



**SINTONIZACIÓN DE UN CONTROLADOR PID USANDO
PARTICLE SWARM OPTIMIZATION PARA EL AGC DE
UN SISTEMA ELÉCTRICO MULTIAREA**

por

Rubén Lliuyacc Blas

MASTER EN SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería

UNIVERSIDAD DE SEVILLA

Agosto, 2014

Directores:

Dr. Jesús Riquelme Santos
Dr. Alejandro Marano Marcolini

Resumen

El control de frecuencia es un requisito fundamental en la operación de los sistemas eléctricos. Durante la operación en tiempo real, diferencias entre el consumo y la producción producen variaciones en la frecuencia. Estas variaciones deben permanecer dentro de ciertos límites establecidos para garantizar una operación segura y confiable. En sistemas multiáreas, no solo es necesario controlar la frecuencia, sino además es necesario controlar los flujos de intercambio entre áreas. El sistema de control automático de generación o AGC es el encargado de mantener la frecuencia, así como los flujos de interconexión, en sus valores deseados. El desempeño del AGC dependerá del tipo de controlador así como del método utilizado para sintonizar el controlador. En este trabajo de fin de máster se estudia al controlador PID sintonizado mediante el método de Particle Swarm Optimization (PSO) para lograr mejores respuestas en la variación de la frecuencia y los flujos de interconexión ante desbalances de cargas en sistemas eléctricos multiáreas. El desempeño del algoritmo PSO en la sintonización del controlador PID será mostrado para dos casos característicos de dos y tres áreas interconectadas. Los resultados de las simulaciones demostrarán un mejor desempeño del método propuesto frente a métodos convencionales.

Índice general

Table of Contents	III
Acknowledgements	VIII
Dedication	IX
1. Introducción y objetivos	1
1.1. Introducción	1
1.2. Planteamiento del Problema	3
1.3. Objetivos	4
1.4. Antecedentes	5
1.4.1. Control de frecuencia	5
1.4.2. Particle Swarm Optimization (PSO)	5
1.5. Organización del documento	6
2. Control de Frecuencia/Potencia	8
2.1. Desbalance entre la producción y el consumo en tiempo real	9
2.2. Respuesta por Inercia	11
2.3. Control primario	12
2.4. Control secundario(AGC)	13
2.5. Control terciario	15
2.6. Desafíos en la operación del sistema eléctrico	16
2.6.1. Sumario	20

3. Modelo dinámico del sistema eléctrico	21
3.1. Unidades de generación	21
3.1.1. Generador	22
3.1.2. Carga	23
3.1.3. Turbina	24
3.1.4. Gobernador	25
3.2. Sistemas Interconectados	28
3.2.1. Líneas de interconexión (Tie-Lines)	29
3.2.2. Error en el área de control (ACE)	30
3.2.3. Operación con múltiples generadores	31
3.3. Modelo dinámico de sistema eléctrico de dos áreas interconectadas	32
3.4. Modelo dinámico de sistema eléctrico de múltiples áreas interconectadas	33
3.5. Sumario	35
4. Sintonización de un controlador PID usando Particle Swarm Optimization	36
4.1. Estudio del controlador PID	36
4.2. Controlador PID	37
4.3. Técnicas de sintonización del controlador PID	39
4.3.1. Métodos clásicos	40
4.3.2. Métodos modernos	44
4.4. Particle Swarm Optimization	46
4.4.1. Algoritmo PSO	48
4.5. Sumario	52
5. Casos de estudio, simulación y resultados	53
5.1. Casos de estudio	53
5.1.1. Caso 1: Sistema eléctrico de dos áreas interconectadas	53
5.1.2. Caso 2: Sistema eléctrico de tres áreas interconectadas	56
5.2. Resultados	59

5.3. Resumen	66
6. Conclusiones y líneas futuras	68
6.1. Conclusiones	68
6.2. Lineas Futuras	69
Bibliography	70
1. Algoritmo PSO	74

Índice de figuras

1.1. Sistemas de control de frecuencia y tensión para un generador síncrono.	2
2.1. Demanda estimada y generación programada, equivalentes pero no iguales.	9
2.2. La programación de la generación no es óptima debido a los errores de estimación en la demanda.	10
2.3. Los generadores suministran potencia eléctrica a las cargas a través de la red eléctrica. Su fuerza motriz es usualmente turbinas.	11
2.4. Requerimiento de reservas para el control primario de la frecuencia según el sistema nórdico[1]	13
2.5. Esquema básico del control secundario para un sistema interconectado con dos áreas de control.	14
2.6. Diferentes niveles del control de la frecuencia y sus tiempos de acción.[2]	15
2.7. Típica respuesta de los niveles de control de frecuencia ante un desbalance.	16
2.8. Evolución del error en la predicción de generación variable (eólica) con respecto al tiempo de anticipación.[3]	18
3.1. Elementos principales de una unidad de generación en el control de frecuencia.	22
3.2. Modelo del generador.	23
3.3. Modelo generador-carga.	24
3.4. Modelo generador-carga(reducido).	24
3.5. Modelo turbina de ciclo simple.	25
3.6. Modelo turbina de ciclo simple-generador-carga.	26
3.7. Estatismo del gobernador.	26

3.8. Distribución de la potencia en función del estatismo para dos unidades de generación.	27
3.9. Modelo del gobernador.	27
3.10. Modelo generador-carga-turbina-gobernador.	28
3.11. Modelo linea de interconexión.	30
3.12. Modelo para un sistema interconectado con dos áreas.	30
3.13. Modelo generador-carga con múltiples unidades de generación.	32
3.14. Modelo AGC para un sistema interconectado de 2 áreas.	33
3.15. Modelo AGC del área 'i' compuesta por 'k' unidades de generación para un sistema de 'n' áreas.	34
4.1. Esquema convencional de control por retroalimentación.	37
4.2. Representación del controlador PID.	38
4.3. Características de una respuesta.	39
4.4. Curva de reacción del proceso.	42
4.5. Representación de la modificación de la posición y velocidad de la partícula i	50
4.6. Diagrama de flujo general del algoritmo del PSO.	51
5.1. Caso 1: Sistema eléctrico de dos áreas interconectadas	54
5.2. Caso 2: Sistema eléctrico de tres áreas interconectadas	58
5.3. Caso 1: Variación de la frecuencia en el Área 1	60
5.4. Caso 1: Variación de la frecuencia en el Área 2	61
5.5. Caso 1: Variación del flujo en la linea de interconexión	61
5.6. Caso 2: Variación de la frecuencia en el Área 1	63
5.7. Caso 2: Variación de la frecuencia en el Área 2	63
5.8. Caso 2: Variación de la frecuencia en el Área 3	64
5.9. Caso 2: Variación del flujo en el Área 1	64
5.10. Caso 2: Variación del flujo en el Área 2	65
5.11. Caso 2: Variación del flujo en el Área 3	65

Índice de tablas

4.1. Efecto al incrementar las ganancias k_p , k_i y k_d [4].	39
4.2. Método de Ziegler-Nichols usando la curva de reacción [5].	41
4.3. Método de Ziegler-Nichols usando el método de oscilación [5].	42
4.4. Método de Cohen-Coon usando la curva de reacción [5].	43
5.1. Información de sistema de dos áreas interconectadas [6].	54
5.2. Caso 1: Parámetros del algoritmo PSO.	55
5.3. Información de sistema de tres áreas interconectadas	57
5.4. Caso 2: Parámetros del algoritmo PSO	59
5.5. Características del CPU utilizado en las simulaciones.	60
5.6. Caso 1: Ganancias de los controladores PID.	60
5.7. Comparación entre el método convencional y el propuesto para el Caso 1.	62
5.8. Caso 2: Ganancias de los controladores PID.	62
5.9. Comparación entre el método convencional y el propuesto para el Caso 2.	66

Agradecimientos

He de agradecer a los doctores Dr. Jesús Riquelme Santos y Dr. Alejandro Marano Marcolini, directores de este Trabajo de Fin de Máster, por brindarme su apoyo desinteresado durante la elaboración de este trabajo.

Dedicatoria

A mis padres Lucio y Vicenta.

Capítulo 1

Introducción y objetivos

1.1. Introducción

Los sistemas eléctricos a gran escala están normalmente conformados por zonas o áreas de control que representan grupos de generadores que comparten características similares. Las diferentes áreas están interconectadas mediante líneas de interconexión. Estas líneas se utilizan para intercambiar energía y proporcionar soporte entre las áreas en caso de condiciones anormales de operación. Las variaciones de carga en el área y las condiciones anormales, tales como los cortes de generación, conducen al desajuste en los intercambios de energía programados entre las áreas, así como también variaciones en la frecuencia de las mismas. Estos desajustes tienen que ser corregidos mediante un sistema de control suplementario. El sistema de control de frecuencia o Control Automático de Generación (AGC, por sus siglas en inglés *Automatic Generation Control*) en sistemas interconectados se define como la regulación de potencia activa de los generadores, dentro de un área prescrita; en respuesta al cambio en la frecuencia del sistema o en los flujos de interconexión, con el objetivo de mantener la frecuencia dentro de los límites predeterminados y/o mantener intercambio programado con otras áreas del sistema. Así, el AGC es una herramienta muy importante en la operación y control de los sistemas eléctricos, de modo que se pueda suministrar suficiente energía eléctrica de un modo seguro y confiable.

Los sistemas de control básicos de un generador se muestran en la Figura 1.1. Estos sistemas de control son para la frecuencia y la tensión. Se sabe que los cambios en la

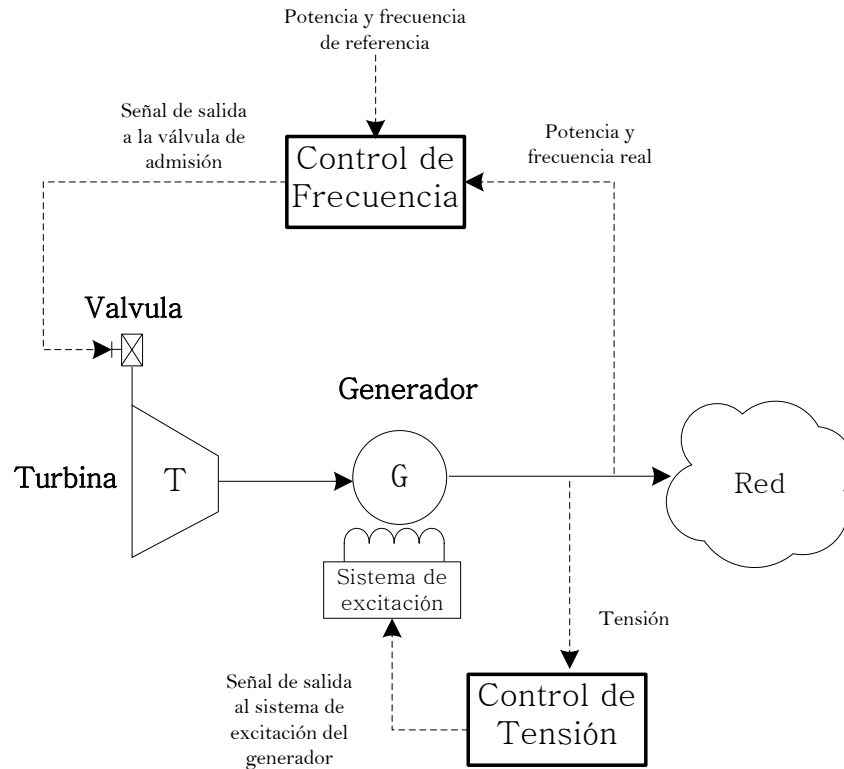


Figura 1.1: *Sistemas de control de frecuencia y tensión para un generador síncrono.*

potencia activa afectan principalmente a la frecuencia del sistema, mientras que la tensión es muy sensible a los cambios en la potencia reactiva [7]. Es por esto que se utiliza la energía mecánica de entrada a los generadores para controlar la frecuencia, esto se realiza mediante el sistema de control frecuencia. Por otra parte, el control de tensión regula la potencia reactiva cambiando la señal de salida al sistema de excitación del generador. La constante de tiempo de excitación es mucho más pequeña que la constante de tiempo de la válvula-turbina y su decadencia transitoria es mucho más rápida, por lo que no afecta a la dinámica del control de frecuencia. Por lo tanto, la relación entre el control de frecuencia y tensión puede despreciarse y estos se pueden analizar de forma independiente.

En resumen, los principales objetivos del AGC son: mantener la frecuencia razonablemente uniforme; regresar el sistema a su estado estable lo más rápido posible ¹; dividir la carga entre los generadores con el fin de lograr la máxima economía y; controlar las programaciones de intercambio de las líneas de interconexión.

En las últimas décadas, se han realizado muchas investigaciones en el problema del control de frecuencia dentro de sistemas eléctricos interconectados. Se han empleado una

¹Siempre que hay un cambio de carga repentino en el sistema, la frecuencia oscilará por un momento antes de regresar a su valor de estado estable.

serie de estrategias en el diseño del controlador con el fin de mejorar su desempeño dentro de un sistema de múltiples áreas.

Existen diferentes tipos de controladores, así como métodos para su sintonización, tales como localización de polos, método de Ziegler-Nichols, algoritmos genéticos, etc. Sin embargo, debido a las limitaciones de estos de estos métodos, se introdujeron técnicas más avanzadas, como los métodos de *inteligencia Swarm*. En este trabajo de fin de máster, el desempeño del controlador convencional mejorará con el uso de dos estrategias de control. La primera, que reemplaza al controlador integral por un controlador de acción proporcional, integral y derivativa (PID); y la segunda, es la aplicación del método conocido como optimización por enjambre de partículas o *Particle Swarm Optimization*² (PSO) para la sintonización del controlador.

1.2. Planteamiento del Problema

En la actualidad, sistemas eléctricos se interconectan por varias razones. Por ejemplo, una compañía eléctrica puede estar interesada en venderle energía a otra compañía si el costo de esta operación hace la transacción rentable. Por otro lado, a otra compañía le puede parecer más barato comprar electricidad del mercado eléctrico que invertir en la construcción de una nueva instalación de generación. En otros casos, debido a los errores que pueden producirse en la demanda estimada, una compañía podría verse en la necesidad de comprar energía con el fin de satisfacer a sus clientes.

Algunos sistemas o áreas de control pueden interactuar con otros pares vecinos sólo para casos de emergencia, como durante la pérdida de unidades de generación o desconexión de líneas de transmisión. En otros casos, la interconexión mejoraría la fiabilidad global de todos sistemas involucrados.

Además, la interconexión varios sistemas eléctricos permite establecer una referencia de frecuencia común. Mientras el sistema eléctrico permanezca en su estado de operación normal, la frecuencia estará en su valor nominal (50 o 60 Hz). El intercambio de energía en la línea de interconexión también se mantendrá en el valor programado. Sin embargo, si se

²Este término en ingles se usara en adelante parar referirse a este método, para evitar una traducción inadecuada.

produce una perturbación, como un cambio de carga, la frecuencia se desviará de su valor nominal. Los flujos de interconexión también se desviarán de sus valores programados.

Si las cargas varían, se detectará la variación de frecuencia a la salida del generador, como se puede observar en la Figura 1.1. El regulador controla la válvula de entrada de vapor, por ejemplo, y por tanto este se puede ajustar para mantener la frecuencia en su valor nominal. Esa acción también debe considerar la variación del flujo en la línea de interconexión y por tanto esta variación del valor programado necesita ser ajustada.

En resumen, el problema se puede formular de la siguiente manera: *Cómo resolver el problema del AGC para un sistema eléctrico interconectado, mientras se experimenta una gran perturbación en la carga.*

Para el caso de un sistema eléctrico convencional, el AGC tiene que monitorear continuamente la frecuencia y las desviaciones de flujo en la línea de interconexión y tratar de ajustarlos a su valor nominal. Se sabe que si la frecuencia se desvía fuera de sus límites predeterminados, se tiene que desconectar carga como solución final. Aquí no se está afirmando que solo con el AGC no se tendrá la necesidad de eliminar carga por completo. El punto es el mejoramiento del desempeño del AGC ayudará a evitar la eliminación de carga suponiendo que se cuenta con suficiente capacidad de generación.

1.3. Objetivos

El objetivo principal de este trabajo de fin de máster es diseñar un AGC basado en el uso del controlador PID y el método del PSO para su sintonización, esto aplicado a un sistema eléctrico multiarea, con el fin de mejorar la respuesta dinámica de la frecuencia y el flujo de potencia en las líneas de interconexión.

Entre los objetivos específicos se puede mencionar los siguientes:

- Modelar un sistema de eléctrico multiarea para el análisis del AGC.
- Estudiar los fundamentos del controlador PID.
- Estudiar el algoritmo del PSO.
- Sintonizar el controlador PID usando el PSO para un sistema eléctrico de dos áreas utilizando Matlab/Simulink.

- Sintonizar el controlador PID usando el PSO para un sistema eléctrico de tres áreas utilizando Matlab/Simulink.
- Demostrar la validez del controlador propuesto y el desempeño del método de sintonización, comparándolo con los métodos convencionales.

1.4. Antecedentes

1.4.1. Control de frecuencia

Las estrategias de control clásicas usando el controlador Integral (I) o Proporcional Integral (PI) han sido exitosas en cumplir con el objetivo principal del AGC [8]. Métodos convencionales como el de *prueba y error* se han utilizado para sintonizar estos controladores [9]. Sin embargo, debido a la no linealidad en el modelado de sistemas interconectados, estos controladores requieren estar sintonizados mediante métodos modernos [10].

Muchos de los trabajos publicados proponen diversas estrategias para mejorar el desempeño del AGC. Por ejemplo, técnicas como el método *Hybrid Bacterial Foraging* [11], el algoritmo *Levy-Flight Firefly* [12] o el *Chaotic Optimisation algorithm* [13] fueron desarrollados para la sintonización del controlador PID. Sin embargo; mejor desempeño lo demuestra el algoritmo PSO en la sintonización del mencionado controlador como se demostrara más adelante. El uso de este controlador en sistemas multiareas se puede encontrar en [13], [14], [15].

1.4.2. Particle Swarm Optimization (PSO)

Kennedy y Eberhart [16] desarrollaron el concepto de PSO basándose en un grupo de aves. Este concepto básicamente se desarrolla a través del estudio de un ave que acude en manada y se desplaza a lo largo de un espacio de búsqueda conforme a ciertas reglas. Estos autores brindaron el concepto de utilizar el método PSO para optimizar funciones no lineales. Además, describieron la relación entre el grupo de partículas con el algoritmo genético y artificial.

Clerc y Kennedy [17] analizaron la trayectoria de una partícula a medida que se desplaza en un tiempo discreto (en un sentido algebraico). Además, avanzaron su estudio

en un tiempo continuo (en un sentido analítico), desarrollando una representación de cinco dimensiones que describe el sistema por completo. Estos análisis conducen a un modelo generalizado que contiene un conjunto de coeficientes para controlar las tendencias de convergencia del sistema. Algunos resultados del PSO sugieren métodos para alterar el algoritmo original de manera que se eliminen algunos problemas y aumenten la capacidad del algoritmo en encontrar mejores resultados óptimos.

Los autores en [18] proponen un algoritmo PSO híbrido para aplicarlo en la estimación de estado en las redes de distribución. El método propuesto considera las características no lineales de los elementos del sistema y las mediciones reales en los sistemas de distribución. El método puede estimar la carga y las salidas de la generación distribuida en cada nudo del sistema, reduciendo al mínimo la diferencia entre los voltajes y corrientes medidos y calculados. Los autores en [19] presentan un nuevo enfoque para los problemas de despacho económico con las funciones de costos no lineales y mediante el uso del PSO. Los problemas prácticos de despacho económico tienen funciones de costos no lineales con restricciones de igualdad y desigualdad que dificultan el problema de encontrar lo mejor a solución global mediante el uso de cualquier enfoque matemático. Se sugiere el mecanismo PSO modificado para hacer frente a las restricciones de igualdad y desigualdad en los problemas de despacho económico.

Con esto se demuestra la versatilidad del algoritmo PSO, especialmente en aplicaciones que involucran la operación y control de sistemas eléctricos de potencia.

1.5. Organización del documento

Este trabajo de fin de máster consta de seis capítulos descritos de la siguiente manera:

- En el capítulo 2 presenta en detalle los diferentes niveles del control de frecuencia, cual es la función de cada uno y como estos se relacionan dentro de un sistema eléctrico. Además, se hace un breve análisis de los desafíos que se presentan en la operación de sistemas eléctricos actuales.
- En el capítulo 3 se presenta el modelo de cada uno de los elementos involucrados en el análisis del control de frecuencia y se desarrolla el modelo para un sistema interconectado con múltiples áreas.

- En el capítulo 4 se introduce el controlador PID, sus características y aplicaciones. Además, se presenta diversos métodos de sintonización de este controlador, en donde al final se detallada el método PSO, método que se utiliza para sintonizar los controladores PID.
- En el capítulo 5 se exponen los casos de estudio y los resultados obtenidos en la aplicación del algoritmo PSO en la sintonización del controlador PID.
- En el capítulo 6 se finaliza presentado las conclusiones y las propuestas para futuros trabajos en esta línea de investigación.

Capítulo 2

Control de Frecuencia/Potencia

El control de frecuencia busca mantener el balance entre el consumo y la producción de electricidad. La producción de electricidad se programa con anticipación en función a una demanda estimada¹. Durante la operación en tiempo real, diferencias entre la producción real y la demanda real producen desbalances entre lo que se generara y consume, lo cual genera variaciones en la frecuencia. Estas variaciones no son deseadas en términos de seguridad y confiabilidad en la operación del sistema eléctrico debido a que los elementos que constituyen el sistema eléctrico se han diseñado para operar a una determinada frecuencia (50 o 60 Hz dependiendo del caso), por lo que la frecuencia debe permanecer dentro de ciertos límites establecidos en cada sistema. Para lograr mantener la frecuencia dentro de los límites establecidos se requiere generación de respaldo que pueda cubrir posibles déficits en la generación, dicha generación de respaldo es conocida como *reservas* y son activadas mediante el control de frecuencia. Existen diferentes niveles de control de frecuencia dependiendo del periodo de operación al cual se haga referencia, según el sistema europeo (ENTSO-E) estos niveles pueden ser clasificados en[2]²

- Respuesta por Inercia
- Control Primario
- Control Secundario
- Control Terciario

¹En actuales sistemas eléctricos esta estimación incluye la predicción de producción de plantas eólicas y solares.

²De acuerdo al sistema europeo (ENTSO-E) la respuesta por inercia no constituye un nivel de control estrictamente; sin embargo, su estudio es importante en el análisis del control de frecuencia.

Adicionalmente, las reservas pueden clasificadas entre reserva rotante y reserva no-rotante. Reserva rotante es aquella generación que está disponible para ser conectada y entregar potencia sistema, mientras la reserva no-rotante requiere de cierto tiempo para que se pueda conectar al sistema (usualmente el tiempo de encendido de la planta eléctrica).

2.1. Desbalance entre la producción y el consumo en tiempo real

Teóricamente en un sistema eléctrico se cumple que: la potencia generada es igual potencia consumida por las cargas conectadas más las pérdidas en el transporte, esto se cumple para todo instante de operación. Entonces el termino desbalance entre la producción y el consumo será definido como la desviación de la frecuencia con respecto a su valor nominal. Estos desbalances pueden ser provocados por dos motivos:

Primero, como se comentó con anterioridad, la producción de electricidad se programa con anticipación (generalmente en el mercado diario), debido a que esta programación se realiza de manera “discreta” sobre cada periodo de operación (usualmente una hora) en donde la generación programada no sigue exactamente a la demanda estimada, existe desviación entre las curvas como se muestra en la Figura 2.1.

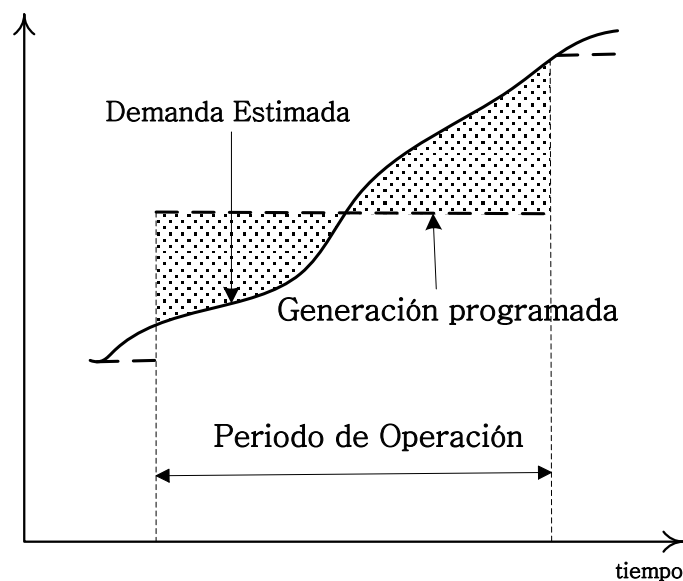


Figura 2.1: *Demanda estimada y generación programada, equivalentes pero no iguales.*

La segunda forma de desbalance proviene de los errores en la estimación de la demanda y eventos no programados como fallas en líneas de transmisión, desconexión de generadores o cargas, etc. En sistemas eléctricos que cuentan con generación con recurso primario variable como el viento o la radiación solar, la estimación de la demanda incluye además la predicción de producción de estas plantas eléctricas, esta predicción de la producción es usada como una demanda negativa ya que en lugar de consumir aportaría potencia al sistema. Cuando la presencia de este tipo de generación variable es importante, la estimación de la demanda menos la predicción de la producción, usualmente conocido como *net load*, estará sujeto a mayores errores, lo que producirá mayores excesos o déficits en la generación programada, por ejemplo si la producción eólica es menor a la predicha, se tendrá un déficit en la generación.

La influencia de los errores en la estimación de la demanda o en el *net load* se ilustra en la Figura 2.2, donde la demanda real es mayor a la demanda estimada. El área sombreada muestra la magnitud de la generación no programada debido a errores de estimación de la demanda, error que tendrá que ser asumido por las reservas mediante los esquemas de control de frecuencia.

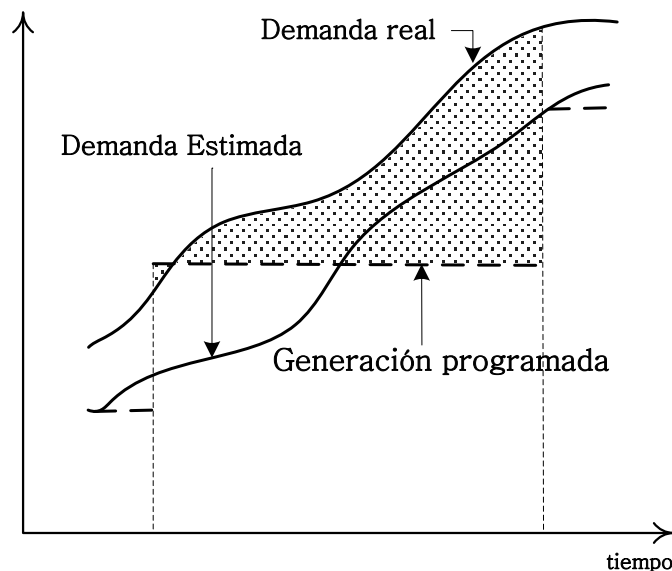


Figura 2.2: La programación de la generación no es óptima debido a los errores de estimación en la demanda.

2.2. Respuesta por Inercia

La mayoría de generadores eléctricos tienen como fuerza motriz turbinas, las turbinas entregan potencia mecánica a los generadores y estos la convierten en potencia eléctrica que es transmitida a las cargas mediante líneas de transmisión y distribución, según se muestra el esquema de la Figura 2.3.

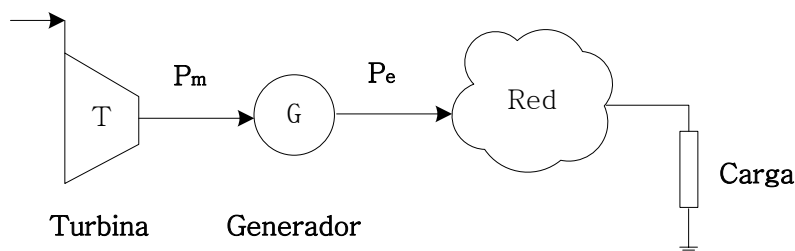


Figura 2.3: Los generadores suministran potencia eléctrica a las cargas a través de la red eléctrica. Su fuerza motriz es usualmente turbinas.

De acuerdo a las leyes de Kirchhoff, la potencia generada es siempre igual a la potencia consumida (incluyendo las pérdidas), cuando un desbalance ocurre entre lo producido y lo consumido, la energía cinética almacenada en los generadores (masa turbina/generador) conectados a la red actúan de inmediato como compensador natural. La ecuación que describe la dinámica un generador síncrono i es,

$$M_i \frac{d\Delta w_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} - P_{Di} \quad (2.1)$$

donde Δw_i es la desviación de la velocidad angular mecánica con respecto a la velocidad angular síncrona, M_i es el coeficiente de inercia, P_{mi} es la potencia mecánica, P_{ei} es la potencia eléctrica y P_{Di} es la potencia amortizadora [20]. Cuando hay balance entre la producción y el consumo, el termino de la derecha es cero, lo que significa que el sistema se encuentra en estado estable (aceleración angular nula en el generador síncrono). Cuando ocurre un desbalance, por ejemplo si un generador sale fuera de servicio, los generadores restantes tienen que asumir la nueva demanda relativamente mayor, esto produce una desaceleración en la velocidad angular de los generadores puesto que la fuente de potencia mecánica no ha sido modificado hasta este momento (Las turbinas están equipadas con gobernadores que cambian la potencia mecánica a suministrar en función a la referencia que se les establezca, esto se conoce como control primario como se verá más adelante), y

sin embargo la potencia suministrada permanece constante. Entonces, debido a que la velocidad de los generadores conectados a la red está ligado a la frecuencia del sistema, una desaceleración en la velocidad angular de los generadores estaría produciendo una disminución en la frecuencia ($\Delta f = 2\pi\Delta\omega_i$). En el caso de una disminución en la demanda, la aceleración sería positiva por lo que la velocidad angular de los generadores así como la frecuencia aumentarían.

2.3. Control primario

Como se vio en el sección anterior, desbalances en la relación generación-demanda se traducen en variaciones en la frecuencia del sistema. La respuesta por inercia amortiza esa variación, a mayor capacidad instalada de generación sincronía, mayor es la inercia con la que se cuenta y mayor es la capacidad de amortización.

Sin ninguna otra acción que la respuesta por inercia, la frecuencia seguiría cambiando hasta el punto de la desestabilización del sistema eléctrico. Con motivo de estabilizar la frecuencia a un nuevo valor el control primario es usado. Los gobernadores, dispositivos que actúan sobre las turbinas modificando la potencia mecánica que suministran, cambian la potencia mecánica que entregan las turbinas en función a la magnitud de la variación de la frecuencia hasta que el balance generación-demanda se estabilice o hasta que las reservas del control primario se agoten.

El control primario es un control netamente local, vale decir a nivel de unidad de generación (turbina/generador), es por ello que a este nivel no existe coordinación entre las diferentes unidades conectadas al sistemas eléctrico. La reserva (generación de respaldo) requerida para hacer frente las variaciones de la frecuencia es definidas los códigos eléctricos de cada sistema eléctrico, por ejemplo para el sistema nórdico[1] existen dos tipos de control primario, el primero es usado para condiciones normales de operación (desviaciones pequeñas) y el segundo es usado para desviaciones mayores productos básicamente de desconexiones no programadas de líneas o generadores. Ambos tipos de control están implementados localmente en los gobernadores de las turbinas. La Figura 2.4 muestra el alcance del control primario en el sistema nórdico es de 50 ± 0.1 Hz para condiciones normales y entre 49.9-49.5 Hz para condiciones de falla, en ambas condiciones se requiere

un mínimo de reserva que para el caso de condiciones normales es 600 MW y para condiciones de falla es P_{n-1} , donde P_{n-1} es la potencia necesaria para compensar cualquier falla de acuerdo al criterio N-1. Con respecto a los tiempos de acción para este nivel de control se requiere un tiempo activación total no mayor a 3 minutos para condiciones normales de operación y no mayor a 30 segundos para condiciones de falla.

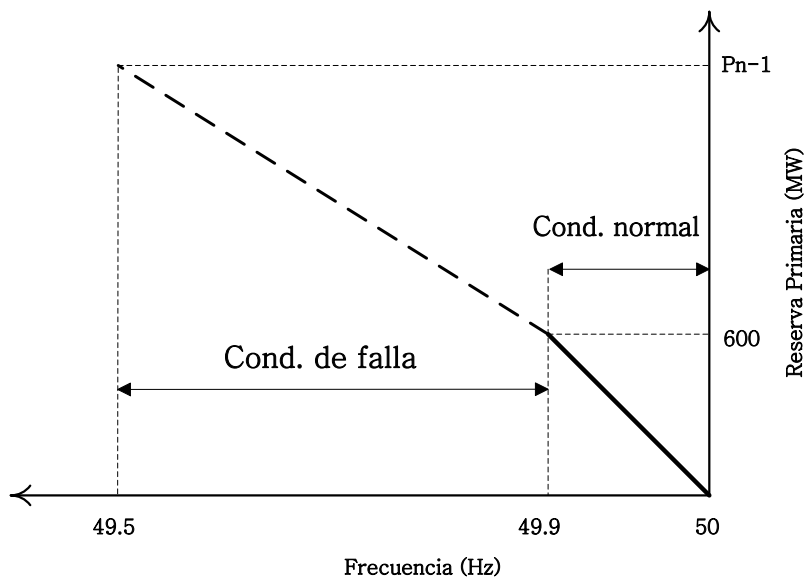


Figura 2.4: *Requerimiento de reservas para el control primario de la frecuencia según el sistema nórdico[1]*

No está demás indicar que al ser el control primario un servicio complementario remunerado en el mercado eléctrico, cada compañía eléctrica decide si participa o no en la provisión de reservas dentro de la regulación primaria.

2.4. Control secundario (AGC)

El control secundario es un control automático, generalmente conocido como Control Automático de Generación (AGC, por sus siglas en inglés *Automatic Generation Control*), que mediante el uso de las reservas restaura la frecuencia a su valor nominal y releva el control primario a disponibilidad de nuevos desbalances que puedan ocurrir en el sistema eléctrico.

En algunos países el AGC es usado para mucho más que restaurar la frecuencia a su valor nominal[21]. En Europa, por ejemplo, el AGC es usado también para controlar el flujo

de potencia a través de las líneas de interconexión que conectan diferentes áreas de control³. Por tanto, en esos sistemas el AGC tiene como entradas la variación en la frecuencia así como también la variación en el flujo de potencia en las líneas de interconexión. A la suma de estas desviaciones se le conoce como error en el área de control (ACE, por sus siglas en inglés *Area Control Error*). El ACE es entonces la entrada del controlador central, usualmente un controlador integral o proporcional-integral, cuya salida es la señal requerida para restablecer el ACE a cero. La salida del controlador se traduce en un cambio en la producción que es distribuida entre los generadores que participan en el AGC. Esta distribución es en función a lo establecido en la programación de las reservas dentro de la regulación secundaria.

En la Figura 2.5 se muestra el esquema del AGC para un sistema interconectado con dos áreas de control, los controladores secundarios, AGC_1 y AGC_2 , ajustan la potencia de referencia de los generadores que participan en este servicio complementario, mediante las señales Pr_1 y Pr_2 , respectivamente.

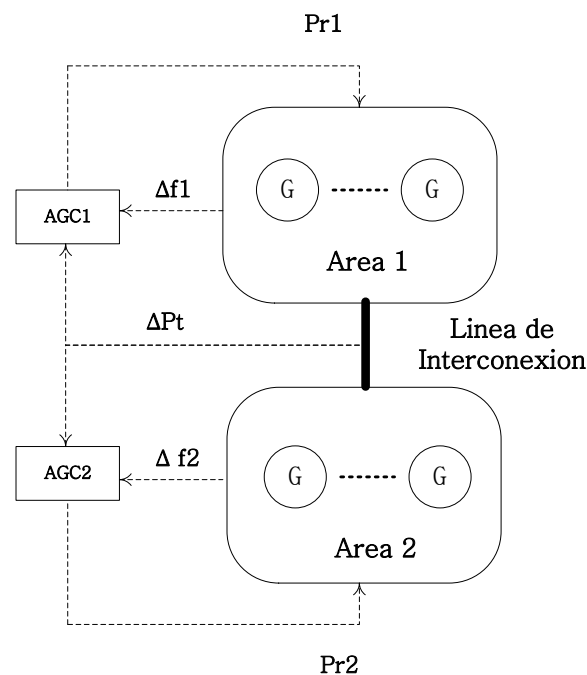


Figura 2.5: Esquema básico del control secundario para un sistema interconectado con dos áreas de control.

³Un área de control es parte de un sistema eléctrico interconectado, los límites de un área de control están definidos por los puntos de conexión con otras reas. El flujo de potencia de todas las líneas que cruzan los límites del área de control deben ser medidos, de tal modo que se pueda conocer el intercambio neto de potencia con las demás áreas.

2.5. Control terciario

El control terciario se refiere a la activación manual de las reservas. Así como el control secundario, el control terciario es un servicio complementario remunerativo. Es ejecutada por el operador del sistema en función a la programación de la generación que se pacto previamente en el mercado diario o cuando las reservas de control secundario se agotan, relevando estas reservas a disponibilidad de nuevos desbalances que estén bajo la regulación secundaria.

Por lo tanto, el control de frecuencia consiste en varios niveles de control. Cuando se produzca un desbalance, habrá una variación en la frecuencia. La respuesta por inercia actuara naturalmente mediante la masa de generadores síncronos conectados al sistema. Luego en intervalos de segundos el control primario se hará presente para estabilizar la frecuencia a un nuevo valor. El control secundario actuara luego para restablecer la frecuencia a su valor nominal y relevar el control primario. Finalmente, el control terciario se activara manualmente con el fin de relevar al control secundario. La Figura 2.6 muestra los intervalos de actuación de cada nivel de control de frecuencia.

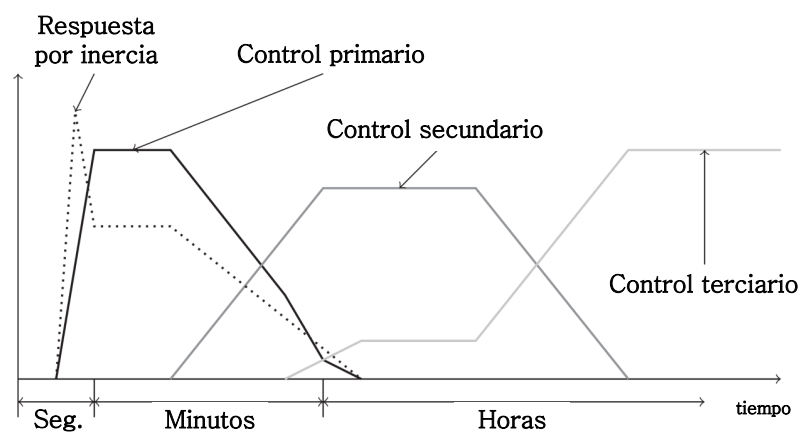


Figura 2.6: *Diferentes niveles del control de la frecuencia y sus tiempos de acción.*[2]

Asimismo, La Figura 2.7 muestra la respuesta de la frecuencia para los diferentes niveles de control. Como se observa solo con la respuesta por inercia el sistema se vuelve inestable, el control primario estabiliza la frecuencia a un nuevo valor, y el control secundario restaura la frecuencia a su valor nominal.

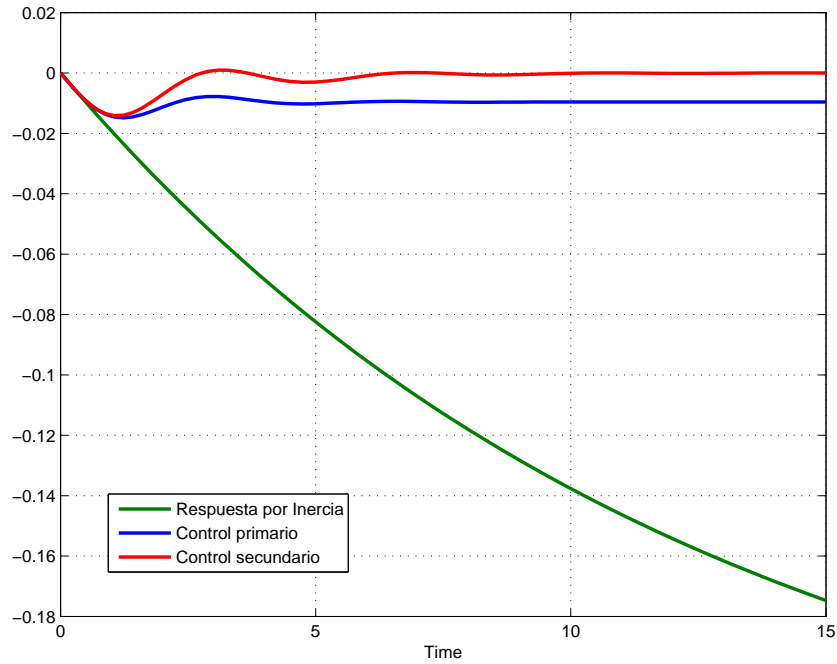


Figura 2.7: *Típica respuesta de los niveles de control de frecuencia ante un desbalance.*

2.6. Desafíos en la operación del sistema eléctrico

Esta claro que los desafíos en los sistemas eléctricos actuales están relacionados a la introducción de nuevas fuentes de generación, como es la generación cuya fuente de energía primaria es variable, las más conocidas y utilizadas son el viento y la radiación solar. Integrar este tipo de generación a la red eléctrica se ha convertido un desafío desde el punto de vista operacional como de planificación. Esta sección básicamente se enfocara en el impacto en el operación del sistema, y más específicamente como esto influyen en las reservas necesarias para el control de la frecuencia.

El problema con este tipo de *generación variable* (en adelante se utilizara este termino para referirse a la generación eólica y/o solar) es la incertidumbre en su producción. Mas aun, cuando el nivel de penetración de este tipo de generación es importante, la incertidumbre es mayor aun. A mayor penetración mayor incertidumbre en la producción.

Mantener el balance generación-demanda significa mantener la frecuencia dentro de los limites establecidos en el código eléctrico de cada país o sistema. Ello puede ser logrado aumentando o disminuyendo generación o, por el otro lado, aumentando o disminuyendo la demanda. El ultimo enfoque se conoce como Respuesta a la Demanda (DR, por sus siglas en ingles *Demand Response*). A pesar de los muchos estudios y el potencial que tendría la

DR en dar soporte a las reservas, disminuyéndolas, hay todavía una gran vació que hace parecer que su aplicación no se dará al menos en el corto plazo[22], al menos así se muestra en mucho de los países en donde la generación variable se ha ido integrando al sistema eléctrico desde hace varias décadas atrás. No obstante, aumentando o disminuyendo la generación requiere tener suficiente reserva como para poder hacer frente a desbalances súbitos. Esto afecta al control de la frecuencia, que es balance entre lo que se produce y consume, principalmente en los siguientes aspectos:

-*Incremento en la cantidad de reserva:* Incrementar la cantidad de reserva tiene un efecto económico directo, ya que significa tener a disposición mayor cantidad de generadores para actuar ante eventos imprevistos y, como se sabe, es un servicio remunerado.

-*Generadores calificados:* No solo hace falta contar con suficientes reservas sino que también es necesario contar con generadores capaces de darles uso, respondiendo eficazmente a desbalances súbitos, especialmente en el capacidad de incrementar o disminuir su generación en periodos cortos (rampa máxima de subida y/o bajada).

Un completo estudio de los desafíos que representan al integrar generación variable a la red se puede encontrar en [23]. Aquí se resumen las recomendaciones que se plantean al respecto:

A. Mejorar el pronóstico de la producción

El pronóstico de la producción de la generación variable es usado para realizar la programación diaria de la generación. A pesar de que las técnicas de predicción han mejorado en los últimos años[23], el nivel de incertidumbre es aun considerable, por lo que todavía se requiere contar con enorme cantidad de reservas. El problema recae en que la información meteorológica que se utiliza para el pronóstico de la producción es información disgregada y es propiedad de múltiples compañías privadas. Compartiendo y centralizando esa información la precisión del pronóstico mejoraría notablemente, lo que disminuiría los errores y reducirían la cantidad de reservas necesarias. Para sistemas eléctricos en donde la presencia de generación variable no sea considerable, implementar dicha centralización podría incurrir en costos mas altos que los beneficios que se obtendrían.

B. Desarrollar y mejorar herramientas para predecir eventos rampa

Conocer con antelación lo que estaría ocurriendo en el sistema con respecto a eventos rampa (rampa de subida o bajada, duración de la rampa, tiempo de inicio, magnitud) proporcionaría valiosa información a los operadores del sistema de modo tal que puedan tomar acciones preventivas que reduzcan el impacto de dichos eventos sobre el sistema eléctrico.

C. Abriendo nuevos mercados cercanos a la operación en tiempo real

Actualmente, el mercado diario e intra-diario son la aplicación práctica más cercana a la operación en tiempo real. La ventaja de crear nuevos mercados aun más cercanos, es que la precisión del pronóstico de producción de generación variable mejora considerablemente si se reduce el tiempo de pronóstico. Figura 2.8 muestra la variación del error en la predicción con respecto al tiempo en se realiza la predicción. Se nota, por ejemplo, que el error cambia de 15 % a 5 % para un mercado diario y un mercado ficticio con 4 horas de anticipación, respectivamente.

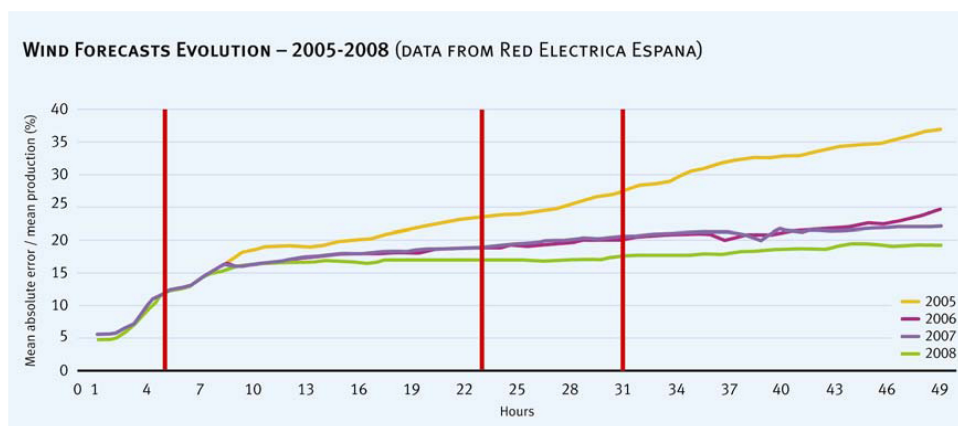


Figura 2.8: Evolución del error en la predicción de generación variable (eólica) con respecto al tiempo de anticipación.[3]

D. Cooperación entre áreas de control

Agrupando geográficamente diferentes áreas de control, cada una una con propia generación variable, grandes desbalances individuales en cada área resultaría en un desbalance menor si se considera todo el conjunto como uno. Sin embargo, esto requiere suficiente infraestructura en puntos de conexión las áreas de modo tal que no se produzca congestiones en las líneas de interconexión.

E. Asegurar flexibilidad en el sistema

La velocidad a la que una unidad de generación cambia la potencia entregada depende del tipo de tecnología usada y de su diseño . Por ejemplo, para las plantas hidráulicas un cambio en la potencia entregada podría tomar minutos, para plantas de gas podría tomar fracciones de hora, y para plantas nucleares varias horas. Grandes unidades de generación, que sirven como generación base (Plantas nucleares o de carbón), no fueron diseñadas para realizar cambios frecuentes en su potencia debido a que ello resultaría en un excesivo costo de mantenimiento, además reduciría el tiempo de vida de la planta y estaría operando fuera del punto de operación óptimo. Por otro lado, plantas de gas e hidráulicas generalmente cumplen con los requisitos de flexibilidad y pueden ser usados como correctores de frecuencia.

F. Conexión de generación variable a la red

Otra característica particular para tener en cuenta es que la contribución de inercia es muy diferente en las plantas de generación variable con respecto a plantas convencionales, es por eso que la generación variable apoya poco en la estabilidad de la frecuencia. La primera razón es que en las plantas convencionales la inercia se basa en soporte físico (masa generador/turbina), esta función no es inherente en la mayoría de los generadores eólicos o solares que operan actualmente. En segundo lugar, la generación variable no pueden restaurar la desviación de la frecuencia o el ACE de un sistema debido a que sus recursos primarios no son controlables (eólica y solar), otro es el caso de los generadores convencionales en los que la potencia de salida se puede controlar aumentando o disminuyendo su fuente primaria (combustible, flujo de agua). Las plantas de generación variable necesitan una interfaz electrónica para ser conectado a la red. En algunas plantas eólicas, esta interfaz puede proporcionar cierto grado de respuesta inercial a través de un diseño y control apropiado de sus dispositivos electrónicos. Esto también es posible para las plantas solares emulando la respuesta inercial utilizando unidades de almacenamiento de energía[24].

2.6.1. Sumario

El estudio de los niveles de control de frecuencia se realizó en base a los establecidos por la ENTSO-E. Las provisiones de reserva para el balance de frecuencia incluyen los controles primario, secundario y terciario. El control primario, es un control local no remunerable, mientras que los controles secundario y terciario son servicios remunerativos que se establecen dentro del mercado eléctrico del sistema. El tiempo de actuación del control primario es dentro de segundos, el del control secundario dentro de minutos y el control terciario dentro de minutos u horas. El control secundario o AGC es un control que ajusta la frecuencia a su valor nominal (en algunos casos también controla el flujo de potencia en las líneas de interconexión del área de control). Por otro lado, el control terciario es de activación manual que restablece la disponibilidad del control secundario.

Asimismo, el aumento de la penetración de generación variable en un sistema convencional aumentará la cantidad de la reserva necesaria para garantizar ciertos límites de seguridad y confiabilidad. Además, el impacto sobre el modo de operación fueron discutidos y algunas recomendaciones dadas.

Capítulo 3

Modelo dinámico del sistema eléctrico

El primer paso para el análisis y diseño de un sistema de control es el modelado del sistema a estudiar. Los métodos más comunes para ello son mediante el uso de funciones de transferencia y el uso de variables de estado. El último enfoque puede ser aplicado tanto a sistemas lineales como no-lineales, mientras que el modelado mediante funciones de transferencia requiere linealizar el sistema previamente. Para linealizar el modelo matemático que describe un sistema eléctrico se harán aproximaciones razonables, de ese modo se obtendrán funciones de transferencia de los elementos que están involucrados en el análisis de control de frecuencia. Una completa introducción en el modelamiento dinámico de un sistema eléctrico de potencia puede encontrarse en [7], [25] y [6]. En este capítulo, el modelo dinámico del sistema eléctrico incluye el modelo de unidad de generación (generador, carga, turbina y gobernador), el modelo de la línea de interconexión y el modelo del sistema interconectado.

3.1. Unidades de generación

La unidad de generación es el elemento básico para ejercer el control de frecuencia en un sistema eléctrico. La Figura 3.1 muestra una unidad de generación que alimenta a una carga. La unidad está compuesta por un generador síncrono, una turbina que puede ser de gas, vapor o hidráulica y una válvula de admisión a la turbina. La válvula de admisión a la

turbina permite regular el flujo entrante a la misma y, por lo tanto, la potencia mecánica aportada al generador síncrono.

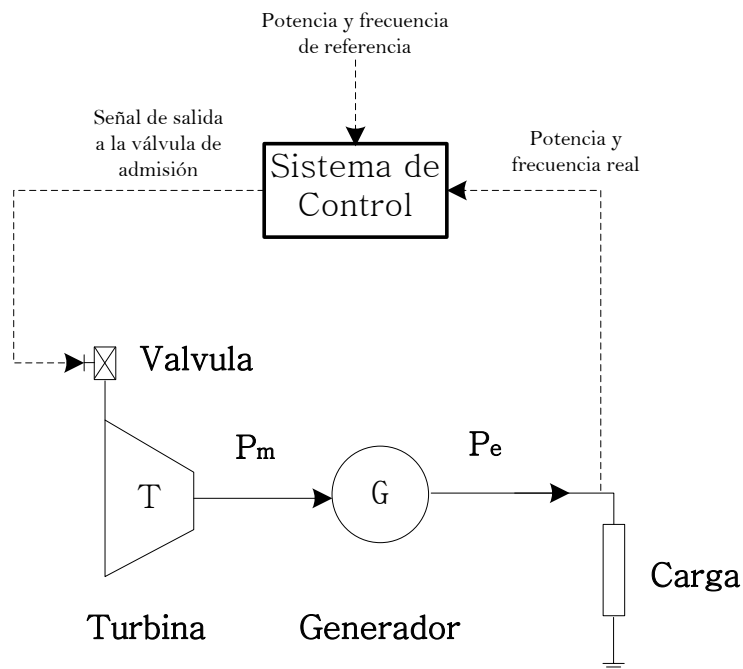


Figura 3.1: Elementos principales de una unidad de generación en el control de frecuencia.

El sistema de control se encargara de ajustar la potencia generada a la potencia que consume la carga, para ello se usan los niveles de control discutidos en el capítulo anterior. Para nuestro análisis solo requeriremos discutir de los controles primario y secundario. El control terciario es un control programado en el mercado diario y esta fuera del alcance de nuestro estudio.

3.1.1. Generador

Aplicando la ecuación de oscilación de una maquina sincronía dada en (2.1), y considerando una pequeña desviación en angular δ se tiene:

$$\frac{d\Delta w}{dt} = \frac{1}{2H}(P_m - P_e) \quad (3.1)$$

donde H es el coeficiente de inercia en segundos, P_m es la potencia mecánica, P_e es la potencia eléctrica.

Tomando la transformada de Laplace de (3.1), se obtiene:

$$\Delta\Omega_s = \frac{1}{2Hs}(P_{m(s)} - P_{e(s)}) \quad (3.2)$$

La relación matemática mostrada en (3.2) se puede representar mediante una función de transferencia según muestra la Figura 3.2

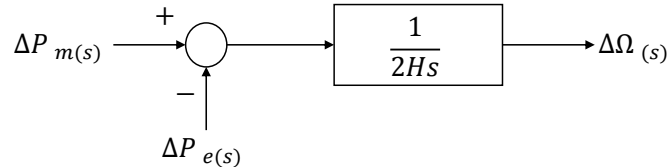


Figura 3.2: Modelo del generador.

3.1.2. Carga

La carga en el sistema de potencia consiste en una variedad de dispositivos eléctricos. Para cargas puramente resistivas, la potencia eléctrica es independiente de la frecuencia. Para cargas inductivas como el motor eléctrico, la potencia está relacionada con la frecuencia. El grado de dependencia lo determina la curva característica velocidad-potencia de cada dispositivo. Dicha relación se puede aproximar a la siguiente expresión:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta\omega \quad (3.3)$$

donde ΔP_L es la variación de carga no sensible a la frecuencia, $D\Delta\omega$ es la variación de carga sensible a la frecuencia. D representa el porcentaje de variación de la carga con respecto al porcentaje de variación en la frecuencia. Por ejemplo, si la carga cambia en un 3% cuando la frecuencia varía en 2%, entonces $D=1.5$.

Incluyendo el modelo de carga en el diagrama de bloque del generador, se obtiene lo mostrado en la Figura 3.3. Reduciendo el diagrama de bloque se obtiene lo que muestra la Figura 3.4.

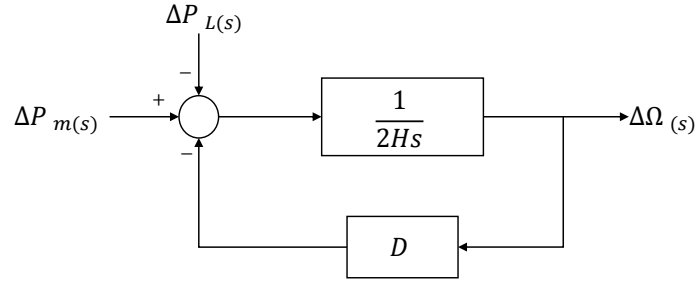


Figura 3.3: Modelo generador-carga.

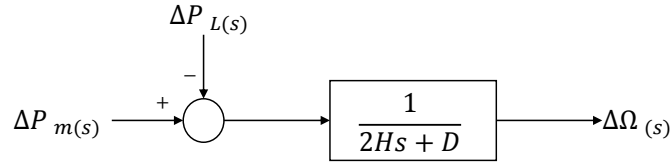


Figura 3.4: Modelo generador-carga(reducido).

3.1.3. Turbina

Las turbinas son usadas para transformar la energía primaria, como la energía de una caída de agua, gases a alta presión, etc., en potencia mecánica que se suministra al generador. Para el modelamiento de la turbina, es necesario tener en cuenta el tipo de tecnología que se usa. Las particularidades de cada tipo yace en el tiempo de acción (tiempo de retraso) desde que se manda la señal al gobernador y la válvula actúa hasta que la variación de potencia mecánica se haya realizado. Usualmente se pueden considerar tres tipos: turbina de ciclo simple, turbina de ciclo combinado y turbina hidráulica.

Las turbinas de ciclo simple se representan mediante funciones de primer orden. El tiempo de retraso (T_{ch}) ocurre entre la apertura de la válvula hasta el momento en que se produce el par mecánico. La función de transferencia para las turbinas de ciclo simple es representada por:

$$G_s = \frac{\Delta P_{m(s)}}{\Delta P_{v(s)}} = \frac{1}{T_{ch}s + 1} \quad (3.4)$$

donde $\Delta P_{v(s)}$ es el cambio de posición de la válvula.

Las turbinas de ciclo combinado son de segundo orden debido a que su sistema es más complejo, por ejemplo multiples etapas debido a niveles de alta y baja presión en el vapor

de agua. Su función de transferencia es representada por:

$$G_v = \frac{\Delta P_{m(s)}}{\Delta P_{v(s)}} = \frac{F_{hp}T_{rh}s + 1}{(T_{ch}s + 1)(T_{rh}s + 1)} \quad (3.5)$$

donde T_{rh} representa el tiempo de recalentamiento en baja presión y F_{hp} representa el ratio en alta presión.

En las turbinas hidráulicas, la presión del flujo de agua responde en oposición al cambio de frecuencia para luego estabilizarse después de los estados transitorios. Entonces, la función de transferencia para estas turbinas es representada según:

$$G_t = \frac{\Delta P_{m(s)}}{\Delta P_{v(s)}} = \frac{-T_w s + 1}{0,5T_w s + 1} \quad (3.6)$$

donde T_w es el tiempo de reacción del flujo de agua.

Por cuestiones de estabilidad, un compensador de transitorios es necesario en el modelamiento de turbinas hidráulicas, dicha función de compensación se expresa como sigue:

$$G_C = \frac{T_R s + 1}{T_R \frac{R_T}{R} s + 1} \quad (3.7)$$

donde T_R , R_T y R representan el tiempo de reposición, caída temporaria y caída permanente, respectivamente[7].

El modelo de turbina de ciclo simple es mostrado en la Figura 3.5. Añadiendo el diagrama de bloque generador-carga de la Figura 3.3 se obtiene lo mostrado en la Figura 3.6

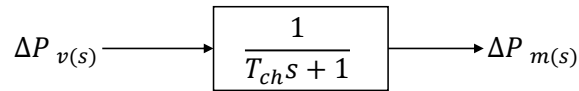


Figura 3.5: Modelo turbina de ciclo simple.

3.1.4. Gobernador

El control primario de frecuencia es realizada por el gobernador en cada unidad generadora de manera automática; por tanto, el gobernador debe contar con un dispositivo

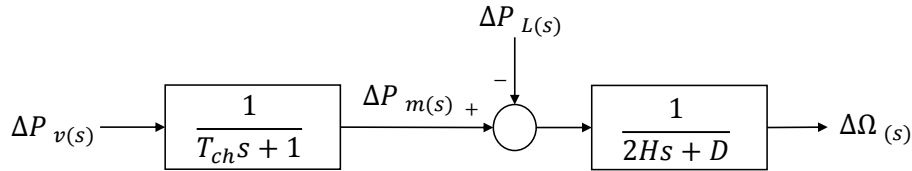


Figura 3.6: Modelo turbina de ciclo simple-generador-carga.

de medida de frecuencia del sistema, un controlador que ejecute la acción a seguir y un mecanismo que actúe sobre la válvula de admisión de la turbina.

Cuando la carga conectada a un generador incrementa de repente, la potencia eléctrica excede a la potencia mecánica de referencia. Como se vio en el capítulo anterior, la primera reacción que se da es la respuesta por inercia debido a la energía cinética que almacena la masa generador/turbina, esta reacción produce una reducción en la velocidad de rotación de la turbina causando un decaimiento en la frecuencia. El gobernador de la turbina reconocerá esta variación de frecuencia y actuara ajustando la señal de entrada de la válvula de admisión de la turbina, de modo que se establezca la velocidad de rotación llegando así a un nuevo estado estable (con frecuencia distinta a la nominal). Esto se representa en la Figura 3.7 donde se muestra como se relaciona la variación de frecuencia ante variación de potencia de una unidad, a esta pendiente característica se le conoce como Estatismo del gobernador. Por ejemplo, si la carga incrementa de P_0 a P_b , la frecuencia se reduciría de f_0 a f_b , y viceversa. Luego, se cumple que:

$$R = \frac{f_0 - f_b}{P_b - P_0} = \frac{f_a - f_0}{P_0 - P_a} \quad (3.8)$$

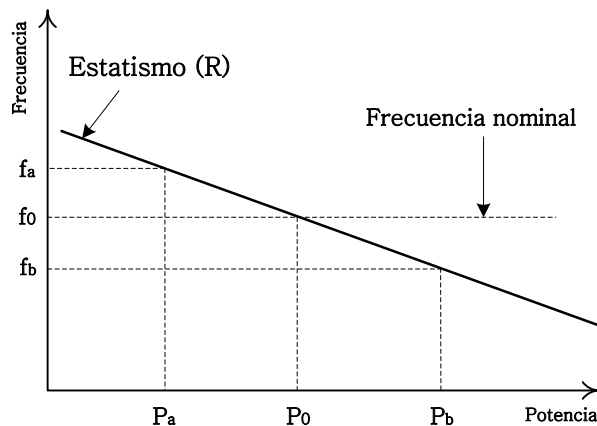


Figura 3.7: Estatismo del gobernador.

Con el fin de permitir la operación en paralelo de generadores el estatismo se introduce como una una señal de retroalimentación R hacia la válvula de cada turbina. Si dos unidades de generación están conectadas al mismo sistema, ante una variación en la carga estas unidades compartirán dicha variación en función a sus respectivos estatismos, siempre a una misma frecuencia, esto se ilustra en la Figura 3.8. Por ejemplo, cuando la carga conectada aumenta en ΔP_L , se produce una reducción en la frecuencia, el gobernador actúa y se establece un nuevo estado estable a frecuencia f_2 . La contribución de potencia de cada unidad de generación esta en función a la pendiente de la recta o estatismo (R_1 y R_2). La unidad 1 incrementa su potencia de P_1 a P'_1 y la unidad 2 de P_2 a P'_2 , donde a $P'_1 - P_1 + P'_2 - P_2$ resulta igual a ΔP_L .

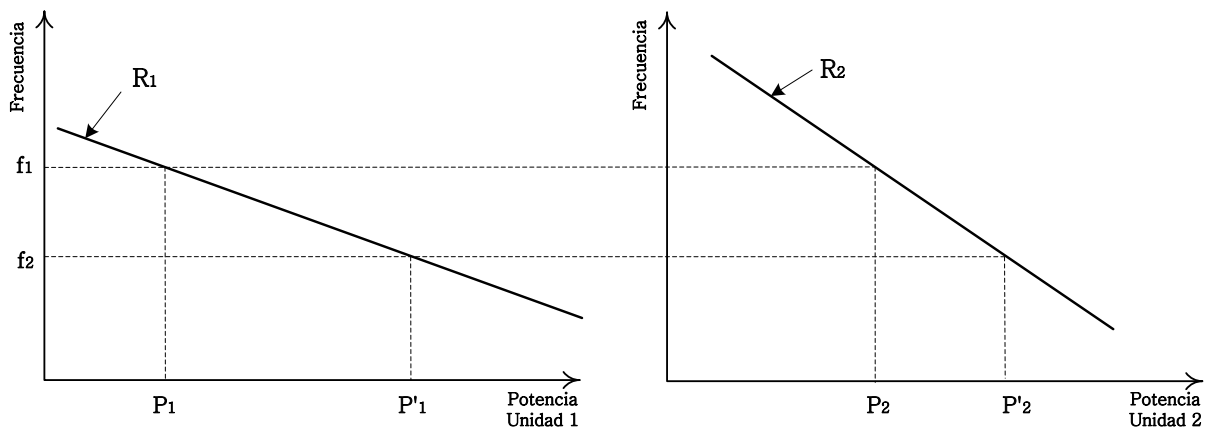


Figura 3.8: Distribución de la potencia en función del estatismo para dos unidades de generación.

Una vez que se ha obtenido un balance a un valor de frecuencia diferente a la nominal, es necesario un control complementario (o suplementario) para restablecer la frecuencia a su valor nominal, a esta acción se le denomina control secundario o AGC, como se detallara mas adelante.

El diagrama de bloque del gobernador es mostrado en la Figura 3.9.

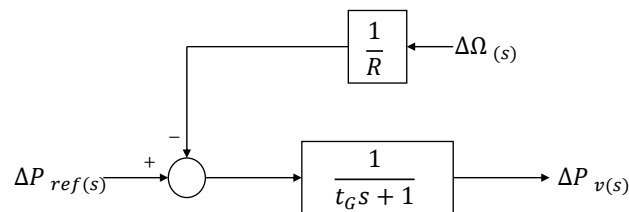


Figura 3.9: Modelo del gobernador.

Considerando el modelo generador-carga-turbina-gobernador vistos hasta ahora se

obtiene lo mostrado en la Figura 3.10

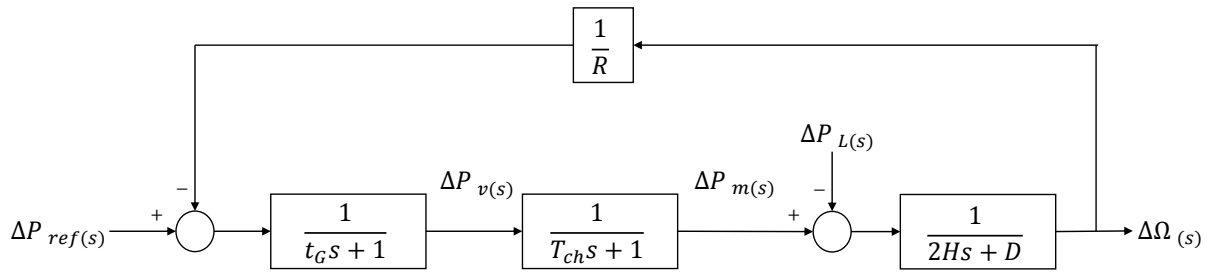


Figura 3.10: Modelo generador-carga-turbina-gobernador.

3.2. Sistemas Interconectados

El concepto de área de control corresponde a un conjunto de generadores (usualmente de la misma compañía eléctrica o situados dentro de una misma zona geográfica) unidos por líneas de baja impedancia de forma que se pueda decir que la frecuencia es siempre la misma en cualquier nudo dentro del área. Sin embargo, el sistema eléctrico está interconectado, de forma que distintas compañías eléctricas y distintos países intercambian energía eléctrica entre sus áreas de control. La razón por la que un área se interconecta no solo es debido a que de esta forma puede comercializar energía eléctrica con sus vecinos, según le convenga o disponga. Además, conectar varias áreas proporciona mayor estabilidad al sistema global ante eventos no programados como fallas en líneas o generadores, garantizando de ese modo la continuidad del suministro eléctrico.

A causa de que las cargas varían continuamente, la generación debe ser ajustada continuamente para restaurar la frecuencia a su valor nominal. Como se vio en el capítulo anterior, a este esquema de control se le conoce como control secundario o AGC. En un sistema interconectado constituido por varias áreas, la función del AGC es asignar las variaciones de carga dentro del área que corresponda, controlando al mismo tiempo el intercambio de potencia entre las áreas interconectadas, de modo tal que la frecuencia permanezca dentro de los límites establecidos. Estas consideraciones son para condiciones de estado estable o cuasi-estable, para condiciones de grandes perturbaciones transitorias o condiciones de emergencias otros controles son utilizados[25]. En resumen, los objetivos del AGC en un sistema interconectado son:

- Mantener la frecuencia alrededor del valor nominal y dentro límites establecidos.
- Controlar el intercambio de potencia entre las áreas de acuerdo a lo programado.
- Controlar que cada área se responsable de las variaciones de cargas dentro de sus fronteras.

3.2.1. Líneas de interconexión (Tie-Lines)

El flujo de potencia a través de una línea de transmisión puede ser modelada usando el modelo DC o lineal de flujo de carga[7].

$$P_{12} = \frac{1}{X_{12}}(\theta_1 - \theta_2) \quad (3.9)$$

Este es el flujo de potencia en estado estable a través de la línea de interconexión con impedancia X_{12} . Añadiendo una pequeña variación (perturbación) a la ecuación anterior, se obtiene:

$$P_{12} + \Delta P_{12} = \frac{1}{X_{12}}[(\theta_1 + \Delta\theta_1) - (\theta_2 + \Delta\theta_2)] \quad (3.10)$$

Entonces:

$$\Delta P_{12} = \frac{1}{X_{12}}(\Delta\theta_1 - \Delta\theta_2) \quad (3.11)$$

donde $\Delta\theta_1$ y $\Delta\theta_2$ son equivalentes a la desviación angular ($\Delta w = d(\Delta\theta)/dt$), luego:

$$\Delta P_{12} = \frac{T}{s}(\Delta w_1 - \Delta w_2) \quad (3.12)$$

donde $T = 2\pi f/X_{12}$

Para un sistema interconectado con dos áreas conectadas por una línea de transmisión. El flujo de potencia a través de esta línea aparecerá como una carga negativa para un área, y positiva (y de igual magnitud) para la otra, o viceversa, dependiendo del sentido del flujo. La dirección del flujo es determinada por los ángulos de fase en los nudos extremos que conectan la línea, como muestra la ecuación (3.11), esta a su vez es determinada por

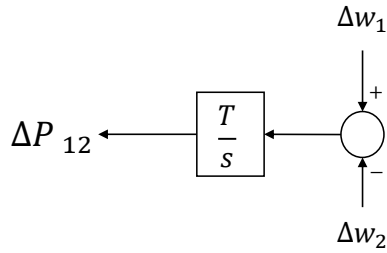


Figura 3.11: Modelo línea de interconexión.

la desviación de la velocidad angular relativa de las áreas o la desviación relativa de las frecuencias.

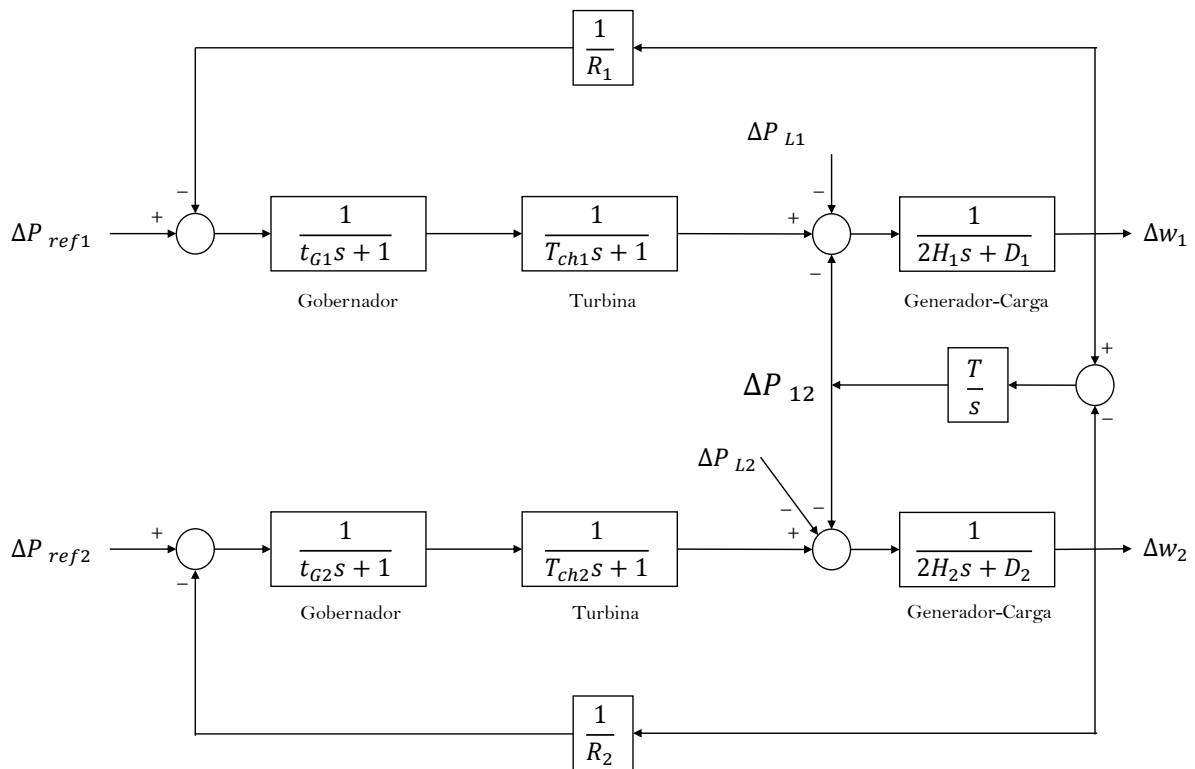


Figura 3.12: Modelo para un sistema interconectado con dos áreas.

La Figura 3.12 muestra el diagrama de bloques para un sistema interconectado compuesto por dos áreas de control.

3.2.2. Error en el área de control (ACE)

Con el objetivo de eliminar el error de frecuencia y el error de flujo de potencia entre áreas existe el control secundario, que aplica una acción de control de tipo integrador sobre una combinación de ambos errores. A esta combinación se le conoce como el error en un área de control (ACE, por sus siglas en ingles *Area Control Error*). El ACE del

área i para un sistema interconectado compuesto por n áreas , esta definido por:

$$ACE_i = \sum_{j=1}^n \Delta P_{ij} + B_i \Delta w_i \quad (3.13)$$

donde,

$$B_i = \frac{1}{R_i} + D_i \quad (3.14)$$

y, el sumatorio de los ΔP_{ij} es la exportación neta de potencia activa del área i , es decir, la suma de los flujos de potencia salientes hacia todas las áreas vecinas.

En general, el AGC no es realizado por todas las unidades de generación de una misma área, sino únicamente por aquellas que participan en la regulación secundaria. El ACE representa el cambio requerido en la generación de cada área, y usualmente se expresa en MW.

Cabe mencionar que el valor de B_i en un sistema eléctrico real no permanece constante a lo largo del tiempo. Como se ve en la ecuación (3.13), B_i es función de R_i y D_i . R_i depende del número de generadores conectados y de sus constantes de estatismo y D_i depende de la naturaleza de la carga. Por tanto, B_i puede variar significativamente entre las horas punta y valle de demanda.

3.2.3. Operación con múltiples generadores

Cuando dos o más unidades de generación están conectados al mismo sistema eléctrico, la masa turbina-generador de todas la unidades se combinan en una sola unidad representativa, cuya constante de inercia es igual a la suma de todas las constantes de inercia referidas a una misma potencia base, que es alimentada por la suma de potencias mecánicas de todas las turbinas. Ello es ilustrado en la Figura 3.13, donde las todas unidades de generación son representadas por una sola unidad equivalente ($2H_{equiv}$). Asimismo, todas

la cargas fueron son representadas por una equivalente (D_{equiv}).

$$H_{equiv} = \sum_{i=1}^n H_i \quad (3.15)$$

$$D_{equiv} = \sum_{i=1}^n D_i \quad (3.16)$$

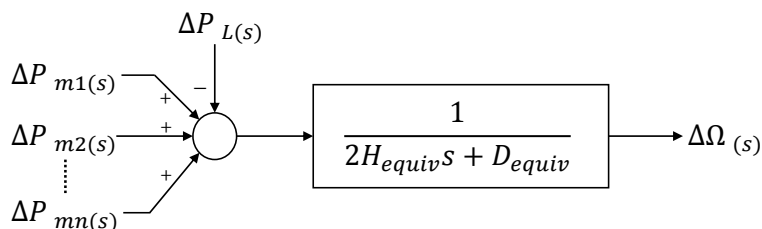


Figura 3.13: Modelo generador-carga con múltiples unidades de generación.

3.3. Modelo dinámico de sistema eléctrico de dos áreas interconectadas

Para un sistema interconectado compuesto por dos áreas, el error en las respectivas áreas vendría dado por:

$$ACE_1 = \Delta P_{12} + B_1 \Delta w_1 \quad (3.17)$$

$$ACE_2 = \Delta P_{21} + B_2 \Delta w_2 \quad (3.18)$$

El ACE es usado como señal de entrada del controlador (generalmente integral o proporcional-integral) de modo tal que se regule la potencia de generación, llevando los valores de ΔP_{12} y Δw a cero. El control integral garantiza que mientras que el ACE no sea nulo la salida del integrador seguirá aumentando, lo que provocará una variación del valor de la potencia de referencia. Solamente cuando el error de frecuencia llegue a un valor nulo se conseguirá que la potencia de referencia de entrada al gobernador permanezca constante. El diagrama de bloques para este caso es mostrado en la Figura 3.14.

donde K_1 y K_2 son las ganancias de los controladores integrales, controladores usualmente usados en el AGC. El valor de estas ganancias caracteriza la rapidez con la que

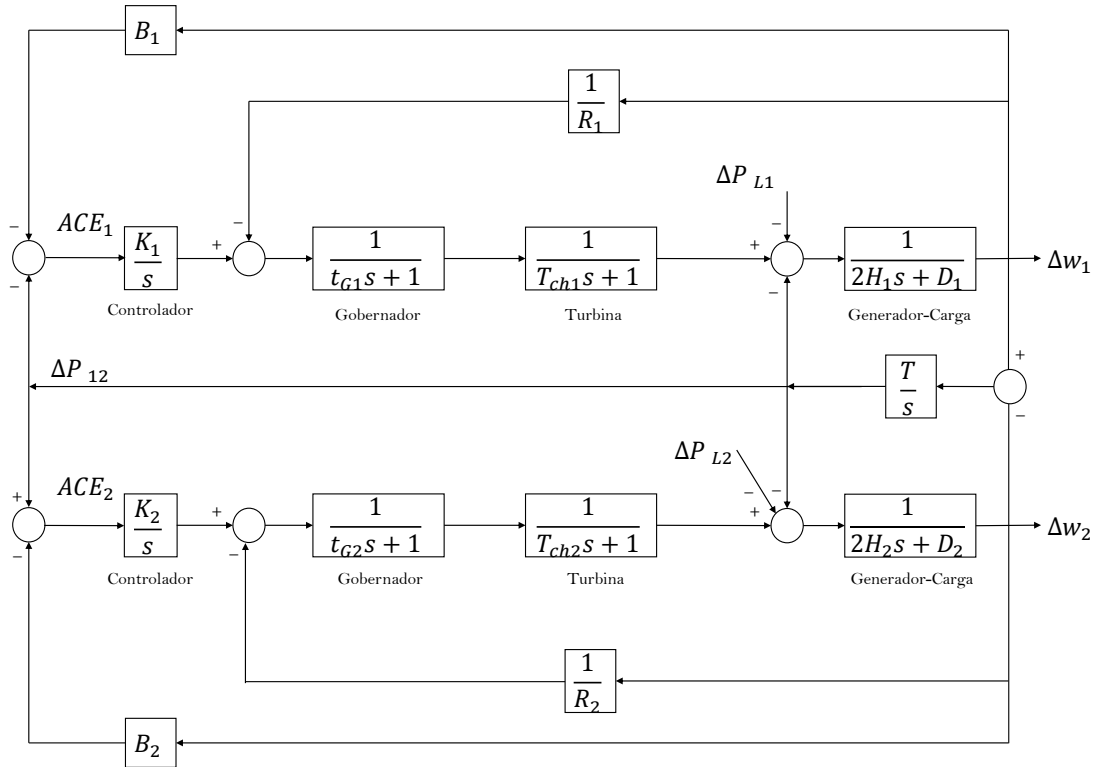


Figura 3.14: Modelo AGC para un sistema interconectado de 2 áreas.

disminuye el error en el área de control. Por lo tanto, estos parámetros son fundamentales para el control ya que dependiendo de sus valores el sistema será inestable o estable; y en caso de ser estable, determinaran si la respuesta será o no oscilatoria. Como regla general, el sistema será inestable para ganancias muy grandes.

3.4. Modelo dinámico de sistema eléctrico de múltiples áreas interconectadas

El mismo esquema aplicado a un sistema con dos áreas puede extenderse a un sistema con cualquier numero de áreas. Para el caso general de un sistema interconectado compuesto por n áreas, en donde cada área esta compuesta por k unidades de generación, el modelo AGC para el área i se muestra en la Figura 3.15.

Los parámetros $p_{i,1}, p_{i,2}, \dots, p_{i,k}$ son los factores de participación de las unidades de

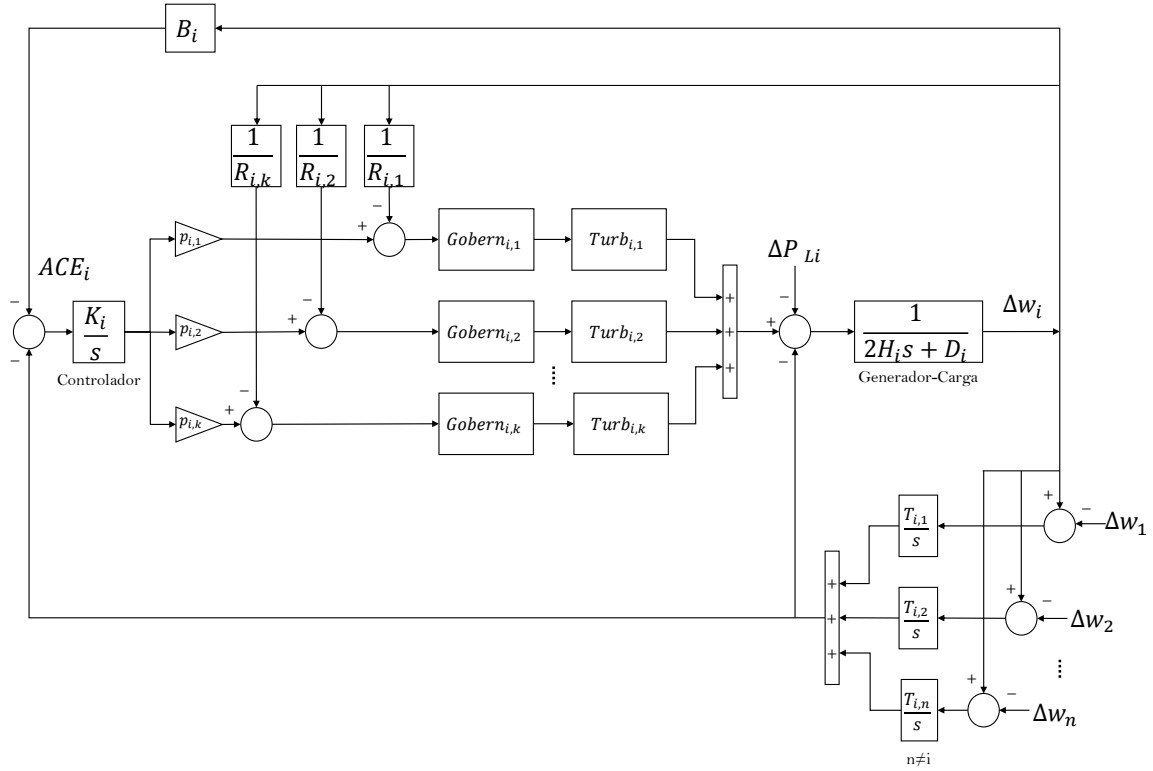


Figura 3.15: Modelo AGC del área 'i' compuesta por 'k' unidades de generación para un sistema de 'n' áreas.

generación dentro de un área, en este caso dentro del área i . Además, se debe cumplir que:

$$p_{i,1} + p_{i,2} + \dots + p_{i,k} = 1 \quad (3.19)$$

Dentro del área, cada gobernador tiene un estatismo particular ($R_{i,1}, R_{i,2}, \dots, R_{i,k}$) que define, junto con el factor de participación el grado de aportación al control de frecuencia.

El término B_i estaría calculado por:

$$B_i = \frac{1}{R_{i,1}} + \frac{1}{R_{i,2}} + \dots + \frac{1}{R_{i,k}} + D_i \quad (3.20)$$

El sumatorio de los flujos de interconexión del área i , que están en función de los coeficientes $T_{i,1}, T_{i,2}, \dots, T_{i,n}$ (para $i \neq n$), representan el flujo de potencia neto para dicha área.

3.5. Sumario

El modelado de cada componente que participa en el análisis del control de frecuencia ha sido desarrollado mediante modelos lineales y se han representado usando funciones de transferencia. Del mismo modo, las razones para interconectar áreas de control es el intercambio de energía, además de la posibilidad de asistencia mutua durante condiciones de operación desfavorables. Finalmente, el modelo para un sistema interconectado con dos áreas de control fue mostrado así como también para el caso general de un sistema con múltiples áreas. Este capítulo sirve de base para el diseño del controlador PID y el modelamiento del sistema eléctrico a estudiar en este trabajo de fin de máster.

Capítulo 4

Sintonización de un controlador PID usando Particle Swarm Optimization

El control de frecuencia en un sistema eléctrico requiere de un controlador que pueda cumplir con los requerimientos que dicho sistema demande. El controlador PID por su versatilidad y simpleza es usado en muchas aplicaciones incluyendo los sistemas eléctricos de potencia. Uno de los desafíos en el diseño de controladores es la sintonización de los mismos. Muchas técnicas han sido desarrolladas para diferentes tipos de controladores y aplicaciones. En esta sección se hará una presentación del controlador PID, y luego se presentara diversas técnicas para su sintonización. Sin embargo, se enfocara al final en el método de *Particle Swarm Optimization*.

4.1. Estudio del controlador PID

El controlador PID es un mecanismo de control por retroalimentación que incluye tres parámetros característicos: el proporcional, el integral y el derivativo. Este controlador es usado ampliamente en los procesos industriales debido a su fácil implementación y su aceptable desempeño en muchas situaciones practicas. Una representación básica de un mecanismo de control por retroalimentación es mostrado en la Figura 4.1, en donde la planta es el sistema a controlar. La idea de un controlador es ajustar la variable de salida y a la consigna r . Para lograr ello, la variable u es modificada por el controlador. La variable d representa los disturbios externos que puedan afectar a la planta o sistema.

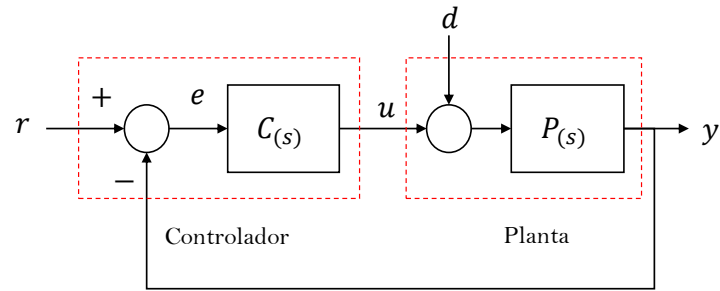


Figura 4.1: Esquema convencional de control por retroalimentación.

El compensador ($C(s)$) modifica la variable u en función a su entrada e , que es el error calculado por: $e = y - r$. Cabe mencionar que en la Figura 4.1 se asume que la variable y es medida con gran precisión, de modo tal que se omite la presencia del sensor en el diagrama de bloques, y como resultado la entrada del controlador es exactamente e .

Los controladores PID tienen la misma estructura de control que la mostrada en la Figura 4.1, en donde el controlador PID vendría a ser el compensador $C(s)$.

4.2. Controlador PID

El aporte de los parámetros característicos (proporcional, integral y derivativo) son representados mediante factores de multiplicación o ganancias, estos pueden ser definidos de la siguiente manera:

- Proporcional: Esta característica simplemente multiplica el error por la ganancia proporcional para obtener la salida del controlador. Solo el uso del término proporcional podría dar un control aceptable; sin embargo, la respuesta del sistema podría tornarse inestable para valores grandes de esta ganancia.
- Integral: Asegurará que la salida del controlador permanezca en un valor no nulo en el estado estacionario (después del período transitorio), a pesar de que su entrada sea nula. Esta característica permite tener un valor de error igual a cero.
- Derivativo: Esta característica asegurará una respuesta mucho más rápida.

Estas tres características permiten al controlador PID operar en estados estacionarios así como también estados transitorios. La función de transferencia del controlador PID se expresa como [26]:

$$\frac{u}{e} = k_p + \frac{k_p}{T_r} \frac{1}{s} + k_p T_d s \quad (4.1)$$

O también como

$$\frac{u}{e} = k_p + k_i \frac{1}{s} + k_d s \quad (4.2)$$

donde T_r es el tiempo de reseteo, T_d es el tiempo derivativo, k_p , k_i y k_d son las ganancias proporcional, integral y derivativa, respectivamente. La representación de controlador PID se muestra en la Figura 4.2.

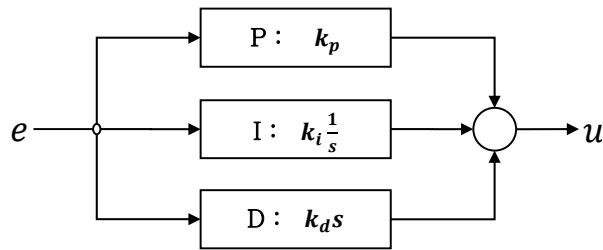


Figura 4.2: Representación del controlador PID.

En la implementación del controlador PID se requiere: primero, determinar cual(es) de los tres elementos es necesario incluir y; segundo, determinar sus ganancias. Para esto se asume que el modelo del sistema o planta a controlar así como los requerimientos operacionales son conocidos de antemano. Los requerimientos de operación son definidos por el usuario, estos generalmente se hacen en base a parámetros que definen la respuesta del sistema de control. La Figura 4.3 muestra una respuesta general, en donde se indican los parámetros que la definen. El concepto de cada parámetro es como sigue:

- *Tiempo de subida:* El tiempo transcurrido hasta que la respuesta alcanza por primera vez el valor de $0,9y_\infty$, donde y_∞ es el valor de la respuesta en estado estable.
- *Sobrepico:* El máximo valor que alcanza la respuesta sobre y_∞ .
- *Tiempo de asentamiento:* El tiempo transcurrido hasta que la respuesta entre (y permanezca) a una banda especificada alrededor de y_∞ .

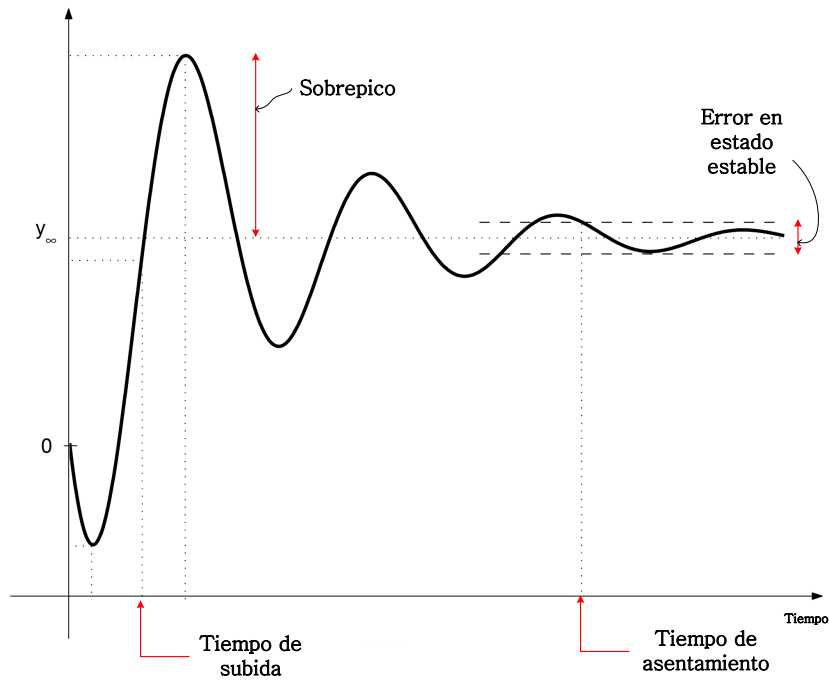


Figura 4.3: Características de una respuesta.

Tabla 4.1: Efecto al incrementar las ganancias k_p , k_i y k_d [4].

	k_p	k_i	k_d
Tiempo de subida (Rise time)	Disminuye	Disminuye poco	Disminuye poco
Sobrepico (Overshoot)	Aumenta	Aumenta	Disminuye
Tiempo de asentamiento (Settling time)	Aumenta poco	Aumenta	Disminuye
Error en estado estable (Steady State Error)	Disminuye	Disminuye bastante	Poca variación
Estabilidad	Degrada	Degrada	Mejora

- *Error en estado estable:* Este error define la banda del tiempo de asentamiento, su valor oscila habitualmente entre 2% a 5% [5].

La funcionalidad las ganancias k_p , k_i y k_d mostradas en la Tabla 4.1 sirven como regla general para la sintonización del controlador PID.

4.3. Técnicas de sintonización del controlador PID

La finalidad del sintonizar un controlador PID es determinar las ganancias que cumplan con las especificaciones que el sistema requiere, esto garantizando la robustez del sistema de control ante una amplia gama de condiciones de operación. En la practica, es bastante

difícil cumplir con todos los requerimientos deseados. Por ejemplo, un controlador que se ajusta para obtener respuestas rápidas usualmente resulta en sobrepicos ante disturbios. Por otro lado, si se hace al sistema de control robusto, ajustando el controlador con ganancias conservadoras, la respuesta del sistema a cambios normales resulta lento.

El proceso de sintonización del controlador PID es único para cada aplicación. Un juego de ganancias puede funcionar perfectamente para un sistema en particular y terriblemente para otro. Asimismo, unos métodos de sintonización pueden ser más efectivos que otros para ciertas aplicaciones. En esta sección se describirá, sin entrar en mucho detalle, los métodos de sintonización más comunes, para ello se hará la siguiente clasificación de los mismos:

- Métodos clásicos
- Métodos modernos

4.3.1. Métodos clásicos

Método de Prueba y Error

El método de prueba y error requiere primero que el sistema de control sea de lazo cerrado o por retroalimentación. Se puede decir que este método es sencillo, pero el éxito de sintonizar el controlador no está garantizado; y en caso se pueda, se requiere un largo tiempo antes de alcanzar una sintonización adecuada. El modo de actuar es como sigue. Primero se sintoniza los parámetros proporcional y derivativo (ya que representan las frecuencias elevadas en la respuesta), y segundo el parámetro integrador. Por ejemplo, un criterio de sintonización podría ser el sobrepico en la respuesta, que esta relación con el margen de estabilidad del sistema de control. Altos márgenes de estabilidad significan bajos sobrepicos en la respuesta, y bajos márgenes significan mayores comportamientos oscilatorios. Este método no requiere mucho conocimiento acerca del proceso. Las desventajas que se pueden mencionar son la poca fiabilidad en la robustez, y además se requiere un largo proceso de repetición hasta encontrar un desempeño aceptable.

Tabla 4.2: Método de Ziegler-Nichols usando la curva de reacción [5].

	K_p	T_r	T_d
P	$\frac{\nu_o}{K_o\tau_o}$		
PI	$\frac{0.9\nu_o}{K_o\tau_o}$	$3\tau_o$	
PID	$\frac{1.2\nu_o}{K_o\tau_o}$	$2\tau_o$	$0.5\tau_o$

Método de Ziegler-Nichols

El método de Ziegler-Nichols tiene dos enfoques clásicos para sintonizar el controlador PID. El primer método se basa en la forma de lazo abierto del sistema, que es caracterizado por tres parámetros (K_0 , τ_0 y ν_0). Estos parámetros son determinados por la repuesta del sistema a un paso de rango de 10-20% [5], tal como la Figura 4.4 muestra. Este procedimiento se puede resumir como sigue:

- Con el sistema de control en lazo abierto, establecer el sistema en un punto de operación estable (y_0 , u_0).
- En el tiempo t_0 , aplicar un cambio en la entrada del sistema (paso) de u_0 a u_f , el rango de variación deberá ser entre 10-20%.
- Registrar la salida del sistema luego que haya alcanzado un nuevo estado estable. La Figura 4.4 ilustra esta salida, a la curva mostrada se le conoce como *curva de reacción del proceso*. La línea trazada es la máxima tangente de la curva.
- Calcular los siguientes parámetros

$$K_0 = \frac{y_f - y_0}{u_f - u_0}; \tau_0 = t_1 - t_0; \nu_0 = t_2 - t_1 \quad (4.3)$$

- Obtener los parámetros del PID de acuerdo a la Tabla 4.2.

El segundo enfoque del método de Ziegler-Nichols es valido solo para sistemas estables en lazo abierto, y se desarrolla de acuerdo al siguiente procedimiento:

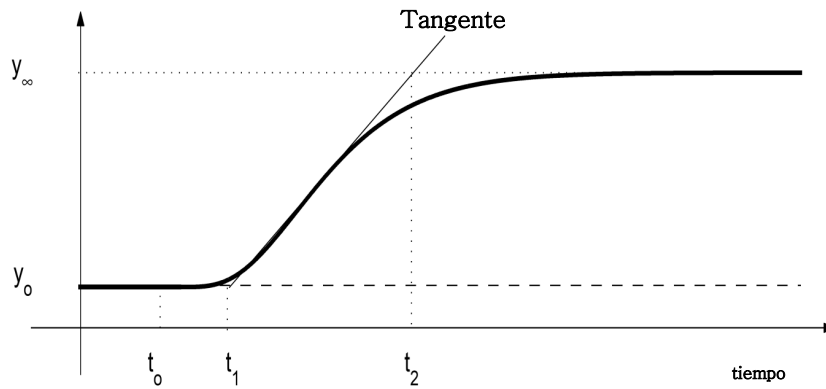


Figura 4.4: Curva de reacción del proceso.

Tabla 4.3: Método de Ziegler-Nichols usando el método de oscilación [5].

	K_p	T_r	T_d
P	$0.50K_c$		
PI	$0.45K_c$	$\frac{P_c}{1.2}$	
PID	$0.60K_c$	$0.5P_c$	$\frac{P_c}{8}$

- Establecer solamente el termino proporcional con una ganancia pequeña.
- Incrementar la ganancia hasta que la respuesta del sistema empiece a oscilar.
- Registrar el valor de ganancia critico ($k_p = k_c$), y el periodo de la onda oscilatoria (P_c).
- Ajustar los parámetros del controlador PID de acuerdo a la Tabla 4.3.

Método de Cohen-Coon

El método de Cohen-Coon es una version más compleja del método de Ziegler-Nichols. Siguiendo el procedimiento del primer enfoque del método Ziegler-Nichols se obtienen los parámetros K_0 , τ_0 y ν_0 . La diferencia en el método de Cohen-Coon es que este método mejora la sensibilidad en la respuesta, usando diferentes relaciones para encontrar los parámetros de PID. Estas relaciones se muestran en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Método de Cohen-Coon usando la curva de reacción [5].

	K_p	T_r	T_d
P	$\frac{\nu_o}{K_o\tau_o} \left[1 + \frac{\tau_o}{3\nu_o} \right]$		
PI	$\frac{\nu_o}{K_o\tau_o} \left[0.9 + \frac{\tau_o}{12\nu_o} \right]$	$\frac{\tau_o[30\nu_o + 3\tau_o]}{9\nu_o + 20\tau_o}$	
PID	$\frac{\nu_o}{K_o\tau_o} \left[\frac{4}{3} + \frac{\tau_o}{4\nu_o} \right]$	$\frac{\tau_o[32\nu_o + 6\tau_o]}{13\nu_o + 8\tau_o}$	$\frac{4\tau_o\nu_o}{11\nu_o + 2\tau_o}$

Localización de polos

La idea de este método es localizar los polos de la función de transferencia de lazo cerrado en los puntos deseados. Para ello se requiere tener un buen modelo del sistema a estudiar. Los polos deseados son especificados y los parámetros que mueven los polos a esas posiciones son calculados analíticamente. El número de polos que pueden ser posicionados es igual al número de parámetros del controlador, que para el controlador PID serían 3 polos. Cuando los requerimientos son mayores en cuanto al número de polos a desplazar, este método ya no es realizable [26].

Polo dominante

El método de localización de polos busca localizar todos los polos del sistema de lazo cerrado, una dificultad de ese método es que para sistemas de grado alto se requiere controladores de grado alto. El método del polo dominante se basa en la localización de solo algunos polos, conocidos como polos dominantes. El comportamiento de varios sistemas por retroalimentación es dictado por los polos dominantes. La influencia de los otros polos (no dominantes) es considerada pequeña siempre y cuando la parte real de estos polos estén muy alejados del origen. Los parámetros del controlador son calculados bajo el principio de localizar solo los polos dominantes según se convenga.

Modelo interno de control

El modo interno de control (IMC, por sus siglas en ingles *Internal Model Control*) usa explícitamente el modelo de la planta en el diseño del controlador. Es un método general, pero para la sintonización del controlador PID acepta preferentemente sistemas de bajo orden. Una importante característica de este método es que la robustez del sistema es explícito en el diseño del controlador. La robustez puede ser ajustada introduciendo filtro en el controlador [26]. El balance entre la robustez y la buen desempeño puede ser regulada mediante el filtro, que seria usado como un parámetro de diseño.

4.3.2. Métodos modernos

Muchos nuevos métodos se han desarrollado en las ultimas décadas, en ellos se busca lograr mayor eficiencia y buscar soluciones optimas globales a los problemas [27]. Dentro de la gama denominada inteligencia artificial se encuentran Computación Evolucionaría y Inteligencia Swarm. El primero, se basa en principios de evolución biológica, mientras que el segundo fueron inspirados en el comportamiento de masas que se encuentra en la naturaleza [28]. Con el mejoramiento de herramientas computacionales, estas nuevas técnicas se han extendido en su uso para resolver complejos sistemas lineales y no-lineales.

En esta sección provee una introducción de computación evolucionaría, pero se foca principalmente en el algoritmo del PSO que proporciona un enfoque alternativo para la sintonización del controlador PID.

Computación evolucionaría

Estos métodos fueron inspirados por fenómenos biológicos como por ejemplo la mutación de células, auto-organización y supervivencia de la adaptación. Estos son referidos como métodos estocásticos de búsqueda que simula el proceso natural de selección y evolución del mundo biológico. Estas estrategias se han desarrollado desde los últimos 50 años y consisten en un numero de sub-ramas que incluyen a los algoritmos genéticos y programación evolucionaría. Sin embargo, entre los principales representantes de este tipo de técnica se pueden mencionar a [29]:

- Programación genética

- Programación evolucionaria
- Estrategias evolucionaria
- Algoritmos genéticos

Los algoritmos genéticos fue uno de los primeros enfoques computacionales en la sintonización del controlador PID que pudo producir mejores resultados que los métodos convencionales [30], utilizando características estocásticas en su algoritmo que le permitió emular el proceso de evolución natural del sistema. Más tarde, un conjunto de nuevos métodos inteligentes llamados inteligencia swarm (*Swarm Intelligent*) fueron presentados prometiendo efectividad en sistemas por retroalimentación, mecanismos de búsqueda y un requerimiento computacional distribuido [31].

Inteligencia Swarm

Inteligencia Swarm se basa en el estudio de comportamiento de sistemas colectivos descentralizados y auto-organizados. Este método es comúnmente construido sobre un colectivo de simples partículas interactuando localmente unos contra otros dentro de un específico entorno. Aunque no existe un control centralizado que dicte el comportamiento de cada partícula, la interacción local entre esos partículas suele llevar a una tendencia de comportamiento global.

Los dos métodos más conocidos en el modelado del comportamiento de sistemas colectivos naturales son:

- Optimización de la colonia de hormigas (*ant colony optimization*)
- *Particle swarm optimization (PSO)*

Estos métodos se basan en cinco principios que son definidos a continuación [27]:

- *Principio de proximidad*: El grupo (*swarm*) debe ser capaz de hacer simples cálculos a través del tiempo y espacio.
- *Principio de calidad*: El grupo debe ser capaz de a factores de corrección en su entorno.
- *Principio de respuesta diversa*: El grupo no debe realizar sus actividades en canales demasiado estrechos.

- *Principio de estabilidad*: El grupo no debe cambiar su comportamiento cada vez que su entorno cambie.
- *Principio de adaptabilidad*: El grupo debe ser capaz de cambiar su estado a cambio de ganancias computacionales.

El método PSO involucra todos estos principios [16], por ello es considerado un sistema inteligente. Además, debido a que se basa en inteligencia artificial y tiene sus raíces en computación evolucionaria.

Como cualquier método de computación evolucionaria, PSO consiste en un grupo de partículas que representan la solución a un problema de optimización. Una solución óptima es seleccionada a través de un proceso iterativo y probabilístico en donde las soluciones son modificadas a través del proceso. No hay mucha diferencia entre el PSO y cualquier otro algoritmo evolucionario; sin embargo, la diferencia yace en como la población o grupo es modificado de una iteración a otra. En algoritmos evolucionarios, operadores genéticos como selección y mutación son usados, mientras que el PSO las partículas son modificadas de acuerdo a formulas matemáticas después de cada iteración. Además, en el PSO las partículas están presentes durante todo el proceso iterativo, por otro lado, en algoritmos evolucionarios los individuos son reemplazados en cada iteración. Otra diferencia fundamental es que en los algoritmos evolucionarios el objetivo es logrado a través de una *búsqueda competitiva*, mientras que en el PSO, ello es logrado a través de una *búsqueda cooperativa*.

Como resultado, el PSO difiere de los algoritmos evolucionarios en cuanto a su desempeño [29]. Los algoritmos evolucionarios han sido aplicados en muchas áreas, sin embargo, PSO es un algoritmo más robusto y rápido que puede dar mejores resultados en sistemas no-lineales, no-diferenciables y multi-modales.

4.4. Particle Swarm Optimazation

Particle Swarm Optimization (PSO) fue presentado por James Kennedy y Russel Eberhart en 1995 [16] en una conferencia de redes neuronales organizada por la IEEE. PSO es uno de los algoritmos heurísticos contemporáneos que como se vio pertenece a la categoría de métodos de inteligencia Swarm. Uno de los primeros atributos del PSO

es que se basa en una metodología heurística. Por definición, un método heurístico no garantiza una solución óptima; sin embargo, se espera obtener una solución *buen*a, cercana a la solución óptima, dentro de un tiempo computacional corto [32]. Esta estrategia es típicamente empleada en problemas de optimización que no pueden ser resueltos por métodos convencionales debido a restricciones de tiempo o debido al grado de complejidad del problema en sí. En este tipo de problemas, el método heurístico proporciona un *vía* corta en donde solo una porción, de toda la gama de soluciones posibles, es evaluada. En lugar de usar un algoritmo *tonto*, la estrategia heurística limita la búsqueda en subconjuntos donde podría encontrarse la solución óptima. Estos subconjuntos se escogen en base a la información de previos resultados obtenidos de modo tal que la búsqueda este direccionada al valor óptimo. Esta estrategia debe ser robusta y debe ser capaz de ir eficientemente a través de los subconjuntos sin quedarse estancando en obstáculos como los por ejemplo los mínimos locales. Debido a que el enfoque heurístico responde dinámicamente y se adapta acorde a la información recogida en cada ciclo de búsqueda de la solución óptima, el método heurístico es también es definido como un tipo de inteligencia artificial.

Fue desarrollado a través de la simulación de un sistema social simplificado. En la simulación del modelo social, la posición de cada partícula (*particle*) puede considerarse como un estado de variables abstractas que representan los pensamientos y actitudes de cada individuo. En donde, el movimiento de partículas es causado por cambios en sus variables. Swarm o grupos sociales ajustan sus pensamientos y actitudes a evaluando estímulos de su entorno y comparando estos con los conocimientos que poseen. Tres importantes características del ser social: evaluación, comparación e imitación; son la base para el PSO, y este método usa esos conceptos para adaptarse a cambios de su entorno y solucionar problemas complejos de minimización o maximización [16].

A parte de ser modelado del comportamiento humano o animal, PSO es bastante relacionado con la técnica de inteligencia swarm. Aquí no hay un control central que de ordenes, cada partícula es un simple agente que actúa en función a la información local. Sin embargo, el grupo como conjunto es capaz de realizar tareas que esta fuera de las capacidades individuales de cada partícula. La interacción entre las partículas resultan en complejas estructuras al nivel de grupo, esto permite el la realización de la optimización en sistemas complejos.

4.4.1. Algoritmo PSO

En un sistema PSO, un grupo de partículas (llamados también individuos o agentes) se desplazan a través de un área de búsqueda. Cada partícula representa un posible candidato a la solución del problema de optimización. La posición de cada partícula es influenciada por la *mejor* posición en la que dicha partícula haya estado hasta ese momento, así como también, por la *mejor* posición de todas las partículas del grupo. La *mejor* posición obtenida es referida como la mejor posición global. El desempeño de cada partícula (por ejemplo, que tan cerca esta de la mejor posición global) es medido usando una función objetivo que se formula de acuerdo a lo que se busque en el problema a resolver. Cabe señalar que la selección de la función objetivo es un paso muy importante, ya que de este dependerá el éxito y desempeño del algoritmo PSO [13].

Cada partícula es representada por su posición y velocidad en cada instante de tiempo o iteración, la partícula i es entonces representada por:

$$(x_{i(t)}, v_{i(t)})$$

La partícula i pertenece a un conjunto de partículas o población de tamaño p , donde $i = 1, 2, 3, \dots, p$. La posición de cada partícula representa una posible solución al problema de optimización. Para un sistema cuyas soluciones son de dimension n , cada partícula es tratada como un vector de la misma dimension y la posición de la partícula i es representada por:

$$x_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{in}) \tag{4.4}$$

Luego, la partícula i se desplaza a una nueva posición con una velocidad:

$$v_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{in}) \tag{4.5}$$

La mejor posición de la partícula i es determinada de acuerdo al valor de su función objetivo, y se representa como sigue:

$$p_{best,i} = (p_{best,i1}, p_{best,i2}, \dots, p_{best,in}) \quad (4.6)$$

Además, la mejor posición encontrada por todas las partículas del grupo (mejor posición global) es representada por:

$$g_{best} = (g_{best,1}, g_{best,2}, \dots, g_{best,n}) \quad (4.7)$$

En cada iteración, la posición x_{ik} y la velocidad v_{ik} correspondiente a una dimensión k de la partícula i puede ser actualizada usando las siguientes expresiones [33]:

$$x_{ik(t+1)} = x_{ik(t)} + v_{ik(t+1)} \quad (4.8)$$

$$v_{ik(t+1)} = wv_{ik} + c_1 rand_{1,ik}(p_{best,ik} - x_{ik(t)}) + c_2 rand_{2,ik}(g_{best,k} - x_{ik(t)}) \quad (4.9)$$

Donde:

$k = 1, 2, \dots, n$: índices de las partículas.

w : peso inercial.

$rand_1, rand_2$: números aleatorios dentro del rango $[0 \ 1]$.

c_1, c_2 : factores de aprendizaje.

t : número de iteración.

El peso inercial es calculado por:

$$w = w_{max} - \frac{w_{max} - w_{min}}{T}t \quad (4.10)$$

Donde:

w_{max}, w_{min} : pesos maximo y minimo, respectivamente.

T : numero total de iteraciones.

La Figura 4.5 ilustra el concepto de actualización de la posición y velocidad en el proceso del PSO. Como se puede observar x_i y $x_{i(t+1)}$ representan la posición actual y la modificada, respectivamente. v_i y $v_{i(t+1)}$ son las velocidad actual y modificada. Asimismo, $v_{p,best,i}$ y $v_{g,best}$ representa las velocidades asociadas a las mejor posición actual y mejor posición global, respectivamente.

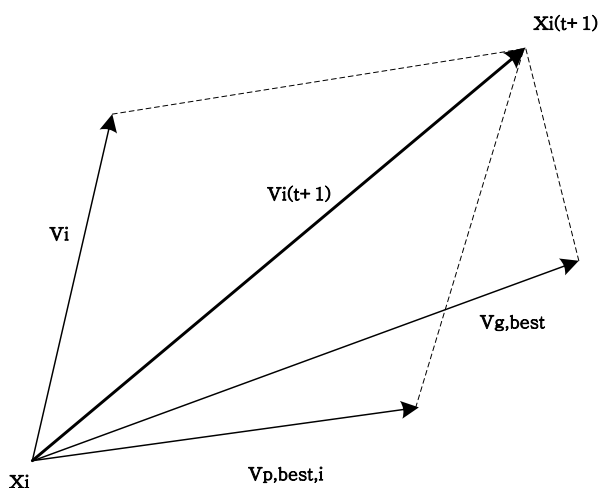


Figura 4.5: Representación de la modificación de la posición y velocidad de la partícula i .

Usualmente un algoritmo estándar de PSO contiene los siguientes pasos [33]:

- Especificar parámetros: peso inercial máximo y mínimo (w_{max}, w_{min}), factores de aprendizaje (c_1, c_2), numero total de iteraciones (T), tamaño de la población (p) y dimension de la partícula (n).
- Inicializar todas las partículas de manera aleatoria. En este nivel, la posición y velocidad de cada partícula son generadas mediante vectores aleatorios. Los valores de las posiciones y velocidades deben ser generadas dentro de un rango pre-establecido.
- Calcular el valor de la función objetivo asociadas a estas partículas.
- Comparar la función objetivo de la posición actual de cada partícula con la función objetivo de la mejor posición preestablecida. Reemplazar la posición preestablecida con la posición actual, si y solo si, este proporciona un mejor resultado.

- Comparar la función objetivo de la mejor posición actual con la función objetivo de la mejor posición global. Reemplazar la mejor posición actual por la mejor posición global, si y solo si, se proporciona un mejor resultado.
- Actualizar el peso inercial según la ecuación (4.10).
- Actualizar la posición y velocidad de cada partícula de acuerdo a las ecuaciones (4.8) y (4.9).
- Detener el algoritmo si el criterio de parada es satisfecho, de otro modo ir al segundo paso.

La Figura 4.6 muestra la secuencia descrita líneas arriba en un diagrama de flujo general.

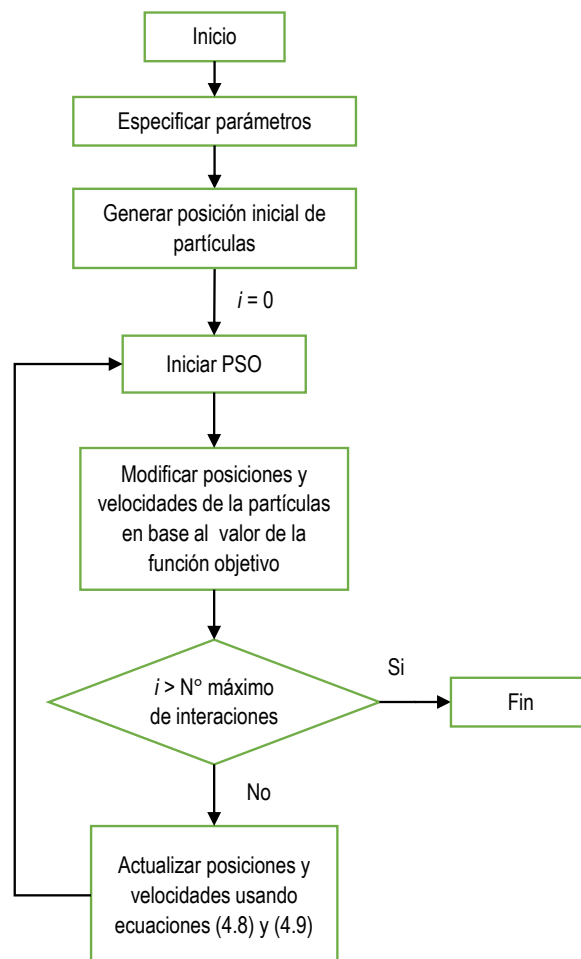


Figura 4.6: Diagrama de flujo general del algoritmo del PSO.

Para el caso de sintonización del PID, una partícula estaría representando las ganancias del controlador PID que se quieren encontrar. Y la función objetivo, que se definirá en

detalle en el siguiente capítulo, será una expresión matemática que permita controlar las variaciones de frecuencia y flujos de potencia a través de las líneas de interconexión.

4.5. Sumario

En este capítulo se introdujo el controlador PID, sus características y aplicaciones. Además, se presentó diversos métodos de sintonización del controlador PID, en donde al final se resalta el método denominado Particle Swarm Optimization que será usado para la sintonización del controlador PID.

Capítulo 5

Casos de estudio, simulación y resultados

5.1. Casos de estudio

Para mostrar las cualidades del algoritmo PSO en la sintonización del controlador PID para sistemas multiareas se analizaran dos casos estudio. La implementación de estos casos, así como las simulaciones correspondientes se realizaran en Matlab/Simulink. Las características de cada caso se describen a continuación.

5.1.1. Caso 1: Sistema eléctrico de dos áreas interconectadas

Lo que se quiere mostrar mediante la presentación de este caso es el desempeño que tiene el PSO en la sintonización del controlador PID. Para esto se toma como caso base de comparación el sistema de dos áreas propuesto por Saadat [6]. Este sistema consiste en dos áreas interconectadas en donde cada área posee una unidad de generación, con una turbina de ciclo simple. El controlador usado por el autor (Saadat) es un controlador integral sintonizado convencionalmente [6].

Como propuesta se presenta el controlador PID localizado dentro del sistema según se muestra en la Figura 5.1. Estos dos controladores serán sintonizados mediante el uso del PSO.

Los parámetros del sistema interconectado de dos áreas, con una potencia base común

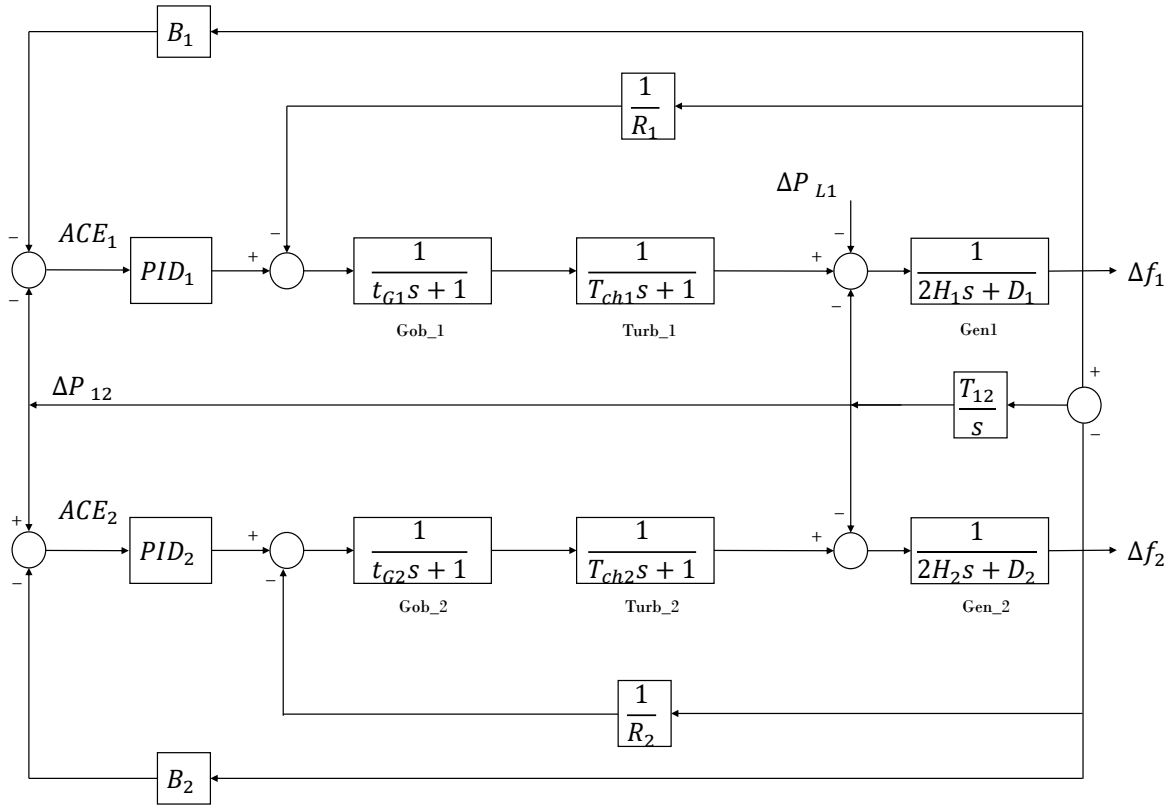


Figura 5.1: Caso 1: Sistema eléctrico de dos áreas interconectadas

de 1000 MVA, se exponen en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1: Información de sistema de dos áreas interconectadas [6].

Area 1	$R_1(Hz/pu)$	0.05
	$T_{G1}(s)$	0.2
	$T_{ch1}(s)$	0.5
	$H_1(pu.s)$	5
	$D_1(pu/Hz)$	0.6
	$B_1(pu.s)$	20.6
Area 2	$R_2(Hz/pu)$	0.0625
	$T_{G2}(s)$	0.3
	$T_{ch2}(s)$	0.6
	$H_2(pu.s)$	4
	$D_2(pu/Hz)$	0.9
	$B_2(pu.s)$	16.9
$T_{12}(pu)$		2

El ACE de cada área es una combinación de la frecuencia y el flujo de interconexión

según la ecuación (3.13), que para este caso se definen como sigue:

$$ACE_1 = \Delta P_{12} + B_1 \Delta f_1 \quad (5.1)$$

$$ACE_2 = \Delta P_{21} + B_1 \Delta f_2 \quad (5.2)$$

Una perturbación P_{L1} sera aplicado dentro del Área 1. Esta perturbación representa un desbalance entre la generación y la demanda. La magnitud de la perturbación sera de $0.2 pu^1$.

El algoritmo del PSO fue implementado en Matlab/Simulink (ver Anexo 1). Los parámetros utilizados en el algoritmo PSO para la sintonización del controlador PID se muestran en la Tabla 5.2:

Tabla 5.2: *Caso 1: Parámetros del algoritmo PSO.*

Numero total de iteraciones (T)	100
Tamaño de la población (p)	50
Dimensión de la partícula (n)	6
Peso inercial máximo (w_{max})	0.9
Peso inercial mínimo (w_{min})	0.2
c_1	2.1
c_2	2.1

La función objetivo (FO) que se utilizo en el algoritmo para el presente caso es:

$$uno_1 = \int_0^{t_s} |ACE_1| dt + 100 \int_0^{t_s} |ACE_2| dt \quad (5.3)$$

$$dos_1 = \int_0^{t_s} \left| \frac{\Delta ACE_1}{\Delta t} \right| dt + \int_0^{t_s} \left| \frac{\Delta ACE_2}{\Delta t} \right| dt \quad (5.4)$$

$$FO_1 = uno_1 + dos_1 \quad (5.5)$$

donde t_s es el tiempo de simulación, que dependerá del tiempo transcurrido antes de alcanzar el estado estable después de aplicar la perturbación. Para este primer caso se

¹pu: por unidad

trabajo con un $t_s = 30s$.

El PSO busca minimizar esta función objetivo, que se caracteriza por sus dos términos. El primero, se encarga de que el error en el área de control (ACE) se reduzca, incluso llegando a cero. El segundo termino reduce las oscilaciones en la respuesta de la frecuencia y los flujos de interconexión en el proceso de llevar a cero el ACE. Cabe mencionar, que debido a la inclusión del segundo termino, no se espera tener una función objetivo igual a cero. Incluso suponiendo que el primer termino fuese nulo, el segundo termino no lo sera debido a las oscilaciones que, por mas pequeñas que sean, siempre estarán presentes.

5.1.2. Caso 2: Sistema eléctrico de tres áreas interconectadas

Este caso representa con mayor realidad un sistema eléctrico convencional, ya que no solo se analiza dos áreas interactuando una con otra; sino que se añade un área adicional, de modo tal que cada área interactúa con dos áreas vecinas. Además, la inclusión de una unidad hidráulica y una unidad de ciclo combinado en cada área, representan las características de generación que se suele encontrar en muchos sistemas reales. La representación de este sistema se muestra en la Figura 5.2.

Los parámetros del sistema interconectado de tres áreas se exponen en la Tabla 5.3.

El ACE de cada área se definen según la ecuación ecuación (3.13), que para este caso es como sigue:

$$ACE_1 = \Delta P_{12} + \Delta P_{13} + B_1 \Delta f_1 \quad (5.6)$$

$$ACE_2 = \Delta P_{21} + \Delta P_{23} + B_2 \Delta f_2 \quad (5.7)$$

$$ACE_3 = \Delta P_{31} + \Delta P_{32} + B_3 \Delta f_3 \quad (5.8)$$

Al igual que en el primer caso, una perturbación P_{L1} de magnitud 0.2 pu sera aplicado dentro del Área 1. Esta perturbación representa un desbalance entre la generación y la demanda.

Los parámetros utilizados en el algoritmo PSO (ver Anexo 1) para la sintonización del controlador PID se muestran en la Tabla 5.4:

La función objetivo (FO) que se utilizo en el algoritmo para el presente caso es:

Tabla 5.3: Información de sistema de tres áreas interconectadas

Área 1	Unidad Hidráulica	Gov.	$R_{H1}(Hz/pu)$	0.1
			$T_{G1}(s)$	0.2
		Turb.	F_{hp}	0.3
			$T_{rh}(s)$	7
			$T_{ch}(s)$	0.3
			p_1	0.4
	Unidad de Ciclo Combinado	Gov.	$R_{CC1}(Hz/pu)$	0.1
			$T_{G2}(s)$	0.3
		Turb.	$T_w(s)$	1
			$T_R(s)$	5
		Comp.	$R_T(Hz/pu)$	0.38
			p_2	0.6
	$T_{12}(pu)$	2		
	$T_{13}(pu)$	2		
$H_1(pu.s)$	5			
$D_1(pu/Hz)$	0.6			
$B_1(pu.s)$	20.6			
Área 2	Unidad Hidráulica	Gov.	$R_{H2}(Hz/pu)$	0.125
			$T_{G1}(s)$	0.2
		Turb.	F_{hp}	0.3
			$T_{rh}(s)$	7
			$T_{ch}(s)$	0.3
			p_3	0.5
	Unidad de Ciclo Combinado	Gov.	$R_{CC2}(Hz/pu)$	0.125
			$T_{G2}(s)$	0.2
		Turb.	$T_w(s)$	1
			$T_R(s)$	5
		Comp.	$R_T(Hz/pu)$	0.38
			p_4	0.5
	$T_{21}(pu)$	2		
	$T_{23}(pu)$	2		
$H_2(pu.s)$	4			
$D_2(pu/Hz)$	0.9			
$B_2(pu.s)$	16.9			
Área 3	Unidad Hidráulica	Gov.	$R_{H3}(Hz/pu)$	0.1
			$T_{G1}(s)$	0.3
		Turb.	F_{hp}	0.3
			$T_{rh}(s)$	7
			$T_{ch}(s)$	0.3
			p_5	0.8
	Unidad de Ciclo Combinado	Gov.	$R_{CC3}(Hz/pu)$	0.125
			$T_{G2}(s)$	0.3
		Turb.	$T_w(s)$	1
			$T_R(s)$	10
		Comp.	$R_T(Hz/pu)$	0.38
			p_6	0.2
	$T_{31}(pu)$	2		
	$T_{32}(pu)$	2		
$H_3(pu.s)$	3			
$D_3(pu/Hz)$	1			
$B_3(pu.s)$	19			

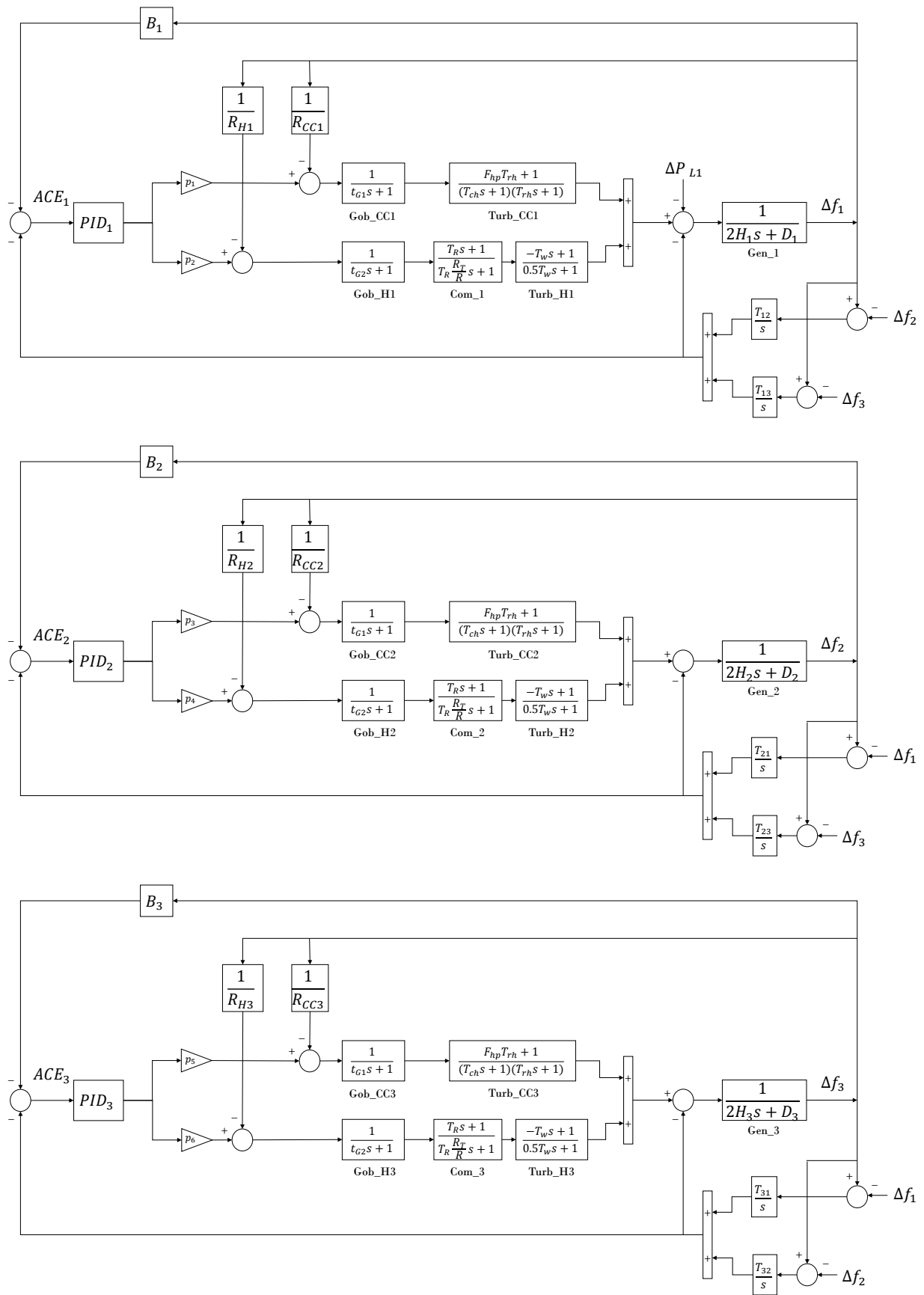


Figura 5.2: Caso 2: Sistema eléctrico de tres áreas interconectadas

Tabla 5.4: *Caso 2: Parámetros del algoritmo PSO*

Numero total de iteraciones	50
Tamaño de la población	50
Dimensión de la partícula	9
Peso inercial máximo	0.9
Peso inercial mínimo	0.2
c_1	2.1
c_2	2.1

$$uno_2 = \int_0^{t_s} |ACE_1| dt + 100 \int_0^{t_s} |ACE_2| dt + 100 \int_0^{t_s} |ACE_3| dt \quad (5.9)$$

$$dos_2 = \int_0^{t_s} \left| \frac{\Delta ACE_1}{\Delta t} \right| dt + \int_0^{t_s} \left| \frac{\Delta ACE_2}{\Delta t} \right| dt + \int_0^{t_s} \left| \frac{\Delta ACE_3}{\Delta t} \right| dt \quad (5.10)$$

$$FO_2 = uno_2 + dos_2 \quad (5.11)$$

donde t_s es el tiempo de simulación, que dependerá del tiempo transcurrido antes de alcanzar el estado estable después de aplicar la perturbación. Para este segundo caso se trabajo con un $t_s = 50s$.

Al igual que en el caso anterior, el algoritmo PSO busca minimizar esta función objetivo, que se caracteriza por sus dos términos. El primero, se encarga de que el error en el área de control (ACE) se reduzca, incluso llegando a cero. El segundo termino reduce las oscilaciones en la respuesta de la frecuencia y los flujos de interconexión en el proceso de llevar a cero el ACE. De igual modo, en este caso no se espera tener una función objetivo igual a cero a causa de la inclusión del segundo termino.

5.2. Resultados

Las características del CPU utilizado para realizar todas las simulaciones en Matlab/-Simulink se muestran en la [Tabla 5.5](#).

Tabla 5.5: Características del CPU utilizado en las simulaciones.

Procesador	Intel(R) Core(TM) i5-3230M CPU @ 2.6GHz 2.6GHz
Memoria RAM instalada	8.00 GB
Tipo de sistema	Sistema operativo de 64-bit

Caso 1:

Después de ejecutar el algoritmo del PSO (ver Anexo 1) usando los parámetros de la Tabla 5.2 sobre el sistema de la Figura 5.1, se obtuvieron las ganancias para los controladores PID mostrados en la Tabla 5.6. El tiempo computacional requerido por el algoritmo PSO para este caso fue de 9 minutos 10 segundos.

Tabla 5.6: Caso 1: Ganancias de los controladores PID.

	k_p	k_i	k_d
PID_1	8.4793	17.8955	6.2907
PID_2	0.0100	0.0100	30.2353

El método convencional, y de comparación, representa el uso del controlador integral con ganancia igual a 0.3 [6].

Las repuestas obtenidas se muestran a continuación:

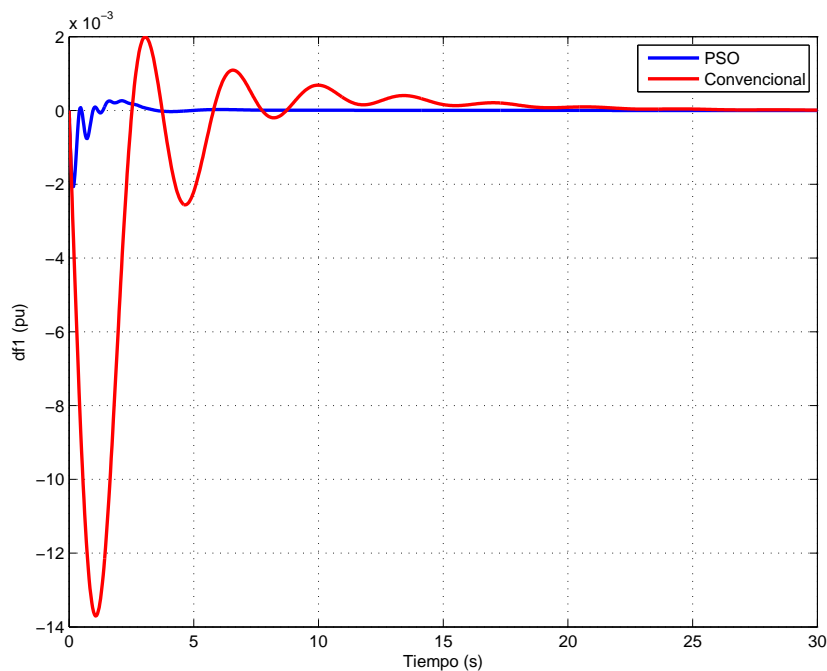


Figura 5.3: Caso 1: Variación de la frecuencia en el Área 1

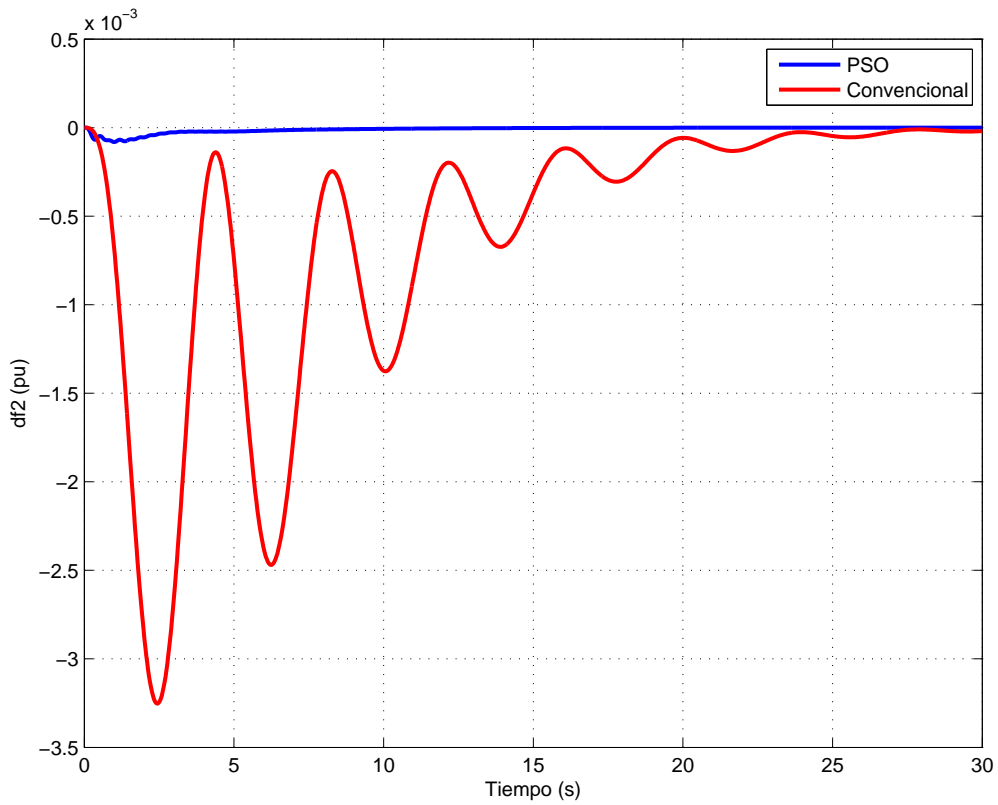


Figura 5.4: *Caso 1: Variación de la frecuencia en el Área 2*

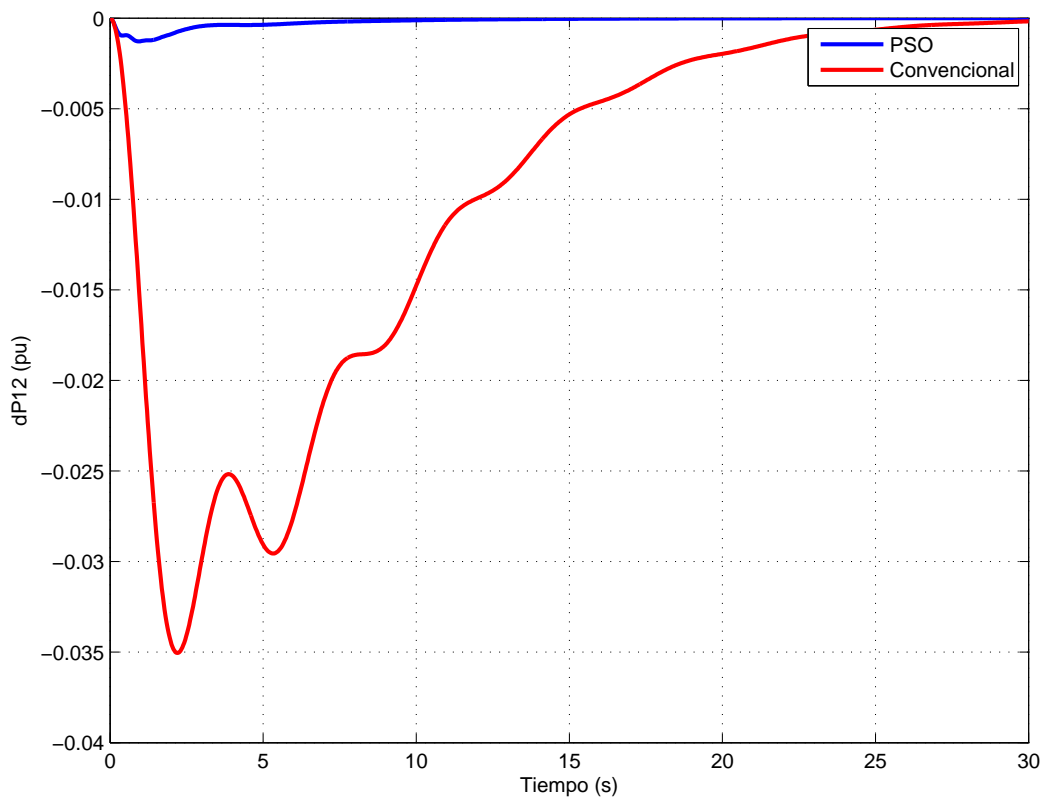


Figura 5.5: *Caso 1: Variación del flujo en la línea de interconexión*

Tabla 5.7: Comparación entre el método convencional y el propuesto para el Caso 1.

		Convencional	PSO
Δf_1	Tiempo de asentamiento (s)	14.4	3.2
	Pico máximo (pu)	2×10^{-3}	0.3×10^{-3}
	Pico mínimo (pu)	13.7×10^{-3}	2.1×10^{-3}
Δf_2	Tiempo de asentamiento (s)	22.9	2.4
	Pico máximo (pu)	0	0
	Pico mínimo (pu)	3.3×10^{-3}	0.08×10^{-3}
ΔP_{12}	Tiempo de asentamiento (s)	24.6	2.4
	Pico máximo (pu)	0	0
	Pico mínimo (pu)	35×10^{-3}	1.3×10^{-3}

El desempeño del PID sintonizado usando el algoritmo PSO demuestra largamente mejores respuestas ante una perturbación de 0.2 pu. La comparación de estas respuestas de puede resumir en la Tabla 5.7.

Como se observa el tiempo de asentamiento de la respuesta en la frecuencia se reduce en 78 % para el área 1, en 90 % para el área 2 y en 90 % para el flujo de interconexión. Asimismo, los picos máximos y mínimos de todas las respuestas disminuyen considerablemente.

Caso 2:

Después de ejecutar el algoritmo del PSO (ver Anexo 1) usando los parámetros de la Tabla 5.4 sobre el sistema de la Figura 5.2, se obtuvieron las ganancias para los controladores PID mostrados en la Tabla 5.8.

Tabla 5.8: Caso 2: Ganancias de los controladores PID.

	k_p	k_i	k_d
PID_1	0.9047	0.7393	1.3447
PID_2	0.8027	0.0100	1.3927
PID_3	4.0722	0.0100	2.9162

El tiempo computacional requerido por el algoritmo PSO para este caso fue de 2 horas 12 minutos 34 segundos.

El método convencional, y de comparación, representa el uso del controlador integral sintonizado mediante el método de *prueba y error*. Las ganancias integrales para estos controlador son 0.1, 0.02 y 0.02 para las áreas 1, 2 y 3; respectivamente.

Las repuestas obtenidas se muestran a continuación:

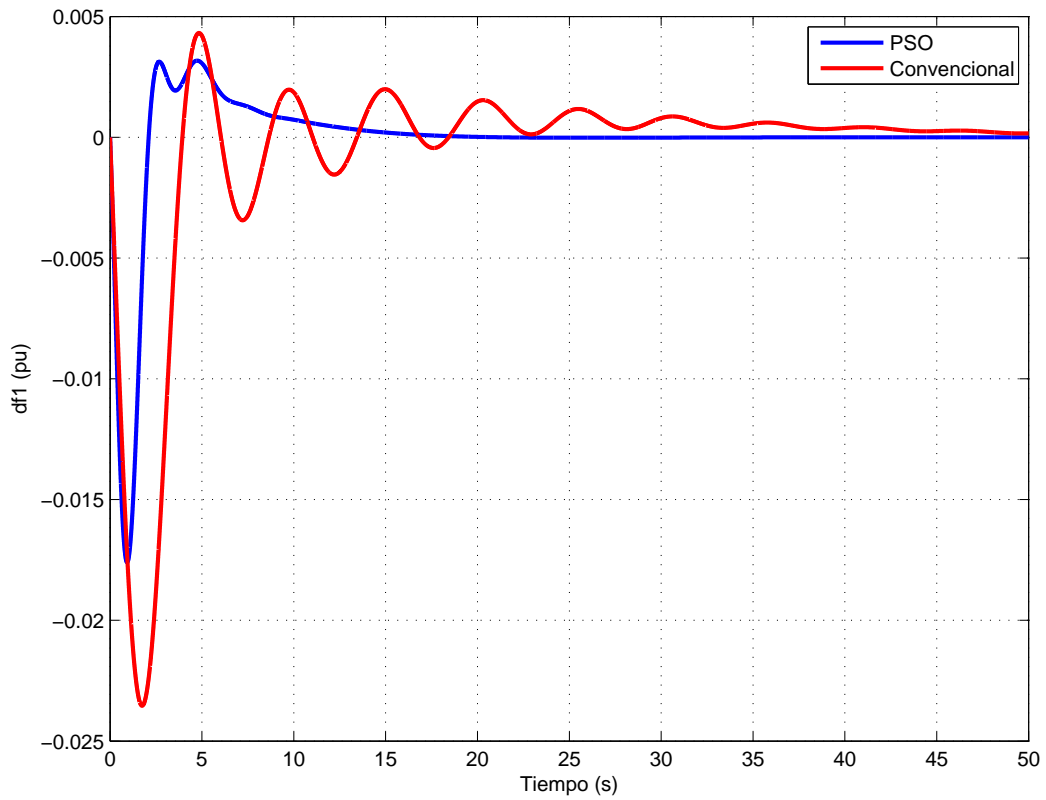


Figura 5.6: *Caso 2: Variación de la frecuencia en el Área 1*

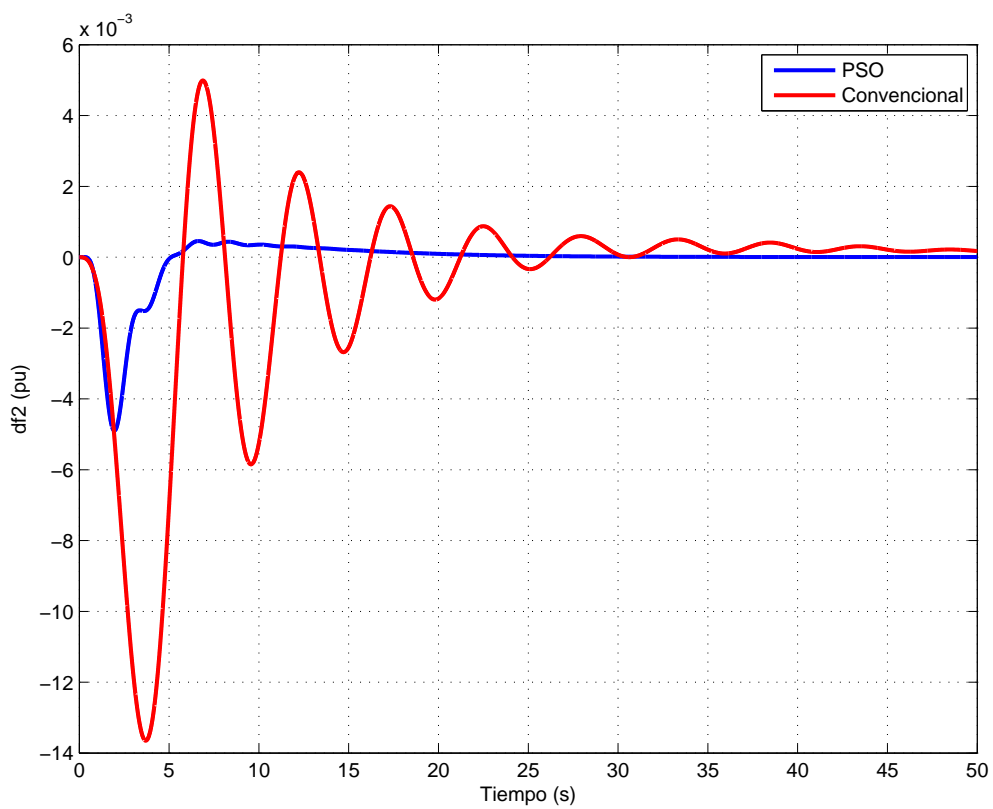


Figura 5.7: *Caso 2: Variación de la frecuencia en el Área 2*

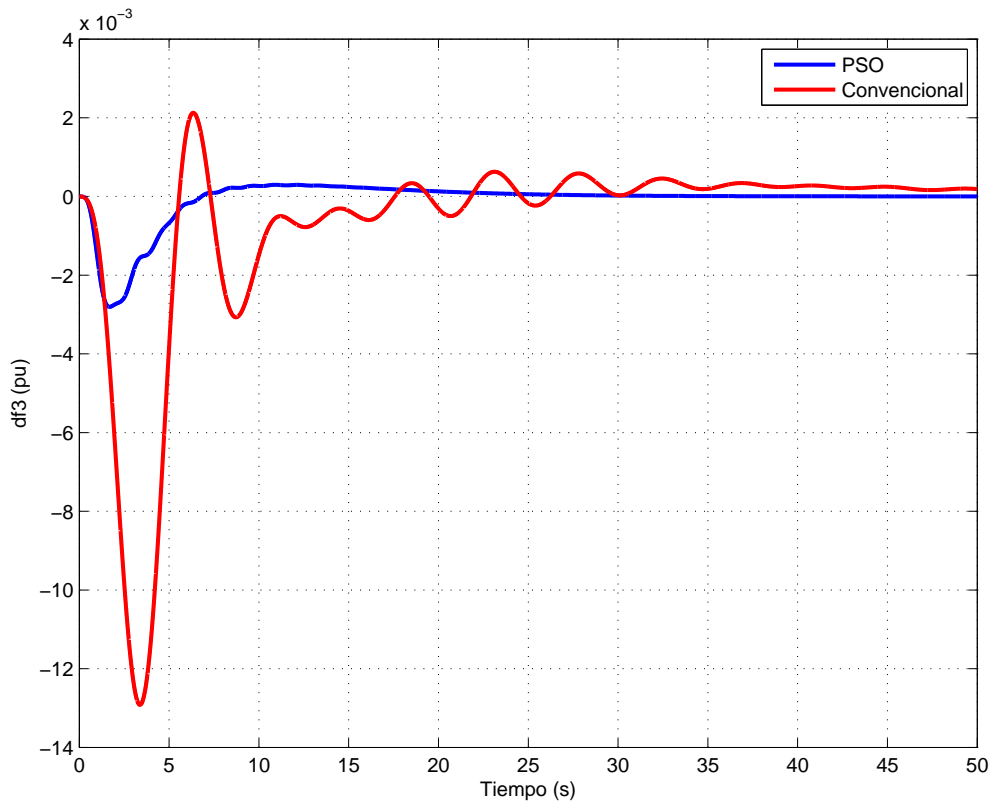


Figura 5.8: *Caso 2: Variación de la frecuencia en el Área 3*

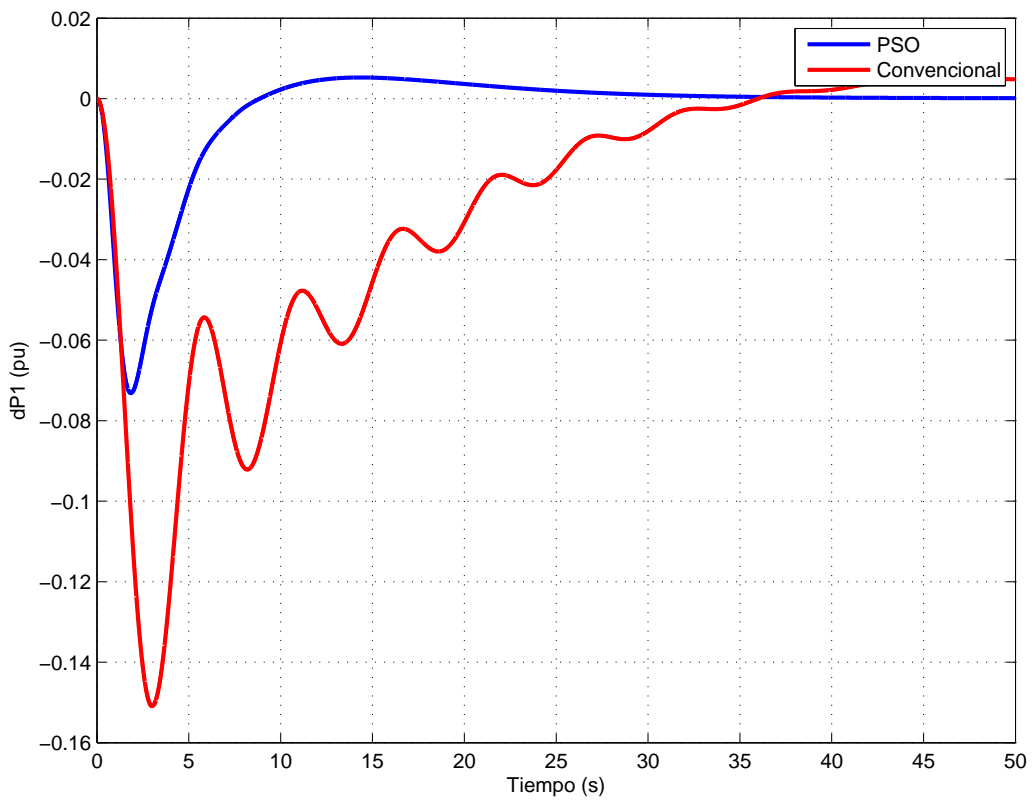


Figura 5.9: *Caso 2: Variación del flujo en el Área 1*

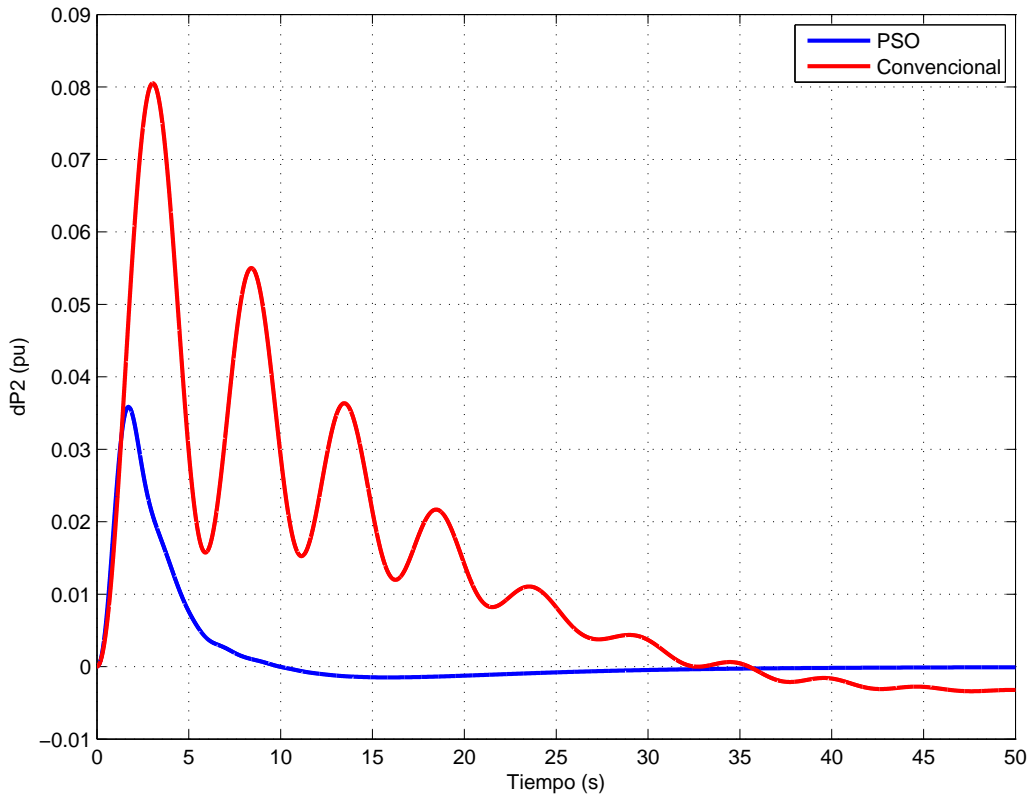


Figura 5.10: *Caso 2: Variación del flujo en el Área 2*

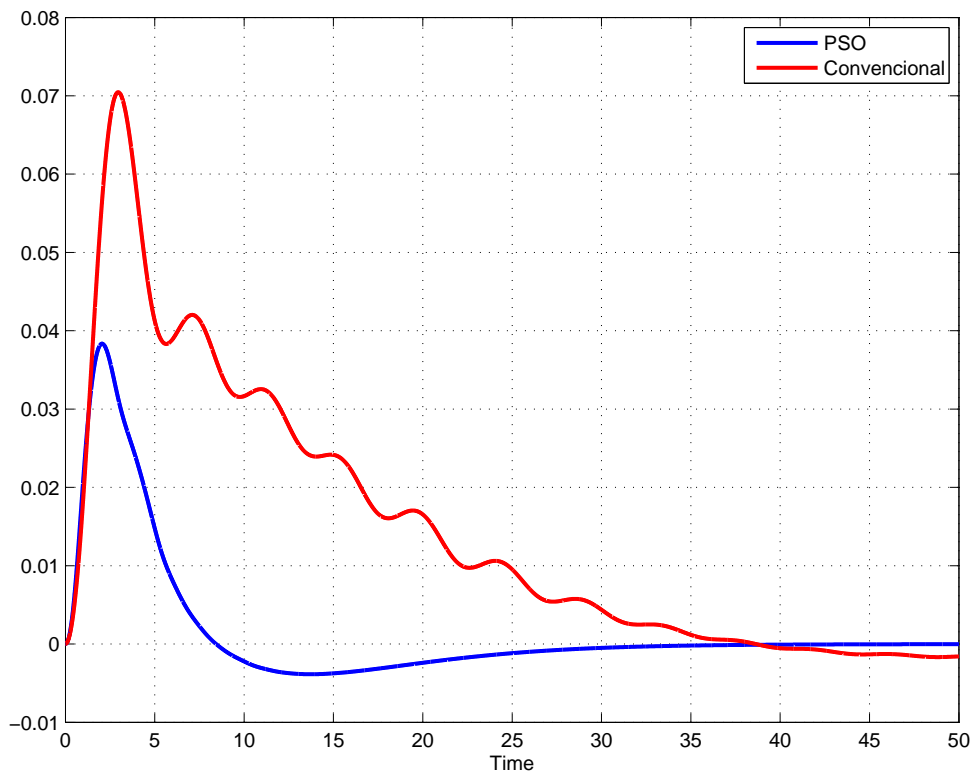


Figura 5.11: *Caso 2: Variación del flujo en el Área 3*

Para este caso, que se acerca mas a un sistema real, las respuestas muestran un mejor desempeño del controlador sintonizado mediante el uso del algoritmo PSO. La comparación de estas respuestas se puede resumir en la Tabla 5.9.

Tabla 5.9: Comparación entre el método convencional y el propuesto para el Caso 2.

		Convencional	PSO
Δf_1	Tiempo de asentamiento (s)	37.2	13.1
	Pico máximo (pu)	4.3×10^{-3}	3.2×10^{-3}
	Pico mínimo (pu)	23.5×10^{-3}	17.6×10^{-3}
Δf_2	Tiempo de asentamiento (s)	44.3	19.8
	Pico máximo (pu)	5×10^{-3}	0.5×10^{-3}
	Pico mínimo (pu)	13.7×10^{-3}	4.9×10^{-3}
Δf_3	Tiempo de asentamiento (s)	41.6	25.1
	Pico máximo (pu)	2.1×10^{-3}	0.3×10^{-3}
	Pico mínimo (pu)	12.9×10^{-3}	2.8×10^{-3}
ΔP_1	Tiempo de asentamiento (s)	>50	27.1
	Pico máximo (pu)	5.3×10^{-3}	-
	Pico mínimo (pu)	150.9×10^{-3}	73.2×10^{-3}
ΔP_2	Tiempo de asentamiento (s)	>50	26
	Pico máximo (pu)	80.5×10^{-3}	35.9×10^{-3}
	Pico mínimo (pu)	3.4×10^{-3}	1.5×10^{-3}
ΔP_3	Tiempo de asentamiento (s)	>50	27.5
	Pico máximo (pu)	70.5×10^{-3}	38.4×10^{-3}
	Pico mínimo (pu)	3.9×10^{-3}	-

Se observa que el tiempo de asentamiento de la respuesta en la frecuencia se reduce en 65 % para el área 1, en 55 % para el área 2 y en 39 % para el área 3. El cuanto las respuestas en los flujos de interconexión, se observa una reducción mayor a 46 % para el área 1, mayor a 48 % para el área 2 y mayor a 45 % para el área 3. Estos flujos, cuyos tiempos de asentamientos son mayores a 50 s (tiempo de simulación), son los flujos netos entrantes o salientes a cada área de control. Asimismo, los picos máximos y mínimos de todas las respuestas disminuyen considerablemente.

5.3. Resumen

En este capítulo se mostró el desempeño del controlador PID dentro del AGC de un sistema multiarea para controlar la frecuencia y los flujos de interconexión. El controlador fue sintonizado usando el algoritmo PSO. La simpleza y eficacia del PID fueron combinados con las cualidades del algoritmo PSO. Los resultados de las simulaciones muestran la

validez del método PID-PSO propuesto comparado con el controlador integral sintonizado convencionalmente.

Capítulo 6

Conclusiones y líneas futuras

6.1. Conclusiones

En este trabajo de fin de máster se presentó el algoritmo PSO como método de sintonización del controlador PID para el control de frecuencia y flujos de interconexión en un sistema eléctrico multiarea. El proyecto comenzó exponiendo la función del control de frecuencia dentro de la operación de un sistema eléctrico, mostrando así los diferentes niveles que este constituye. El modelo del AGC fue desarrollado usando el método de la función de transferencia. El modelo fue construido paso a paso hasta lograr el modelado general de un sistema eléctrico con múltiples áreas. El controlador integral es usado tradicionalmente y, aunque pueda eliminar el error de estado estacionario, su respuesta transitoria tiene picos elevados y un tiempo de asentamiento largo. El controlador PID como alternativa fue presentado y estudiado para sustituir el regulador integral. El algoritmo PSO fue utilizado para encontrar las ganancias de los controladores PID. Dos casos de estudio fueron establecidos y utilizados para probar la estabilidad, confiabilidad y robustez del sistema AGC ante la presencia de variaciones de carga. Los dos casos de estudios son un sistema eléctrico de dos áreas, incluyendo generación de ciclo simple; y un sistema eléctrico de tres áreas, incluyendo generación hidráulica y de ciclo combinado en cada área. Los resultados de las simulaciones de ambos casos mostraron mejores respuestas transitorias con picos máximos y mínimos reducidos y un tiempo de asentamiento más corto en comparación con métodos de sintonización convencionales.

Los resultados demuestran la mayor eficacia del algoritmo PSO en la sintonización del controlador PID, regulando exitosamente las variaciones de frecuencia y los flujos de interconexión ante la presencia de disturbios externos en un sistema eléctrico multiarea.

6.2. Líneas Futuras

El desempeño del AGC en sistemas eléctricos tiene importancia particular en estos tiempos, esto debido al incremento de generación con fuente primaria variable, como el viento y la radiación solar. Este tipo de generación introduce cierto grado de incertidumbre (que depende de su grado de penetración) en el balance generación-demanda. Mayores desbalances requieren sistemas AGC mas confiables y robustos. Es por ello que mejoramiento de controladores y métodos de sintonización son necesarios.

En ese sentido, entre los trabajos que se pueden desarrollar en esta línea de investigación se pueden mencionar las siguientes propuestas:

- Investigar el desempeño del controlador difuso en la regulación de frecuencia y flujos de interconexión en un sistema eléctrico multiarea.

- Investigar el desempeño del algoritmo PSO en la sintonización del controlador difuso propuesto líneas arriba.

- Investigar la factibilidad de incluir la predicción de la producción de la *generación variable* en el esquema del control de frecuencia. Por ejemplo, usar esa información como una entrada en el controlador difuso, de tal modo que se pueda mejorar el desempeño del AGC en sistemas eléctricos con gran presencia de *generación variable*.

Bibliografía

- [1] Nordel. *Agreement regarding operation of the interconnected Nordic power system (System Operation Agreement)*. Technical report, 2006.
- [2] UCTE. P1 - policy 1: Load-frequency control and performance. Technical report, 2009.
- [3] Integrating intermittent renewables sources into the eu electricity system by 2020: Challenges and solutions. Technical report, Eurelectric, 2010.
- [4] Anisha MC Fernandes. *Gas Turbine Control and Load Sharing of a Shipboard Power System*. PhD thesis, West Virginia University, 2006.
- [5] Graham Clifford Goodwin, Stefan F Graebe, and Mario E Salgado. *Control system design*, volume 240. Prentice Hall New Jersey, 2001.
- [6] Hadi Saadat. *Power system analysis*. WCB/McGraw-Hill, 1999.
- [7] Prabha Kundur, Neal J Balu, and Mark G Lauby. *Power system stability and control*, volume 7. McGraw-hill New York, 1994.
- [8] Yusuf Oysal. A comparative study of adaptive load frequency controller designs in a power system with dynamic neural network models. *Energy conversion and management*, 46(15):2656–2668, 2005.
- [9] A Morinec and F Villaseca. Continuous-mode automatic generation control of a three-area power system. In *The 33rd North American Control Symposium*, pages 63–70, 2001.

- [10] YL Karnavas and DP Papadopoulos. Agc for autonomous power system using combined intelligent techniques. *Electric power systems research*, 62(3):225–239, 2002.
- [11] Nour EL Yakine Kouba, Mohamed Mena, Mourad Hasni, Bouziane Boussahoua, and Mohamed Boudour. Optimal load frequency control based on hybrid bacterial foraging and particle swarm optimization. In *Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD), 2014 11th International*, pages 1–6. IEEE, 2014.
- [12] Mahmoud Reza Shakarami, Iraj Faraji, Iraj Asghari, and Mohsen Akbari. Optimal pid tuning for load frequency control using lévy-flight firefly algorithm. In *Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), 2013 3rd International Conference on*, pages 1–5. IEEE, 2013.
- [13] M Farahani, S Ganjefar, and M Alizadeh. Pid controller adjustment using chaotic optimisation algorithm for multi-area load frequency control. *Control Theory & Applications, IET*, 6(13):1984–1992, 2012.
- [14] Yao Zhang, Lili Dong, and Zhiqiang Gao. Load frequency control for multiple-area power systems. In *American Control Conference, 2009. ACC'09.*, pages 2773–2778. IEEE, 2009.
- [15] Haider AF Mohamed, Lokman H Hassan, M Moghavvemi, and SS Yang. Load frequency controller design for iraqi national super grid system using fuzzy logic controller. In *SICE Annual Conference, 2008*, pages 227–232. IEEE, 2008.
- [16] Russ C Eberhart and James Kennedy. A new optimizer using particle swarm theory. In *Proceedings of the sixth international symposium on micro machine and human science*, volume 1, pages 39–43. New York, NY, 1995.
- [17] Maurice Clerc and James Kennedy. The particle swarm-explosion, stability, and convergence in a multidimensional complex space. *Evolutionary Computation, IEEE Transactions on*, 6(1):58–73, 2002.
- [18] Shigenori Naka, Takamu Genji, Toshiki Yura, and Yoshikazu Fukuyama. A hybrid

- particle swarm optimization for distribution state estimation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 18(1):60–68, 2003.
- [19] Jong-Bae Park, Ki-Song Lee, Joong-Rin Shin, and Kwang Y Lee. A particle swarm optimization for economic dispatch with nonsmooth cost functions. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 20(1):34–42, 2005.
- [20] Antonio Gómez-Expósito, Antonio J Conejo, and Claudio Cañizares. *Electric energy systems: analysis and operation*. CRC Press, 2008.
- [21] Göran Andersson. Dynamics and control of electric power systems. *Lecture notes*, pages 227–0528, 2012.
- [22] Tang Yi and Fang Tingting. Research on demand response technology for reserve requirements caused by the large-scale penetration of wind power. In *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011 4th International Conference on*, pages 292–296. IEEE, 2011.
- [23] John G Kassakian and Richard Schmalensee. The future of the electric grid: An interdisciplinary mit study. Technical report, Technical report, Massachusetts Institute of Technology, 2011.
- [24] Johan Morren, Sjoerd WH De Haan, Wil L Kling, and JA Ferreira. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 21(1):433–434, 2006.
- [25] Bruce Wollenberg and Allen Wood. Power generation, operation and control. *editorial John Wiley & Sons, USA*, 1996.
- [26] Karl J Astrom, T Hagglund, and Controllers PID. Theory, design and tuning. *Research Triangle Park: 2nd Ed. Instrumentation, Systems and Automatic Society*, 1995.
- [27] Russell C Eberhart, Yuhui Shi, and James Kennedy. *Swarm intelligence*. Elsevier, 2001.

- [28] James Kennedy, James F Kennedy, and Russell C Eberhart. *Swarm intelligence*. Morgan Kaufmann, 2001.
- [29] Lawrence J Fogel. Evolutionary programming in perspective: The top-down view. *Computational intelligence: Imitating life*, 1, 1994.
- [30] Renato A. Krohling and Joost P. Rey. Design of optimal disturbance rejection pid controllers using genetic algorithms. *Evolutionary Computation, IEEE Transactions on*, 5(1):78–82, 2001.
- [31] Soumya Ghosal, Rajkumar Darbar, Biswarup Neogi, Achintya Das, and Dewaki N Tibarewala. Application of swarm intelligence computation techniques in pid controller tuning: A review. In *Proceedings of the International Conference on Information Systems Design and Intelligent Applications 2012 (INDIA 2012) held in Visakhapatnam, India, January 2012*, pages 195–208. Springer, 2012.
- [32] Maurice Clerc. *Particle swarm optimization*, volume 93. John Wiley & Sons, 2010.
- [33] Hassan Bevrani and Takashi Hiyama. *Intelligent automatic generation control*. CRC Press, 2011.

Anexo 1

Algoritmo PSO

```
%% Algoritmo PSO: Sintonizacion de controlador PID
%%
clc;
clear all;
close all;
format long;

%Informacion general del algoritmo
generation_n =100;      %Numero de iteraciones
popuSize =50;          %Tamano de la poblacion
wmax=0.9;              %Peso inercial maximo
wmin=0.2;              %Peso inercial minimo
c1=2.1;
c2=2.1;

%Informacion de las particulas
range=ones(6,2);
range(:,1)=[1 1 1 0.001 0.001 1];
range(:,2)=[20 50 20 10 10 100];
var_n=size(range,1);
vmax=(range(:,2)-range(:,1))'./3; %Maxima velocidad de
```

desplazamiento de las partículas

%Inicializando posiciones y velocidades

```
for i=1:var_n
```

```
    for j=1:popuSize
```

```
        velocity(j,i)=rand(1)*vmax(i);
```

```
    end
```

```
end
```

```
popu = rand(popuSize, var_n);
```

```
for k=1:var_n
```

```
    for j=1:popuSize
```

```
        pop1(j,k)=range(k,1)'+(range(k,2)'-range(k,1)')*popu(j,k);
```

```
    end
```

```
end
```

```
size(pop1) ;
```

```
upper = zeros(generation_n, 1);
```

```
average = zeros(generation_n, 1);
```

```
lower = zeros(generation_n, 1);
```

```
fcnval=1e10*ones(popuSize, 1);
```

```
pbest=zeros(popuSize, var_n);
```

% Algoritmo principal del PSO

```
clear SViter;
```

```
t=cputime;
```

```
for i=1:generation_n
```

```
    w=wmax-((wmax-wmin)*i)/generation_n;
```

%Evaluacion de la Funcion Objetivo (FO)

```

for ind=1:popuSize
    ind
    kt=pop1(ind ,:);
    err=0;
    try
    simout=sim( 'LFC_PID' , 'timeout' ,600);
    uno=trapz(simout.get('ACE1').time ,abs(simout.get('ACE1')
        .signals.values))+100*trapz(simout.get('ACE2').time ,
        abs(simout.get('ACE2').signals.values));
    dos=trapz(simout.get('ACE1').time ,abs(simout.get('dACE1'
        ).signals.values))+trapz(simout.get('ACE2').time ,abs(
        simout.get('dACE2').signals.values));
    err=uno+dos;
    display('done')
    catch
    err=1e10;
    display('fail')
end
    error1(ind)=err;
    fcn_value(ind)=err;
end
% Actualizacion de los mejores posiciones
for j=1:popuSize
    if fcnval(j) > fcn_value(j) ,
        fcnval(j)=fcn_value(j);
        pbest(j ,:)=pop1(j ,:);
    end
end
% Ploteo

```

```

axis tight;
plot(pbest(:,1),pbest(:,2),'*b');
hold on;
%Almacenado de las FO
upper(i) = max(fcnval);
average(i) = mean(fcnval);
lower(i) = min(fcnval);
%Mejores posiciones globales
[best , index] = min(fcnval);
Error(tid , i)=error1(index);
fprintf('Evaluation %a: ', popuSize*i);
fprintf('f = %a\n',error1(index));
gbest=pop1(index,:);
plot(gbest(:,1),gbest(:,2),'*r');axis([-2 2 -2 2]);
text(-1.5,-1.5,['Iteration=' num2str(i) 'and Best FF='
    num2str(error1(index))]);
hold off;pause(0.2);

population1=pop1(index,:);
SViter(i,:)=population1;
% Actualizacion de la posicion y velocidad de la particula
if i~=generation_n
    [pop1 velocity]= pso(pop1,vmax,velocity ,fcn_value ,w,c1 ,
        c2 ,pbest ,gbest ,range);
end
end % Finalizacion del algoritmo principal
PSO_Location(tid ,:)=population1;
PSO_error(tid)=error1(index);
t1=cputime-t;

```

```

figure ;
plot(Serror(1,:));
%Obtencion de las ganancias del controlador PID
kt=SViter(50,:);
%kt=pop1(1,:);

%%PSO: Actualizacion del posiciones y velocidades
%Funcion que entrega nuevas posiciones y velocidades de las
    particulas
%%
function [pop1 velocity] = pso(pop1,vmax,velocity ,fcn_value ,w,c1
    ,c2 ,pbest ,gbest ,range)
r=rand(size(pop1,1),2);
%Encuentra las dos mejores y las mantiene
tmp_fitness = fcn_value;
[junk , index1] = min(tmp_fitness);      % la primera mejor
tmp_fitness(index1) = max(tmp_fitness);
[junk , index2] = min(tmp_fitness);      % la segunda mejor
temp1=pop1(index1,:); temp2=pop1(index2,:); %Memoria temporaria

for i=1:size(pop1,1);
    parent = pop1(round(rand*(size(pop1,1)-1)+1),:);
    for j=1:size(pop1,2);
        velocity(i,j)=w*velocity(i,j)+(c1*r(i,1)*(pbest(i,j)
            -pop1(i,j)))+(c2*r(i,2)*(gbest(j)-pop1(i,j)));
        velocity(i,j)=sign(velocity(i,j))*min(abs(velocity(i
            ,j)),vmax(j));
        pop1(i,j)=pop1(i,j)+velocity(i,j);
    end
end

```



```
        pop1(i,j)=min(pop1(i,j),range(j,2));
        pop1(i,j)=max(pop1(i,j),range(j,1));
    end
end
% Almacenamiento
pop1([1 2], :) = [temp1;temp2];
```