la energía para ser utilizada en instantes de tiempo donde la demanda crece y encarece el costo de la generación. Si bien es un control robusto, su principal criterio de robustez obedece más a factores de mercado que a fenomenologías eléctricas.

Finalmente, (Liu, Zhang, & Lee, 2016), (Bucher, Member, & Andersson, 2015) y (Bevrani, 2009) plantean una forma de control descentralizada la cual no requiere de una acción de control proveniente de una jerarquía superior. No obstante, esta estrategia no es afín al sistema jerárquico centralizado comúnmente implementado.

1.2 Planteamiento del problema

Tradicionalmente en los sistemas de energía eléctrica se asume que los parámetros asociados a los diferentes elementos que constituyen el sistema son invariantes en el tiempo, lo cual no es cierto. Estas suposiciones hacen que el desempeño de las estrategias de control sea pobre y que el sistema tenga comportamientos indeseados.

El comportamiento dinámico en varios de los elementos que constituyen un sistema eléctrico es de naturaleza no lineal, tales como los sistemas binarios de control, compensadores, convertidores electrónicos, entre otros y a pesar de estos comportamientos se utilizan estrategias de control lineales, tales como el PID, los cuales no están diseñados para operar de forma adecuada ante dicha naturaleza y por ende ocasionan que los sistemas eléctricos a controlar no funcionen de manera adecuada frente a perturbaciones.

El comportamiento aleatorio de la carga en los sistemas eléctricos, la gran variedad de elementos conectados al sistema, y la falta de pronósticos confiables en el comportamiento dinámico de los mismos, añaden incertidumbres en el momento de hacer análisis y de proponer sistemas de control.

Una de las estructuras de control comúnmente empleadas en sistemas de energía eléctrica son los sistemas centralizados y jerárquicos donde se tienen distancias muy grandes entre los nodos de generación y los nodos de carga, lo cual afecta el equilibrio entre la demanda y la generación, y por ende afecta la frecuencia, la cual es una variable muy sensible que puede llevar fácilmente el sistema a colapsos.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Principal

Diseñar una estrategia de control de frecuencia utilizando técnicas de control robusto frente a variaciones paramétricas e incertidumbre en la carga, en un sistema de generación de energía eléctrica.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Definir los componentes y modelos de un sistema de energía eléctrica, los cuales representen de manera adecuada un esquema para llevar a cabo un control de frecuencia.

- Determinar mediante funciones de sensibilidad la proporción de la variación de la frecuencia y la potencia ante variaciones de parámetros tales como la inercia y el amortiguamiento.

- Proponer una estrategia de control robusto utilizando técnicas de control moderno y evaluar su comportamiento ante perturbaciones paramétricas mediante índices de desempeño.

1.4 Metodología

El procedimiento metodológico realizado para llevar a cabo los objetivos anteriormente planteados se ve reflejado en la Figura 1. Seguido a ella se encontrará la descripción de los elementos principales de dicho procedimiento.

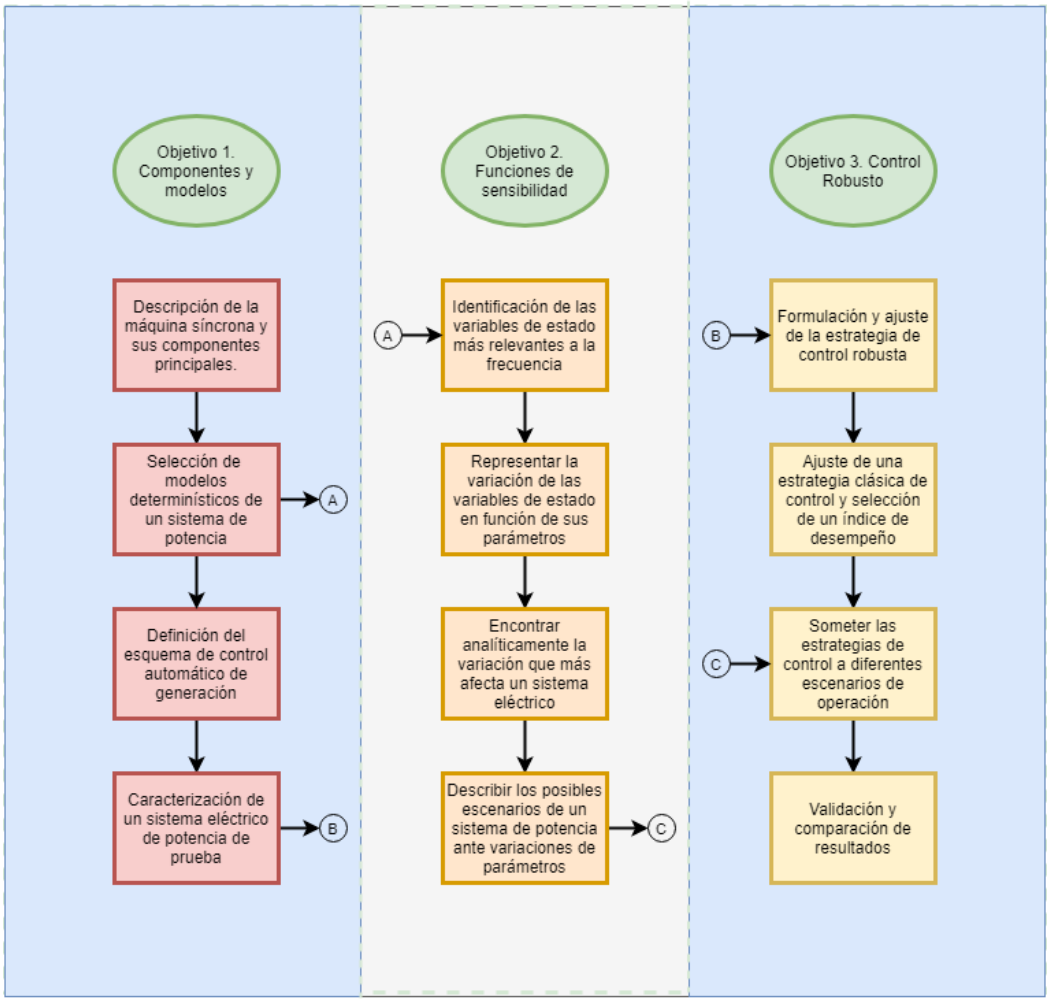

Figura 1. Metodología

- Se comienza con la descripción de los componentes comunes de un sistema eléctrico tales como los generadores, cargas y gobernadores, para posteriormente describir como sus dinámicas en conjunto afectan variables como la frecuencia y la transferencia de potencia. Mediante la selección de los modelos determinísticos de dichos elementos, se pretende evidenciar las dinámicas de un escenario de operación habitual el cual deberá ser llevado a un software de simulación.

- De forma complementaria a los elementos eléctricos en un sistema de potencia, se define el esquema de control automático de generación (AGC) y las jerarquías de

control las cuales son implementadas a los modelos eléctricos seleccionados anteriormente.

- Una vez seleccionados los modelos eléctricos del sistema de potencia, se procede a encontrar la variación de las variables de interés en función de sus parámetros más representativos. De esta manera se puede evidenciar de una manera determinística la manera en la que cada parámetro afecta a cada variable de estado.

- Después de identificar como se afectan las dinámicas de interés ante diferentes escenarios de incertidumbre paramétrica, se procede a plantear el escenario bajo el cual las estrategias de control son sometidas.

- Una vez seleccionada la estrategia de control robusta, esta es formulada y ajustada de forma tal que se acople a la aplicación requerida. Un índice de desempeño es seleccionado con el fin de someter las dinámicas aportadas por la estrategia de control a el sistema eléctrico.

- Retomando los escenarios de operación analizados en el análisis de sensibilidad, son puestos a prueba un esquema robusto de control y como punto de referencia, un esquema clásico de control. Los resultados son documentados y se describen los casos más relevantes.

- Para el desarrollo de las simulaciones, se utilizó el software Matlab y su paquete de sistemas de potencia en Simulink.

En este capítulo se hizo una introducción bibliográfica de las principales estrategias de control que abordan una manera de asumir el mal desempeño de los controladores cuando están sujetos a cambios desconocidos en sus parámetros. De igual manera se definió el problema, los objetivos y la metodología a seguir en el transcurso de este trabajo.

2. Preliminares

Un sistema de energía eléctrica se compone de una cantidad de elementos individuales conectados entre sí para formar un sistema de gran dimensión, complejo dinámico, capaz de generar, transmitir y distribuir energía eléctrica sobre una extensa área geográfica. Debido a esta interconexión de elementos, se presentan una variedad de interacciones dinámicas, algunas de las cuales sólo afectan a ciertos elementos, otros a fracciones del sistema, mientras que otros pueden afectar la totalidad del sistema. Cada efecto dinámico muestra características únicas, y para cada elemento del sistema hay una estrategia de control acorde a su fenómeno eléctrico. (Kawabe & Tanaka, 2015)

Cuando el sistema de energía eléctrico se ve sometido variaciones en la demanda de carga y/o a perturbaciones, los sistemas de control entran en acción para restablecer una nueva condición de equilibrio. En todo este proceso intervienen diferentes componentes del sistema, que van desde la fuente primaria de energía, hasta los grandes generadores en donde se realiza la transformación de energía mediante la acción de los controladores asociados.

Los esquemas de control en general son implementados utilizando estrategias clásicas en el dominio de la frecuencia, o estrategias de control modernas en el dominio del tiempo.
En los sistemas de potencia, la dinámica asociada a la frecuencia es una de las dinámicas que más requiere cuidado, por su alta sensibilidad y por los márgenes tan pequeños de maniobrabilidad. (Wu et al., 2016)

2.1 Modelos de los componentes

En el proceso de generación de energía eléctrica se identifican dos grandes lazos de control. El control de voltaje (QV) cuya función es mantener la magnitud del voltaje en los valores establecidos. Para ello continuamente se mide esta variable y se compara con un voltaje de referencia, esta diferencia es utilizada por el sistema de excitación del generador

para modificar el voltaje del campo del generador y sí actuar sobre la máquina y de esta manera regula la magnitud del voltaje en terminales del generador.

El control de frecuencia (P,f) es el que regula la potencia de salida y la frecuencia del generador. Este control es más complejo que el control de voltaje. Hay una realimentación que responde a la desviación de la frecuencia en el generador, la cual es una medida indirecta de uin desbalance de potencia, interviene en esta acción el gobernador de velocidad y las válvulas de control de flujo de agua en las turbinas hidraulicas o el flujo de vapor en las unidades térmicas. En la Figura 2 se presenta un diagrama de bloques de los dos lazos de control.

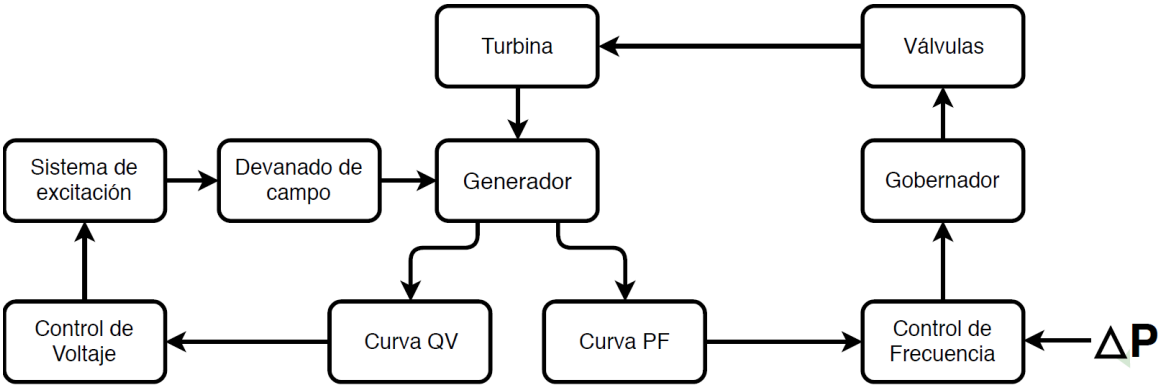

Figura 2. Diagrama de bloques de los lazos de control de voltaje y de frecuencia.

Un lazo de control secundario mantiene la frecuencia en un valor nominal y entre sus funciones tiene la tarea de controlar los flujos en los enlaces de interconexión. Entre los lazos de control (Q, V) y (P, f) existe un cierto acoplamiento, sin embargo, la dinámica del lazo (Q, V) es más rápida y tiende a desaparecer antes que las acciones del lazo de control (P,f) entren a actuar. Significativamente, este trabajo se centrará en el control de frecuencia (P, f).

En esta sección se presenta los modelos de los principales componentes asociados a los sistema de control de frecuencia. Esta sección de modelado de la máquina sincrónica y primo motor es tomado de (R. Correa, 2013).

En ingeniería un sistema se entiende como un conjunto de elementos físicos que interactúan y realizan una tarea en común. El modelo matemático juega un papel importante en el análisis del problema y en la generación de las estructuras de control. Dichos modelos son desarrollados principalmente utilizando la estructura del sistema y las leyes físicas fundamentales que gobiernan los elementos del sistema. En el caso de sistemas complejos, los modelos matemáticos usualmente no tienen un carácter universal pero si reflejan fenómenos de interés. Debido a la complejidad matemática que requiere un modelo preciso, los modelos usualmente utilizados son un compromiso entre la precisión requerida y el grado de complejidad. (Saarinen, Norrlund, Lundin, & Westberg, 2014.)

Cuando se formula el modelo matemático de un fenómeno, los términos importantes son los estados del sistema y sus respectivas variables de estado. Los estados del sistema describen las condiciones de operación del sistema mientras que las variables de estado son el conjunto mínimo de variables que describen una forma única del estado completo.
El sistema de energía eléctrico es un sistema complejo que envuelve una gran cantidad de componentes, cada uno con sus particularidades: Las barras como puntos de conexión de los diferentes equipos de la red de transmisión, las componentes de las líneas de transmisión, equipos conectados a las barras tales como generadores, cargas y equipos de compensación estáticos de potencia reactiva. (Kakimoto, Sugumi, Makino, & Tomiyama, 2006)

2.1.1 Modelo del generador

En la literatura se encuentran diversos modelos de la máquina sincrónica, dependiendo cada uno de ellos del tipo de análisis que se requiera realizar. Se encuentran modelos complejos en coordenada naturales abc (R. E. Correa, 2006), fundamentado en el comportamiento periódico de máquina sincrónica, que conserva los modos armónicos permitiendo hacer análisis de estabilidad cuando se tienen cargas conmutadas, así como experimentar con diferentes modelos de carga, para analizar el comportamiento del sistema de potencia a variaciones en el tipo y forma de las nuevas cargas encontrados en

el mercado energético, vale la pena, resaltar que estos modelos son más cercanos a la realidad, pero más complejos que los modelos empleados actualmente para hacer simulaciones.

La herramienta esencial para modelar la máquina sincrónica tradicionalmente ha sido utilizar la transformación de Park. Esta transformación consiste en reemplazar los devanados a, b, c correspondientes a las tres fases del estator, por devanados ficticios denominados d, q.

La principal ventaja de la transformación de Park es que todos los devanados ficticios son fijos unos con respecto a los otros y las inductancias propias y mutuas de los devanados son constantes, esto hace que se pueda utilizar este modelo en la gran mayoría de aplicaciones utilizadas en sistemas de potencia (Kim et al., 2016). Las ecuaciones de Park, relativas a los voltajes en el estator, toman la forma

$$\begin{aligned} v_d &= -R_a i_d - \dot{\theta}_r \psi_q + \dot{\psi}_d \\ v_q &= -R_a i_q - \dot{\theta}_r \psi_d + \dot{\psi}_q \\ v_0 &= -R_a i_0 + \dot{\psi}_d \end{aligned} \tag{1}$$

donde vd, vq son los voltajes en los devanados de eje directo y en cuadratura, id, iq son las corrientes, $\psi d, \psi q$ son los flujos ligados, θr es la velocidad angular en grados eléctricos y Ra es la resistencia de armadura. Los términos $\theta r, \psi d$ y $\theta r, \psi q$ resultan de la rotación del campo, son llamados voltajes de velocidad, $\psi d, \psi q$ son referidos como voltajes de transformador. Los circuitos del rotor no se ven afectados por la transformación de Park y están descritos por las siguientes expresiones

$$\begin{aligned} v_{fd} &= R_{fd} i_{fd} + \dot{\psi}_{fd} \\ 0 &= R_{1d} i_{1d} + \dot{\psi}_{1d} \\ 0 &= R_{1q} i_{1q} + \dot{\psi}_{1q} \\ 0 &= R_{2q} i_{2q} + \dot{\psi}_{2Q} \end{aligned} \tag{2}$$

donde Rfd es la resistencia del devanado de campo, ψfd es el flujo ligado, similarmente para los otros circuitos.

La máquina sincrónica está sometida a los siguientes transitorios:

- Transitorios en el estator: los cuales están asociados con los voltajes de transformador. Tan pronto como el sistema, sufre un cambio, los voltajes de transformador desaparecen y los voltajes de velocidad dominan la respuesta del sistema. Esto sucede en fracciones muy cortas de tiempo, por lo que es usual no considerar los voltajes de transformador, $\psi d, \psi q$ en las ecuaciones del estator.

- Transitorios eléctricos en el rotor: asociados con los términos en las ecuaciones de los devanados del rotor $\psi fd, \psi 1q$, etc. Se pueden distinguir dos tipos de dinámicas.

  - Dinámica subtransitoria: Asociada con los devanados amortiguadores y las corrientes de Eddy.

  - Dinámica transitoria: Asociada con el devanado de campo.

En (W. Sauer & Pai, 1997) se encuentra un análisis detallado del modelo reducido de la máquina sincrónica. En la mayoría de los casos, el valor de $\cdot\,\theta r$ es muy aproximado al valor de la frecuencia angular nominal $\omega 0$. Esto justifica la suposición de frecuencia nominal o cuasi-senosoidal, con la cual el sistema dinámico es visto como un régimen senosoidal a frecuencia $\omega 0$. Por lo tanto la velocidad del rotor se toma igual a la frecuencia angular nominal $\omega 0$.

Para hacer análisis de estabilidad de un sistema eléctrico de potencia, lo recomendable es referir la posición del rotor a una referencia que rota sincrónicamente. Se define el ángulo del rotor como el ángulo en grados eléctricos que hay entre el eje en cuadratura de la máquina y la referencia sincrónica:

$$\delta = \theta_r - \omega_0 t - C \qquad \textbf{(3)}$$

donde C es una constante arbitraria. La ecuación de movimiento del generador con la turbina en unidades estandarizadas, por unidad, pu. y considerando el ángulo δ adquiere la forma

$$\frac{2H}{\omega_0}\ddot{\delta} = T_m - T_e \tag{4}$$

donde H es la contante de inercia, Tm es el par mecánico producido por la turbina y Te es el par electromagnético del generador. La ecuación (4) es conocida como la ecuación swing.

Otras simplificaciones que se hacen al modelo son: Las resistencias del estator son consideradas tan pequeñas, que se desprecian. Inicialmente el fenómeno de saturación no es tenido en cuenta y se desprecian los devanados en el rotor, excepto el devanado de campo, la desventaja principal de esta simplificación es una subestimación del amortiguamiento de la oscilación del rotor. Sin embargo, este efecto de amortiguamiento no está relacionado con la estabilidad de voltaje y se puede compensar introduciendo el término $D\delta$ en la ecuación de movimiento.

Asumiendo velocidad constante $\omega 0$ y despreciando las resistencias del estator, el par electromagnético estandarizado en por unidad, pu es igual a la potencia activa P producida por la máquina, mientras que el par mecánico es la potencia mecánica Pm. La ecuación (4) puede ser reescrita como

$$\frac{2H}{\omega_0}\ddot{\delta} + \frac{D}{\omega_0} = P_m - P \tag{5}$$

Donde D es el coeficiente de amortiguamiento en pu.

Bajo estas suposiciones, las ecuaciones de voltaje en el estator pueden ser escritas como

$$\begin{aligned} v_d &= -\omega_0 \psi_q \\ v_q &= \omega_0 \end{aligned} \tag{6}$$

Los flujos ligados están relacionados con las corrientes por medio de las siguientes expresiones

$$\begin{aligned} \psi_d &= -L_d i_d + l_{ad} i_{fd} \\ \psi_q &= -L_q i_q \\ \psi_{fd} &= -L_{ad} i_d + l_{fd} i_{fd} \end{aligned} \quad \textbf{(7)}$$

donde Ld , Lq son inductancias propias de los devanados ficticios d, q, Lfd inductancia propia del devanado de campo, Lad inductancia mutua entre los devanados de campo y el devanado d. Entonces vd y vq se pueden expresar

$$\begin{aligned} v_d &= X_q i_q \\ v_q &= -X_d i_d + E_q \end{aligned} \quad \textbf{(8)}$$

donde $X_d = \omega_0 L_d$ y $X_q = \omega_0 L_q$ son reactancias sincrónicas de los ejes directo y en cuadratura y $E_q = \omega_0 L_{ad} i_{fd}$. Es más apropiado derivar las ecuaciones de la máquina en términos de la fem proporcional al flujo del campo ligado, se definen las siguientes relaciones

$$E'_q = \omega_0 \frac{L_{ad}}{L_{fd}} \psi_{fd} \quad \textbf{(9)}$$

al igual que la reactancia transitoria de eje directo

$$X'_d = \omega_0 L'_d = \omega_0 \left(L_d - \frac{L^2{}_{ad}}{L_{fd}} \right) \quad \textbf{(10)}$$

Consecuentemente, el voltaje en el eje en cuadratura se puede expresar

$$v_q = -X'_d i_d + E'_q \quad \textbf{(11)}$$

$E'q$ es llamada la reactancia transitoria detrás de la fem. La relación entre Eq y $E'q$ queda determinada por

$$E_q = (X_d - X'_d)i_d + E'_q \tag{12}$$

La dinámica de E'_q tiene la siguiente forma

$$\dot{E}_q = \omega_0 \frac{L_{ad}}{l_{fd}} \dot{\varphi}_{fd} = \omega_0 \frac{L_{ad}}{L_{fd}} \dot{\psi}_{fd}\left(v_{fd} - R_{fd} i_{fd}\right) = \frac{E_f - E_q}{T'_{d0}} \tag{13}$$

donde $Ef = \omega_0 \frac{L_{ad}}{L_{fd}} v_{fd}$ es una fem proporcional al voltaje de campo y $T'_{d0} = \frac{L_{ad}}{L_{fd}}$, la ecuación dinámica (13) final queda

$$\dot{E}_q = \frac{-E'_q + E_f - (X_d - X'_d)i_d}{T'_{d0}} \tag{14}$$

la ecuación (13) o (14) son referidas frecuentemente como la ecuación del decaimiento del flujo de campo. Finalmente el modelo más general de la máquina sincrónica esta descrito por

$$\begin{aligned} \dot{\delta} &= \omega \\ \dot{\omega} &= -\frac{D}{2H}\omega + \frac{\omega_0}{2H}(P_m - P) \\ E_q &= \frac{-E'_q + E_f - (X_d - X'_d).i_d}{T'_{d0}} \end{aligned} \tag{15}$$

Representando (15) en variables de estado, se obtiene

$$\begin{aligned} \dot{x}_1 &= x_2 \\ \dot{x}_2 &= -\frac{D}{2H}x_2 + \frac{\omega_0}{2H}(u_1 - d_1) \\ \dot{x}_3 &= \frac{-x_3 + u_2 - (X_d - X'_d).d_2}{T'_{d0}} \end{aligned} \tag{16}$$

Donde el vector de estados se representa como $[x_1\ x_2\ x_3]^T = [\delta\ \omega\ E_q]^T$ y el vector de entrada se describe como $[u_1\ u_2\ d_1\ d_2]^T = [P_m\ E_f\ P\ i_d]^T$

2.1.2 Modelo del primo-motor

Los tipos de turbinas y gobernadores que son utilizados varían mucho entre los fabricantes. Las turbinas pueden tener dos o tres etapas de presión. La etapa de presión más baja a veces se divide en dos turbinas paralelas, y puede o no ser recalentado entre estados. Por lo general, todas las etapas están en el mismo eje que mueve un generador único. Este complejo es controlado por el regulador, que a su vez controla una válvula normalmente a través de un servomotor hidráulico alimentado por un amplificador hidráulico (por lo general de dos etapas).(Wang & Wang, 2011) El propio gobernador está controlando la velocidad de la turbina real (frecuencia) a un punto de referencia de entrada que se proporciona a través del cambiador de velocidad del regulador por un control secundario como el control de la generación automática (AGC) o un estabilizador de control de emergencia. La válvula controlada del gobernador es la entrada de vapor en el extremo de alta presión de la turbina. Por lo general, se compone de un banco de válvulas (cuatro a seis) que son operados en secuencia. El flujo total de vapor en las turbinas representa, por supuesto, la potencia de entrada de la turbina, la potencia en el eje será "proporcional" a la del estado estacionario. Cualquiera que sea el factor de proporcionalidad, el rendimiento de la turbina es una función no lineal de la temperatura del vapor y la presión, así como el nivel de potencia. Un diseño típico se muestra en la Figura 3**.**

Todo esto se suma en un sistema dinámico complejo. No sería práctico tratar de incorporar todas estas complejidades en estudios dinámicos del sistema, y de hecho su efecto sobre el rendimiento general del sistema no justifica un análisis a escala completa de esos detalles, especialmente cuando la principal preocupación es la potencia reactiva, como lo es en este contexto. Sin embargo, los efectos no deben ser siempre despreciados

Cuatro modelos básicos están representados en la referencia (IEEE committee Report, 1973)**.** Estos son

- Sistema regulador de velocidad para turbinas de vapor
- Sistema de turbina de vapor
- Sistema regulador de velocidad para hidroturbinas
- Sistema hidroturbina

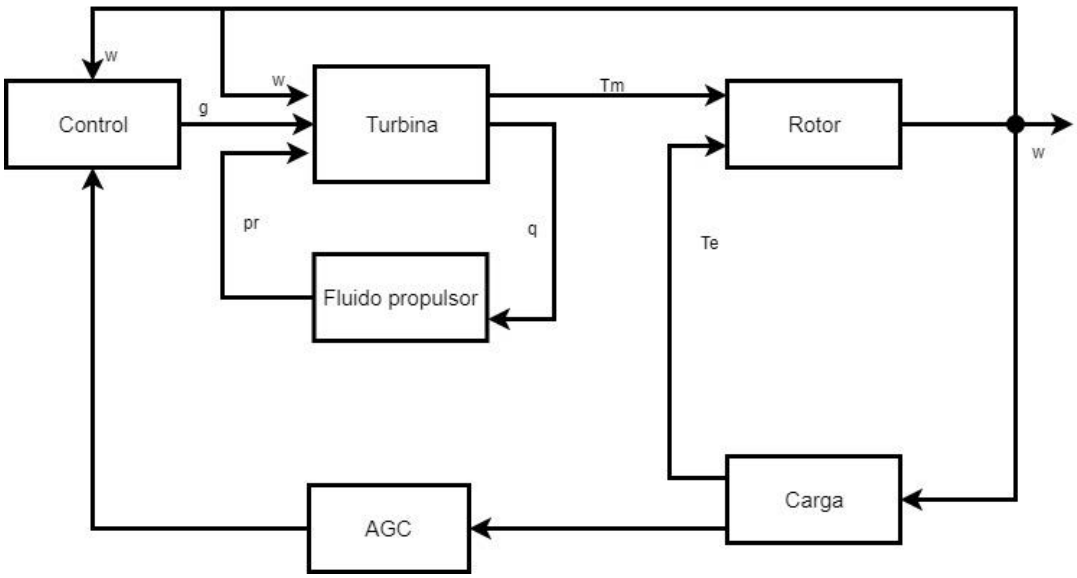

Figura 3. Diagrama de bloques del sistema Primo-Motor. Elaboración propia a partir de (IEEE PSDP, 2013)

Donde ω representa la velocidad de la turbina, g "gate" representa la apertura de flujo propulsor por parte de un grupo de servomotores que operan la acción de control proveniente del controlador, pr es la presión con la que llega el fluido propulsor, q representa el caudal del fluido propulsor y finalmente el par T_m y T_e representan el torque mecánico y el torque eléctrico respectivamente.

Con base en esta información, a continuación se describirá un modelo simple para el mecanismo regulador de una turbina de vapor. Cabe mencionar que existen dos tipos básicos de mecanismos reguladores (Cui & Kavasseri, 2015)

a) Un sistema regulador de velocidad hidráulico-mecánico típico consta de un regulador de velocidad, un amplificador hidráulico, un servo motor hidráhulico y válvulas reguladoras controladas
b) Un mecanismo regulador de velocidad electrohidráulico que proporciona flexibilidad mediante el uso de circuitos electrónicos en lugar de componentes

El modelo general del regulador de velocidad de la Figura 3 se puede ser usado para

representar ya sea un sistema mecánico-hidráulico o un sistema electrohidráulico por medio de una selección adecuada de los parámetros. Este modelo muestra la referencia de carga que es la entrada desde el control secundario. Este valor de referencia es combinado con el incremento debido a la desviación de velocidad para obtener la potencia total en la válvula reguladora del gobernador, PGV sujeta a la constante de tiempo $T3$, introducida por el mecanismo servomotor.

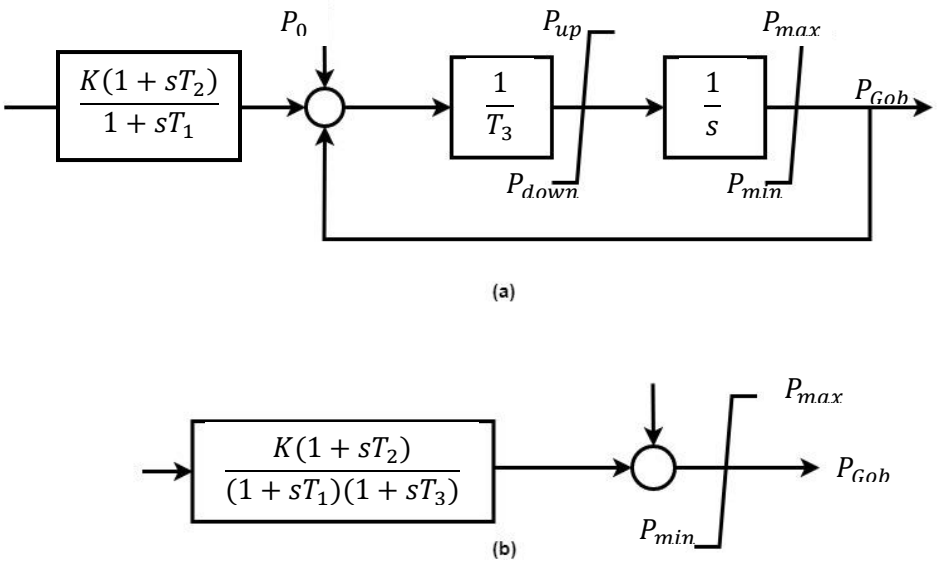

Figura 4. Modelos de Gobernadores de velocidad. Elaboración propia a partir de (IEEE PSDP, 2013)

Modelos universales son convenientes para el desarrollo de programa de computador y como una base para los archivos de datos. Todas las configuraciones comúnmente encontradas de turbinas de vapor pueden ser representadas por el diagrama de bloques de la Figura 4**.** En la referencia (Ilic, 2007), se presenta un buen resumen de los modelos matemáticos correspondientes a seis configuraciones comunes de sistema de vapor con sus coeficientes, tablas relacionado los parámetros de las diferentes configuraciones. Los modelos para turbinas hidráulicas también se incluyen en la referencia (IEEE PSDP, 2013).

2.2 Control Automático de Generación (AGC)

La descripción del control automático de generación mostrada a continuación es tomada de (R. Correa, 2013). En ella se muestra la definición de cada uno de los elementos más importantes en la estructura de control.

Normalmente las perturbaciones del sistema eléctrico son causadas por fenómenos como corto circuitos en las líneas de transmisión los cuales son normalmente despejados sin la necesidad de manipular la cantidad de potencia a generar. Sin embargo, si una carga considerable es conectada o desconectada del sistema, o si una unidad generadora es desconectada o deja de aportar energía de manera repentina, se generará entonces un desbalance de potencia entre la energía producida y la energía consumida (Ding, Feng, Fang, & Liu, 2016). Este desbalance es inicialmente cubierto por la inercia en las turbinas de las unidades generadoras, comúnmente llamado “reserva rodante” la cual no permite un cambio abrupto en la dinámica de la frecuencia y permite al control automático de generación (AGC) tener un espacio de tiempo para operar y reestablecer el balance energético. Los objetivos del AGC son principalmente (Machowski, Bialek, & Bumby, 2008)

- Conservar la frecuencia en el valor nominal
- Mantener los intercambios de potencia con las áreas vecinas en sus valores nominales.
- Asignar la potencia en todas las unidades según las necesidades del mercado eléctrico.

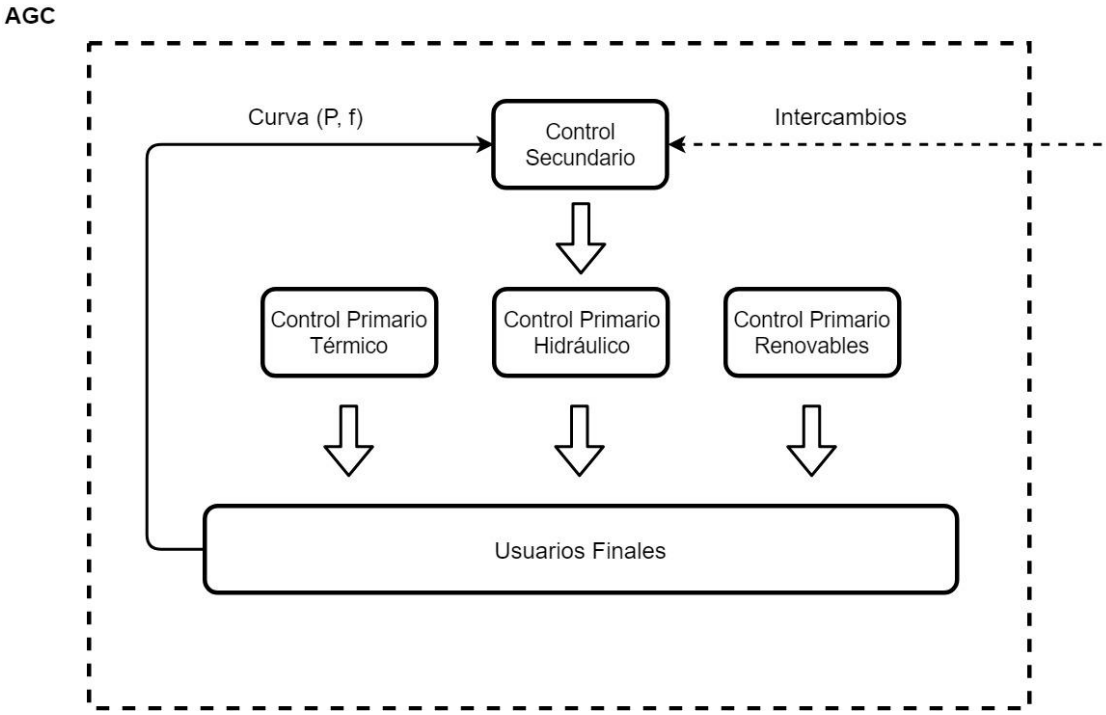

Figura 5. Estructura del control automático de generación

2.2.1 Pendiente de generación

En estado estacionario, la curva de potencia vs velocidad de una unidad de generación está dada por la siguiente ecuación.

$$\frac{\Delta\omega}{\omega_n} = -\rho\frac{\Delta P}{P_n} \tag{17}$$

Ya que la velocidad de rotación es proporcional a la frecuencia, y extendiendo la notación a la i-ésima unidad de un sistema de potencia, podemos reescribir (17) de la siguiente forma.

$$\frac{\Delta f}{f_n} = -\rho\frac{\Delta P_i}{P_{n_i}} \quad \text{ó} \quad \frac{\Delta P_i}{P_{n_i}} = -K\frac{\Delta f}{f_n} \tag{18}$$

En estado estable todas las unidades de generación operan de forma síncrona a la misma frecuencia, cuando se presenta un cambio generalizado en la potencia total del sistema ΔP_T, esta puede ser calculada como la suma de todos los cambios de los generadores.

$$\Delta P_T = \sum_{i=1}^{N_G} \Delta P_i = -\frac{\Delta f}{f_n} \sum_{i=1}^{N_G} K_i P_i = -\Delta f \sum_{i=1}^{N_G} \frac{K_i P_i}{f_n} \quad \textbf{(19)}$$

Donde N_G representa el número de unidades generadoras del sistema. La Figura 6 muestra como las pendientes individuales de cada unidad de generación pueden ser sumadas de acuerdo a la ecuación (19) para obtener la pendiente global del sistema.

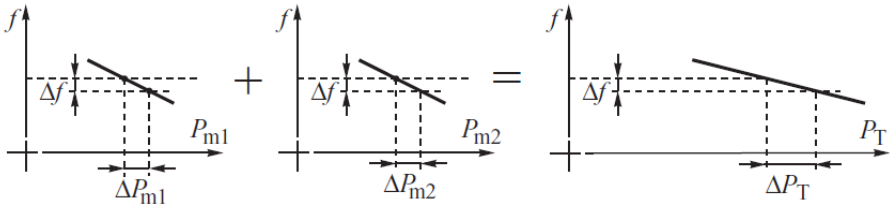

Figura 6. Pendiente de potencia vs frecuencia como la suma de las unidades de generación. Tomado de (Machowski et al., 2008)

Esta pendiente define la habilidad del sistema para compensar un desbalance de potencia mediante la medición de la frecuencia. Para un sistema de potencia con un gran número de unidades generadoras la pendiente es casi horizontal, lo que implica que el desbalance de potencia resulta en una pequeña desviación de frecuencia. Este es uno de los beneficios adquiridos de interconectar unidades de generación en un mismo sistema.

Para obtener la pendiente equivalente de generación se asume que la caída de velocidad de cada turbina es lineal respecto a la potencia alrededor del punto de operación nominal. En la práctica la salida de potencia de cada turbina es limitada por sus parámetros técnicos y en general, operan en un nivel de potencia más bajo debido a la necesidad de mantener la estabilidad del sistema. Si una turbina se encuentra operando en su potencia límite (en saturación), y ocurriera una caída de frecuencia, la turbina no podría contribuir a el restablecimiento del balance de potencia y dependerá de la reserva rodante del sistema.

La asignación de la reserva rodante es un factor importante en la operación del sistema de potencia, ya que determina la forma de la pendiente de generación. La Figura 7 muestra un caso simple de dos unidades generadoras, en el caso *a)* la reserva rodante se divide proporcionalmente entre ambas unidades de modo que ambas alcanzan sus límites de potencia superior a la misma frecuencia f_1. En este caso, la pendiente equivalente es lineal hasta que se alcanza el límite de potencia superior. En el caso *b)* la misma cantidad de reserva rodante está disponible, pero se asigna únicamente a la segunda unidad generadora con la primera unidad operando a plena carga. La pendiente de generación es ahora no lineal y se compone de dos secciones con diferentes pendientes.

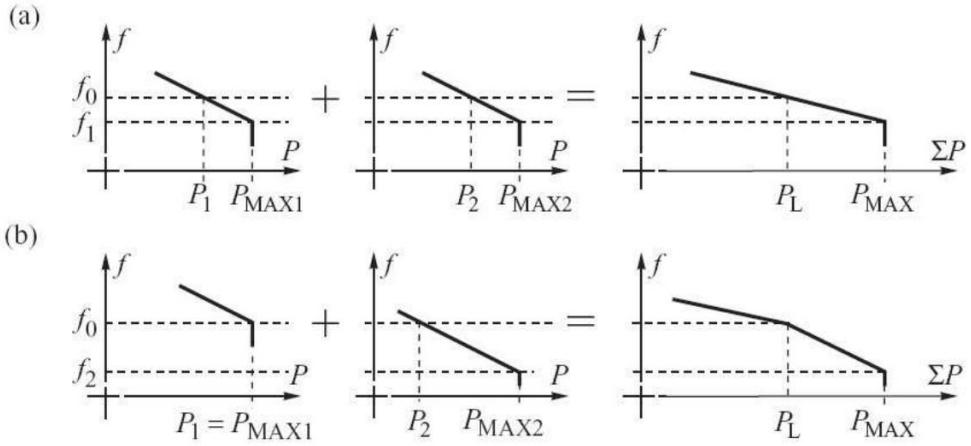

Figura 7. Influencia de la potencia límite superior de la turbina y la asignación de la reserva rodante. Tomado de (Machowski et al., 2008)

Del mismo modo, la pendiente de generación de un sistema de potencia real es no lineal y se compone de muchas secciones cortas de pendiente a medida que más unidades de generación alcanzan sus límites de funcionamiento hasta cubrir el desbalance de potencia. Dado el caso que no hubiera reserva rodante disponible, la pendiente de generación sería entonces infinita. (R. Correa, 2013)

Ya que los sistemas de generación actuales cuentan con un número considerable de unidades de generación y además asumiendo que se encuentran operando por debajo de su capacidad nominal, este trabajo asume entonces una pendiente lineal y suave en cada uno de sus tramos con la cual se calcule el déficit de potencia global del sistema.

2.2.2 Control Primario de Frecuencia

Es la primera acción de control realizada automáticamente desde los generadores para atender el desbalance carga generación, su función principal es conservar la velocidad en el valor nominal y mantener el intercambio de potencia por el establecido por el operador de red. Esta estructura de control es la base en la jerarquía de control y puede recibir cambios o no de los valores de sus consignas según la disposición y costo del potencial de generación. Fuentes de generación tales como la eólica o la fotovoltaica que no pueden disponer de su recurso de generación no cuentan con un lazo adicional en su estructura de control y poseen un enfoque de control netamente primario (Engell, 2007). En la Figura 8 se muestra el lazo de control primario de un sistema de potencia, donde el lazo de color rojo representa la acción de control opcional proveniente del control secundario.

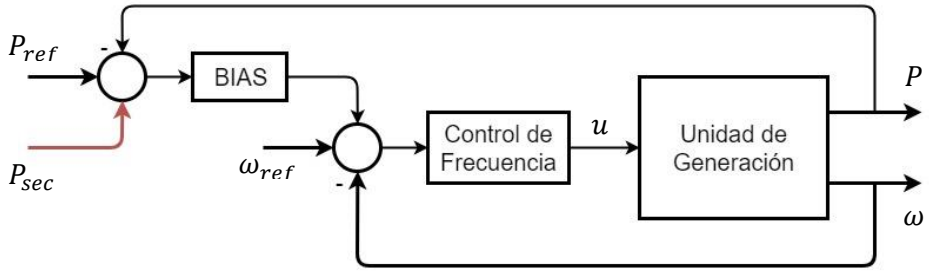

Figura 8. Lazo de control primario en un sistema de energía eléctrica. Elaboración propia a partir de (Machowski et al., 2008)

En el plano $P - f$, la intersección entre la pendiente de generación y de carga define el punto de equilibrio del sistema. Un cambio en la demanda de energía total ΔP_L corresponde a un desplazamiento de la pendiente de carga como lo muestra la Figura 9 de modo que el punto de equilibrio se desplaza desde el punto 1 al punto 2.

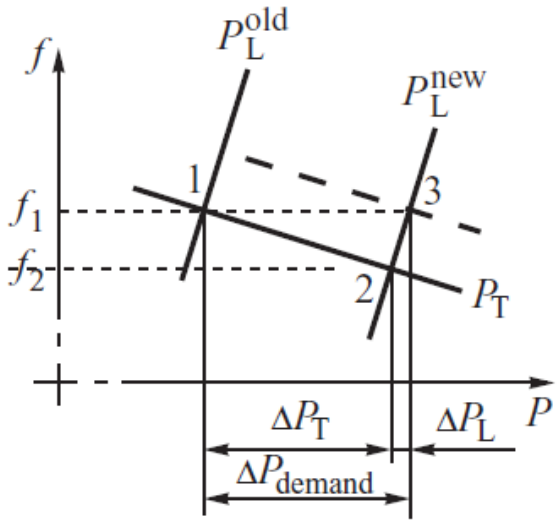

Figura 9. Desplazamiento del punto de equilibrio por el aumento de una carga. Tomado de (Machowski et al., 2008)

El incremento de la carga del sistema se compensa de dos maneras: en primer lugar, las turbinas aumentan la generación ΔP_T, y en segundo lugar, el sistema de cargas reduce la demanda en ΔP_L de la exigida en el punto 3 a la requerida en el punto 2. De una forma determinística se tiene que

$$\Delta P_{demanda} = \Delta P_T - \Delta P_L = -(K_T + K_L)P_L \frac{\Delta f}{f_n} = -K_f P_L \frac{\Delta f}{f_n} \quad \textbf{(20)}$$

El nuevo punto de operación del sistema corresponde a una nueva demanda y una nueva frecuencia. El nuevo valor de la frecuencia del sistema f_2 es menor que el valor anterior f_1. La ecuación (19) representa la respuesta de frecuencia del sistema mientras que el coeficiente $K_f = K_T + K_L$ se conoce como la rigidez, donde $\Delta P_T \gg \Delta P_L$.

Una reducción de la demanda por ΔP_L puede deberse a la sensibilidad de la frecuencia de la demanda. Un aumento de la generación de ΔP_T se debe a los gobernadores de las turbinas. La acción de los gobernadores de la turbina debido a los cambios de frecuencia cuando los valores de referencia de los reguladores se mantienen constantes se conoce como Control Primario de Frecuencia.(R. Correa, 2013)

La falla de uno o más elementos de la red, o la conexión súbita de una carga se refleja en la sobrecarga de algunos equipos en regiones aledañas lo cual podría derivar en una cadena de eventos producido por la actuación de los elementos de protección, es por esto

que un sistema interconectado requiere de la coordinación. Es debido a esto que los requerimientos relativos al control primario son normalmente objeto de acuerdos entre socios que cooperan en una determinada red interconectada. Para los fines del control de frecuencia primaria, cada subsistema en el sistema tiene que asegurar una reserva rodante suficientemente proporcional a la participación de un subsistema dado en la producción total de energía.

2.2.3 Control Secundario de Frecuencia

Después de un cambio en la demanda total de potencia, el esquema primario de control no es capaz de retornar a la frecuencia nominal, esto se debe a que las consignas de sus lazos de control aparte de mantener la frecuencia nominal, también controlan el intercambio de potencia; razón por la cual es imposible mantener una velocidad constante si hay un déficit de potencia en el sistema. Con el fin de volver a la frecuencia establecida, la pendiente de generación debe ser desplazada a la posición mostrada por la línea discontinua de acuerdo con la Figura 9. Este desplazamiento se puede efectuar haciendo un cambio en el valor de referencia de potencia, preferiblemente en el sistema gobernador turbina. Como se puede apreciar en la Figura 10, los cambios en $Pref(1)$, $Pref(2)$ y $Pref(3)$ obligan al correspondiente cambio en $Pm(1)$, $Pm(2)$ y $Pm(3)$ en la pendiente. Aumentar la Pref de los gobernadores individuales producirá una leve inclinación horizontal en la pendiente de generación total del sistema. Eventualmente esto conducirá a la restauración de la frecuencia al valor nominal, pero con el aumento del valor requerido de la demanda de energía (Zhong et al., 2015). Tal acción de control en los gobernadores de las turbinas individuales se conoce como el control secundario. El control secundario es el conjunto de acciones subsiguientes a un evento de desbalance de carga – generación que se puede hacer de forma manual o automática con variación de la potencia mecánica y su efecto en la generación eléctrica, inyectando o tomando potencia adicional al sistema lo que se refleja en movimientos de frecuencia hasta lograr el valor nominal.

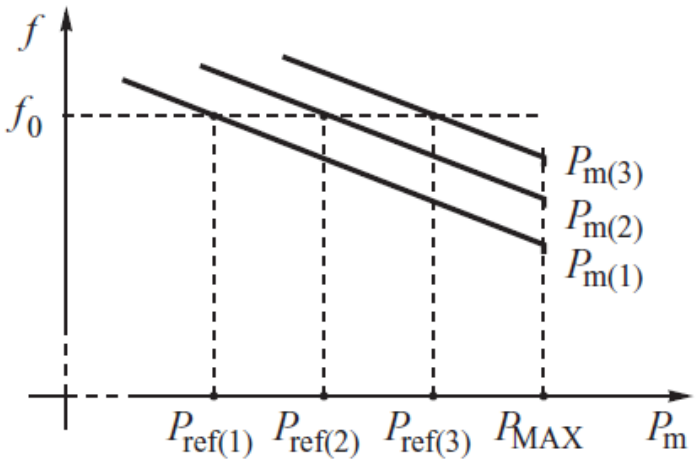

Figura 10. Pendientes de generación para distintos ajustes de $\boldsymbol{P_{ref}}$. Tomado de (Machowski et al., 2008)

En un sistema de energía aislado, el control automático secundario puede ser implementado como una función de control descentralizado mediante la adición de un lazo de control suplementario para el sistema de gobernador – turbina. Esto añade a la estructura de control del regulador de la turbina el diagrama de bloques mostrado en la Figura 11 donde $Pref$ y Pm se expresan como una fracción de la potencia nominal Pn. Este lazo de control suplementario mostrado por la línea discontinua consta de un elemento integrador que añade una señal de control ΔP_{ω} que es proporcional a la integral del error de velocidad o de la frecuencia. Esta señal modifica el valor de la referencia en la estructura lazo primario cambiando así la pendiente de generación como se vio anteriormente en la Figura 10.

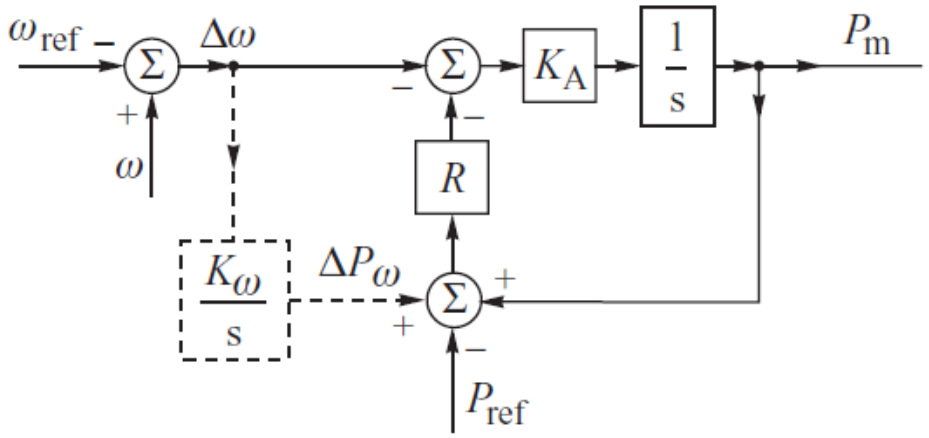

Figura 11. Estructura de control complementario de frecuencia. Tomado de (Machowski et al., 2008)

No todas las unidades de generación en un sistema que implementen el control descentralizado necesitan estar equipados con lazos complementarios y participar en el control secundario. Generalmente las unidades medianas se utilizan para la regulación de frecuencia mientras que las unidades grandes de carga base son independientes y se ponen a funcionar a un nivel de generación preestablecido. En las plantas de energía de ciclo combinado, el control complementario puede afectar únicamente a la turbina de gas o puede afectar ambas turbinas.

En un sistema interconectado que consiste en distintas áreas de control, el control secundario no puede ser descentralizado debido a que los lazos de control complementarios no cuentan con información del lugar donde se produce el desbalance de energía, de modo que un cambio en la demanda de energía en un área daría lugar a la acción del regulador en todas las demás otras áreas. Esta acción de control descentralizada podría causar cambios indeseables en los flujos de energía en las líneas de transmisión que conectan los diferentes sistemas, con el consecuente del incumplimiento de los acuerdos de cooperación entre sistemas. Para evitar esto, se utiliza el control secundario centralizado. (Machowski et al., 2008)

En los sistemas eléctricos interconectados, el AGC es implementado de tal manera que cada área o subsistema tenga su propio control central tal y como se observa en la Figura 12. Para cada zona, su sistema está en equilibrio.

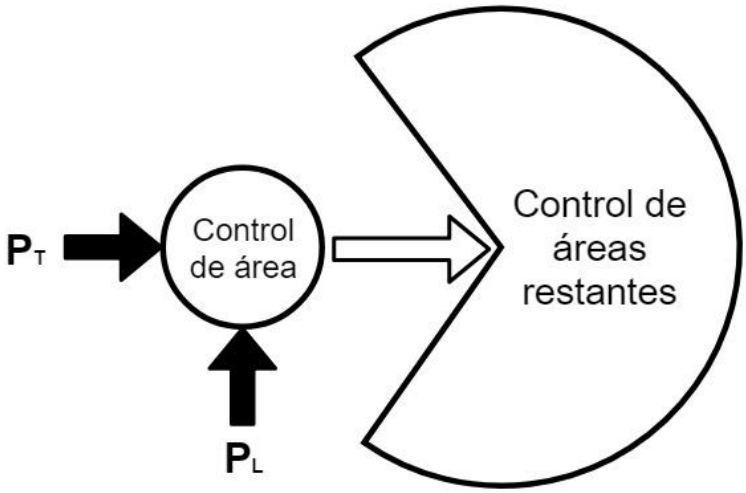

Figura 12. Áreas de control en un sistema de potencia. Tomado de (R. Correa, 2013)

El objetivo de cada regulador de área es mantener la frecuencia en el nivel programado y mantener los intercambios en las líneas de enlace de la zona en los valores nominales. Si hay una perturbación en el balance de energía en uno de los subsistemas, causada por ejemplo por la salida de una unidad de generación, entonces los reguladores en cada zona deben intentar restaurar la frecuencia y los intercambios de línea de enlace. Esto se logra cuando el controlador del área donde se originó el desequilibrio fuerza un aumento de la generación igual al déficit de potencia. En otras palabras, cada regulador de área debe forzar un incremento en la generación que cubra su propio desbalance de potencia de área y mantenga los intercambios en las líneas de enlace programados. (F. Liu, Song, Ma, Mei, & Lu, 2003)

La regulación secundaria tiene como fin modificar la potencia de salida de las turbinas en la zona a través de los lazos P_{ref} ubicados en sus sistemas primarios de control, en cuanto a la frecuencia, esta se mide en la red de bajo voltaje local y se compara con la frecuencia de referencia para producir una señal que es proporcional a la desviación de la frecuencia Δf. La información de los flujos de energía en las líneas de enlace se envía a través de líneas de telecomunicaciones para que el regulador central compare el valor de referencia y así producir una señal proporcional al error de área ΔP_{int}. En cuanto a la regulación de

potencia, se debe establecer la desviación de frecuencia (ver pendiente de generación) la cual es definida mediante un factor λ_R el cual es llamado factor de sesgo de frecuencia.

$$\Delta P_f = \lambda_R \Delta f \tag{21}$$

Esto representa un cambio en la generación de energía que debe ser forzada sobre el área controlada con el fin de compensar la desviación de frecuencia como resultado del desequilibrio de potencia en esta zona. La Figura 13 muestra el diagrama de bloques de la estructura secundaria del control de frecuencia.

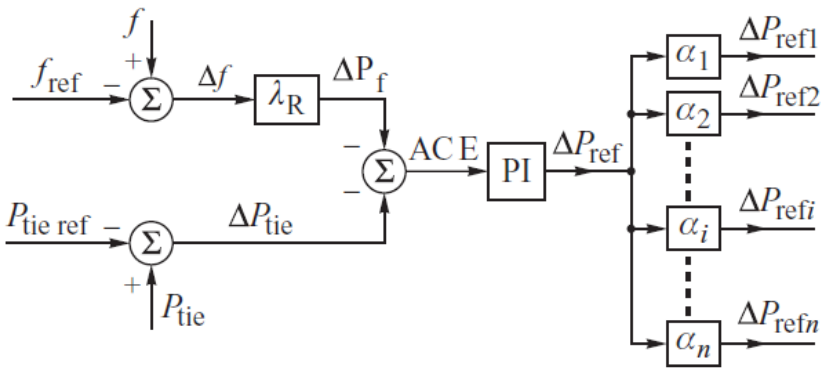

Figura 13. Estructura completa del control secundario de frecuencia.

Donde la señal ΔP_f indica el déficit de potencia del sistema la cual es sumada a la variable ΔP_{tie} que representa el intercambio entre áreas y en conjunto representan el error de control de área (ACE) el cual se puede definir de la Figura 13 como

$$ACE = \Delta P_{tie} - \lambda_R \Delta f \tag{22}$$

Cada subsistema debe poder cubrir un desequilibrio propio de potencia y tratar de mantener los intercambios de energía planificados. Si la frecuencia disminuye después de un déficit de generación se debe aplicar que $P_{dem} = -(K_f P_L / f_n)\Delta f$, de esta manera el regulador central envía el incremento de generación definido por la Ecuación (20), para así cubrir el déficit, es decir, $\Delta P_f = \Delta P_{dem}$ por lo tanto $\lambda_R \Delta f = (K_f P_L / f_n)\Delta f$ o lo que es lo mismo:

$$\lambda_R = \frac{K_f P_L}{f_n} \tag{23}$$

Así como en el regulador descentralizado que se muestra en la Figura 11 existe una función integral, el regulador central debe tener una función integral del error la cual en la mayor parte de los casos es un controlador PI el cual tiene la siguiente forma

$$\Delta P_{ref} = K_p(ACE) + K_i \int_0^t ACE\, dt \tag{24}$$

Donde K_p y K_i son los parámetros del regulador. Por lo general, la participación del elemento proporcional de un regulador es pequeño.

El término ACE corresponde a la generación de potencia total de área la cual debe ser intercambiada con el fin de mantener la frecuencia. Al ser procesado por la estrategia de control, el ACE genera una acción de control ΔP_{ref} la cual se multiplican por las constantes $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_{NG*}$ las cuales son llamadas Coeficientes de participación, los cuales definen la contribución de las unidades individuales de generación para el control de la frecuencia total. Al igual que con el control descentralizado, no es necesario que todas las unidades de generación participen en el control de generación. El control secundario de frecuencia es mucho más lento que el primario.

En este capítulo se realizó una descripción determinística y una descripción escrita del funcionamiento de un sistema convencional de energía eléctrica junto con sus principales componentes, entre los cuales se encuentran elementos físicos tales como generadores y elementos virtuales tales como los controladores y su sistema jerárquico. Ya que el propósito de esta investigación es la de llevar a cabo una estrategia de control robusto, el próximo capítulo contiene las formulaciones generales de las estructuras de control pertinentes a este trabajo.

3. Estrategias de control

Las estrategias de control clásicas son todas aquellas que se encuentran en el dominio de la frecuencia. Su principal ventaja se encuentra en la rapidez de procesamiento y la capacidad de contar con herramientas de análisis sencillas. Por otro lado, también se puede decir que son estrategias sensibles a cambios de los puntos de operación, lo cual para un sistema eléctrico real se traduce en un desempeño variable según la condición operativa del sistema (GAO, 2012). A continuación, se describen dos de las estrategias de control clásico más implementadas en los sistemas de potencia.

3.1 Control proporcional integral derivativo (PID)

Es la estructura de control mayormente implementada en los sistemas de potencia. Como su nombre lo indica, este se divide en tres partes, cada uno con un objetivo de operación y elemento de ponderación diferente.

$$u = k_p e(t) + k_i \int_0^t e(t)\, dt + k_d \frac{d}{dt} e(t) \tag{25}$$

El primero de ellos es la componente proporcional cuyo ponderador se define como k_p y tiene como objetivo variar de forma lineal la acción de control acorde a la magnitud de la señal de error (ajuste grueso). En segundo lugar se encuentra la acción integral k_i, la cual realiza un ajuste más fino de control, es decir, elimina el error de estado estable y lo hace de una forma suave acorde a su naturaleza acumulativa. Y finalmente se encuentra la componente derivativa k_d la cual también elimina la componente de estado estable y cuenta con una mayor sensibilidad. Su dinámica es netamente transitoria.

Este tipo de control cuenta con la ventaja de poder operar de manera modular, siendo la combinación proporcional integral, la estructura mayormente empleada para el control de los elementos asociados a la frecuencia. La componente derivativa es comúnmente desechada debido a su alta sensibilidad transitoria la cual podría llevar el sistema a la

inestabilidad, sin embargo en procesos donde las dinámicas son muy lentas esta estructura derivativa cuenta con un rol importante.

3.2 Control predictivo basado en modelo

En los sistemas de generación, uno de los principales objetivos del sistema de control es regular la frecuencia alrededor de un estrecho margen de operación estipulado por el operador de red. La mayoría de algoritmos de control comúnmente empleados en los sistemas de potencia consideran únicamente la medición del error y no consideran otros factores tales como las restricciones del sistema, los errores de modelado y medición, y las saturaciones; lo que conlleva a dinámicas indeseadas por parte de las estrategias de control. Por su parte, el control predictivo basado en modelo si lo hace, pero a cambio presenta un elevado coste computacional, un nivel más alto de comprensión en teoría de control y adicionalmente su análisis de estabilidad no es tan cómodo como el que presenta las estrategias de control tradicionales.

Como su nombre lo indica, el MPC (Control predictivo basado en modelo) está basado en un modelo del proceso a controlar, el cual es empleado para predecir la evolución futura del estado o de las salidas. El modelo del proceso es conocido como *modelo de predicción*, el intervalo de tiempo (expresado en instantes de muestreo es conocido como *horizonte de predicción*(Chen, Member, Wang, & Member, 2016). Por lo tanto, si el horizonte de predicción es N, empleando el modelo de predicción se calculará la siguiente secuencia de predicciones de las salidas:

$$\hat{y}(t+1|t), \hat{y}(t+2|t), \cdots, \hat{y}(t+N|t) \tag{26}$$

Para el cálculo de esta secuencia se emplea la información de la evolución del proceso hasta el instante t, es decir:

- Valores pasados de las entradas o actuaciones del proceso
- Valores presentes y pasados de las salidas del proceso

También se emplea una secuencia de actuaciones o señales de control futuras:

$$u(t|t), u(t+1|t), \cdots, u(t+N-1|t) \tag{27}$$

Usualmente se suele considerar un horizonte de control $N_u < N$, de manera que para los instantes futuros más allá del horizonte de control se supone que la señal de control es constante. Estos conceptos se ilustran en la Figura 14.

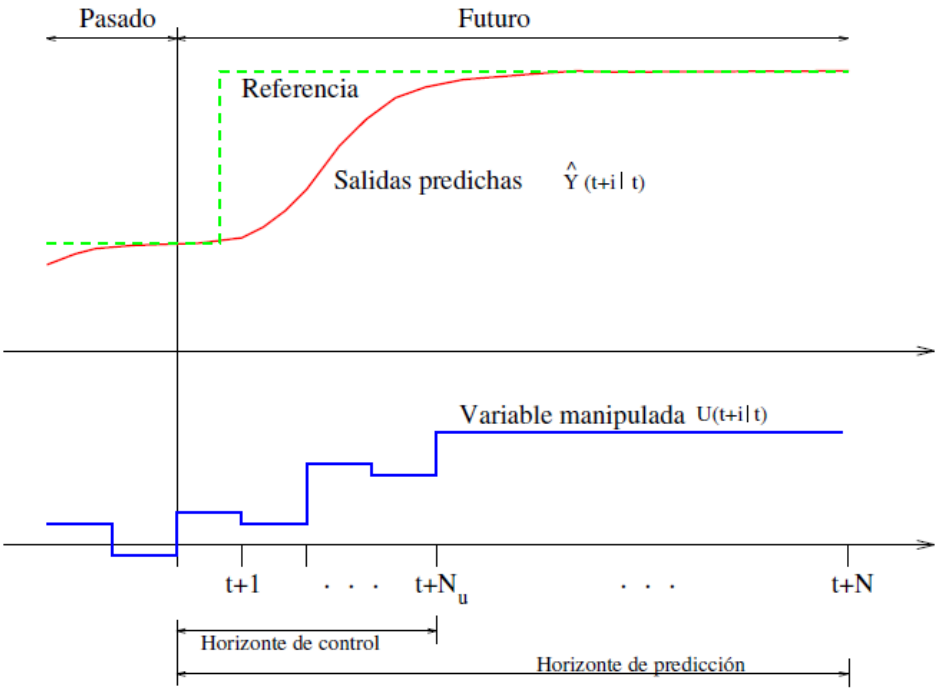

Figura 14. Estrategia del control predictivo basado en modelo

La secuencia de actuaciones futuras condiciona en gran medida la evolución futura del proceso. Para medir la bondad del control obtenido se puede formular un criterio o índice de comportamiento, de manera que se puede obtener mediante técnicas de optimización la secuencia de actuaciones óptima. Ésta será la que, de acuerdo con el criterio elegido, proporcione el mejor control. El cálculo de la señal de control obtenido a través de la minimización de un índice de comportamiento o función objetivo, es otra de las ideas comunes a las técnicas de control predictivo. La forma de la función objetivo varía de un tipo de control a otro. Una de las formas más populares es la de un criterio cuadrático en el que se calcula la suma de los errores predichos al cuadrado a lo largo del horizonte de

predicción (Hansen, Roche, Suryanarayanan, Maciejewski, & Siegel, 2015). Es habitual también considerar algún tipo de ponderación del esfuerzo de control, por lo que la forma del criterio sería:

$$J(u) = \sum_{k=1}^{N} (\hat{y}(t+k|t) - w(t+k))^2 + \lambda \sum_{k=1}^{N} u(t+k-1|t)^2 \; u(t|t), u(t+1|t), \cdots, u(t+N-1|t) \qquad \textbf{(28)}$$

Donde u es la secuencia de actuaciones futuras, $w(t+k)$ es el valor de la trayectoria de referencia y λ es un parámetro que pondera la importancia que tiene en la optimización el término del esfuerzo de control. En vista de lo anterior, el objetivo de un controlador predictivo sería obtener en cada instante de muestreo la secuencia de actuaciones u^* que hace mínimo el índice de funcionamiento, es decir:

$$u^* = \arg\min_{u \in U} J(u) \qquad \textbf{(29)}$$

Donde U es el conjunto de secuencias de actuaciones admisibles. Este conjunto vendrá definido por restricciones sobre las entradas y salidas de la planta. La aplicación de la señal de control se realiza mediante una estrategia llamada horizonte deslizante, la cual consiste en aplicar sólo la primera de las componentes de la secuencia de actuaciones calculada, es decir $u^*(t|t)$ descartándose el resto. En el instante $t+1$ se repite el proceso de calcular la secuencia obtenida, es decir $u^*(t+1|t+1)$ y descartándose las demás. Nótese que en general, debido a que el modelo no describe perfectamente la dinámica del proceso, $u^*(t+1|t) \neq u^*(t+1|t+1)$.

La estructura general empleada para la implementación de controladores predictivos se puede ver en la Figura 15.

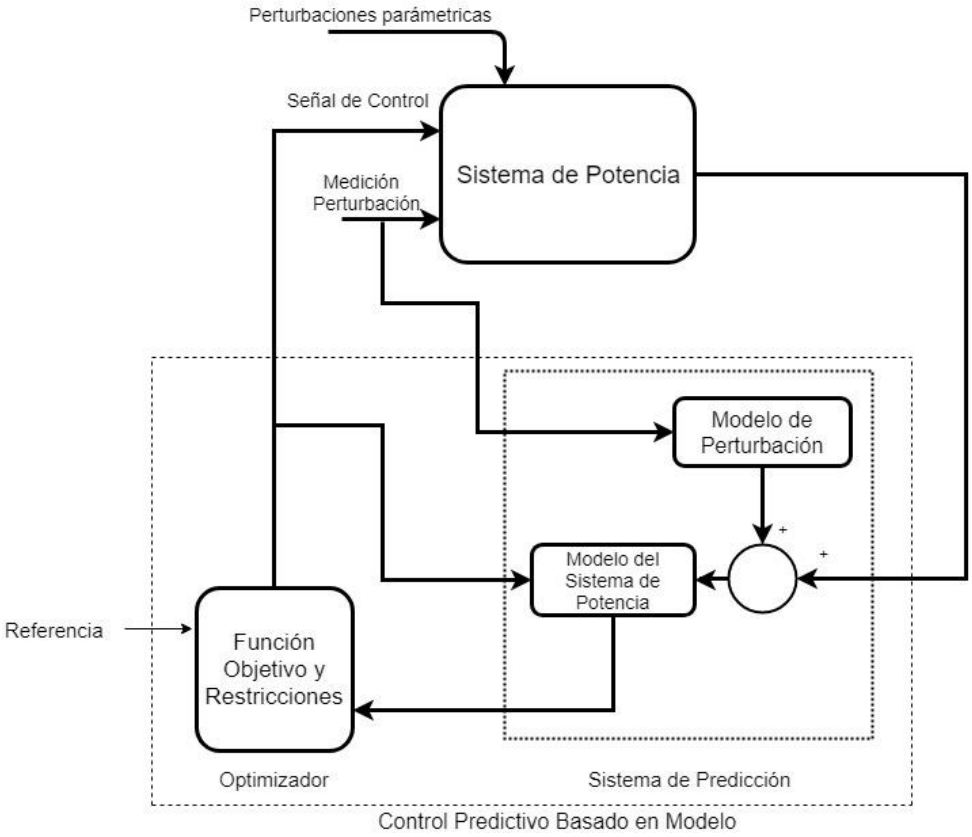

Figura 15. Estructura general de un MPC. Elaboración propia a partir de (Bevrani, 2009)

3.2.1 Método de predicción

Continuando con la representación discreta en variables de estados de un sistema de generación mostrado en el capítulo anterior, se podría realizar una propagación hacia el futuro en término de sus representaciones anteriores tal y como lo plantea (J. M. Maciejowski, 2002)

$$\begin{aligned}
\hat{x}(k+1|k) &= Ax(k) + B\hat{u}(k|k) \\
\hat{x}(k+2|k) &= A\hat{x}(k+1|k) + B\hat{u}(k+1|k) \\
&= A^2x(k) + AB\hat{u}(k|k) + B\hat{u}(k+1|k) \\
&\vdots \\
\hat{x}\big(k+H_p\big|k\big) &= A\hat{x}\big(k+H_p-1\big|k\big) + B\hat{u}\big(k+H_p-1\big|k\big) \\
&= A^{H_p}x(k) + A^{H_p-1}B\hat{u}(k|k) + \cdots + B\hat{u}(k+H_p-1|k)
\end{aligned} \tag{30}$$

Se emplea el término $\hat{u}(k|k)$ en vez de $u(k)$ debido a que se parte del hecho de que la medición en el instante k proviene de una acción de control realizada en el instante $k-1$. Para expresar de forma causal la acción de control se parte del hecho que $\Delta\hat{u}(k+i|k) = \hat{u}(k+i|k) - \hat{u}(k+i-1|k)$ y ya que es posible tener la medición de $u(k-1)$ entonces podemos expresar el vector de control como

$$\begin{aligned} \hat{u}(k|k) &= \Delta\hat{u}(k|k) + u(k-1) \\ \hat{u}(k+1|k) &= \Delta\hat{u}(k+1|k) + \Delta\hat{u}(k|k) + u(k-1) \\ &\vdots \\ \hat{u}(k+H_u-1|k) &= \Delta\hat{u}(k+H_u-1|k) + \cdots + \Delta\hat{u}(k|k) + u(k-1) \end{aligned} \tag{31}$$

Ahora, formulando el modelo de predicción de la acción de control en términos del modelo de predicción y expresándolo de forma matricial se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \hat{x}(k+1|k) \\ \vdots \\ \hat{x}(k+H_u|k) \\ \hat{x}(k+H_u+1|k) \\ \vdots \\ \hat{x}(k+H_p|k) \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} A \\ \vdots \\ A^{H_u} \\ A^{H_u+1} \\ \vdots \\ A^{H_p} \end{bmatrix} x(k) + \begin{bmatrix} B \\ \vdots \\ \sum_{i=0}^{H_u-1} A^i B \\ \sum_{i=0}^{H_u} A^i B \\ \vdots \\ \sum_{i=0}^{H_p-1} A^i B \end{bmatrix} u(k-1)}_{Pasado} + \underbrace{\begin{bmatrix} B & \dots & 0 \\ AB+B & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \sum_{i=0}^{H_u-1} A^i B & \dots & B \\ \sum_{i=0}^{H_u} A^i B & \dots & AB+B \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \sum_{i=0}^{H_p-1} A^i B & \dots & \sum_{i=0}^{H_p-H_u} A^i B \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\hat{u}(k|k) \\ \vdots \\ \Delta\hat{u}(k+H_u-1|k) \end{bmatrix}}_{Futuro} \tag{32}$$

La cual se puede representar como un sistema de ecuaciones matriciales de la forma

$$\mathcal{X}(k) = \Psi x(k) + \Upsilon u(k-1) + \Theta\Delta\mathcal{U}(k) \tag{33}$$

3.2.2 Ley de control

Considere el sistema lineal discreto variante en el tiempo presentado a continuación

$$\begin{aligned} x(k+1) &= A(k)x(k) + B(k)x(k) \\ y(k+1) &= Cx(k) \end{aligned} \tag{34}$$

En el cual la notación $A(k)$ indica que las matrices del modelo cambian en cada instante de tiempo. Esto no significa que su variación pueda ser modelada y predecible (por estar

en términos de k) ya que precisamente su variación no es conocida. En cuanto a la variación del par A, B, esta se puede representar como el sistema politopo

$$[A(k) \quad B(k)] \in \Omega \tag{35}$$

Donde Ω es la representación de un conjunto convexo el cual se encuentra definido por sus vértices

$$\Omega = C_o\{[A_1, B_1], [A_2, B_2], \cdots, [A_L, B_L]\} \tag{36}$$

Por lo que se supone que la dinámica exacta del sistema de generación estará descrito en todo momento por una combinación convexa de los vértices

$$[A, B] = \sum_{i=1}^{L} \gamma_j \left[A_j, B_j\right] \tag{37}$$

En cuanto al funcional de costo, este se define como

$$J_p(k) = \sum_{i=0}^{p} \left\{ \|\hat{x}(k+i|k)\|_Q^2 + \|\hat{u}(k+i|k)\|_R^2 \right\} \tag{38}$$

Cuando $p \to \infty$ la función de costo conduce a leyes de control con estabilidad nominal garantizada. La robustez de esta estrategia consiste en calcular la acción de control que resuelva el siguiente problema:

$$\min_{u(k+i|k),\ i=0,1,\cdots,m} \ \max_{[A(k+i) \quad B(k+i)] \in \Omega,\ \ i \geq 0} J_p(k) \tag{39}$$

El problema de optimización visto en (39) se puede reescribir de forma tal que el término de maximización se pueda interpretar como un término de minimización. Para ello, el sistema en cuestión debe contar con una cota superior de atracción la cual debe ser definida para posteriormente ser minimizada, es decir, cambiar un punto de maximización, por una región en minimización.

El primer paso para lograr este objetivo es definir la desigualdad de Lyapunov y la desigualdad de Riccati, las cuales respectivamente son representadas por (40) y (41):

$$A^T P + PA + Q < 0 \ ; \qquad P = P^T \in \mathbb{R}^{nxn} \tag{40}$$

$$A^T P + PA + PBB^T P + Q < 0 \ ; \qquad P = P^T \in \mathbb{R}^{nxn} \tag{41}$$

Cada una de ellas representa una parte de la minimización, y reescribiendo en forma matricial se obtiene (37)

$$\begin{bmatrix} A^T P + PA + Q & PB \\ B^T P & -I \end{bmatrix} < 0 \tag{42}$$

Donde el término desconocido a encontrar es la matriz simétrica P. Existen tres formas genéricas que describen la forma del problema de una desigualdad de matrices (LMI)

i. Forma de factibilidad

Encontrar $x \in \mathbb{R}^P$ tal que $L(x) < 0$

ii. Factibilidad con restricciones

Minimizar $c^T x$ sujeto a $L(x) < 0$

iii. Minimización generalizada de valores propios bajo restricciones

Minimizar λ sujeto a $\begin{cases} \mathcal{C}(x) > 0 \\ \mathcal{B}(x) > 0 \\ \mathcal{A}(x) < \lambda \mathcal{B}(x) \end{cases}$

Para este trabajo se empleará la forma de factibilidad con restricciones.

La maximización sobre el conjunto Ω, correspondiente al segundo problema de minimización, consiste en escoger cual planta variante en el tiempo, $[A(k+i) \ \ B(k+i)] \in \Omega, i \geq 0$, puede ser usada como “modelo” para predicción y representar el más grande “peor caso” para el funcional objetivo $J_p(k)$ a lo largo de todo el politopo Ω. Este peor caso

es entonces minimizado mediante la acción de control $u(k+i|k)$ a lo largo de la propagación de la predicción. Para ello es necesario definir la ecuación de energía a minimizar la cual genéricamente se encuentra definida como (43)

$$V(x) = x^T P x \tag{43}$$

Ya que el propósito del control predictivo es encontrar una acción de control óptima para cada iteración, la ecuación mostrada en (43) se puede describir como una propagación hacia el futuro tal y como lo muestra (44), en términos de la función objetivo a minimizar.

$$V\big(x(k+i+1|k)\big) - V\big(x(k+i|k)\big) \leq J_p \tag{44}$$

El término J_p es escogido a criterio del diseñador, y debe ser una función convexa. Una vez seleccionada dicha función, se debe despejar la ecuación en términos de las acciones de control para quedar finalmente de la forma

$$\begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & a_{14} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & a_{24} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & a_{34} \\ a_{41} & a_{42} & a_{43} & a_{44} \end{bmatrix} \geq 0 \tag{45}$$

Donde almenos uno de los a_{ij} términos debe contener la variable de control K_k a encontrar. De esta manera la acción de control predictiva robusta se escribe de la forma

$$u(k) = K_k . x_{k-1} \tag{46}$$

Donde el anterior procedimiento consiste en el cálculo de la ganancia K_k con fines óptimos y robustos.

3.2.3 Módulo optimizador

El método empleado para resolver el problema de optimización planteado en 57 se denomina como “programación cuadrática lineal”, y es particularmente aplicado en el paquete de simulación Matlab – Simulink a partir de (Coleman & Li, 1996) el cual plantea

un método iterativo llamado Newton reflectivo que permite encontrar un mínimo a partir de una función objetivo de la siguiente forma:

$$\min_{x} \left\{ q(x) \stackrel{\text{def}}{=} c^T x + \frac{1}{2} x^T H x \ : \quad l \leq x \leq u \right\} \tag{47}$$

El método garantiza convergencia si se cumplen los siguientes enunciados:

- El conjunto de soluciones del problema de optimización debe ser convexo (incluyendo las restricciones)
- El punto inicial de optimización debe ser parte del conjunto solución
- La función a optimizar debe ser diferenciable en todo punto

Este método a su vez, consta de 5 sub-algoritmos los cuales se definen como

1. Algoritmo de método interno, local y cuadrático de Newton.
2. Algoritmo de determinación de la trayectoria reflectiva lineal.
3. Algoritmo de satisfacción de condiciones para los elementos de frontera.
4. Algortimo de bisección lineal por partes.
5. Algoritmo de trayectoria reflectivo funcional para condiciones de línea.

Una vez se cumplan los enunciados de convergencia descritos anteriormente, es muy factible que el método de optimización converja.

En (Coleman & Li, 1996) se puede encontrar en mayor detalle el mecanismo de optimización de la optimización cuadrática lineal.

En este capítulo se describe de una manera general los mecanismos de control que serán llevados a cabo, los cuales corresponden a un controlador de la familia PID y un controlador de la familia MPC. El siguiente capítulo, presenta la formulación en la que dichos algoritmos son formulados para posteriormente ser puestos a prueba.

4. Ajuste y formulación de controladores

4.1 Modelo de la planta

Ya que el objetivo de control es regular la frecuencia de un área en cuestión, el modelo a tener en cuenta para llevar a cabo la predicción debe tener como base la información de todos los elementos que aportan a la inyección de potencia. Como se mostró anteriormente en la ecuación swing (sección 2.1), un elemento de generación se puede describir de la forma

$$\frac{2H}{\omega_0}\ddot{\delta} + \frac{D}{\omega_0} = P_m - P_e \tag{48}$$

Y dada la propiedad de escalabilidad que presenta, este sistema es comúnmente utilizado para describir la dinámica de un sistema completo con:

D amortiguamiento total del sistema de potencia

H Inercia total del sistema de potencia

P_m Potencia mecánica total del sistema (acción de control)

P_e Potencia eléctrica consumida por el sistema de potencia (perturbación)

$\ddot{\delta} = \dot{\omega} = \alpha$ Aceleración total del sistema de potencia

La ecuación presentada en (44) representa el conjunto de los elementos de generación de un sistema eléctrico y con ella se procede a ajustar las estrategias de control para el esquema secundario de potencia.

Ya que el mecanismo de control a implementar es discreto, su respectivo modelo base también debe serlo. Es por esto que se aplica el método de retención de orden cero (ZOH) el cual se presenta a continuación

$$h(kT + \tau) = a_n\tau^n + a_{n-1}\tau^{n-1} + \cdots + a_1\tau + a_0 \tag{49}$$

Con

$$kT \leq t < (k+1)T \tag{50}$$

como la base de la discretización. Es importante tener en cuenta que según el teorema de Parseval, la constante de tiempo de un sistema debe ser contenido al menos en 10 unidades de muestreo. De esta forma se obtiene una representación discreta de la forma

$$\begin{aligned} x(k+1) &= Ax(k) + Bu(k) \\ z(k) &= C_z x(k) \end{aligned} \tag{51}$$

4.2 Control PI

Existen en la literatura diversos métodos para la sintonía de un controlador de la familia proporcional integral derivativo. Existen métodos empíricos tales como Ziegler – Nichols, Cohen & - Coon, entre otros, y métodos determinísticos tales como Lugar geométrico de raíces y ubicación de polos. El procedimiento con el cual se ajusto esta estrategia para la jeraquía secundaria fue la ubicación de polos. Se parte del lazo de control mostrado en la Figura 16.

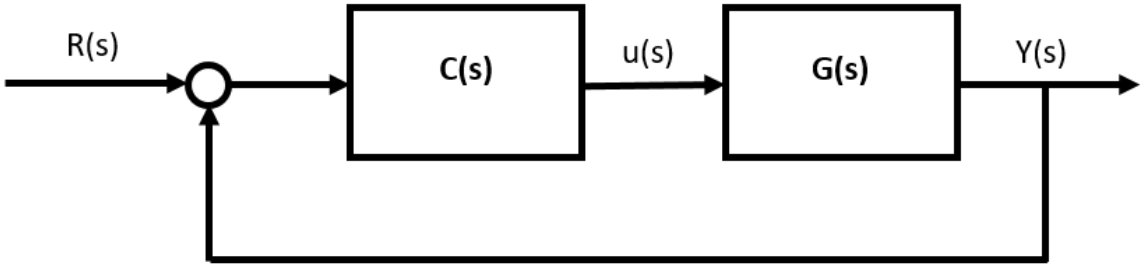

Figura 16. Diagrama de bloques controlador clásico

Donde C(s) representa el controlador y G(s) el modelo visto anteriormente en la ecuación (48) en términos de LaPlace. Realizando algebra de bloques y expresando de forma conjunta se obtiene

$$H(s) = \frac{K_p s + K_i}{s^2 + \left(0.1 + K_p\right)s + K_i} \tag{52}$$

Posteriormente se procede a construir el polinomio desead el cual describe la dinámica del sistema de potencia a lazo cerrado.

$$H(s) = \frac{\omega_n}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + {\omega_n}^2} \tag{53}$$

Tomando un tiempo de estabilización $T_s = 10s$, asumiendo una respuesta sobreamortiguada $\zeta = 1$ e igualando (52) y (53), se obtienen las siguientes constantes para el controlador:

$$K_p = 0.8, K_i = 0.016 \tag{54}$$

4.3 Control Predictivo Robusto basado en Modelo (RMPC)

El propósito de la estrategia de control robusta es mantener el sistema estable a pesar de las variaciones paramétricas que este pueda contener. Esto en términos de una estrategia óptima tal como el RMPC, se traduce en llevar y mantener el sistema en un punto de operación con la mínima acción de control ante una perturbación que contiene una variación paramétrica no conocida. En este caso la estrategia de control robusta se basa en la variación de parámetros tales como el amortiguamiento y la inercia, la cual en un sistema de potencia real se ve como la salida y entrada no controlada y variable de los elementos de generación.

En la literatura existen diferentes formulaciones de control robusto óptimo para mejorar el problema del desempeño de control ante la variación paramétrica que afecta en gran medida el desempeño de las estrategias de control. (Bevrani, 2009) presenta un conglomerado de estrategias robustas de control, en gran parte basado en estrategias

robustas H^2 y H^∞, y una variante de control predictivo robusto basado en modelo llamado $\mu - MPC$ en la cual se fundamenta el RMPC presentado a continuación, sin embargo esta no cuenta con la misma formulación robusta y varía en la forma en la cual se estructura la variación de parámetros.

4.4 Cálculo de la ley de control

Para resolver el problema de optimización mostrado en (39) mediante la técnica de desigualdades matriciales LMI, Se parte de la existencia de una cota superior, como se mencionó en el capítulo anterior, también conocida como funcional de energía $V(x) = x^T P x$ con $P > 0$ tal que para cualquier par $\hat{x}(k+i|k), \hat{u}(k+i|k)$ se corresponde el modelo variante (56). Por lo tanto si se toma el siguiente funcional cuadrático

$$J_p = x^T Q x + u^T R u \tag{55}$$

Propagando en el tiempo y reemplazando en la ecuación (44), se obtiene:

$$\begin{aligned} V\big(x(k+i+1|k)\big) - V\big(x(k+i|k)\big) \\ \leq -(x(k+i|k)^T Q x(k+i|k) + u(k+i|k)^T R u(k+i|k) \end{aligned} \tag{56}$$

Para cada $i \geq 0$, se tiene que cada valor de la función de optimización, es una cota superior para la función de costo $V_\infty(k)$. Lo que en otras palabras significa que si $V_p(k) < \infty$ entonces $k(\infty|k) = 0$ y por lo tanto también $V\big(x(\infty|k)\big) = 0$. Resolviendo (45) desde $i = 0$ hasta $i = \infty$

$$-V\big(x(k|k)\big) \leq -V_p(k) \tag{57}$$

En resumen, de esta manera obtenemos una cota superior para el objetivo del desempeño robusto. La cual para cada instante k, genera una acción de la forma $u(k+i|k) = Kx(k+i|k)$ que minimiza la función de energía $V(x(k|k))$. En este sentido el RMPC formulado funciona de la misma forma que un MPC estándar, el cual solo utiliza la primera acción de control del vector $u(k|k)$. En el siguiente paso el estado $x(k+1)$ es medido y la optimización es repetida para recalcular F y así sucesivamente.

La razón por la que (57) es relativamente un mejor problema de optimización es debido a su naturaleza convexa, por otro lado (39) no lo es. Como se mencionó anteriormente, (57) puede ser resuelto mediante la ayuda de las LMI's

$$\begin{bmatrix} Q & x(k|k) \\ x(k|k)^T & 1 \end{bmatrix} \geq 0 \tag{58}$$

Donde Q hace parte de los parámetros de diseño mostrado en el caítulo posterior. Ahora se asume que la señal de la acción de control es determinada como una realimentación de estados $\hat{u}(k+i|k) = K_k\hat{x}(k+i|k)$ y se sustituye el término $\hat{u}(k+i|k)$ en (45). Esto resulta en

$$\begin{aligned}\hat{x}(k+i|k)^T\big[\{A(k+i)+B(k+i)K_k\}^T P\{A(k+i)+B(k+i)K_k\} - P + {K_k}^T R K_k \\ + Q_1\big]\hat{x}(k+i|k) \leq 0\end{aligned} \tag{59}$$

La cual es cierta para todo $i \geq 0$ si

$$\{A(k+i)+B(k+i)K_k\}^T P\{A(k+i)+B(k+i)K_k\} - P + {K_k}^T R K_k + Q_1 \leq 0 \tag{60}$$

Esta desigualdad resulta ser otra LMI. Pre y post multiplicando por Q, con $Q \geq 0$, sustituyendo $P = \gamma Q^{-1}$ y además definiendo $Y = K_k Q$ se obtiene,

$$Q - \{A(k+i)Q + B(k+i)Y\}^T Q^{-1}\{A(k+i)+B(k+i)Y\} - \frac{QQ_1Q}{\gamma} - \frac{Y^T R Y}{\gamma} \geq 0 \tag{61}$$

Expresando de forma matricial

$$\begin{bmatrix} Q & 0 & 0 & A(k+i)Q + B(k+i)Y \\ 0 & \gamma I & 0 & Q^{\frac{1}{2}}Q \\ 0 & 0 & \gamma I & R^{\frac{1}{2}}Y \\ QA(k+i)^T + Y^T B(k+i)^T & QQ_1^{\frac{T}{2}} & Y^T R^{\frac{T}{2}} & Q \end{bmatrix} \geq 0 \tag{62}$$

Ya que el par $A(k+i), B(k+i)$ pertenecen al politopo convexo Ω, entonces se puede decir que para cada vértice mencionado en (41) existe un par A_j, B_j tal que

$$\begin{bmatrix} Q & 0 & 0 & A(k+i)Q+B(k+i)Y \\ 0 & \gamma I & 0 & Q^{\frac{1}{2}}Q \\ 0 & 0 & \gamma I & R^{\frac{1}{2}}Y \\ QA_j^T+Y^TB_j^T & QQ_1^{\frac{T}{2}} & Y^TR^{\frac{T}{2}} & Q \end{bmatrix} \geq 0 \quad \textbf{(63)}$$

Donde finalmente la ley de control se define entonces como

$$u = K(k)x(k) \quad \textbf{(64)}$$

Sujeto a la minimización:

$$\min_{\gamma,Q,Y} \gamma \qquad \text{Sujeto a:}$$

$$\begin{bmatrix} Q & x(k|k) \\ x(k|k)^T & 1 \end{bmatrix} \geq 0$$

$$\begin{bmatrix} Q & 0 & 0 & A(k+i)Q+B(k+i)Y \\ 0 & \gamma I & 0 & Q^{\frac{1}{2}}Q \\ 0 & 0 & \gamma I & R^{\frac{1}{2}}Y \\ QA_j^T+Y^TB_j^T & QQ_1^{\frac{T}{2}} & Y^TR^{\frac{T}{2}} & Q \end{bmatrix} \geq 0 \quad \textbf{(65)}$$

Donde el término a minimizar K_k se encuentra contenido en las coordenadas matriciales de la segunda LMI $a_{14}, a_{34}\ y\ a_{43}$, con $Y = K_kQ$.

4.5 Índice de máxima desviación de frecuencia

Este índice y su definición es tomado de (Alvarez, Manuel, Schweickardt, Manuel, & Alvarez, 2013).

También conocido por sus siglas en inglés como MFDI, el índice de máxima desviación de frecuencia es una clara representación del efecto dinámico producido por las contingencias en un sistema interconectado. Entre más grande sea la magnitud del índice más fuerte es la magnitud de la contingencia. El índice presentado a continuación es calculado como la mayor desviación de frecuencia de cada máquina $\Delta f_{i\,max}$ relativo a una desviación máxima

admisible $\Delta f_{max,adm}$ de todo el sistema de potencia. El rango de este índice varía desde cero, el caso en que no se produce desviación de frecuencia alguna, hasta la unidad, para el caso en el cual el sistema alcanza su máximo admisible de desviación de frecuencia indicando así un colapso del sistema. El MFDI se define como

$$MFDI = min\left\{\begin{matrix} max \\ i = 1 \dots NG \end{matrix}\left[\frac{|\Delta f_{i\,max}|}{\Delta f_{max,adm}}\right]\right\} \quad \textbf{(66)}$$

Donde NG es el número de generadores en operación. El máximo valor admisible se refiere tanto para sub-frecuencia como para sobre-frecuencia y es medido en los respectivos elementos de generación, siendo este índice una herramienta dinámica para la supervisión del estado de operación de las máquinas síncronas.

A lo largo de este capítulo se formuló una estrategia de control PI mediante el método de ubicación de polos, en cuanto al controlador RMPC, se tuvo en cuenta la formulación de LMI con factibilidad de restricciones de una forma cuadrática la cual asegura convergencia. Se realizaron los despejes necesarios y se llegó a la formulación del controlador para el caso de un sistema de potencia. El siguiente capítulo contiene información sobre como afectan la variación de los parámetros a las variables de control, y mediante ello establecer los escenarios de pruebas.

5. Análisis de sensibilidad

En ingeniería, es muy común encontrar la implementación de modelos matemáticos para describir un fenómeno en particular, en este caso se utilizan principalmente representaciones de cargas y generadores. Sin embargo, la obtención de un modelo surge a partir de un marco de referencia, en el cual se especifican como constantes términos tales como la inercia o el amortiguamiento del sistema, los cuales varían a medida que se

conectan o se desconectan los elementos de la red. También es común encontrar en los métodos de modelamiento variables despreciadas, generalmente por aportar muy poco detalle a la dinámica final del proceso; la acumulación de esta falta de información se convierte en puntos débiles para el análisis ingenieril incluyendo el desarrollo y la sintonía de las estrategias de control.

Trabajos tales como (Patino, 2017), (Patino et al., 2017) y (Huang & Li, 2013) realizan un análisis de sensibilidad el cual relaciona variables tales como la transferencia de potencia, las acciones de control y parámetros como el amortiguamiento. En base a esto, en esta sección se realiza un estudio de sensibilidad para los parámetros de inercia y amortiguamiento provenientes de la ecuación swing mostrada en (4), teniendo en cuenta una variación dinámica alrededor de los parámetros de inercia y amortiguamiento.

La metodología implementada busca principalmente cuantificar la proporción de variación proveniente del cambio de los parámetros anteriormente mencionados. La manera más adecuada de realizar este análisis es expresando los parámetros variantes como la suma de una variable constante y una variable dinámica, lo que traduce a la variación del parámetro como una dinámica desconocida alrededor de un punto. (X. Liu, Zhang, & Lee, 2016)

5.1 Aceleración vs variación de inercia

Se parte del fenómeno descrito en la ecuación (4) al cual se le agrega el término de variación de inercia, tal y como se presenta a continuación:

$$\frac{2(H+\varepsilon_H)}{\omega_0}\dot{\omega} + D\omega = P_m - P_e \tag{67}$$

Despejando la dinámica asociada a la aceleración se obtiene

$$\dot{\omega} = \frac{\omega_0}{2(H+\varepsilon_H)}(P_m - P_e - D\omega) \tag{68}$$

Realizando la derivada parcial de la aceleración respecto a la variación de la inercia

$$\frac{\partial}{\partial \varepsilon_H}\dot{\omega} = \frac{\partial}{\partial \varepsilon_H}\left(\frac{\omega_0}{2(H+\varepsilon_H)}(P_m - P_e - D\omega)\right) \quad \textbf{(69)}$$

Desarrollando la derivada del cociente

$$\frac{\partial \dot{\omega}}{\partial \varepsilon_H} = \frac{\omega_0}{2(H+\varepsilon_H)^2}(P_m - P_e - D\omega) \quad \textbf{(70)}$$

Estableciendo el término $P_m - P_e - D\omega = \Delta P$ entonces queda

$$\frac{\partial \dot{\omega}}{\partial \varepsilon_H} = \frac{\omega_0}{2(H+\varepsilon_H)^2}\Delta P \quad \textbf{(71)}$$

Se dice entonces que una variación en la inercia del sistema afecta inversamente a la variación de la velocidad en una cantidad equivalente al cuadrado de la incertidumbre de inercia y adicionalmente se pondera por el desbalance de potencia, lo que para una acción de control convencional basada en modelo significa dinámicas más rápidas o más lentas de lo normal.

5.2 Aceleración vs variación de amortiguamiento

De manera similar a la ecuación (67), se adiciona el término de variación de amortiguamiento,

$$\frac{2H}{\omega_0}\dot{\omega} + (D+\varepsilon_D)\omega = P_m - P_e \quad \textbf{(72)}$$

Despejando el término asociado a la aceleración

$$\dot{\omega} = \frac{\omega_0}{2H}(P_m - P_e - (D+\varepsilon_D)\omega) \quad \textbf{(73)}$$

Realizando la derivada parcial de la aceleración respecto a la variación del amortiguamiento

$$\frac{\partial}{\partial \varepsilon_D}\dot{\omega} = \frac{\partial}{\partial \varepsilon_D}\left(\frac{\omega_0}{2H}(P_m - P_e - (D+\varepsilon_D)\omega)\right) \quad \textbf{(74)}$$

Anulando términos constantes

$$\frac{\partial \dot{\omega}}{\partial \varepsilon_D} = -\frac{\omega.\omega_0}{2H}\frac{\partial(D+\varepsilon_D)}{\partial \varepsilon_D} \quad \textbf{(75)}$$

Como se aclaró anteriormente, el término D es constante y su variación es representada por el término ε_D, de esta forma entonces queda

$$\frac{\partial \dot{\omega}}{\partial \varepsilon_D} = -\frac{\omega . \omega_0}{2H} \tag{76}$$

En este caso, la variación de la aceleración respecto a la variación del amortiguamiento se ve afectada de forma negativa por la relación velocidad – inercia, implicando que una disminución de la inercia y un aumento en la velocidad aumentarían el déficit de amortiguamiento.

5.3 Potencia mecánica vs variación de inercia

Retomando el término de variación de inercia y despejando la potencia mecánica, se obtiene

$$P_m = \frac{2(H + \varepsilon_H)}{\omega_0}\dot{\omega} + P_e + \ D\omega \tag{77}$$

Derivando parcialmente respecto a la variación de la inercia

$$\frac{\partial P_m}{\partial \varepsilon_H} = \frac{\partial}{\partial \varepsilon_H}\left(\frac{2(H + \varepsilon_H)}{\omega_0}\dot{\omega} + P_e + \ D\omega\right) \tag{78}$$

Anulando términos constantes

$$\frac{\partial P_m}{\partial \varepsilon_H} = \frac{2\dot{\omega}}{\omega_0}\frac{\partial (H + \varepsilon_H)}{\partial \varepsilon_H} \tag{79}$$

Reemplazando (73) en (79)

$$\frac{\partial P_m}{\partial \varepsilon_H} = \frac{\Delta P}{H + \varepsilon_H} \tag{80}$$

Como puede verse, la variación de la inercia afecta a la acción de control proporcionalmente al déficit de potencia, aumentando su variación cuando la inercia baja y aumentando el transitorio de potencia cuando dicho parámetro disminuye.

5.4 Potencia mecánica vs variación de amortiguamiento

Partiendo de la ecuación (77) y derivando parcialmente respecto la variación de la amortiguación

$$\frac{\partial P_m}{\partial \varepsilon_D} = \frac{\partial}{\partial \varepsilon_D}\left(\frac{2H}{\omega_0}\dot{\omega} + P_e + (D + \varepsilon_D)\omega\right) \quad \textbf{(81)}$$

Anulando términos constantes

$$\frac{\partial P_m}{\partial \varepsilon_D} = \omega \frac{\partial (D + \varepsilon_D)}{\partial \varepsilon_D} \triangleq \omega \quad \textbf{(82)}$$

De todas las sensibilidades anteriormente calculadas, esta podría considerarse como la más suave ya que solamente depende de la velocidad, la cual es muy constante y está sujeta a variaciones suaves.

5.5 Análisis de sensibilidades

La Tabla 1 presentada a continuación, resume el resultado de las funciones de sensibilidad obtenidas anteriormente.

Tabla 1. Funciones de sensibilidad

	P	$\dot{\omega}$
ε_H	$\frac{\partial P_m}{\partial \varepsilon_H} = \frac{\Delta P}{H + \varepsilon_H}$ (A)	$\frac{\partial \dot{\omega}}{\partial \varepsilon_H} = \frac{\omega_0 \, \Delta P}{2(H + \varepsilon_H)^2}$ (B)
ε_D	$\frac{\partial P_m}{\partial \varepsilon_D} = \omega \frac{\partial (D + \varepsilon_D)}{\partial \varepsilon_D} \triangleq \omega$ (C)	$\frac{\partial \dot{\omega}}{\partial \varepsilon_D} = -\frac{\omega . \omega_0}{2H}$ (D)

Se puede apreciar del conjunto de estas funciones de sensibilidad, que la inercia al estar presente en el denominador de tres de las cuatro funciones (ver A, B y D), es el parámetro que más impacto tiene sobre las dinámicas asociadas a la frecuencia y por ende a sus respectivas acciones de control. También se puede observar como la variación en la inercia afecta directamente el déficit de potencia (ver A y B), mientras que la variación del amortiguamiento, por su parte, afecta de forma directa la velocidad y por lo tanto la

frecuencia (ver C y D). Se destacan las funciones de sensibilidad (B) y (C). La función de sensibilidad B, es la única función con un término cuadrático, es decir, su desviación respecto a la inercia es más fuerte que las demás; en cuanto a la función de sensibilidad C, esta es la única sin un coeficiente paramétrico en su denominador, y ya que la velocidad es una variable que debe mantenerse operativamente fija, podría decirse que esta es la función de sensibilidad menos variable.

En este capítulo se dedujeron de forma analítica 4 funciones de sensibilidad las cuales muestran la forma en la que se comportará un sistema de potencia ante la variación de sus parámetros. Se encontró que el parámetro más influyente es el de la inercia, el cual influye en la mayoría de las variables de interés. El próximo capítulo, muestra como los controladores son afectados por dichas variaciones, realizando escenarios con variaciones individuales y variaciones en conjunto, tanto de eventos de carga como de parámetros.

6. Casos de aplicación

Este capítulo contiene principalmente tres escenarios de operación los cuales se soportan en las deducciones analíticas encontradas en el capítulo anterior. Se plantea inicialmente un escenario de pruebas con variaciones en la inercia, parámetro con mayor impacto, manteniendo la transferencia de potencia constante y de esta manera evidenciar como las estrategias de control afectan la dinámica de la frecuencia. En segundo lugar, un escenario donde se perturba la estabilidad del sistema, modificando la demanda de potencia mediante un aumento de carga en conjunto de las variaciones paramétricas anteriormente analizadas. Y finalmente, una comparación de ajustes de la estrategia de control robusta evidenciando como los parámetros de ajuste modifican el desempeño de control.

Para realizar las pruebas de la estrategia de control previamente desarrollada se emplearon dos sistemas de transmisión: el IEEE 9, en el cual se evidencian de una manera adecuada las dinámicas ocasionadas al sacar de operación parte de la generación. Y el IEEE 39 en el cual se puede apreciar la dinámica de la acción de control en un sistema mayormente enmallado. Para ambos sistemas se considera que la generación es hidráulica y la carga es Z constante.

Los parámetros de ajuste del controlador proporcional integral presentado a continuación fueron sintonizados mediante el método de asignación de polos teniendo como modelo la ecuación swing. Por practicidad, se agregaron a este capítulo las dinámicas de control más relevantes. Las simulaciones fueron llevadas a cabo en el paquete Matlab – Simulink.

6.1 WSCC - IEEE 9

El sistema de potencia utilizado en primera instancia para implementar la estrategia de control anteriormente formulada fue el sistema de transmisión IEEE 9, el cual es ampliamente utilizado en el medio para el análisis dinámico.

Se encuentra compuesto por 3 máquinas sincrónicas, cada una de ellas con sistemas de excitación IEEE tipo 1 y sistemas primo motor IEEEG1. 6 buses de transmisión a 230 kV y 3 buses de generación a 13.2 kV interconectados entre sí por 6 líneas de transmisión, 3 transformadores y 3 cargas de tipo Z constante. La demanda total del sistema en su escenario de operación típico se encuentra en 320MW y 110MVAr.

Los parámetros técnicos y escenario de operación del sistema dinámico de transmisión IEEE 9 fueron tomados de (IEEE, 2017)

La estrategia de control anteriormente diseñada cuenta con los siguientes parámetros de sintonía:

Tabla 2. Parámetros de control para caso WSCC

Variable	Valor
Tiempo de muestreo del controlador	$T_s = 0.1$

Peso de la acción de control	$R = 0.1$
Peso para el error de frecuencia	$Q = 1$
Restricción de la acción de control	$0\ p.u < P_m < 1\ p.u$
Restricción de la variable de control	$\Delta\omega < 0.035\ p.u$
Perturbación P_e al 10% del valor nominal	$t = 2s$
Máximo porcentaje de variación paramétrica	$\%\Omega = 30\%$
Horizonte de predicción	$H_p = 150$
Horizonte de control	$H_u = 5$

A su vez, el sistema de potencia cuenta con las siguientes características:

Tabla 3. Punto de operación WSCC

Variable	Valor
Potencia máxima	$[G_1\ G_2\ G_3] = [247.5\ 192\ 128]\ MW$
Punto de operación	$[G_1\ G_2\ G_3] = [247.5\ 192\ 128]\ MW$
Carga eléctrica del sistema	$[L_1\ L_2\ L_3] = [120\ 80.5\ 140]\ MW$

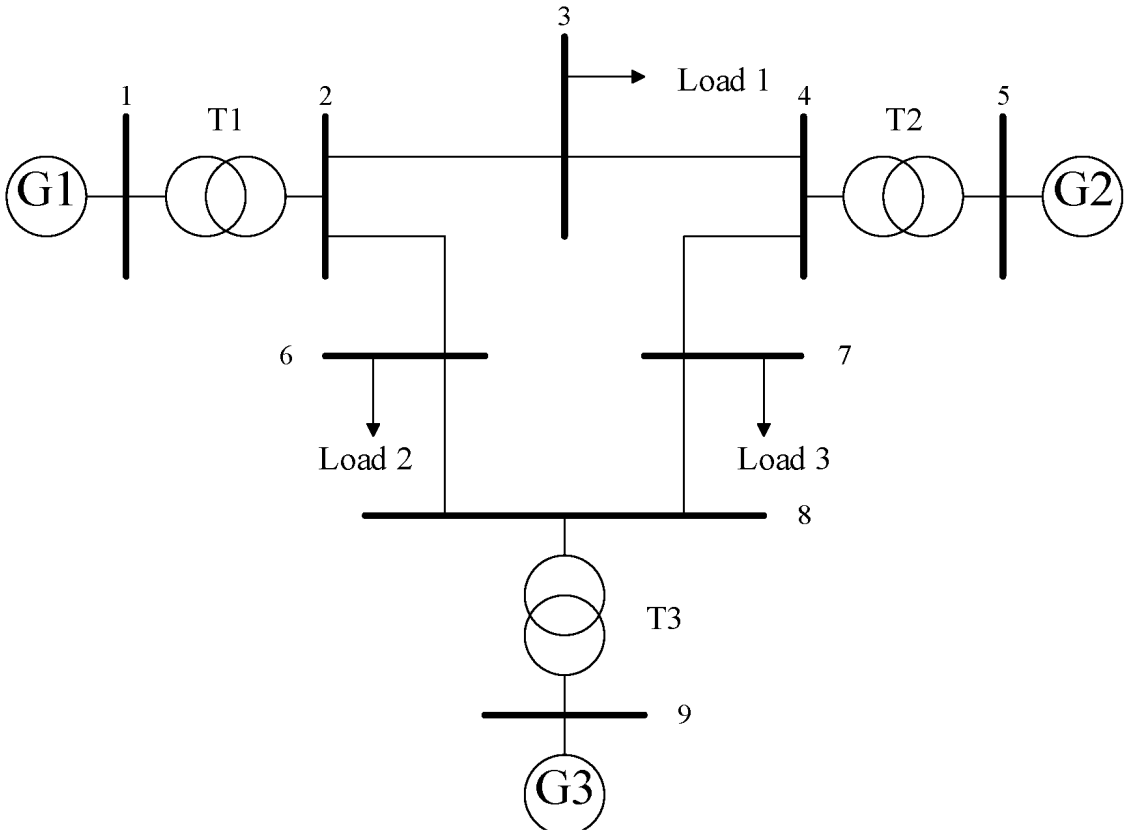

Figura 17. Sistema de transmisión de nueve barras

ESCENARIO 1

Se asume que el sistema se encuentra al 60% de su capacidad y se encuentra en el equilibrio. Para este escenario se realiza un evento de carga y dos eventos paramétricos de manera independiente, esto con el fin de analizar por separado la dinámica de cada perturbación. En $t = 2s$, se presenta un evento de carga equivalente al 10% de la generación total. En $t = 30s$ y $t = 50s$ se realiza una perturbación paramétrica para la inercia y el amortiguamiento respectivamente los cuales variarán desde 0% al 20%. Las respectivas dinámicas se pueden apreciar desde la Figura 15 hasta la Figura 23. El objetivo de este escenario es validar el desempeño de la estrategia robusta de control y apreciar como se ve afectada por las perturbaciones anteriormente mencionadas, teniendo como referencia una estrategia clásica de control tal como lo es el control PI. A continuación se

presentan los resultados y su respectiva descripción para el escenario de operación 1 en sus tres casos de operación para la dinámica de la frecuencia.

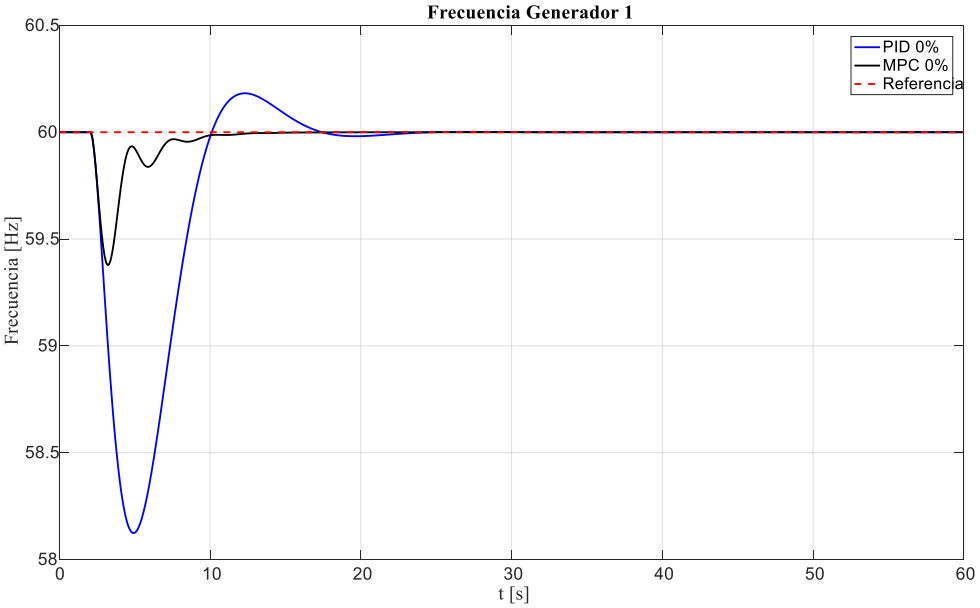

Figura 18. Frecuencia. Aumento en la carga al 10% sin variación paramétrica.

Este es el primero de los casos de operación del escenario 1. En él no se presentan variaciones paramétricas pero si se presenta un aumento de carga en $t = 2s$ equivalente al 10% de la demanda total, esto produce una disminución de la frecuencia del sistema la cual es compensada inicialmente por la reserva rodante para después ser compensada por la respectiva acción de control. Se puede evidenciar como a la estrategia de control clásica le toma cerca de 20 segundos en estabilizarse y presenta un sobrepico moderado. Por su parte la acción de control robusta si bien no presenta sobrepicos, transitoriamente tiene una dinámica oscilatoria. Esto se debe principalmente a que su acción de control no se basa únicamente de la medición del error, sino también de la predicción de sus estados. Dicho esquema de control robusto lleva el sistema a su punto de operación en aproximadamente 10 segundos.

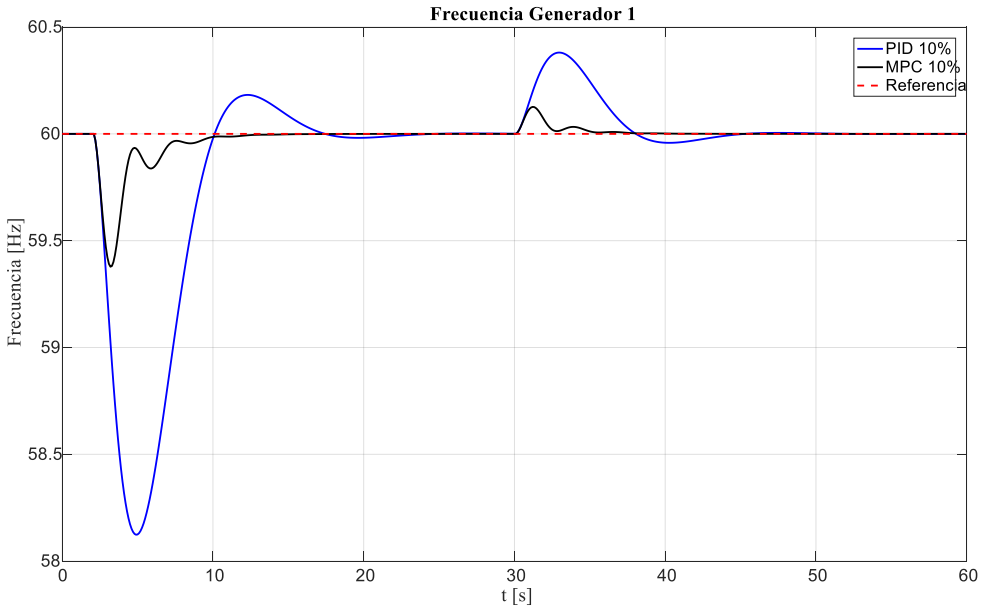

Figura 19. Frecuencia. Aumento en la carga al 10%, variación paramétrica al 10%.

En el segundo caso de operación del escenario 1, se observa en $t = 30s$ una variación paramétrica equivalente al 10% de la inercia del total de generación. La variación paramétrica ocurrida fue una pérdida de inercia, la cual por razones electromecánicas viene siendo un evento fuerte de operación para este escenario. En esta figura puede verse como la acción de control clásica presenta un sobrepico mayor a la de su primer transitorio tardando aproximadamente 15 segundos para reponerse. Por su parte, la estrategia de control robusta también se ve afectada por la variación de la inercia aunque en un menor nivel y tarda aproximadamente 5 segundos en recuperarse de la perturbación.

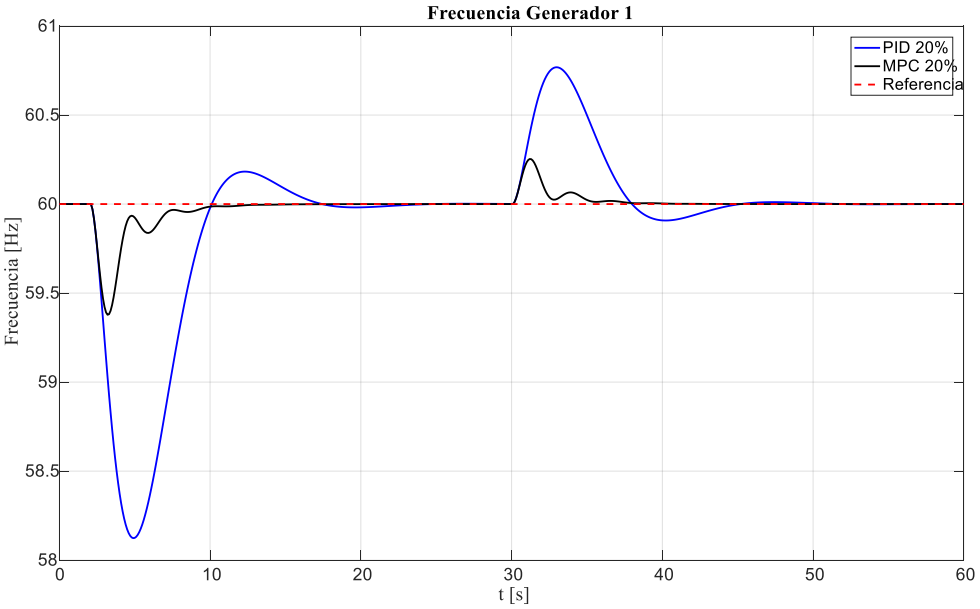

Figura 20. Frecuencia. Aumento en la carga al 10%, variación paramétrica al 20%.

Con una variación paramétrica equivalente al 20% de la inercia total, puede verse como la estrategia de control clásica pasa de tener un sobrepico cercano del 60.4 Hz a uno de 60.7 Hz mientras que la estrategia de control robusta se mantiene alrededor de los 60.2 Hz para ambos casos. Como es de esperarse, para ambas estrategias de control, el tiempo de asentamiento aumenta y para el caso de la estrategia de control robusta, se puede apreciar mejor la dinámica oscilatoria que presenta en su transitorio inicial.

A continuación se presentan los resultados y su respectiva descripción para el escenario de operación 1 en sus tres casos de operación para la acción de control.

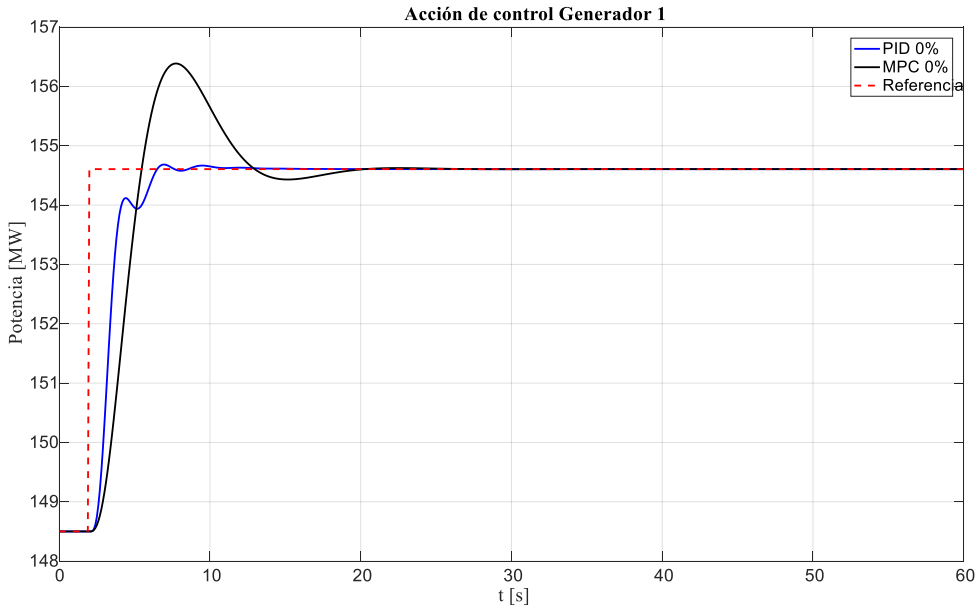

Figura 21. Acción de control. Aumento en la carga al 10% sin variación paramétrica.

Para este caso no se presentan variaciones paramétricas pero si se presenta un aumento de carga en $t = 2s$ equivalente al 10% de la demanda total. Puede observarse como ambas estrategias logran su objetivo y compensan la potencia faltante. Mientras que la estrategia clásica tarda aproximadamente 20s, la estrategia robusta tarda 10s.

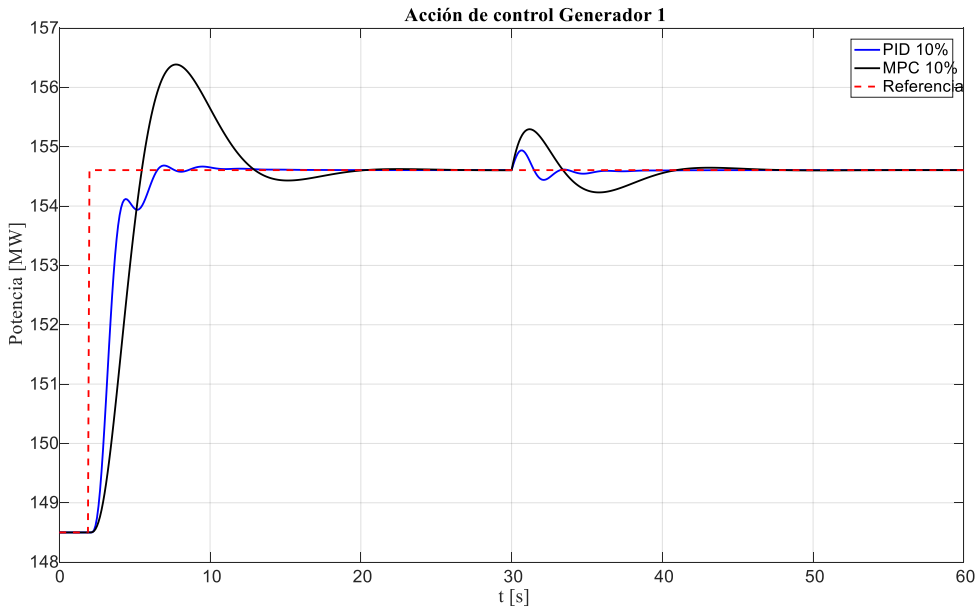

Figura 22. Acción de control. Aumento en la carga al 10%, variación paramétrica al 10%.

En el segundo caso de operación del escenario 1, se observa en $t = 30s$ una variación paramétrica equivalente al 10% de la inercia del total de generación. Debido a la pérdida de inercia, la acción de control se torna más rápida de lo habitual, causando presencias de sobrepicos. Al momento del evento de inercia ambas estrategias se van al alza, sin embargo la estrategia robusta logra acoplarse más rápidamente y con menor sobrepico.

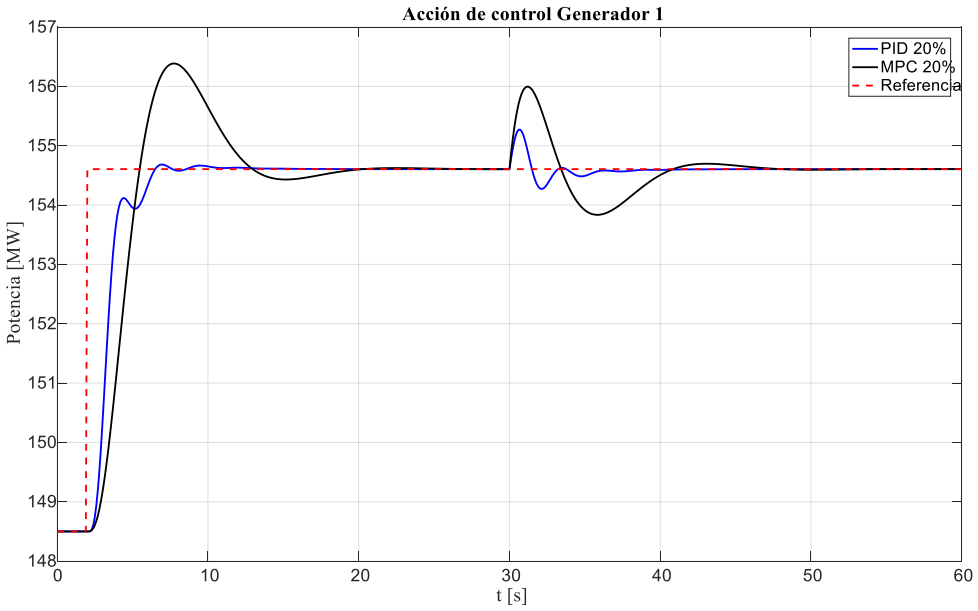

Figura 23. Acción de control. Aumento en la carga al 10%, variación paramétrica al 20%

Con una variación paramétrica equivalente al 20% de la inercia total, puede verse como la estrategia de control clásica pasa de tener una desviación de 0.5 MW a 1.3 MW y la estrategia de control robusta pasa de 0.2 MW a los 0.4 MW. Ambas estrategias de control presentan en sus acciones de control fenómenos oscilatorios debido a la pérdida de la inercia la cual afecta finalmente al amortiguamiento.

A continuación se presentan los resultados y su respectiva descripción para el escenario de operación 1 en sus tres casos de operación para el índice de máxima desviación de frecuencia.

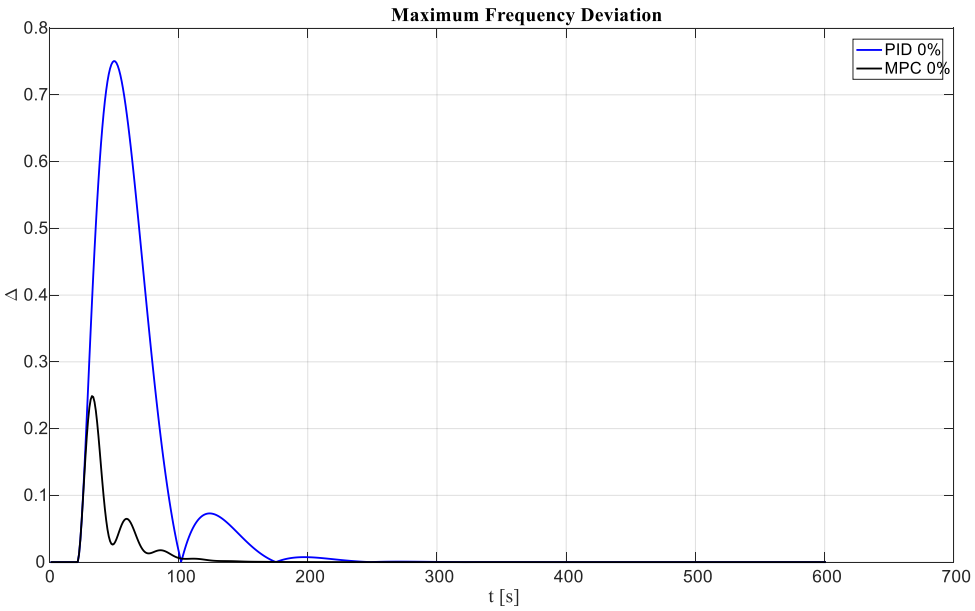

Figura 24. MFDI. Aumento en la carga al 10% sin variación paramétrica.

Para este caso no se presentan variaciones paramétricas pero si se presenta un aumento de carga en $t = 2s$ equivalente al 10% de la demanda total. Se puede apreciar en términos de la desviación máxima, que ante una perturbación, el control clásico lleva al sistema eléctrico cerca de sus límites admisibles (0.75 aproximadamente), mientras que para el mismo caso, la estrategia de control robusta llega hasta un nivel de aproximadamente 0.25.

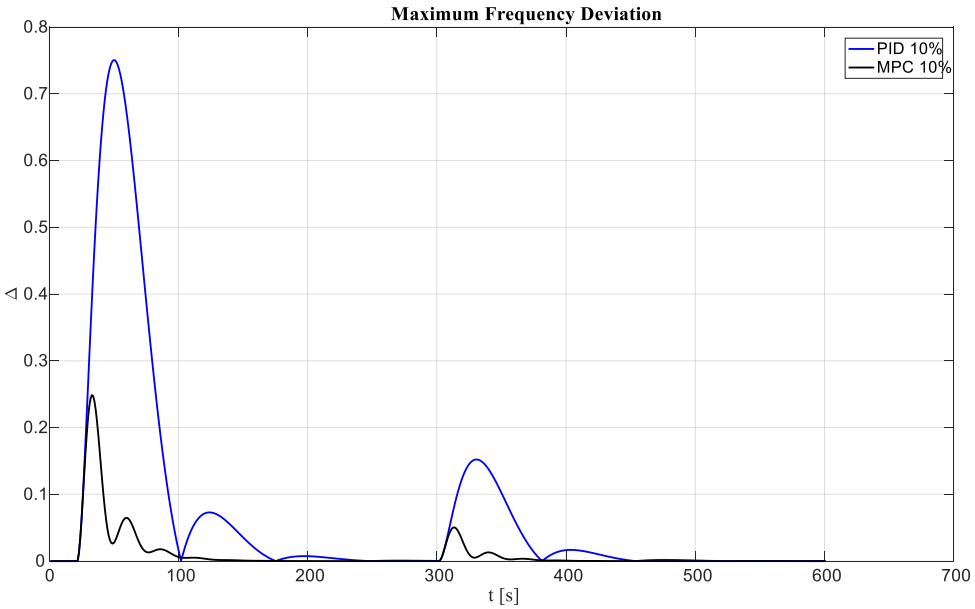

Figura 25. MFDI. MFDI. Aumento en la carga al 10%, variación paramétrica al 10%.

En el segundo caso de operación del escenario 1, se observa en $t = 30s$ una variación paramétrica equivalente al 10% de la inercia del total de generación. Para este caso de estudio, el cual presenta de forma separada los eventos paramétricos y los eventos de carga, una pérdida de inercia no representa peligro alguno en términos del índice de desviación en comparación del evento de carga mostrado en $t = 2s$.

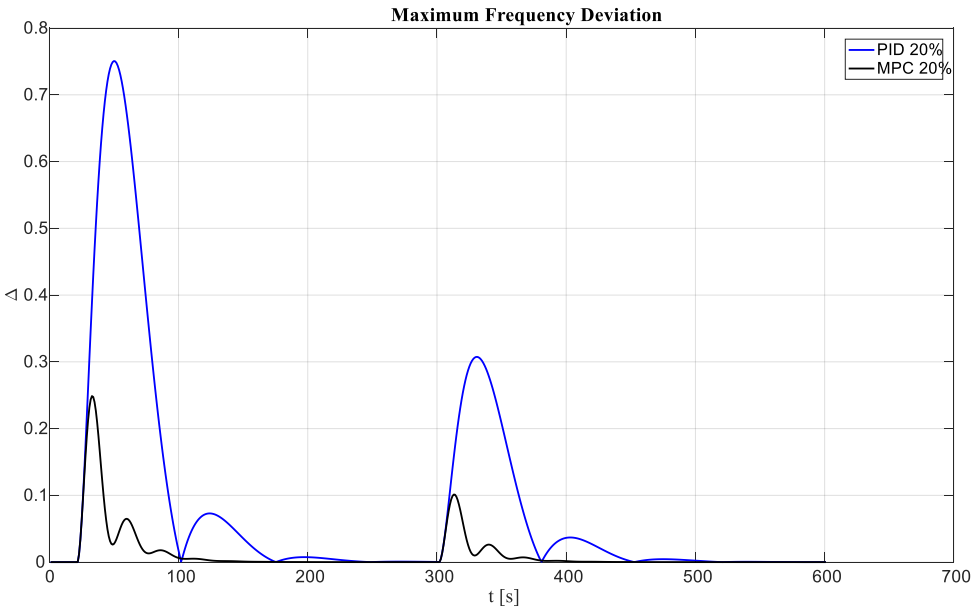

Figura 26. MFDI. Aumento en la carga al 10%, variación paramétrica al 20%.

En la realidad cuando se presenta una contingencia, todas las variables y parámetros cambian al tiempo, por lo que el escenario de prueba presentado a continuación presenta las perturbaciones presentadas anteriormente en el mismo instante de tiempo con una variación paramétrica equivalente al 20% de la inercia total, puede verse como ambas estrategias de control duplican sus sobrepicos de índice, lo cual nos muestra que para este caso de estudio, la variación paramétrica es proporcional a la variación de sus fenómenos.

ESCENARIO 2

Se asume que el sistema se encuentra al 60% de su capacidad y se encuentra en el equilibrio. Pasados 5 segundos se realiza un aumento de generación equivalente al 10% de la capacidad nominal. La dinámica de la frecuencia asociada a este evento en conjunto con la variación paramétrica se puede observar en conjunto en las Figuras de la 24 a la 35. El objetivo de este escenario es validar el desempeño de la estrategia robusta de control y apreciar como se ve afectada por las perturbaciones anteriormente mencionadas, teniendo como referencia una estrategia clásica de control tal como lo es el control PI.

Variación de parámetros al 0%

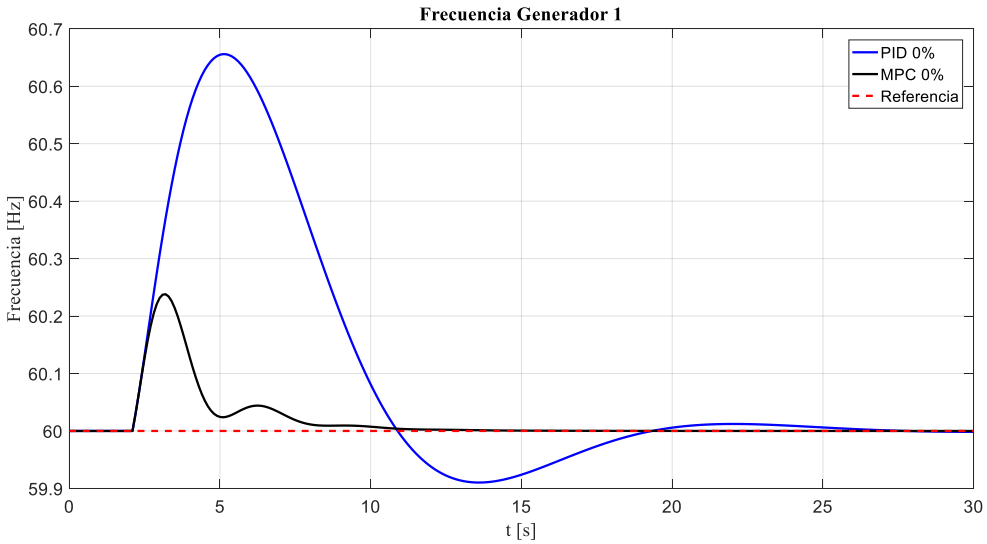

Figura 27. Frecuencia del generador 1 sin variaciones paramétricas.

Este es el primero de los casos de operación del escenario 2 y pretende mostrar el desempeño de la estrategia de control ante el cambio de referencia. En él no se presentan variaciones paramétricas pero si se presenta un aumento en la referencia en $t = 2s$ simulando un intercambio inmediato equivalente al 10% de la demanda total, esto produce un aumento de la frecuencia del sistema la cual no es tan fuerte como el evento de carga mostrado anteriormente. Se puede evidenciar como a la estrategia de control clásica le toma cerca de 20 segundos en estabilizarse y presenta un sobrepico moderado. Por su parte la acción de control robusta si bien no presenta sobrepicos, transitoriamente tiene una dinámica oscilatoria. Esto se debe principalmente a que su acción de control no se basa únicamente de la medición del error, sino también de la predicción de sus estados. Dicho esquema de control robusto lleva el sistema a su punto de operación en aproximadamente 10 segundos.

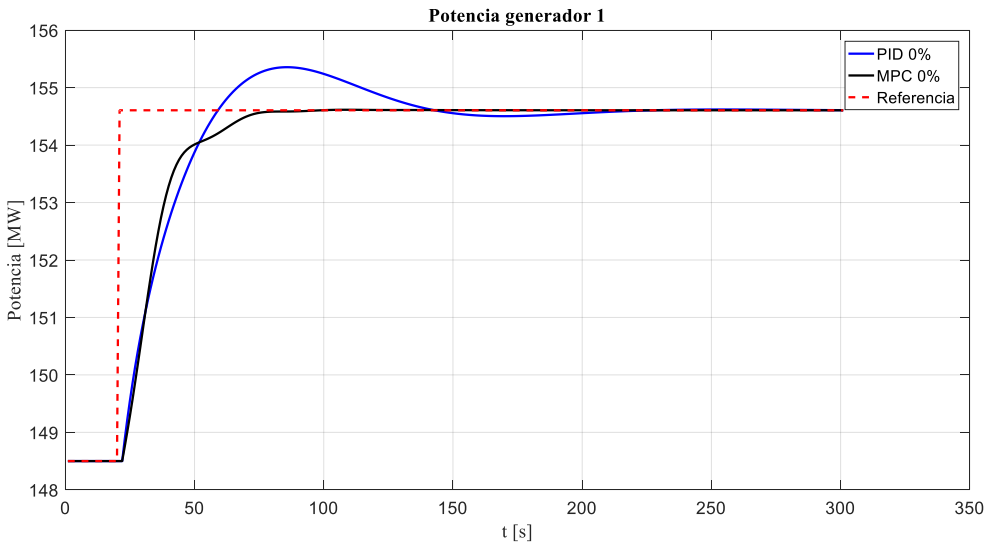

Figura 28. Potencia del generador 1 sin variaciones paramétricas

En cuanto a su acción de control, ambas estrategias llegan al nivel de potencia requerido para mantener el sistema eléctrico en su punto de operación nominal. De la estrategia de control robusta, se observa que no presenta sobrepicos, característica de una acción de control proveniente de un optimizador. En cuanto a la estrategia de control clásica, esta presenta un sobrepaso de alrededor de los 0.5 MW

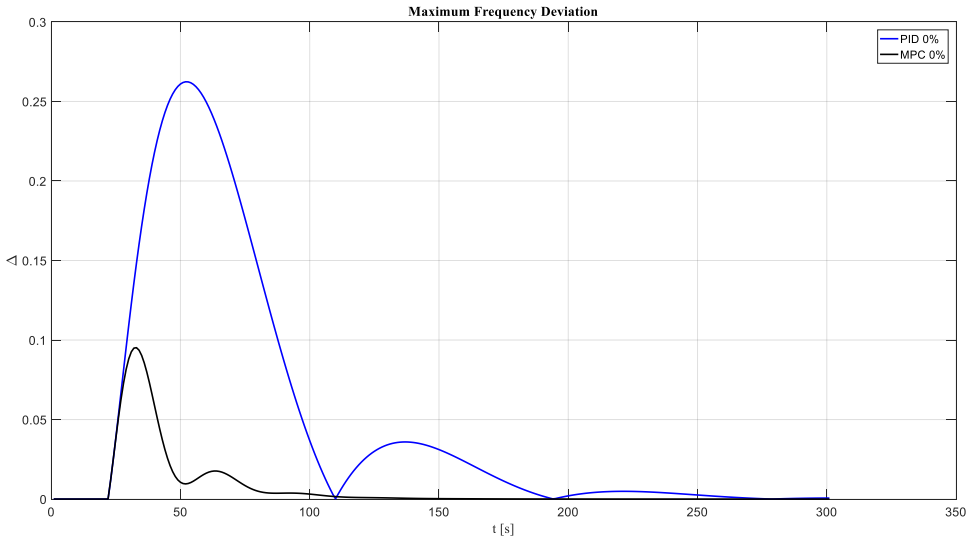

Figura 29. MFDI sin variación paramétrica

Se puede observar como ambas estrategias de control no presentan altas desviaciones en sus frecuencias. Lo cual nos dice que las diferencias operativas entre una estrategia y otra no son considerables para este caso base del escenario 2.

Variación de parámetros al 15%

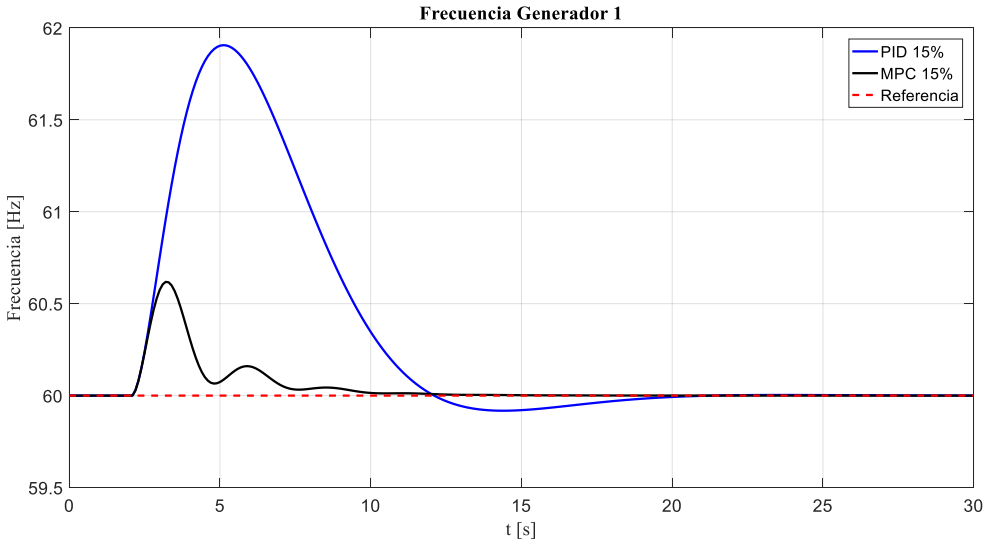

Figura 30. Frecuencia generador 1 con variación paramétrica del 15%

En el segundo caso de operación del escenario 2, se realiza en conjunto un evento de carga del 10% junto con una variación paramétrica del 15%. El cambio respecto el cambio anterior es notable: Al perder inercia el sistema, la variación de la inyección de potencia responde de una manera más rápida, la acción de control clásica mejora su tiempo de asentamiento respecto al caso anterior pero aumenta su sobrepaso mientras que el controlador predictivo se mantiene aunque con una leve oscilación.

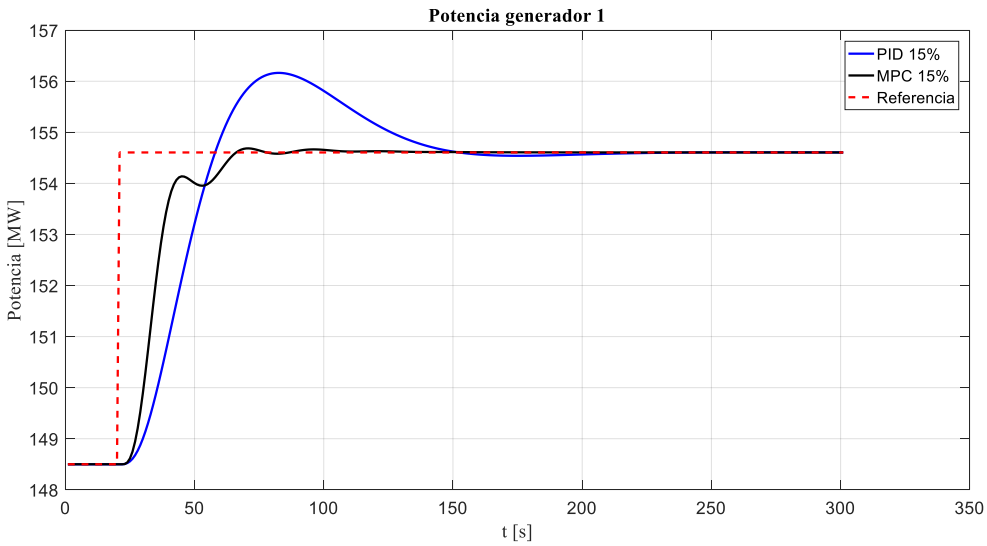

Figura 31. Potencia del generador 1 con variación de parámetros al 15%

La pérdida de inercia muestra como el sobrepaso de la acción de control pasa de 0.8 MW en el caso anterior a un valor de 1.6 MW en el caso 2, mientras que la acción de control robusta permanece sin sobrepicos aunque presenta una leve oscilación.

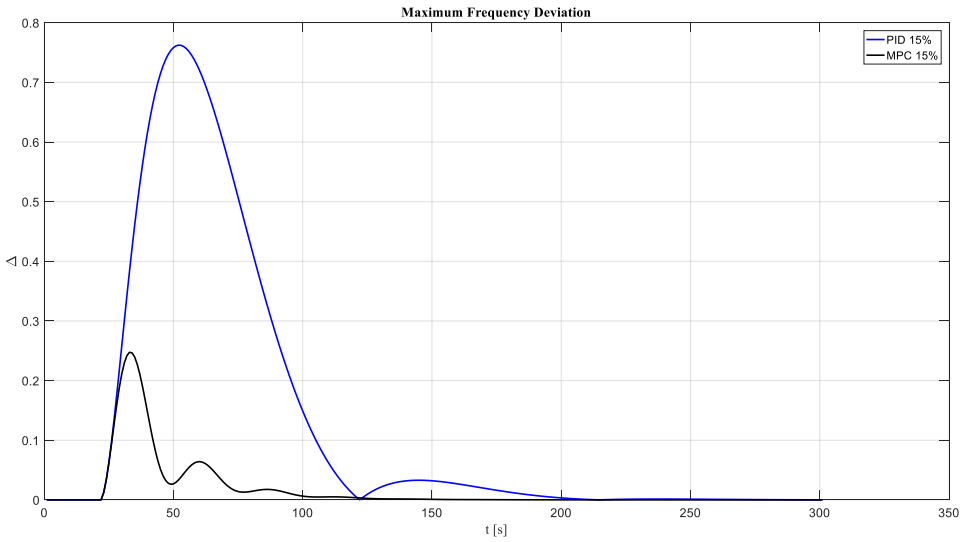

Figura 32. MFDI con variación paramétrica del 15%

Por su parte, el índice nos muestra que la desviación del control PI es aproximadamente 3 veces la desviación del control robusto, presentando unos valores pico que van desde 0.75 para el control clásico y 0.25 para el control robusto.

Variación de parámetros al 30%

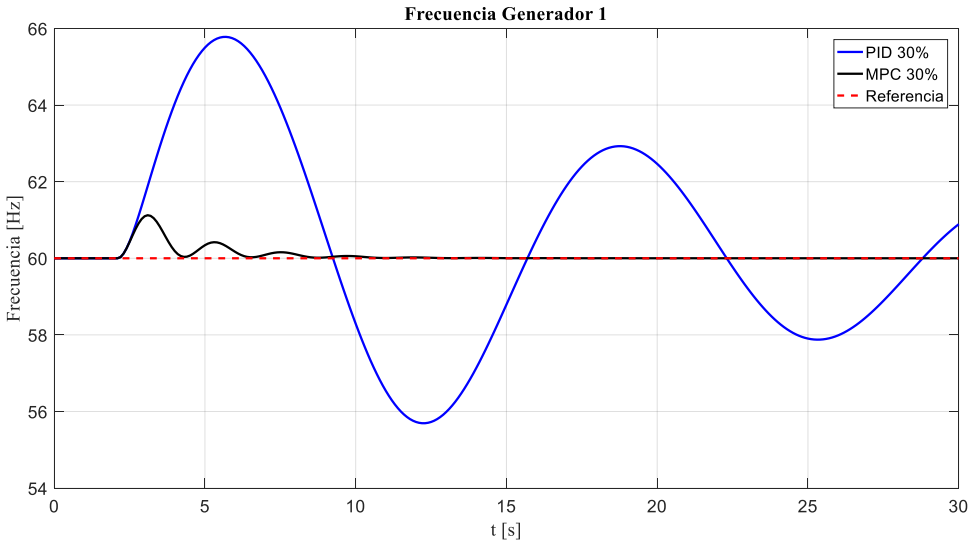

Figura 33. Frecuencia del generador 1 con variación paramétrica del 30%

Los efectos encontrados en las estrategias de control conforme se aumenta la incertidumbre paramétrica son principalmente aumento en el tiempo de asentamiento, aumento en la amplitud de sobrepicos y aparición de oscilaciones. Se puede observar que la dinámica oscilatoria es más común para la estrategia de control robusto, sin embargo su amplitud de oscilación y el tiempo de asentamiento son menores comparado con la estrategia proporcional integral.

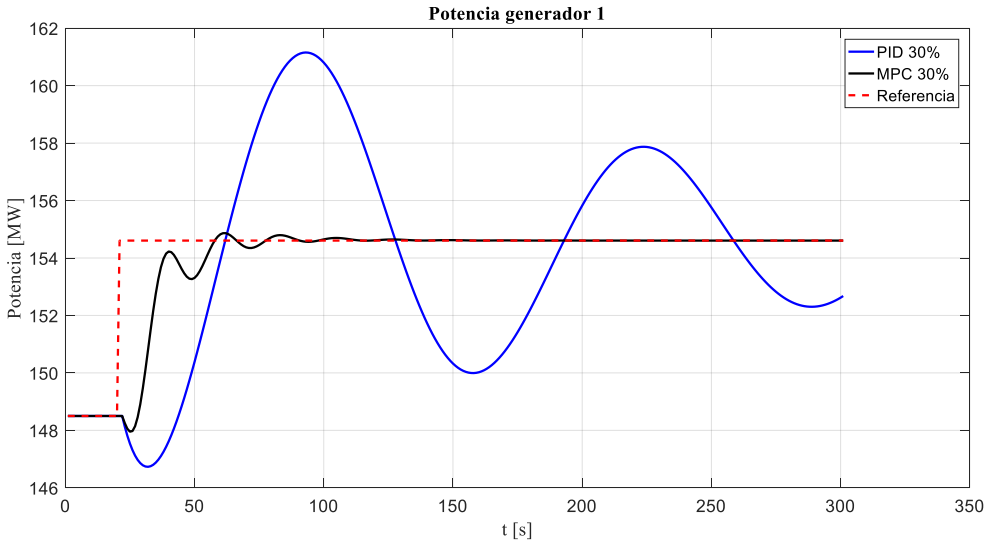

Figura 34. Potencia del generador 1 con variación paramétrica del 30%

Debido a la pérdida de inercia, en esta figura se puede apreciar como la rapidez del sistema se convierte en términos de la estrategia de control, en una oscilación con valores no admisibles para una correcta operación.

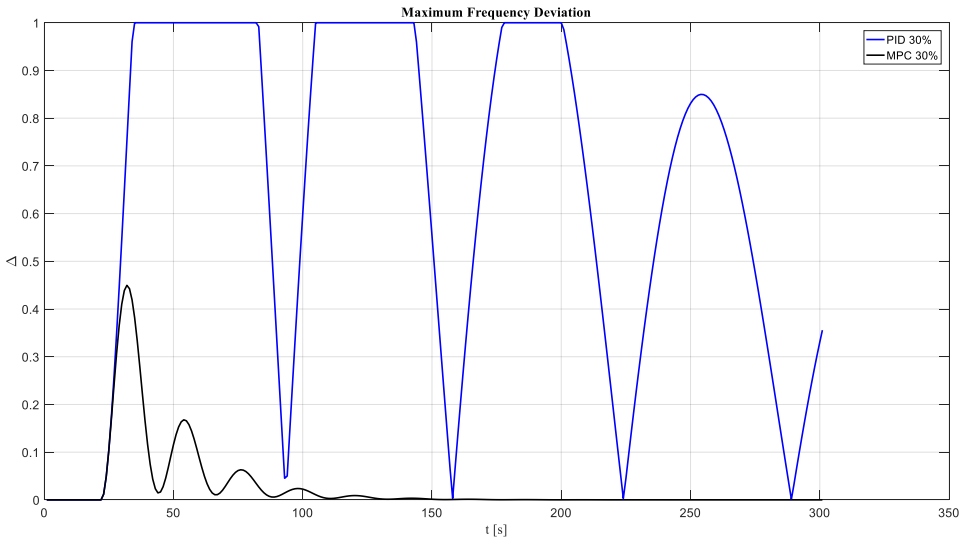

Figura 35. MFDI sin variación paramétrica

Finalmente, se observa una desviación máxima en el límite del control clásico, lo cual nos indica que el sistema se encuentra operando en un punto muy lejano de su región de estabilidad. En cuanto el control robusto, este presenta una cifra máxima del índice alrededor de un valor de 0.45.

6.2 New England - IEEE 39

El sistema de potencia utilizado en segundo lugar para implementar la estrategia de control anteriormente diseñada es el sistema de 39 barras New England, el cual es otro de los sistemas de transmisión ampliamente utilizado en el medio para el análisis dinámico.

Se encuentra compuesto por 10 máquinas sincrónicas, cada una de ellas con sistemas de excitación IEEE tipo 1 y sistemas primo motor IEEEG1. 28 buses de transmisión a 340 kV, 1 bus de transmisión a 230 kV, 1 bus de transmisión a 138 kV y 10 buses de generación a 16.5 kV interconectados entre sí por 34 líneas de transmisión, 12 transformadores y 19 cargas de tipo Z constante. La demanda total del sistema en su escenario de operación típico se encuentra en 6097.1 MW y 1408.9 MVAr.

Los parámetros técnicos y escenario de operación del sistema dinámico de transmisión IEEE 39 son tomados de (Center for Intelligent Systems & Networks, 2015)

Tabla 4. Parámetros de control New England

Variable	Valor
Tiempo de muestreo del controlador	$T_s = 0.1$
Peso de la acción de control	$R = 0.1$
Peso para el error de frecuencia	$Q = 1$
Restricción de la acción de control	$0\,p.u < P_m < 1\,p.u$
Restricción de la variable de control	$\Delta\omega < 0.035\,p.u$
Perturbación P_e al 10% del valor nominal	$t = 2s$
Máximo porcentaje de variación paramétrica	$\%\Omega = 30\%$
Horizonte de predicción	$H_p = 150$

Horizonte de control	$H_u = 5$

Tabla 5. Punto de operación New England

Variable	Valor
Potencia Máxima	$[G_1\ G_2\ G_3 \quad G_4 \quad G_5] =$ $[250\ 677\ 650 \quad 632 \quad 508 \quad 650 \quad 560 \quad 540 \quad 830 \quad 1000]\ MW$
Punto de operación	$[{G_1}^{op}\ {G_2}^{op}\ {G_3}^{op} \quad {G_4}^{op} \quad {G_5}^{op}]$ $= [150\ 406\ 390 \quad 379.2 \quad 304.8 \quad 390 \quad 336 \quad 324 \quad 498 \quad 600]\ MW$
Perturbación al -10% en generación en $t = 2s$ con variación paramétrica de 0%, 15% y 30%	

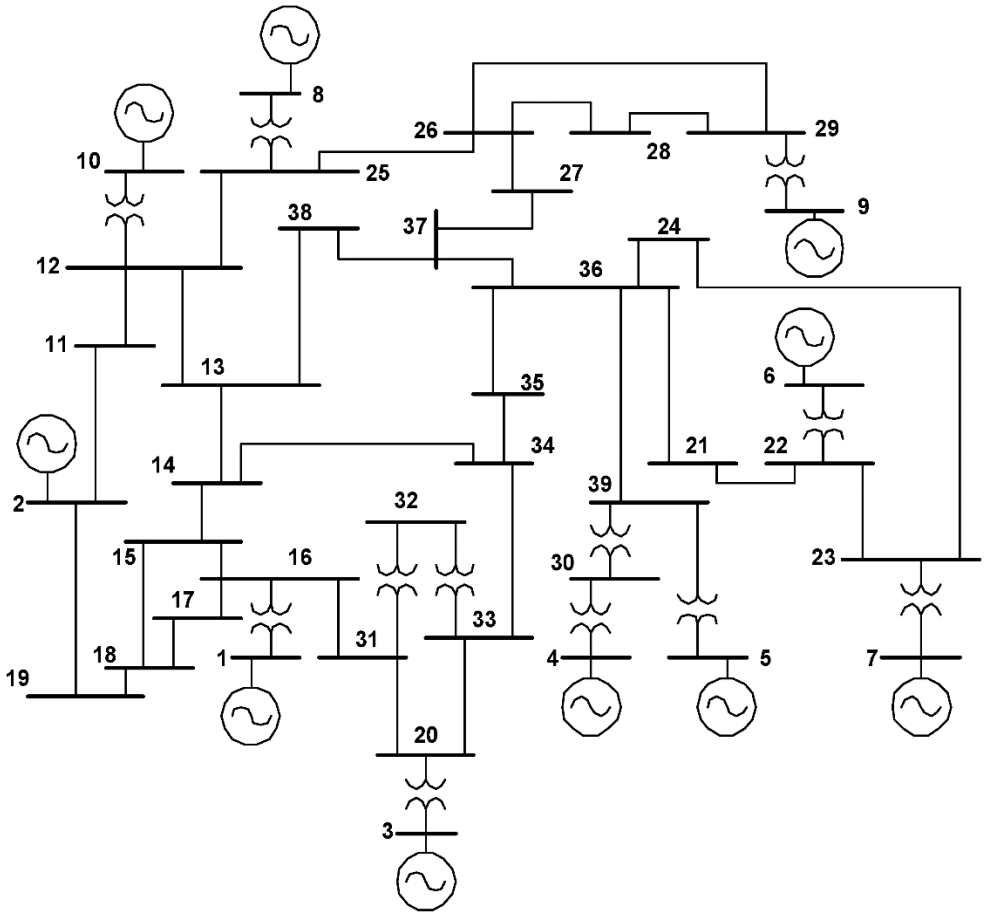

Figura 36. Sistema de transmisión de 39 barras *New England*

ESCENARIO 3

Se asume que el sistema se encuentra al 60% de su capacidad y se encuentra en el equilibrio. Para este escenario se realiza un evento de carga y dos eventos paramétricos de manera independiente, similar al escenario 1, esto con el fin de analizar por separado la dinámica de cada perturbación. En $t = 2s$, se presenta un evento de carga equivalente al 10% de la generación total. En $t = 30s$ y $t = 50s$ se realiza una perturbación paramétrica para la inercia y el amortiguamiento respectivamente equivalente al 10%. Anteriormente se evidenció la diferencia entre la estrategia de control robusta y la clásica. El objetivo de este escenario es comparar el desempeño de la estrategia robusta contra ella misma ante diferentes valores de ajuste.

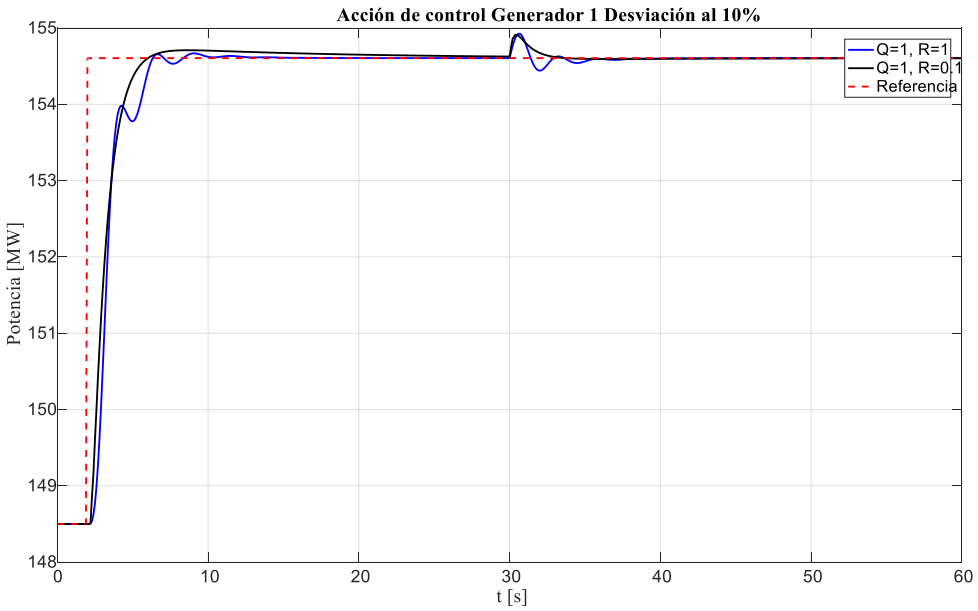

Figura 37. Acción de control. Aumento en la carga al 10%, variación paramétrica al 10%.

Se puede apreciar como restándole participación a la acción de control (R = 0.1), la acción de control se torna más suave, atenúa las oscilaciones y se torna más lenta que la acción de control con R = 1. A simple vista sus acciones son muy similares, sin embargo, en términos de la frecuencia la diferencia es más visible.

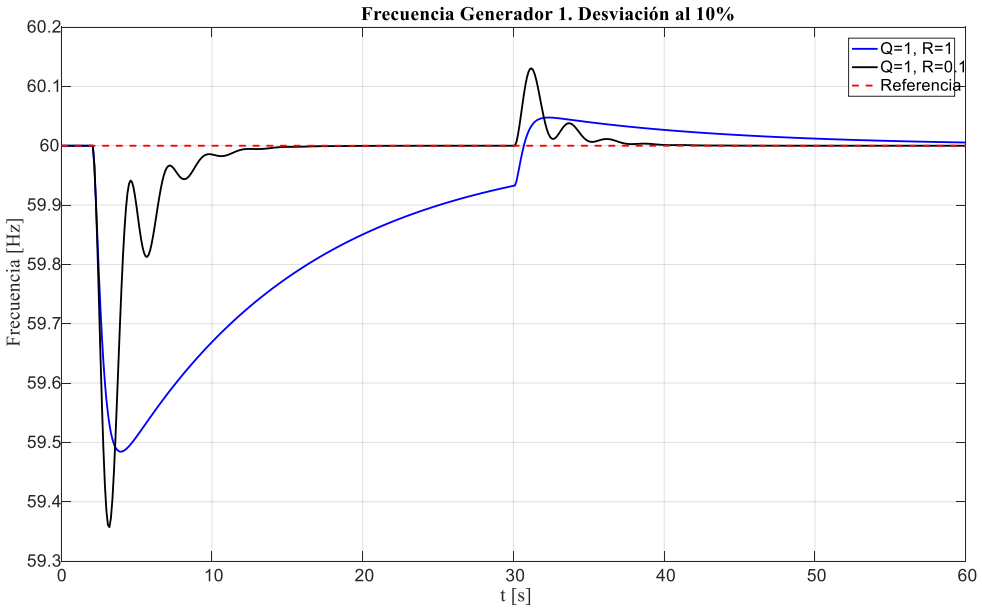

Figura 38. Frecuencia. Aumento en la carga al 10%, variación paramétrica al 10%.

Como se mencionó anteriormente, quitarle ponderación a la acción de control afecta el desempeño de control, lo que causa una dinámica más suave, pero a su vez más lenta y con menos sobrepico.

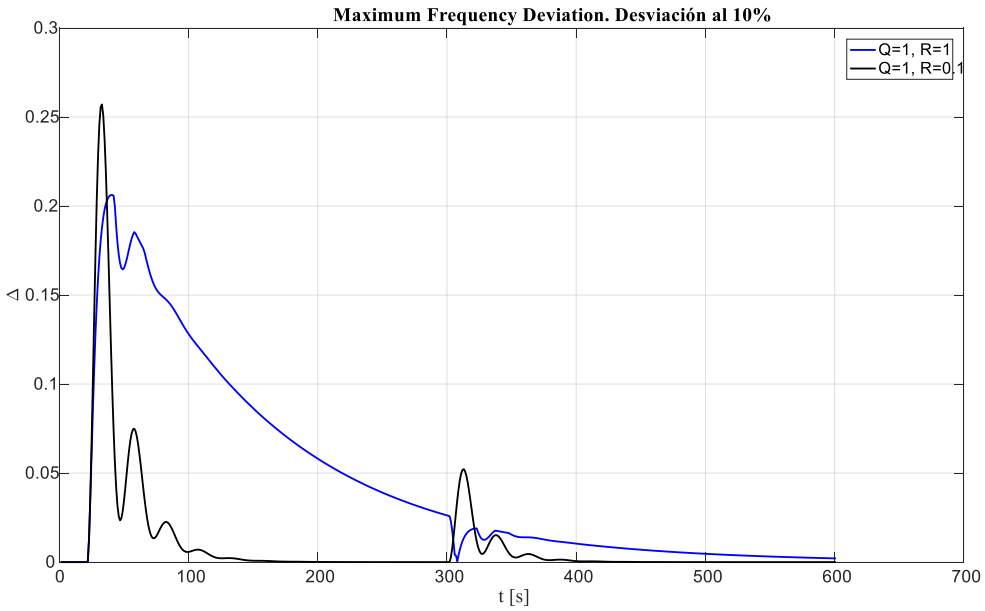

Figura 39. MFDI. Aumento en la carga al 10%, variación paramétrica al 10%.

Debido al efecto causado por reducir la ponderación de la matriz R, se puede observar una disminución del sobrepico de frecuencia, y por ende de sus valores de desviación. Se puede observar una diferencia entre valores pico de aproximadamente 0.05.

6.3 Análisis de resultados

Al realizar pruebas a las dinámicas de la estrategia de control en comparación a la estrategia clásica Proporcional Integral, se evidenció lo siguiente:

- Se evidenció como la estrategia de control robusto logra rechazar perturbaciones causadas tanto por eventos de carga como de variación paramétrica. Si bien se pueden apreciar transitorios ante los respectivos cambios paramétricos, su desempeño es apropiado, esto se puede referenciar con la estrategia de control clásica la cual no se encuentra diseñada para rechazar este tipo de perturbaciones.

- Entre las simulaciones realizadas, las que presentaron dinámicas más sensibles fueron aquellas que relacionaron una pérdida en la inercia del sistema, lo que

conlleva a una pérdida de amortiguamiento y finalmente a errores por parte de las estrategias de control. Aun así, se evidenció que la estrategia de control robusta logró rechazar las perturbaciones de carga y paramétricas llevando al sistema a su punto de equilibrio nominal.

- Del estudio de sensibilidad, se pudo evidenciar que la variación de la inercia afecta todas las variables de un sistema de potencia incluyendo la amortiguación. En cuanto a esta última, solo es apreciable en la dinámica del sistema cuando este no se encuentra en su punto de equilibrio.

- En general, se puede decir que la estrategia de control presenta buen desempeño ante pérdidas de generación, rechazo a perturbaciones, y se comporta bien ante las diferentes contingencias, sin embargo también es importante anotar que su complejidad es mayor comparado a un control tradicional y adicionalmente su análisis de estabilidad es más complejo.

- Para futuros estudios, se debe considerar factores tales como los retardos y ruidos en la medición y analizar el desempeño de la estrategia de control bajo estos escenarios de operación

La Tabla 6 presentada a continuación, presenta el conjunto de los resultados obtenidos para los escenarios de operación 1 y 2. Allí se mostrará de manera concisa los resultados más relevantes para cada uno de los escenarios de simulación que comparan RMPC con PI. A continuación se nombran los tres escenarios de simulación realizados.

- Escenario 1: Se simuló el sistema de transmisión WSCC. Inicialmente se simula un evento de carga para evidenciar el rechazo a perturbaciones y posteriormente, manteniendo constante el equilibrio consumo – generación se realizaron variaciones paramétricas en la inercia y amortiguamiento por separado.

- Escenario 2: Se simuló el sistema de transmisión WSCC y en él, se varió de manera simultánea el balance de potencia y los parámetros de inercia y amortiguamiento.

- Escenario 3: Se simuló el sistema de transmisión New England comparando la estrategia de control propuesta contra ella misma bajo un diferente ajuste. Inicialmente se simula un evento de carga para evidenciar el rechazo a perturbaciones y posteriormente, manteniendo constante el equilibrio consumo – generación se realizaron variaciones paramétricas en la inercia.

Tabla 6. Descripción resultados obtenidos para los escenarios de operación 1 y 2

	Inercia (H)	Amortiguamiento (D)
PI	**Escenario 1** La dinámica de la frecuencia se ve afectada de forma inmediata. Durante el primer escenario de variación al 10% se logra evidenciar como el sobrepico por variación paramétrica es mayor al sobrepico por evento de carga. Al momento de la variación paramétrica no hay cambios en el balance de potencia, y sin embargo se puede ver como al controlador le toma poco más de 10 segundos restablecerse en el primer caso y cerca de los 20 segundos en el segundo caso. En términos del MFDI, esta estrategia de control presenta un buen desempeño ya que en ningún caso se aproximó al límite máximo de desviación establecido. **Escenario 2** En cuanto a la frecuencia, la dinámica del caso base presenta un desempeño moderado. Sin embargo, su desempeño disminuye notablemente una vez las variaciones paramétricas aumentan. Hay que tener en cuenta que la	**Escenario 1** Ya que la variación del amortiguamiento solo tiene efecto cuando el sistema se encuentra por fuera de su punto de operación. Esta verificación por separado no muestra dinámica alguna, esto es acorde a lo planteado en las funciones de sensibilidad, donde se evidenció que este parámetro se encuentra sujeto a la dinámica de la velocidad Si bien en ninguna de las variables presentadas se observó alguna dinámica aportada por la variación del amortiguamiento. Esta se valida con más detalle en el escenario 2 de pruebas. **Escenario 2** El primer caso evidencia la magnitud de la dinámica ante una variación en la carga sin cambios en los parámetros, obteniendo así sobrepicos con valores en el índice de hasta 0.25; para el mismo caso pero contando con una variación paramétrica, el valor del índice aumenta hasta el 0.7 y finalmente en la variación final el índice llega a obtener rápidamente un valor de 1. Esto demuestra como el desempeño

	perturbación equivale al 10% de la carga. Conforme aumenta la variación de inercia, las constantes de tiempo del sistema eléctrico varían, lo que ocasiona mal funcionamientos por parte de la estrategia de control clásica. Como se evidenció de las funciones de sensibilidad deducidas anteriormente, la variación de la inercia afecta el amortiguamiento del sistema, lo que explica el aumento de la dinámica oscilatoria conforme aumenta la incertidumbre paramétrica	de esta estrategia de control se ve afectada de manera inmediata ante las variaciones paramétricas. Se mostró en el último caso de este escenario como el sistema de potencia adquiere una dinámica oscilatoria. Esto se evidenció de las funciones de sensibilidad deducidas anteriormente, la variación de la inercia afecta el amortiguamiento del sistema, lo que explica el aumento de la dinámica oscilatoria conforme aumenta la incertidumbre paramétrica.
RMPC	**Escenario 1** Durante el primer escenario de variación al 10% se logra evidenciar una dinámica oscilatoria la cual persiste a lo largo de todas las simulaciones. Cabe anotar que esta acción de control no solo se basa en la medición, sino también en la predicción de sus variables. Si bien el tiempo en llegar a la referencia es menor comparado a la estrategia de control clásica, su transitorio no es tan “fino” como el del PI. Al momento de la variación paramétrica no hay cambios en el balance de potencia, y sin embargo se puede ver como al controlador le toma poco más de 5 segundos restablecerse en el primer caso y cerca de los 8 segundos en el segundo caso. En términos del MFDI, esta estrategia de control presenta un buen desempeño ya que en ningún caso se aproximó al límite máximo de desviación establecido. **Escenario 2**	**Escenario 1** Ya que la variación del amortiguamiento solo tiene efecto cuando el sistema se encuentra por fuera de su punto de operación. Esta verificación por separado no muestra dinámica alguna, esto es acorde a lo planteado en las funciones de sensibilidad, donde se evidenció que este parámetro se encuentra sujeto a la dinámica de la velocidad Si bien en ninguna de las variables presentadas se observó alguna dinámica aportada por la variación del amortiguamiento. Esta se valida con más detalle en el escenario 2 de pruebas. **Escenario 2** El primer caso evidencia la magnitud de la dinámica ante una variación en la carga sin cambios en los parámetros, obteniendo así sobrepicos con valores en el índice de menos del 0.1; para el mismo caso pero contando con una variación paramétrica, el valor del índice

	En cuanto a la frecuencia, la dinámica del caso base presenta un buen desempeño. Sin embargo, presenta un aumento oscilatorio durante su transitorio una vez las variaciones paramétricas aumentan. Hay que tener en cuenta que la perturbación equivale al 10% de la carga. Conforme aumenta la variación de inercia, las constantes de tiempo del sistema eléctrico varían, esta estrategia se acopla a esta variación la cual no se encuentra medida, respondiendo de manera adecuada tanto en términos del tiempo como de sobrepicos. Como se evidenció de las funciones de sensibilidad deducidas anteriormente, la variación de la inercia afecta el amortiguamiento del sistema, lo que explica el aumento de la dinámica oscilatoria conforme aumenta la incertidumbre paramétrica	aumenta hasta el 0.25 y finalmente en la variación final el índice llega a obtener rápidamente un valor de 0.45. Puede notarse que el escalado del índice no es tan pronunciado como la estrategia de control convencional, y en el máximo caso de perturbación paramétrica se mantuvo por debajo del 0.5 del margen. Se mostró en el último caso de este escenario como el sistema de potencia adquiere una dinámica más oscilatoria. Esto se evidenció de las funciones de sensibilidad deducidas anteriormente, la variación de la inercia afecta el amortiguamiento del sistema, lo que explica el aumento de la dinámica oscilatoria conforme aumenta la incertidumbre paramétrica.

La Tabla 7 presentada a continuación, presenta el conjunto de los resultados obtenidos para el escenario de operación 3. Allí se mostrará de manera concisa los resultados más relevantes del escenario de comparación de ajustes del RMPC.

Tabla 7. Descripición de los resultados obtenidos en el escenario 3

RMPC	Inercia (H)
R = 1	Escenario 3 La acción de control presenta un transitorio con pequeñas variaciones y de la misma manera el transitorio ocurrido por la variación paramétrica. En cuanto a la frecuencia, el tiempo de asentamiento para ambas perturbaciones se encuentra alrededor de los 10 segundos presentando una notable dinámica oscilatoria, la cual es comprensible dada la magnitud de la variación paramétrica en contraste a la variación de frecuencia.

	En el caso del transitorio por un evento de carga se pudo observar un pico máximo equivalente al 0.25 del índice de desviación, y en el caso del evento paramétrico se pudo apreciar un pico máximo de aproximadamente 0.05, esto indica que ambos transitorios se encuentran dentro de los límites aceptables de operación.
R = 0.1	Escenario 3 El transitorio de ambos controladores son suaves. En comparación con la otra ponderación, sus amplitudes son muy similares. Puede verse como afecta en el desempeño de control esta variación del ajuste. El controlador pasa de tardar 10s en llegar al equilibrio a aproximadamente 30s. De esta manera, se puede notar como mejorar el transitorio de control se contrapone a su tiempo de estabilización. El índice de máxima desviación de frecuencia para esta estrategia muestra un comportamiento muy similar para el transitorio de carga, sin embargo en el segundo transitorio se puede observar todo lo contrario, esto se debe a que en el instante en el que se hace la pérdida de inercia, la frecuencia del sistema se encuentra por encima de su valor nominal justo cuando el control esta disminuyendo la cantidad de potencia inyectada, por lo que esta cae drásticamente en vez de subir.

Durante este capítulo, se analizó los resultados obtenidos mediante la simulación. Se describieron los resultados en términos de su tiempo de estabilización, forma de transitorios y sobrepicos; para las variables correspondientes a la frecuencia, acción de control e índice de máxima desviación de frecuencia. En el próximo capítulo se presenta un conglomerado de conclusiones y trabajos futuros referentes a los resultados obtenidos.

7. Conclusiones y trabajos futuros

Del desarrollo de la estrategia de control y sus resultados se puede concluir que

- Hoy en día la incertidumbre del modelo y la variación de la carga no cuentan con un pronóstico que nos pueda decir con claridad la variación que estas poseen. De manera similar, ocurre con la variación paramétrica de los elementos de generación que presentan una inyección de potencia variable no controlada. Dichas incertidumbres afectan el desempeño de las estrategias de control y es preciso realizar un ajuste que contemple este tipo de variaciones.

- La pieza fundamental de esta estrategia de control se encuentra en la precisión de los modelos. Si bien el modelo tomado solo contiene una parte de la información contenida por los modelos no lineales más completos, la respuesta fue satisfactoria y se consiguieron resultados deseados.

- De la respuesta por parte de la estrategia de control se encontró que esta se ve afectada directamente por la magnitud de la variación paramétrica, y por lo tanto hay que considerar un equilibrio de diseño, de forma tal que responda de manera adecuada a las perturbaciones pero sin perder desempeño de control.

- Si bien la estrategia de control robusta presentó un mejor desempeño, los tiempos de procesamiento son mucho más altos en comparación al controlador clásico. Adicionalmente, en comparación al controlador proporcional integral, la formulación matemática del controlador robusto es más compleja lo que representa un inconveniente para la implementación de esta clase de estrategias de control en sistemas reales de potencia.

De las funciones de sensibilidad se puede concluir que

- El parámetro más influyente para el desempeño de las estrategias de control en general fue la inercia. Se encontró que dicho parámetro afecta inclusive el

amortiguamiento del sistema causando oscilaciones no deseadas en ambas estrategias de control.

- Si bien el amortiguamiento es una variable que no muestra grandes variaciones cuando el sistema eléctrico se encuentra estable, en conjunto con las demás variables si forma parte de los efectos nocivos para las estrategias de control. Por medio de las funciones de sensibilidad se aclaró que dicha variación se encuentra asociada directamente a la velocidad de los elementos de generación.

A continuación, se presentan una serie de aspectos que pueden ser tenidos en cuenta para la continuación de este estudio:

- Formulación y análisis del sistema robusto de control a partir de incertidumbres asociadas a la medición tales como ruido de medición, retardos de comunicación y pérdida de datos en el muestreo.
- Emplear diferentes modelos de carga que representen en un mayor nivel un sistema de potencia real.
- Implementar en las restricciones del sistema el límite máximo de transferencia de potencia por las líneas, de esta forma la estrategia de control operaría de una manera más inteligente al tener en cuenta la cargabilidad de los elementos de la red.
- Considerar otro tipo de perturbaciones como las armónicas o las oscilaciones de baja frecuencia, las cuales también juegan un papel importante en la estabilidad de los sistemas de potencia.
- Analizar el comportamiento de esta estrategia de control robusta ante elementos de control comúnmente encontrados en la transmisión, tales como los SVC, STATCOM, etc
- Emplear un método más moderno de predicción, si bien es computacionalmente más complejo, su predicción podría ser más ajustada.

8. Productos

Flórez R., Carlos M., R. E. Correa, Villa S., Federico, “Estrategias de Control Aplicado a Sistemas de Energía Eléctrica”, Revista CIT, 2018. (Por Publicar)

Flórez R., Carlos M. y Villa S., Federico, “Control de Ángulo para Sistemas Eléctricos de Potencia”, Congreso Latinoamericano de Control automático, CLCA, Medellín, 2017.

Flórez R., Carlos M. y Villa S., Federico, “Sensor Based State Estimation For: Stirred Tank Reactors in Chemical Industry And For PMUs in Angle Controlled Power Systems”, IBERSENSOR 2014, Bogotá.

Flórez R., Carlos M., “Estrategias de Control Aplicado a Sistemas de Energía Eléctrica” Informe Final Convocatoria 706 Jóvenes investigadores e innovadores 2015.

Bibliografía

Ahammad, A. (2016). Robust Load Frequency Control in Multi-Area Power System: An LMI Approach. *2016 IEEE First International Conference on Control, Measurement and Instrumentation (CMI)*, (Cmi), 136–140.

Alvarez, G., Manuel, J., Schweickardt, G., Manuel, J., & Alvarez, G. (2013). on-Line Dynamic Security Assessment of a Micro-Grid Using Fuzzy Logic and Distributed Processing Micro-Red Usando Lógica Difusa Y Procesamiento.

Bai, X., & Qiao, W. (2015). Robust Optimization for Bidirectional Dispatch Coordination of Large-Scale V2G. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5090.

Bevrani, H. (2009). *Robust Power System Frequency Control*. *Renewable Power Generation, IET* (Vol. 4). https://doi.org/10.1007/978-0-387-84878-5

Bucher, M. A., Member, S., & Andersson, G. (2015). Robust Corrective Control Measures in Power Systems With Dynamic Line Rating, *31*(3), 1–10.

Carrasco, F., Rahmann, C., & Ieee, M. (2016). Effects of Inertial Response and Ramp Reserve Requirements in the Unit Commitment, 1–5.

Center for Intelligent Systems & Networks. (2015). Ieee 39-Bus Modified Test System Data. *Center for Intelligent Systems & Networks*. Retrieved from http://www.kios.ucy.ac.cy/testsystems/images/Documents/Data/IEEE 39.pdf

Chen, D., Member, S., Wang, L., & Member, S. (2016). Neural Network Based Predictive Automatic Generation Control, 0–4.

Coleman, T. F., & Li, Y. (1996). A Reflective Newton Method for Minimizing a Quadratic Function Subject to Bounds on Some of the Variables. *SIAM Journal on Optimization*.

Correa, R. (2013). *Reporte Sabático*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.

Correa, R. E. (2006). *Análisis de colapsos de voltaje empleando modelos periódicos*. Centro de Investigación y Estudios Avanzados del IPN.

Cui, Y., & Kavasseri, R. (2015). A Particle Filter for Dynamic State Estimation in Multi-Machine Systems with Detailed Models. *IEEE Transactions on Power Systems*, *30*(6), 3377–3385.

Dai, C. (2016). A Two-Stage Robust Transmission Expansion Planning Approach with Multi-Band Uncertainty Set Constants :

Del Real, A. J., Arce, A., & Bordons, C. (2014). Combined environmental and economic dispatch of smart grids using distributed model predictive control. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, *54*, 65–76.

Ding, T., Feng, D., Fang, C., & Liu, C. (2016). Optimal Spinning Reserve Allocation Strategy under Uncertainties and Contingencies.

Engell, S. (2007). Feedback control for optimal process operation. *Journal of Process Control*, *17*(3), 203–219.

Ersdal, A. M., Imsland, L., Uhlen, K., Fabozzi, D., & Thornhill, N. F. (2016). Model predictive load???frequency control taking into account imbalance uncertainty. *Control Engineering Practice*, *53*, 139–150.

GAO, X. (2012). Remedial Action Schemes Derived from Dynamic Security Assessment. Retrieved from http://www.diva-portal.org/smash/record.jsf;jsessionid=pa6EKE42N3MklHw-0BBAH5N-S4h1ejbgoiXGRj_n.diva2-search7-vm?pid=diva2%3A510598&dswid=-612

Gui, Y., Kim, W., & Chung, C. C. (2015). Passivity-Based Control With Nonlinear Damping for Type 2 STATCOM Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5090.

Hanif, S., Fernando, D., Melo, R., Maasoumy, M., Massier, T., Hamacher, T., & Reindl, T. (2016). Robust Reserve Capacity Provision and Peak Load Reduction from Buildings in Smart Grids. *IEEE Power and Energy Society General Meeting (Accepted)*, (1).

Hansen, T. M., Roche, R., Suryanarayanan, S., Maciejewski, A. A., & Siegel, H. J. (2015). Heuristic Optimization for an Aggregator-Based Resource Allocation in the Smart Grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *6*(4), 1785–1794.

Huang, H., & Li, F. (2013). Sensitivity analysis of load-damping characteristic in power system frequency regulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, *28*(2), 1324–1335.

Huchel, ??ukasz, & Zeineldin, H. H. (2016). Planning the Coordination of Directional Overcurrent Relays for Distribution Systems Considering DG. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *7*(3), 1642–1649.

Hwang, J. K. (2016). Parametric DFT Identification of Interarea Modes in Consideration of a Decaying DC, 2–6.

IEEE. (2017). IEEE 9 Bus System, *2009*(05/03). Retrieved from http://psdyn.ece.wisc.edu/IEEE_benchmarks/

IEEE committee Report. (1973). Dynamic models fo steam and hydro turbines in power system studies. *IEEE Trans. Power Apparatus Syst*, *92*(1), 1904–1915.

IEEE PSDP. (2013). Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies, 117. https://doi.org/PES-TR1

Ilic, M. D. (2007). From hierarchical to open access electric power systems. *Proceedings of the IEEE*, *95*(5), 1060–1084.

J. M. Maciejowski. (2002). Predictive Control with Constraints.

Jonsdottir, G. M., Almas, M. S., Baudette, M., Palsson, M. P., & Vanfretti, L. (2016). RT-HIL Hardware Prototyping of Synchrophasor and Active Load-Based Power System Oscillation Damping Controllers.

Kakimoto, N., Sugumi, M., Makino, T., & Tomiyama, K. (2006). Monitoring of interarea oscillation mode by synchronized phasor measurement. *IEEE Transactions on Power Systems*, *21*(1), 260–268.

Kawabe, K., & Tanaka, K. (2015). Impact of Dynamic Behavior of Photovoltaic Power Generation Systems on Short-Term Voltage Stability, *30*(6), 1–9.

Kim, J., An, K., Ma, J., Shin, J., Song, K.-B., Park, J.-D., … Hur, K. (2016). Fast and Reliable Estimation of Composite Load Model Parameters Using Analytical Similarity of Parameter Sensitivity. *IEEE Transactions on Power Systems*, *31*(1), 663–671.

Kundu, P., & Pradhan, A. K. (2016). Enhanced Protection Security Using the System Integrity Protection Scheme (SIPS). *IEEE Transactions on Power Delivery*, *31*(1), 228–235.

Kundur, P., Paserba, J., Ajjarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Van Cutsem, T., … Taylor, C. (2004). Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, *19*(3), 1387–1401.

Liu, F., Song, Y. H., Ma, J., Mei, S., & Lu, Q. (2003). Optimal load-frequency control in restructured power systems. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, *150*(1), 87.

Liu, H., & Xie, X. (2016). Damping DFIG-associated SSR by Adding Subsynchronous Suppression Filters to DFIG Converter Controllers.

Liu, X., Zhang, Y., & Lee, K. Y. (2016). Robust distributed MPC for load frequency control of uncertain power systems. *Control Engineering Practice*, *56*, 136–147.

Liu, Y., Wu, Q. H., & Zheng, J. H. (2016). Nonlinear Multi-loop Coordinated Control of UPFC Using High Gain State and Perturbation Observers, (201001), 1–5.

Machowski, J., Bialek, J. W., & Bumby, J. R. (2008). *Power System Dynamics: Stability and Control*. *Power System Dynamics: Stability and Control*.

Member, Y. K. B., Soman, S. A., & Subramanyam, A. (2016). Robust Probability Density

Forecasts of Yearly Peak Load using Non-Parametric Model, 1–5.

Nguyen, N., & Mitra, J. (2016). An analysis of the effects and dependency of wind power penetration on system frequency regulation. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, *7*(1), 354–363.

Padiyar, K. R. (2008). *Power System Dynamics Stability and Control*. BS Publications.

Patino, J. (2017). Control sensitivity functions of frequency regulation for a one-area power system.

Patino, J., Valencia, F., & Espinosa, J. (2017). Sensitivity Analysis for Frequency Regulation in a Two-area Power System, *7*(2).

Pereira, M., Muñoz de la Peña, D., & Limon, D. (2016). Robust economic model predictive control of a community micro-grid. *Renewable Energy*, 1–15.

Rahnamay-naeini, M., & Hayat, M. M. (2016). Impacts of Operating Characteristics on Sensitivity of Power Grids to Cascading Failures.

Rao, J. G., & Pradhan, A. K. (2016). Accurate Phasor Estimation during Power Swing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, *31*(1), 130–137.

Saarinen, L., Norrlund, P., Lundin, U., & Westberg, A. (n.d.). Full-scale test and modelling of the frequency control dynamics of the Nordic power system.

Shiroei, M., Toulabi, M. R., & Ranjbar, A. M. (2013). Robust multivariable predictive based load frequency control considering generation rate constraint. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, *46*(1), 405–413.

System, G. P., Anzalchi, A., Member, S., Pour, M. M., & Member, S. (2016). A Combinatorial Approach for Addressing Intermittency and Providing Inertial Response in a, 1–5.

Vrettos, E., & Andersson, G. (2016). Scheduling and Provision of Secondary Frequency Reserves by Aggregations of Commercial Buildings. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, *7*(2), 850–864. https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2497407

W. Sauer, P., & Pai, M. A. (1997). *Power System Dynamics and Stability*.

Wang, L., & Wang, H. (2011). The effect of prime moves and governors on the low frequency oscillations of Yunnan Power Grid. *2011 International Conference on Electrical Machines and Systems, ICEMS 2011*.

Wu, Z., Wang, X., Gao, W., Kang, M., Hwang, M., & Kang, Y. (2016). Frequency Support of PMSG- WTG Based on Improved Inertial Control Preprint. *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–5.

Xie, L., Gu, Y., Eskandari, A., & Ehsani, M. (2012). Fast MPC-Based Coordination of Wind Power and Battery Energy Storage Systems. *Journal of Energy Engineering*, *138*(June), 43–53.

Ye, H., Pei, W., & Qi, Z. (2015). Analytical Modeling of Inertial and Droop Responses From a Wind Farm for Short-Term Frequency Regulation in Power Systems. *IEEE*

Transactions on Power Systems, 5090.

Zhang, H., & Lai, L. L. (2013). A Novel Automatic Load Shedding Scheme to Improve Survivability of Distribution Networks, 4800–4805.

Zhong, H., Xia, Q., Kang, C., Ding, M., Yao, J., & Yang, S. (2015). An Efficient Decomposition Method for the Integrated Dispatch of Generation and Load. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5090.