

IMPLICACIONES DE LA CALIBRACIÓN DEL FACTOR DE FRECUENCIA B EN EL DESEMPEÑO DEL ERROR DE CONTROL DE ÁREA PARA CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN

Cepeda Jaime

Játiva Jesús, Ph.D.

Escuela Politécnica Nacional
Departamento de Energía Eléctrica

RESUMEN

La operación de sistemas de potencia interconectados debe realizarse utilizando Control Automático de Generación AGC, el cual utiliza como señal de control el Error de Control de Área ACE. El valor de calibración del factor de frecuencia B (Frequency Bias) permite distribuir de manera justa el error de control a la vez que mantiene la calidad de la frecuencia del sistema estimando el déficit o exceso de generación que existe en un área debido a desviaciones de frecuencia provocadas por el desbalance generación – carga.

En el presente trabajo se realiza un análisis de estado estable así como un estudio de la respuesta dinámica que muestra la variación de frecuencia, error de control de área y potencia de transferencia por la interconexión variando el factor B entre $0,10\beta$ y $1,50\beta$, luego de lo cual se obtienen los valores óptimos de B para cada área. Además, se realiza un análisis de la ganancia K_i del integrador del ACE para encontrar el valor, que conjuntamente con el valor óptimo de B, producen un comportamiento deseable de las variables de estado del sistema. Para el efecto y utilizando el paquete computacional Matlab, se modela un sistema de dos áreas interconectadas.

ABSTRACT

The operation of interconnected power systems should be carried out using Automatic Generation Control AGC, which uses as control signal the Area Control Error ACE. The calibration value of Frequency Bias B allows to distribute in a fair way the control error and offer frequency system quality, estimating the generation deficit or excess that exists in an area due to deviations of frequency provoked by the generation – load imbalance.

In this work an analysis of steady state as well as a study of the dynamic state is carried out that shows frequency deviation, area control error and tie line power as function of factor B, which is varied from $0,10\beta$ to $1,50\beta$, after that the optimum values of B for each area are obtained. Besides, an analysis of the integrator gain constant K_i of ACE in order to find, jointly with the optimum value of B, produce a desirable system steady state behaviour. For the effect and using the Matlab software, a system of two interconnected areas is modelled.

1. INTRODUCCIÓN

La interconexión de sistemas eléctricos de potencia tiene como objetivo obtener beneficios técnicos, económicos, sociales y ambientales, conduciendo a la utilización óptima de sus recursos energéticos, a la seguridad y confiabilidad en el suministro eléctrico de cada una de sus áreas de potencia interconectadas. Un área es la parte del sistema interconectado que tiene autonomía operativa; es decir, que tiene los recursos necesarios para autoabastecerse, por lo que podría operar normalmente sin necesidad de depender de las otras áreas.

Es importante considerar que cada área debe atender las obligaciones de sus propias perturbaciones (desbalances generación–carga) controlando la frecuencia y el intercambio programado de potencia. La frecuencia debe mantenerse dentro de límites muy estrechos por seguridad de la demanda y calidad de servicio; de la misma manera, el flujo de potencia por la interconexión debe permanecer en el valor programado, cuidando límites de cargabilidad y nivel de voltaje así como respetando las condiciones económicas del contrato.

En la figura 1 se muestra un sistema de dos áreas interconectadas por una línea de transmisión.

cepedajaime@hotmail.com
jjativa@yahoo.com

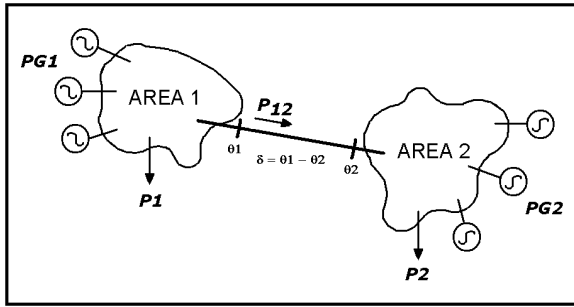


Figura 1 Sistema de Dos Áreas Interconectadas

La operación de sistemas multiárea solamente es posible con la función de Control Automático de Generación AGC en sus centros de control. El cálculo del Error de Control de Área ACE se realiza en base a las desviaciones de las señales de frecuencia e intercambio neto de potencia con las demás áreas que tengan líneas de interconexión. Para el cálculo del ACE se suma la desviación de frecuencia multiplicada por un factor de frecuencia B, que representa la respuesta dinámica de cada área de potencia a cambios de frecuencia, más la desviación del intercambio neto. Ambos componentes son filtrados para eliminar varias formas de ruido.

La adecuada calibración del factor B permite distribuir de manera justa la responsabilidad de control entre las áreas, estimando la magnitud del déficit o exceso de generación que deben controlarse en las respectivas áreas, a través de las unidades que están bajo modo de regulación.

Una vez enviado el requerimiento de control a cada unidad, es importante que responda dinámicamente mediante una calibración ajustada de la ganancia del regulador del sistema de control de unidad.

La tendencia actual es calibrar el factor B para diferentes condiciones de demanda de común acuerdo con las otras áreas interconectadas.

2. MODELACIÓN DE SISTEMAS MULTIÁREA

Para realizar estudios estáticos y dinámicos de sistemas eléctricos interconectados es necesario modelar matemáticamente cada una de las áreas con sus componentes: sistema eléctrico, sistema motriz, sistema de regulación de velocidad, AGC y líneas de interconexión.

2.1 Sistema Eléctrico

El comportamiento dinámico del sistema eléctrico está determinado por la inercia H de las máquinas sincrónicas y por la sensibilidad D de la carga eléctrica a variaciones de frecuencia f [1]. En la figura 2 se presenta el diagrama de

bloques típico del sistema eléctrico, con la ganancia K y la constante de tiempo T.

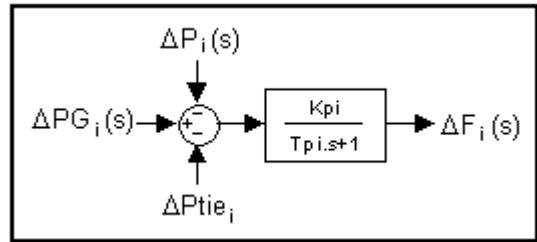


Figura 2 Diagrama de Bloque del Sistema Eléctrico

$$T_{pi} = \frac{2H_i}{f^0 D_i} \quad (1)$$

$$K_{pi} = \frac{1}{D_i} \quad (2)$$

2.2 Sistema Motriz

El comportamiento del sistema motriz depende de los tipos de turbinas que impulsan a los generadores. Debido a los diferentes formas de fuentes primarias de energía utilizadas (térmicas o hidráulicas), el modelo matemático del sistema motriz está determinado por constantes de tiempo heterogéneas derivadas de su velocidad de respuesta [1], [2].

2.3 Sistema de Regulación

Los modelos de los sistemas de regulación de velocidad dependen del tipo de turbina al que controlan, de su forma de operación y construcción. Dependiendo del grado de precisión requerida en el análisis dinámico, los modelos pueden ser simples o complejos y están determinados por constantes de tiempo y límites de operación [1], [2]. En las figuras 3 y 4 se muestran los diagramas de bloque de los sistemas motriz y de regulación para cada área.

2.4 Control Automático de Generación AGC

El AGC tiene las siguientes funciones: llevar la frecuencia al valor nominal a través de la Regulación Secundaria de Frecuencia RSF, mantener el intercambio de potencia con las áreas interconectadas en los valores establecidos y posibilitar el despacho económico entre las unidades bajo regulación económica.

La respuesta dinámica del AGC depende del factor de frecuencia B que refleja la respuesta natural β de los elementos de regulación de frecuencia de los generadores y la característica de autorregulación de la carga D del área a variaciones de frecuencia y de la ganancia del regulador K_i de cada área [1], [3].

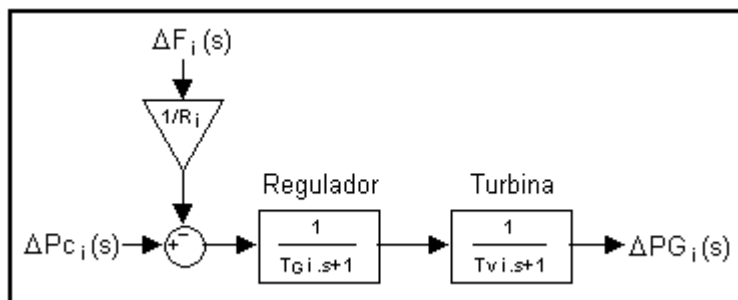


Figura 3 Diagrama de Bloques de Turbina y Regulador de Velocidad de Área Térmica

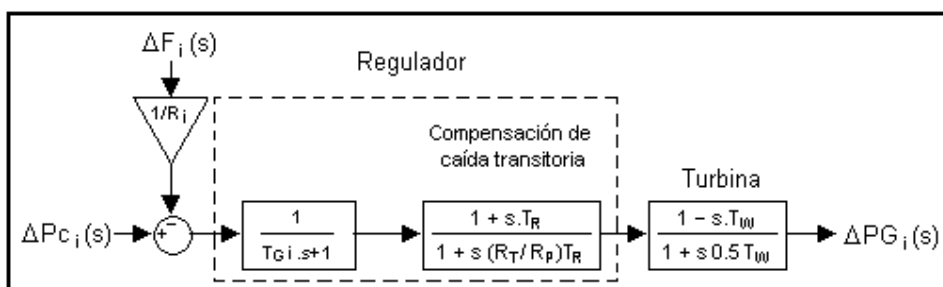


Figura 4 Diagrama de Bloque de la Turbina y el Regulador de Velocidad de un Área Hidráulico

2.5 Interconexión

El modelo que representa la línea de interconexión depende del coeficiente sincronizante o de rigidez de transmisión [1], el cual se determina con la siguiente expresión:

$$T_{ij} = \frac{\Delta P_{ij}}{\Delta \delta} \approx \frac{dP_{ij}}{d\delta} = P_{\max} \cos \delta \quad (3)$$

$$\beta_i = D_i + \frac{1}{R_i} \quad (4)$$

$$a_{12} = -\frac{P_{r1}}{P_{r2}} \quad (5)$$

$$\Delta f_{stat} = -\frac{\Delta P_{D2} - a_{12} \Delta P_{D1}}{\beta_2 - a_{12} \beta_1} \quad (6)$$

3. RESPUESTA DE UN SISTEMA DE DOS ÁREAS INTERCONECTADAS

Áreas Sin Control

Se considera un sistema de dos áreas que carecen de AGC (Figura 5 excluyendo los bloques encerrados con líneas azules punteadas). En estas condiciones, al ocurrir una perturbación de incremento de carga o pérdida de generación, el sistema responde con Regulación Primaria de Frecuencia RPF pero no puede efectuar RSF por lo que la frecuencia final es menor a la nominal [1].

En este caso se tiene que $\Delta P_{c1} = \Delta P_{c2} = 0$ (señales provenientes del AGC). En condiciones estáticas o de equilibrio se tienen las siguientes relaciones:

$$\Delta P_{tie1,stat} = \frac{\beta_1 \Delta P_{D2} - \beta_2 \Delta P_{D1}}{\beta_2 - a_{12} \beta_1} \quad (7)$$

$$\Delta P_{tie2,stat} = a_{12} \Delta P_{tie1,stat} \quad (8)$$

$$\Delta P_{Gi,stat} = -\frac{1}{R_i} \Delta f_{istat} \quad (9)$$

Áreas Con Control

Cuando un sistema de dos áreas es controlado con AGC (Figura 5), ante una perturbación el sistema responde con RPF y luego con RSF por lo que la frecuencia en condiciones estáticas es llevada a su valor nominal [1], [4]. Bajo estas condiciones se mantiene el intercambio de potencia en los valores establecidos y en estado estable se cumplen las siguientes expresiones:

$$\Delta f_{stat} = \Delta P_{tie1,stat} = \Delta P_{tie2,stat} = 0 \quad (10)$$

$$\Delta P_{Gi,stat} = \Delta P_{Di} \quad (11)$$

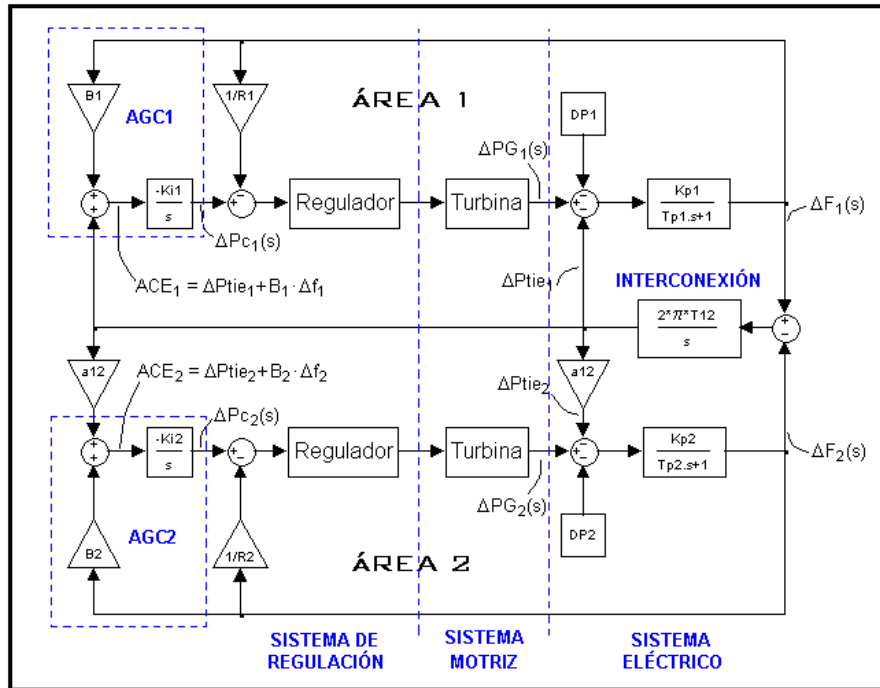


Figura 5 Diagrama de Bloque de Control de un Sistema de Dos Áreas Interconectadas

Análisis de Dos Áreas Térmicas

Se realiza el análisis de un sistema de dos áreas de control con predominio térmico – térmico, con los siguientes parámetros:

Tabla 1 Parámetros del Sistema Térmico - Térmico

Parámetro	Área 1	Área 2
P_r	2000 MW	2000 MW
H	5 s	4 s
D	0,5 pu	0,5 pu
R	4 %	5 %
T_G	0,08 s	0,15 s
T_V	0,3 s	0,2 s
ΔP_D	60 MW	0
K_i^0	1	0,8
$B^0 = \beta$	25,5 pu	20,5 pu

$$P_{max,12} = 200 \text{ MW}, \delta = 30^\circ$$

Cálculos Básicos

Con los datos anteriores se tienen los siguientes parámetros calculados:

$$T_{12} = 0.0866 \text{ pu}, a_{12} = -1 \text{ pu}$$

Tabla 2 Cálculos Sistema Térmico - Térmico

Parámetro	Área 1	Área 2
K_p	2 pu	2 pu
T_p	20 s	16 s

Análisis Dinámico

El sistema con áreas sin control realiza únicamente RPF y se estabiliza con una frecuencia menor a la nominal. El sistema que tiene áreas con AGC realiza RSF por lo que la frecuencia se estabiliza en su valor nominal. Es notorio que la frecuencia del área que sufre la perturbación (aumento de 60 MW de carga) experimenta mayores oscilaciones que la de la otra área.

El comportamiento dinámico de la frecuencia es diferente en cada área pero tiende a estabilizarse en el mismo valor (la frecuencia en estado estable es la misma para todo el sistema), Figura 6.

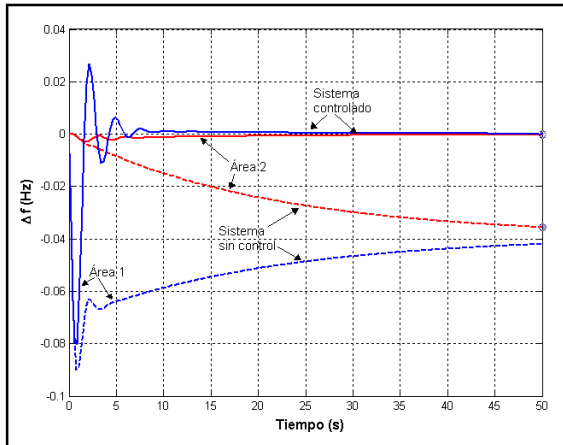


Figura 6 Frecuencia de un Sistema de dos Áreas sin y con Control

Respuesta en Estado Estable

Los resultados en estado estable se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3 Resultados en estado estable

Variable	Área 1	Área 2
<i>Sistema sin control</i>		
ΔP_G	32,61 MW	26,09 MW
ΔP_{tie}	-26,74 MW	26,74 MW
Δf	-0,03913 Hz	
f_{final}	59,9609 Hz	
<i>Sistema controlado</i>		
ΔP_G	60 MW	0 MW
ΔP_{tie}	0 MW	0 MW
Δf	0 Hz	
f_{final}	60 Hz	

Una vez realizada la RPF, el exceso de carga se distribuye para cada una de las áreas y se observa que el área que toma más carga es la de menor estatismo. La suma de la variación de generación es menor a la carga incrementada debido a que la carga se amortigua con la frecuencia en un factor de $8,33 \times 10^{-3}$ pu MW/Hz (0,5 pu). El flujo de potencia por la interconexión se incrementa en 26,74 MW y la frecuencia de estabilización es de 59,9609 Hz (menor a la nominal).

Cuando se efectúa la RSF (sistema con áreas controladas) la frecuencia del sistema regresa a su valor nominal y la perturbación es asumida completamente por su propia área (sólo el área 1 incrementa la generación en 60 MW) mientras que el flujo por la interconexión permanece en sus condiciones iniciales. Se observa que el AGC cumplió con sus objetivos

tanto en la recuperación de la frecuencia como en la asignación de la responsabilidad de generación al área que provocó la perturbación, debido a que las B están calibradas con los valores de la respuesta natural de frecuencia en cada área de control.

4. INFLUENCIA DEL AJUSTE DE LOS PARÁMETROS EN EL DESEMPEÑO DEL ACE

La respuesta dinámica de la frecuencia, los ACE, la P_{tie} y las P_G dependen de la calibración de los parámetros del AGC, esto es de la ganancia del regulador K_i del área para RSF y del factor de frecuencia B que refleja la respuesta natural del sistema a variaciones de frecuencia.

La calibración adecuada de estos parámetros conduce a que las variables del sistema experimenten una menor cantidad de oscilaciones y de esta forma evitar problemas como la salida de sincronismo de las máquinas.

4.1 Influencia del Ajuste del Factor B

Para el análisis se toma el sistema de dos áreas cuyos parámetros constan en la Tabla 1 y se varía el factor B del área 1 (área de la perturbación) entre $0,10\beta$ y $1,50\beta$.

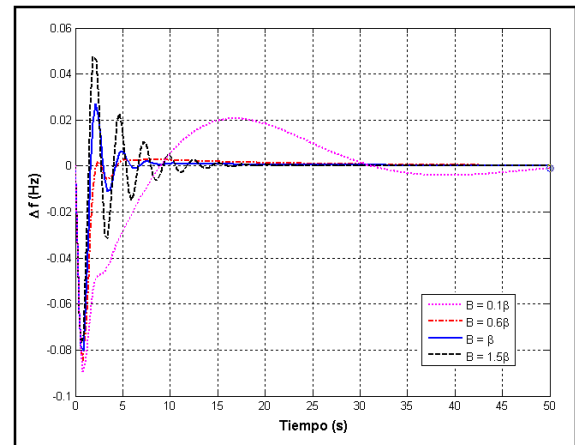


Figura 7 Frecuencia del Área 1 variando B_1

Como se puede observar en la Figura 7, el valor de B_1 determina la cantidad, magnitud y período de las oscilaciones que experimenta la frecuencia en el transitorio.

4.2 Influencia del Ajuste de la Ganancia K_i

El análisis se realizará con el sistema de dos áreas de la Tabla 1 y se varía la ganancia K_i

del área 1 (área con perturbación) entre 0,5 y 1,5.

En la Figura 8 se puede apreciar que la ganancia K_i influye principalmente en la amplitud de las oscilaciones.

Tanto el factor B como la ganancia K_i determinan el comportamiento dinámico transitorio de la frecuencia y por consiguiente de las demás variables del sistema. El objetivo es lograr que dichas oscilaciones afecten lo menos posible, para lo cual se debe realizar un *ajuste óptimo de los parámetros del AGC*.

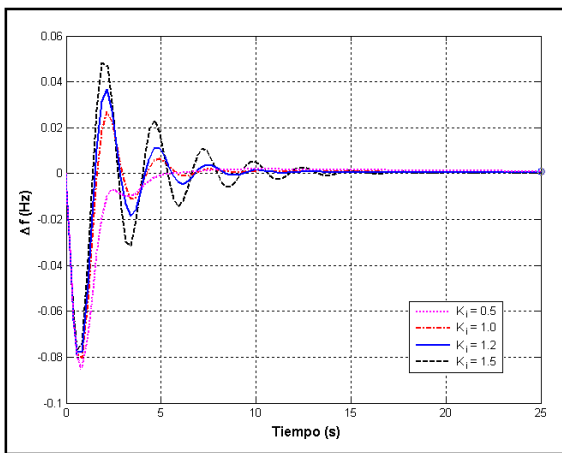


Figura 8 Frecuencia del Área 1 variando K_i

5. AJUSTE ÓPTIMO DE LOS PARÁMETROS DEL AGC

El ajuste óptimo de los parámetros del AGC tiene como objetivo lograr un sistema estable en el que las oscilaciones en estado dinámico de las variables del sistema sean de pequeña magnitud.

El método para optimizar los parámetros es el *criterio de la integral del error al cuadrado o funciones de costos* (propuesto por Fosha y Elgerd).

Para el sistema eléctrico de potencia los errores están representados por la variación de la frecuencia Δf_i y del flujo de potencia por la interconexión ΔP_{tie} .

El método consiste en minimizar la integral de la sumatoria de los errores al cuadrado (función de costos).

La siguiente ecuación muestra la función de costos a optimizar:

$$C = \int_0^{\infty} (\alpha_1 \Delta P_{tie}^2 + \alpha_2 \Delta f_i^2) dt \quad (12)$$

En donde las α_i son constantes que representan la importancia relativa que se le quiera dar a cada error en la determinación de la función de costos.

Para determinar la influencia de cada error en la función de costos se realiza un análisis independiente para cada uno de ellos; esto es, primero asumiendo que $\alpha_1 = 1$ y $\alpha_2 = 0$, Figuras 9, 10, y luego que $\alpha_1 = 0$ y $\alpha_2 = 1$, Figuras 11, 12.

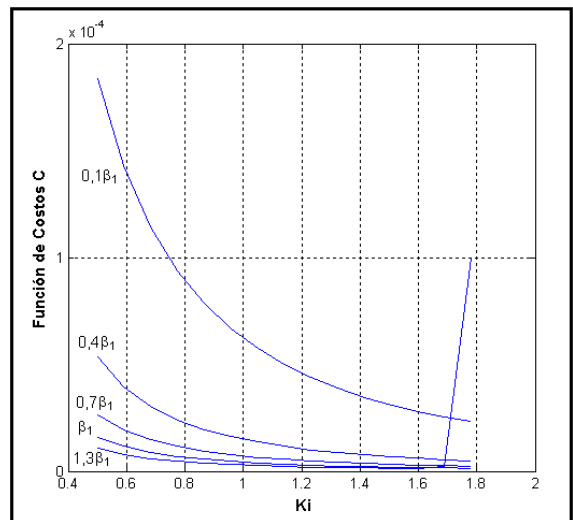


Figura 9 Contornos de B para $\alpha_1 = 1$ y $\alpha_2 = 0$

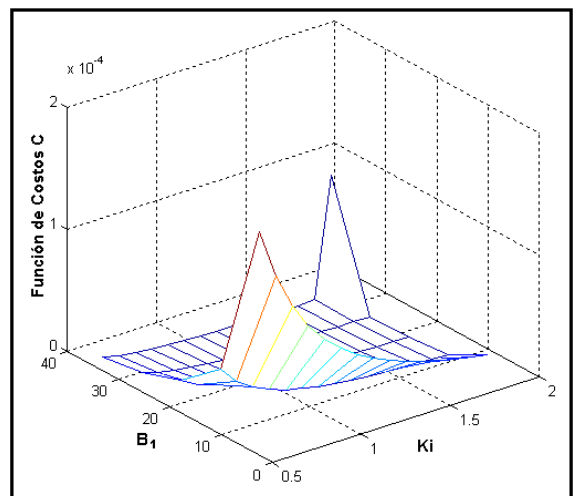


Figura 10 Superficie de Costos para $\alpha_1 = 1$ y $\alpha_2 = 0$

En las curvas bidimensionales para diferentes valores de B_1 (contornos de B, figura 9) se observa que la función de costos decrece mientras aumenta el valor de B_1 , apreciándose que existe un punto mínimo para cierto valor de K_i . La superficie de costos, figura 10, muestra la función en tres dimensiones, observándose de mejor manera que existe un punto (B_1, K_i) para el cual la función de costos adquiere el mínimo valor. Este punto se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4 Punto óptimo de la función de costos para $\alpha_1 = 1$ y $\alpha_2 = 0$

C_{min}	$K_{i, \text{óptimo}}$	$B_{1, \text{óptimo}}$
$1,45 \times 10^{-6}$	1,51	33,15

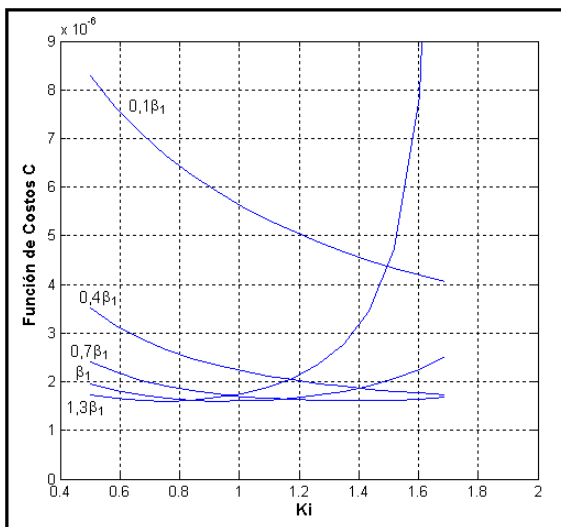


Figura 11 Contornos de B para $\alpha_1 = 0$ y $\alpha_2 = 1$

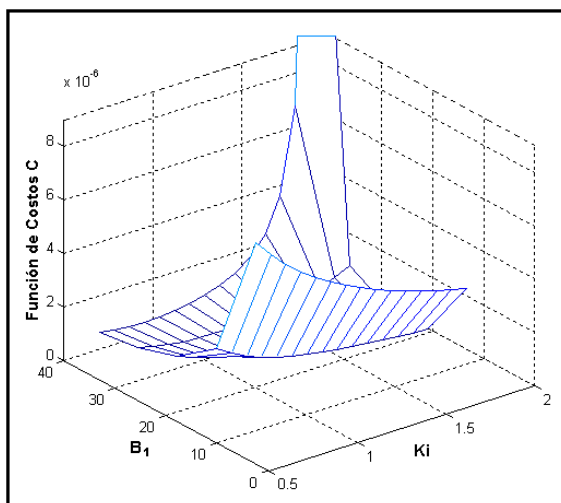


Figura 12 Superficie de Costos para $\alpha_1 = 0$ y $\alpha_2 = 1$

La función de costos varía más que en el caso anterior, observándose que para valores muy altos de B_1 las curvas de contornos, que para valores bajos de B_1 son decrecientes, se tornan crecientes, Figura 11. Es notorio que existe un punto mínimo de la función de costos cuyas coordenadas son diferentes al caso anterior y que se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5 Punto óptimo de la función de costos para $\alpha_1 = 0$ y $\alpha_2 = 1$

C_{min}	$K_{i, \text{óptimo}}$	$B_{1, \text{óptimo}}$
$1,6 \times 10^{-6}$	0,76	33,15

Para las dos condiciones extremas analizadas resulta óptimo un valor de $B_1 = 1,3\beta_1$ mientras que el valor óptimo de K_i cambia bastante siendo para el primer caso 1,51 y para el segundo 0,76.

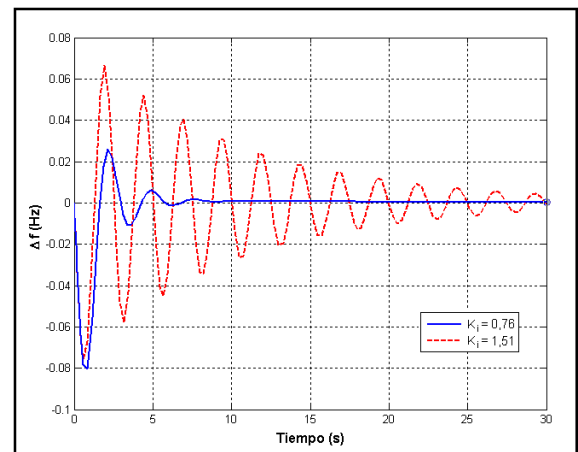


Figura 13 Frecuencia del Área 1 para condiciones extremas de la función de costos $(B_1 = 1,3\beta_1)$

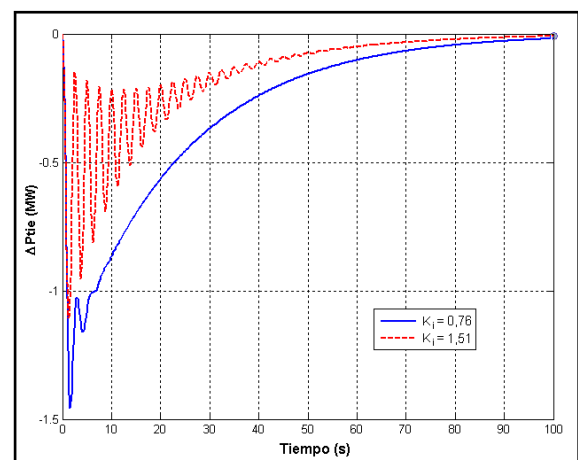


Figura 14 Flujo de potencia por la interconexión para condiciones extremas de la función de costos $(B_1 = 1,3\beta_1)$

Como se observa en las Figuras 13 y 14, cuando $K_i = 0,76$ se consigue un comportamiento dinámico óptimo de la frecuencia mientras que la transferencia de potencia sufre una oscilación grande. Para el segundo caso, donde $K_i = 1,51$, la frecuencia experimenta una gran cantidad de oscilaciones de mayor amplitud y tiempo de duración mientras que las oscilaciones del flujo de potencia por la interconexión son de menor amplitud que en el caso anterior.

En la práctica se deben determinar las ponderaciones α_1 y α_2 necesarias para representar el aporte de los errores Δf_i y ΔP_{tie} de acuerdo a los requerimientos de control establecidos, puesto que los dos parámetros son importantes dentro del sistema y es necesario darles el peso correspondiente a cada uno dentro de un esquema de control técnicamente establecido.

A continuación se realiza un análisis en el que se incluye la influencia de los dos errores ΔP_{tie} y Δf_i dándole a cada uno un peso específico en la función de costos por lo que se considera $\alpha_1 = 0,5$ y $\alpha_2 = 1,0$, Figuras 15 y 16.

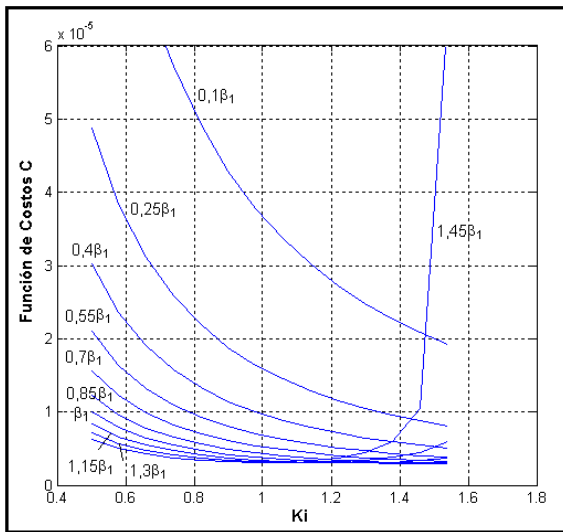


Figura 15 Contornos de B para $\alpha_1 = 0,5$ y $\alpha_2 = 1$

Tabla 6 Punto óptimo de la función de costos para $\alpha_1 = 0,5$ y $\alpha_2 = 1$

C_{min}	$K_{i, \text{óptimo}}$	$B_{1, \text{óptimo}}$
$2,95 \times 10^{-6}$	1,54	21,675

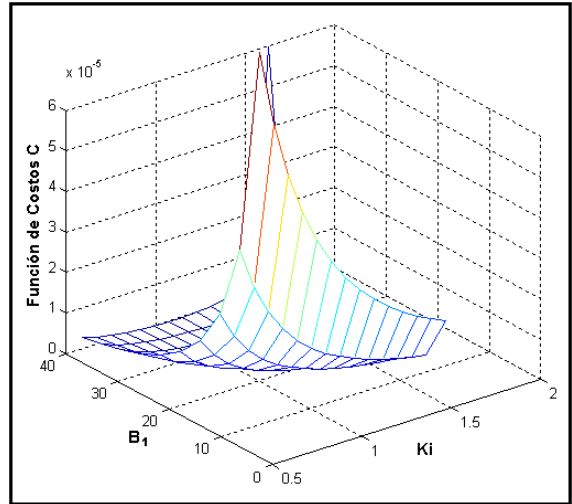


Figura 16 Superficie de Costos para $\alpha_1 = 0,5$ y $\alpha_2 = 1$

Con los valores óptimos de las constantes determinados anteriormente ($K_i = 1,54$ y $B_1 = 21,7 = 0,85\beta_1$) se determina el comportamiento dinámico de las variables del sistema.

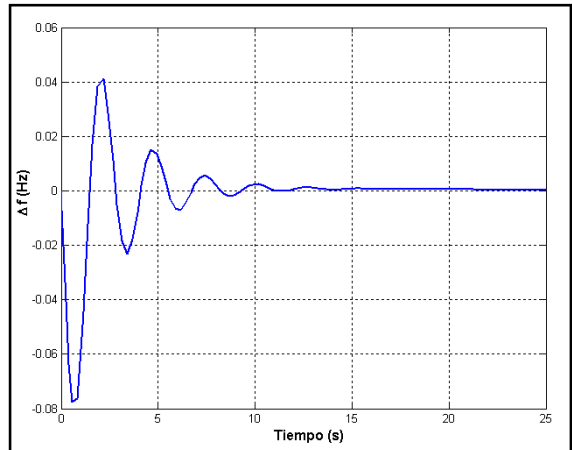


Figura 17 Frecuencia del Área 1 para $K_i = 1,54$ y $B_1 = 0,85\beta_1$

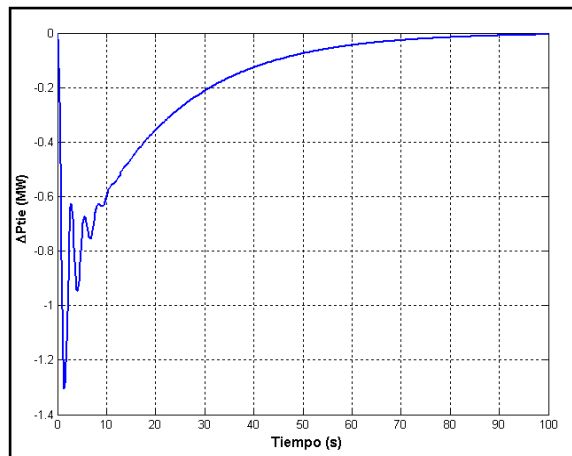


Figura 18 Flujo de Potencia por Interconexión para $K_i = 1,54$ y $B_1 = 0,85\beta_1$

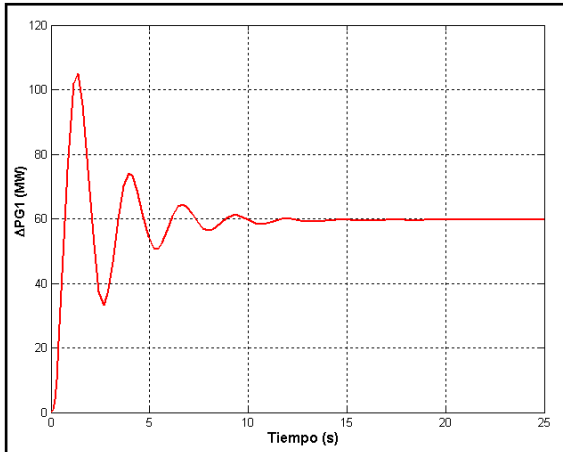


Figura 19 Incremento de Potencia de Generación del Área 1 para $K_i = 1,54$ y $B_1 = 0,85\beta_1$

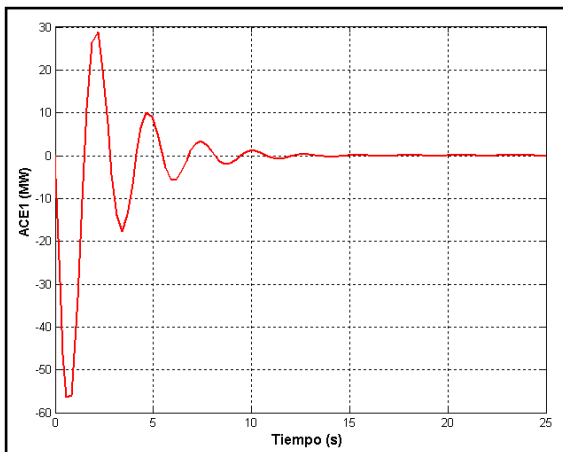


Figura 20 ACE del Área 1 para $K_i = 1,54$ y $B_1 = 0,85\beta_1$

Al determinar los diagramas dinámicos de las variables del sistema para los parámetros del AGC óptimos $K_i = 1,54$ y $B_1 = 0,85\beta_1$, figuras 17, 18, 19 y 20, se observa que las oscilaciones en estado transitorio son relativamente de poca magnitud por lo que el sistema se mantendría en condiciones estables de operación.

6. PROGRAMA COMPUTACIONAL DE ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DOS ÁREAS INTERCONECTADAS

El programa computacional para estudio del *Error de Control de Área* de un sistema de dos áreas interconectadas fue desarrollado en Matlab empleando una de sus herramientas, el Simulink, y utiliza los modelos de control de un sistema de dos áreas con predominio térmico – térmico, térmico – hidráulico e hidráulico – hidráulico. Figura 21.

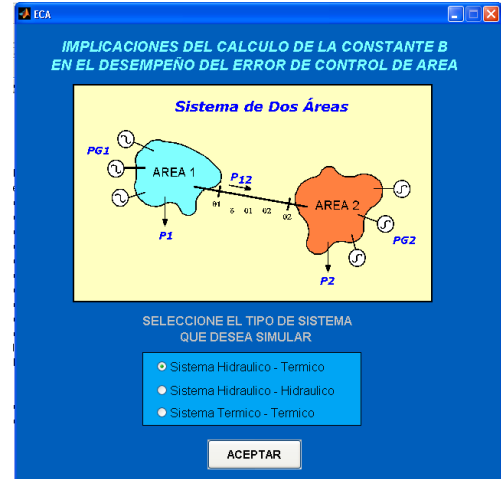


Figura 21 Interfaz del Programa

El programa permite ingresar los parámetros fundamentales de cada una de las áreas (descritos en el apéndice), figura 22. Realiza los cálculos necesarios para la determinación de los parámetros faltantes y luego efectúa la simulación dinámica del sistema, figura 23, modelado en diagramas de bloque (mediante el Simulink) y los cálculos de los valores de estado estable tanto para un sistema sin control como para un sistema controlado (con AGC).



Figura 22 Ingreso de Parámetros Fundamentales

Además, el programa permite determinar los parámetros óptimos del AGC para el área en el que se simula la perturbación (ya que es la que sufre las mayores oscilaciones) para lo cual realiza una serie de iteraciones que permiten determinar las curvas de contorno de B y la superficie de costos para luego determinar las coordenadas del punto mínimo. Figura 23.

El programa consta de una interfaz gráfica (desarrollada con GUIDE) que facilita su

utilización y requiere que Matlab esté instalado.

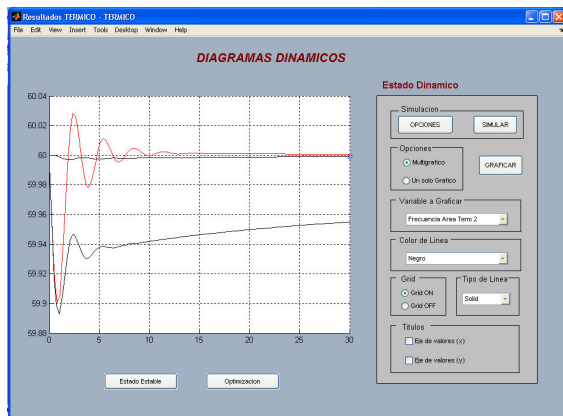


Figura 23 Resultados en estado dinámico

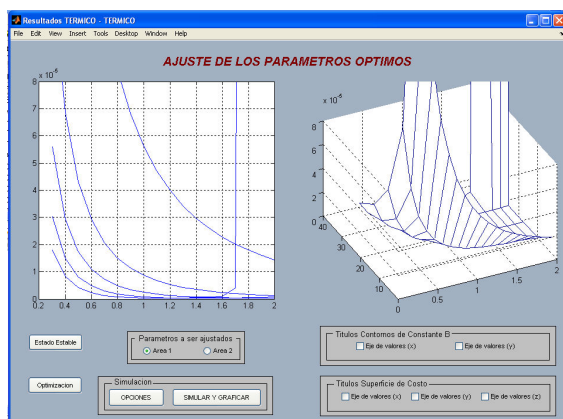


Figura 24 Ajuste de parámetros óptimos

En el presente trabajo se desarrolla un ejemplo de análisis para un sistema de áreas con predominio térmico – térmico, pero la misma aplicación puede ser utilizada para sistemas de áreas con predominio térmico – hidráulico e hidráulico – hidráulico.

7. CONCLUSIONES

El AGC en un centro de control de un área de control representa la mínima funcionalidad para su interconexión con otras áreas, para poder llevar la frecuencia al valor nominal (realizar RSF), mantener el intercambio de potencia en los valores establecidos cuando ocurren desbalances generación – carga en cualquiera de las áreas.

El valor de calibración de los parámetros del AGC, factor de frecuencia B y ganancia del control para RSF K_i , determinan la adecuada respuesta dinámica de las variables del sistema.

Para calibrar adecuadamente los parámetros del AGC se debe tomar en consideración la importancia relativa que se le otorga a las variables del sistema (Δf_i y ΔP_{tie}), tratando de lograr que las oscilaciones de estado transitorio de las variables tengan en conjunto la menor incidencia posible.

El uso de programas computacionales de alta aplicación matemática como el Matlab simplifica el análisis de los modelos dinámicos de sistemas eléctricos de potencia que emplean diagramas de bloques y análisis en el dominio de la frecuencia y del tiempo.

REFERENCIAS

- [1] ELGERD, Olle, “Electric Energy Systems Theory: An Introduction”, McGraw – Hill, New Delhi, 1971.
- [2] KUNDUR, Prabha, “Power system stability and control”, McGraw – Hill, New York, 1994.
- [3] KOTHARI, M. L., NANDA, J., KOTHARI, D. P., DAS, D., “Discrete – mode Automatic Generation Control of a two – area reheat thermal system with new area control error”, Indian Institute of Technology, New Delhi, IEEE press, 1988.
- [4] KENNEDY, Thomas, HOYT, Stephen, ABELL, Charles, “Variable, non – linear tie – line frequency bias for interconnected systems control”, Union Electric Company, St. Louis, Missouri, IEEE press, 1987.

APÉNDICE: Nomenclatura

P_f	Capacidad nominal del área (MW)
H	Constante de inercia del área (s)
D	Coefficiente de sensibilidad de la carga con la frecuencia (MW/Hz)
R	Estatismo equivalente del área térmica (Hz/MW)
R_T	Estatismo transitorio del área hidráulica (Hz/MW)
R_p	Estatismo permanente del área hidráulica (Hz/MW)
T_G	Constante de tiempo del regulador de velocidad para turbina térmica (s)
T_V	Constante de tiempo de turbina térmica (s)
T_G	Constante de tiempo del regulador de velocidad para turbina hidráulica

	asociada a R_p .
T_R	Constante de tiempo del regulador de velocidad para turbina hidráulica asociada a R_T .
T_W	Constante de tiempo de turbina hidráulica (s)
K_i	Ganancia de las unidades que realizan RSF
β	Respuesta natural de frecuencia del área (MW/Hz)
B	Factor de frecuencia (frequency Bias) del AGC (MW/Hz)
T_p	Constante de tiempo del sistema eléctrico (s)
K_p	Inverso del coeficiente de sensibilidad de la carga con la frecuencia (Hz/MW)
T_{ij}	Coefficiente sincronizante o de rigidez de transmisión (MW)
δ	Diferencia angular entre las barra de interconexión
P_{max}	Potencia máxima de transferencia por la interconexión
a_{12}	Coefficiente que relaciona la potencia de transferencia 1-2 con la 2-1 (en por unidad)
Δf	Variación de frecuencia (Hz)
ΔP_D	Incremento de carga en un área (MW)
ΔP_{tie}	Variación del flujo de potencia por la interconexión (MW)
ΔP_G	Variación de la potencia de generación del área (MW)
ACE	Error de control de área (MW)
X_{stat}	Variable X en estado estable
C	Función de costos
α	Constante de peso del error

BIOGRAFÍAS

Jaime Cepeda



Nació en Toacazo, Latacunga, el 20 de febrero de 1981. Sus estudios secundarios los realizó en el Colegio Sebastián de Benalcázar. Actualmente está realizando su proyecto de titulación para recibir el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional y se desempeña como ayudante de laboratorio del Departamento de Energía Eléctrica.

Jesús Játiva

Ingeniero Eléctrico (EPN 1981), Master of Science en Ingeniería Eléctrica y Doctor of Philosophy, Universidad de Texas en Arlington, USA (UTA 1988 y 1991), Miembro Postdoctoral en el Energy Systems Control Center (UTA 1991), Diplomado con Distinción en Técnicas de Planificación para el Desarrollo (Economía), Institute of Social Studies, Los Países Bajos (ISS 1998) y el Diplomado en Energy Conservation in Industry de ÅF-Energikonsult Syd AB, Suecia (1995). Actualmente es profesor Principal de la EPN y Jefe del Departamento de Energía Eléctrica.