

**MODELO LFC COMO ESTRATEGIA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD
DE FRECUENCIA MANTENIENDO EL EQUILIBRIO DE LA DEMANDA DE
CARGA Y GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA
ANTE CONTINGENCIAS**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO
CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**MODELO LFC COMO ESTRATEGIA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD
DE FRECUENCIA MANTENIENDO EL EQUILIBRIO DE LA DEMANDA DE
CARGA Y GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA
ANTE CONTINGENCIAS**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: PAMELA ELIZABETH CARCELÉN PABÓN

TUTOR: CRISTIAN CRISTÓBAL CUJI CUJI

Quito - Ecuador

2022

Pamela Elizabeth Carcelén Pabón

MODELO LFC COMO ESTRATEGIA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA MANTENIENDO EL EQUILIBRIO DE LA DEMANDA DE CARGA Y GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ANTE CONTINGENCIAS

Universidad Politécnica Salesiana, Quito-Ecuador 2022
Carrera de Electricidad

Breve reseña historia e información de contacto:



Pamela Elizabeth Carcelén Pabón (Y'1996). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Nacional Conocoto de la ciudad de Quito, obteniendo el título de bachiller en ciencias generales. Su trabajo se basa en el Modelo LFC como estrategia para mejorar la Estabilidad de Frecuencia manteniendo el equilibrio de la demanda de carga y generación en el Sistema Eléctrico de Potencia ante contingencias.

pcarcelenp@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Cristian Cristóbal Cuji Cuji (Y'1986). Se graduó de Ingeniero Electrónico de la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador en 2014 y Master en Energía, Facultad de Ciencias Físicas en la Universidad Complutense de Madrid – España en 2015. Actualmente es profesor e investigador en la Universidad Politécnica Salesiana - Quito Ecuador.

ccuji@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2022 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO-ECUADOR

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO
DE TITULACIÓN**

Yo, Pamela Elizabeth Carcelén Pabón con documento de identificación N° 1755083571 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 5 de septiembre del año 2022

Atentamente,



Pamela Elizabeth Carcelén Pabón
1755083571

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO
DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, Pamela Elizabeth Carcelén Pabón con documento de identificación No. 1755083571, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo Académico: “Modelo LFC como estrategia para mejorar la estabilidad de frecuencia manteniendo el equilibrio de la demanda de carga y generación en el sistema eléctrico de potencia ante contingencias”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 5 de septiembre del año 2022

Atentamente,



Pamela Elizabeth Carcelén Pabón
1755083571

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Cristian Cristóbal Cuji Cuji con documento de identificación N° 1718002221, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: MODELO LFC COMO ESTRATEGIA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA MANTENIENDO EL EQUILIBRIO DE LA DEMANDA DE CARGA Y GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ANTE CONTINGENCIAS, realizado por Pamela Elizabeth Carcelén Pabón con documento de identificación N° 1755083571, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 5 de septiembre del año 2022

Atentamente,



Ing. Cristian Cristóbal Cuji Cuji MSc.
1718002221

ÍNDICE GENERAL

Resumen.....	1
1. Introducción	2
2. Marco Teórico.....	3
2.1 Estabilidad en el Sistema de Energía.....	3
2.2 Estimación de frecuencia	4
2.3 Generación Convencional.....	5
2.4 Índices de contingencias en el Sistema de Transmisión	6
2.5 Control de Frecuencia	7
3. Desarrollo.....	8
3.1 Planteamiento del Problema.....	8
3.2 Caso de Estudio.....	9
3.3 Variables a Controlar	10
3.4 Modelado de la central hidroeléctrica completamente aislada	10
4. Análisis de Resultados	14
4.1 Mejora de la Estabilidad de Frecuencia	15
4.2 Estimador de Frecuencia.....	16
4.3 Evaluación del modelo.....	16
4.3.1 Sistema de la IEEE de 39 nodos sin control (LFC) en estado estable	16
4.3.2 Sistema de la IEEE de 39 nodos sin control (LFC) en estado inestable	17
4.3.3 Sistema de la IEEE de 39 nodos con control (LFC)	18
4.4 Resumen de Resultados Relevantes	19
5. Conclusiones	20
6. Trabajos Futuros.....	20
7. Referencias.....	20
8. Matriz del Estado del Arte	27
9. Resumen de Indicadores	33
10. Anexos.....	36

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estructura de la Red Eléctrica. [Autor].....	4
Figura 2. Generador. [Autor]	6
Figura 3. Perturbación en las Líneas de Transmisión. [Autor]	6
Figura 4. Modelo del Controlador de Frecuencia (LFC). [Autor]	8
Figura 5. Diagrama de Flujo para el diseño y funcionamiento del control Potencia (LFC) [Autor].....	8
Figura 6.Sistema de la IEEE de 39 barras. [Autor].....	9
Figura 7. Modelo de una central hidroeléctrica completamente aislada. [Autor].....	10
Figura 8. Modelo del Generador. [Autor]	12
Figura 9. Modelo de la Turbina. [Autor].....	13
Figura 10. Modelo del Gobernador. [Autor].....	14
Figura 11. Frecuencia en estado Inestable ante una variación en la generación.....	15
Figura 12.Frecuencia en estado Inestable después de una variación en la generación	15
Figura 13 Frecuencia en estado Inestable ante una variación en la carga.....	15
Figura 14.Frecuencia en estado estable después de una variación en la carga	15
Figura 15. Estimador de Frecuencia.....	16
Figura 16. Frecuencia en Estado Estable	16
Figura 17. Potencia Activa en Estado Estable	16
Figura 18. Velocidad Angular en los generadores del sistema	17
Figura 19. Frecuencia en estado inestable.....	17
Figura 20.Potencia Activa inestable.....	17
Figura 21.Velocidad Angular en Estado Inestable.....	18
Figura 22.Control de Frecuencia (LFC	18
Figura 23.Frecuencia estable.....	18
Figura 24.Potencia Activa estable.....	19
Figura 25. Resumen e indicador de la temática – Estado del Arte	33
Figura 26. Indicador de formulación del problema – Estado del Arte.....	34
Figura 27. Indicador de solución.....	35

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Variables a controlar. [Autor]	10
Tabla 2. Variables de la central hidroeléctrica completamente aislada. [Autor]	11
Tabla 3. Valores de potencia. [Autor]	17
Tabla 4. Resultados Relevantes. [Autor].....	19
Tabla 5. Valores de Potencia en la Generación del modelo. [Autor].....	19
Tabla 6. Matriz del Estado del Arte	27
Tabla 7. Parámetros de Cargas.....	36
Tabla 8. Parámetros de los Generadores	36
Tabla 9. Parámetros de los Transformadores	37

MODELO LFC COMO ESTRATEGIA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA MANTENIENDO EL EQUILIBRIO DE LA DEMANDA DE CARGA Y GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ANTE CONTINGENCIAS

Resumen

El artículo presente desarrolla una novedosa táctica para mantener la frecuencia en el Sistema Eléctrico de Potencia en un estado estable después de una posible desconexión de generación o ante un incremento y decremento de carga. La metodología se basa en la implementación de un Control Potencia-Frecuencia (LFC) conectado a un gobernador en una central hidroeléctrica completamente aislada del sistema, cabe destacar que el modelo es elaborado por medio de funciones de transferencia-Trasformada de Laplace, por consiguiente, con los resultados obtenidos, se acoplará el control de frecuencia (LFC) en un generador hidroeléctrico que forma parte del sistema de prueba de la IEEE de 39 barras, con el propósito de estabilizar el error de la frecuencia, manteniéndola en un valor nominal, en cuyo caso exista un desequilibrio en el sistema, por lo tanto, para llevar a cabo los objetivos propuestos se utilizó el software de simulación Matlab/Simulink.

Palabras Clave: Control Potencia-Frecuencia; Estabilidad de frecuencia; Perturbación; Funciones de Transferencia; Equilibrio.

Abstract

The present article develops a novel tactic to maintain the frequency in the Electric Power System in a stable state after a possible generation disconnection or before an increase and decrease in load. The methodology is based on the implementation of a Power-Frequency Control (LFC) connected to a governor in a hydroelectric plant completely isolated from the system, it should be noted that the model is elaborated by means of Laplace transfer-transform functions, therefore, With the results obtained, the frequency control (LFC) will be coupled to a hydroelectric generator that is part of the 39-bar IEEE test system, with the purpose of stabilizing the frequency error, keeping it at a nominal value, in in which case there is an imbalance in the system, therefore, to carry out the proposed objectives, the Matlab/Simulink simulation software was used.

Keywords: Power-Frequency Control; Frequency stability; Disturbance; Transfer Functions; Balance.

1. Introducción

La inestabilidad es un problema magistral, por esta razón, su clasificación en un nivel apropiado permite mejorar el funcionamiento del sistema, teniendo presente que el estudio conlleva una dinámica bajo perturbación en la red de energía, considerando los dispositivos, procesos y período de tiempo de la estabilidad.[1],[2]

Las perturbaciones han prolongado un papel importante en la red, logrando desbalances en la frecuencia que habitualmente se encuentran por debajo de un valor nominal de 60Hz.

La estabilidad de frecuencia específicamente es uno de los índices más cruciales para calibrar la calidad de energía, conservando el funcionamiento estable y seguro en el Sistema Eléctrico de Potencia.[3]

Cabe destacar que el control de frecuencia (LFC), en la actualidad es una estrategia considerable para mejorar la inestabilidad de frecuencia, a fin de sostener la potencia del sistema dentro de un ámbito aceptable entre la energía producida y la demanda de carga del usuario, ante la presencia de una perturbación.[4] El control de frecuencia comprende la modulación primaria y secundaria del sistema, regulando la potencia activa.[5]

La principal función del control de frecuencia de carga (LFC) es ofrecer equilibrio en tiempo real a la generación y carga del sistema de energía, manteniendo la frecuencia estable.[6]

El Sistema Eléctrico de Potencia a gran escala es rigurosamente flemático para actuar instantáneamente ante señales de perturbación que varían en el tiempo, por esta razón el control de frecuencia LFC es un mecanismo apropiado para mantener la frecuencia del sistema en sus valores nominales, teniendo en cuenta que para su operatividad implican equipos

electromecánicos tal como generador, turbina y gobernador.[7]

Es importante considerar que el control de frecuencia (LFC) opera si la frecuencia se encuentra en un intervalo de 59,95-60,05 Hz, activándose dentro de los 30 segundos de haber ocurrido la perturbación en el sistema, por consiguiente, para reestablecer la frecuencia a su valor nominal se aplica el lazo de control primario, empleando ecuaciones de oscilación linealizadas, no obstante, se estiman varios procedimientos de control centralizados. [8],[9]

Los elementos más importantes de los sistemas de generación, especialmente en las unidades hidráulicas considerando el par de amortiguamiento, sin duda alguna son los motores, turbinas y reguladores, debido a que desempeñan un crucial papel en las oscilaciones de frecuencia.[10]

Cabe resaltar que los generadores síncronos son importantes para el control primario de frecuencia y potencia activa del sistema, dado que cumplen con los requisitos dinámicos relacionados con el tiempo.[11]

Además, una variabilidad en la demanda de carga puede ocasionar un incentivo en la posición de la válvula del sistema de generación, reduciendo la velocidad de apertura y cierre del componente.[12]

La presente investigación busca desarrollar un mecanismo de control (LFC) que logre estabilizar la frecuencia en un sistema de prueba de la IEEE, visto de esta forma, para demostrar el funcionamiento del control de frecuencia (LFC) se busca modelar una central completamente aislada de la red, el cual se diseñará a través de funciones de transferencia linealizadas mediante el modelo matemático Transformada de Laplace.

2. Marco Teórico

En la siguiente sección se va a dar a conocer los conceptos más importantes para el análisis de la investigación presente, a manera de comprender las bases teóricas para el desarrollo, procedimiento y funcionamiento del modelo planteado, a fin de mejorar la estabilidad de frecuencia en el Sistema Eléctrico de Potencia.

2.1 Estabilidad en el Sistema de Energía.

El principal objetivo de la estabilidad es soportar gran cantidad de disturbios, por ende, se puede señalar que los problemas críticos que producen cambios en el sistema son: la pérdida de generadores y el aumento de demanda en la carga. [13]

La estabilidad y seguridad del sistema cada vez son más impredecibles a causa del control inapropiado, análisis complejo, y nuevos tipos de generación y carga, por estas razones la incertidumbre ha ido aumentando constantemente.[14] Por ende, la planificación, operación y control para el desarrollo de la interconexión a la red eléctrica cada vez es más grande y compleja[15].

El Sistema de Potencia es altamente dinámico no lineal, tiene varias perturbaciones estocásticas tal como variaciones aleatorias en la carga eléctrica.[16] Para el estudio de estabilidad se basa primordialmente en la condición de tiempo permanente, debido a que el sistema contiene impulsos variables.[17]

Estabilidad de frecuencia

Es preciso evitar que la frecuencia esté por debajo del valor adecuado, dado a que esto puede ocasionar un daño grave en centrales de generación y equipos

que se encuentren alado de la carga. [18], [19]

El problema más severo que puede suceder en una central de generación convencional, es la reducción de la inercia rotacional, produciendo una respuesta negativa hacia la estabilidad de frecuencia en la red, paulatinamente se lleva a cabo en los generadores sincrónicos, puesto que están constituidos por una velocidad de rotación[20]

Si la frecuencia se encuentra dentro de un rango de tiempo pequeño se la conoce como estabilidad de frecuencia a corto plazo, en vista que exista perturbaciones con cambios significativamente extensos se considera como estabilidad de frecuencia a largo plazo, dado que contiene un amplio rango de desviación en el tiempo.[21]

Tras ocurrir perturbaciones en el sistema, da lugar a que se presenten problemas globales de estabilidad, posteriormente se clasifican en diferentes clases, cabe mencionar que una de ellas es la inestabilidad de frecuencia, por lo tanto para que se mantenga en estado normal debe tener un control en la potencia.[22]

Cabe señalar que el sistema tradicional cambiará a un sistema de energía moderno, por esta razón el Operador Nacional de Electricidad debe enfrentar grandes retos para mantener la seguridad,[23] sin embargo las herramientas primordiales, que se considera para que haya confiabilidad en el sistema, es el uso de las nuevas tecnologías. [24]

En la Figura 1, se puede apreciar la estructura tradicional de la red de energía, el cual está conformado por cuatro etapas importantes, tal y como se presenta a continuación.

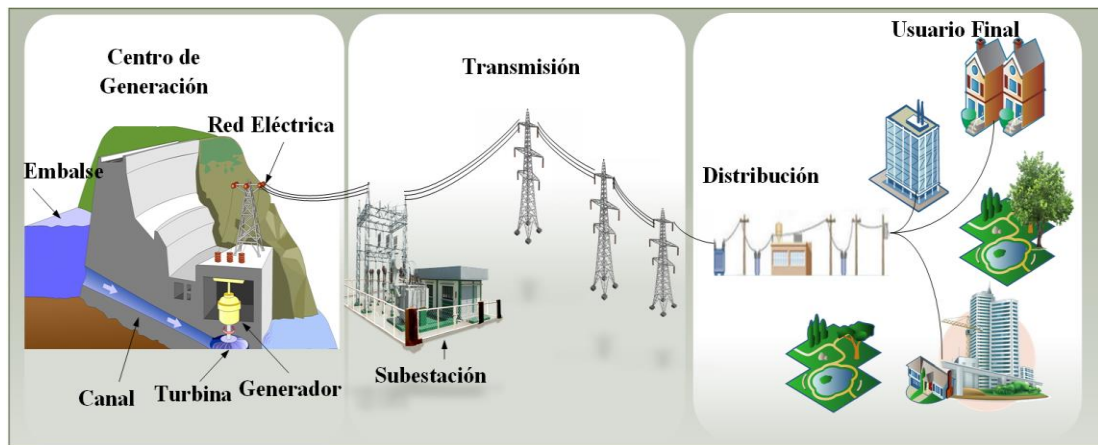


Figura 1. Estructura de la Red Eléctrica. [Autor]

Estimación de Demanda

La previsión del aumento de carga en la red es crucial para proporcionar energía confiable, seguro, controlable y eficiente en la red eléctrica, en vista de que la carga cambia significativamente en el tiempo, de manera que no se mantiene constante. [25],[26] Siendo así, se suele utilizar procedimientos o herramientas con el propósito de poder obtener datos históricos, para a través de ello estimar la demanda diaria, semanal, mensual y anual,[27] con la finalidad de ayudar a las empresas de servicio eléctrico a pronosticar la demanda futura de la carga eléctrica.[28]

Para interpretar y caracterizar a la demanda se utilizan métodos novedosos basados en modelos estadísticos, tal como regresión lineal múltiple, modelos de media móvil autorregresivos, modelos grises y modelo funcional no paramétrico,[29] siendo así, se puede estimar en diferentes horizontes de tiempo, a largo, mediano y corto plazo.[30],[31]

Todos los métodos tienen la misma perspectiva de estimación de la demanda, no existe un consentimiento general que facilite saber cuál es el apropiado para ser utilizado.[32]

2.2 Estimación de frecuencia

La estimación de la frecuencia se caracteriza por ser peculiarmente no lineal, por defecto es capaz de producir estimaciones precisas en distorsión, ruido y seguimiento de variaciones relativamente rápidas en frecuencia, teniendo en cuenta que la tasa de cambio que proporciona es esencial para el control y protección.[33],[34]

La frecuencia es importante para mantener la calidad de la energía; debido a ello se establecen dimensiones en el sistema que eviten la existencia de desequilibrios dinámicos entre generación y carga, por ende, la estimación de la frecuencia es fundamental para la estabilidad de la red.[35]

La necesidad de que haya un método confiable para la estimación de la frecuencia ha logrado que la magnitud mantenga valores precisos entre 50 y 60 Hz, por consiguiente, los métodos que se han propuesto para estimar la frecuencia son: Estimador de Frecuencia de Buneman, Transformada rápida de Fourier, Algoritmo de tipo Newton, Filtro de Kalma extendido.[36]

Filtro de Kalma extendido

El método Filtro de Kalma extendido (EKF) es considerado como un modelo para estimar parámetros desconocidos no lineales, utiliza datos registrados el cual permite evaluar la frecuencia en estado dinámico, por consiguiente, tiene la capacidad de calcular la estabilidad en condiciones equilibradas y no equilibradas.[37]

En términos generales, conduce un mejor control y estabilidad del sistema, lo que incide a tener alto rendimiento y relevante precisión de estimación, siendo así, el proceso de medición está definido respectivamente por las siguientes ecuaciones[38]:

$$x = f(x, u, w) \quad (1)$$

$$y = h(x, u, v) \quad (2)$$

Donde:

f = Función no lineal entre el estado en el instante anterior y presente.

h = Función de medición no lineal.

w = Ruido de proceso.

v = Ruido de medición.

Estimador de frecuencia de Buneman

El estimador de frecuencia de Buneman se caracteriza por ser un algoritmo que estima la frecuencia basada en una señal sinodal digitalizada; por ende, para el caso de estudio utiliza como referencia a la frecuencia fraccional, donde se lleva cabo a través de la Transformada Discreta de Fourier (DFT)[39]:

$$F(K) = \sum_{n=0}^{N-1} e^{i2\pi n f / fs} e^{-i2\pi n k / N} \quad (3)$$

Donde:

f = Frecuencia fraccional de la secuencia.

fs, N = Frecuencia de muestreo.

k = Orden de la secuencia de amplitud.

Dicho de otra manera, el método de estimación de frecuencia de Buneman determina señales distorsionadas, vista de los picos de los componentes de la frecuencia y principalmente las amplitudes del sistema, por lo tanto, el respectivo análisis es empleado por el siguiente algoritmo [40]:

$$\beta = b + \frac{na}{\pi} * \tan(p) \quad (4)$$
$$p = \frac{\left(\sin \frac{\pi}{n}\right)}{\cos \left(\frac{\pi}{n}\right) + \frac{|F_b(x)|}{|F_{b+1}(x)|}}$$

Donde:

β = Estimación sinodal impura de ondas.

F_b = Transformada de Fourier de la señal (x) en la frecuencia.

b = Se determina a través del mayor valor de $F_b(x)$.

2.3 Generación Convencional

Básicamente la Generación Convencional es capaz proveer altos niveles de potencia reactiva en la red, con el fin de lograr que la transmisión de electricidad sea estable y a la vez eficiente, al mismo tiempo otorga inercia al sistema logrando mantener la frecuencia entre 50 o 60 Hz.[41]

Inercia en la Generación

La inercia se presenta en máquinas rotativas tal como generadores sincrónicos y turbinas, dado que contienen masa giratoria,[42]en habidas cuentas, si la demanda excede, la energía cinética de los generadores se extrae reduciendo la frecuencia del sistema.[43]

La inercia desempeña un papel fundamental en el sistema, otorgando resistencia a la red, que incide a prevenir una imprevisible pérdida de generación.[44]Desde una perspectiva

general, la estabilidad de frecuencia depende del equilibrio de potencia activa, es decir la potencia total de entrada menos la carga total del consumidor incluidas las pérdidas del sistema.[45]

Es importante reiterar que la inercia ayuda progresivamente a estabilizar el ángulo del rotor después de manifestarse perturbaciones, de igual manera permite el control apropiado para que los equipos puedan neutralizar los artificios probables posterior a averías en el Sistema Eléctrico de Potencia.[46]

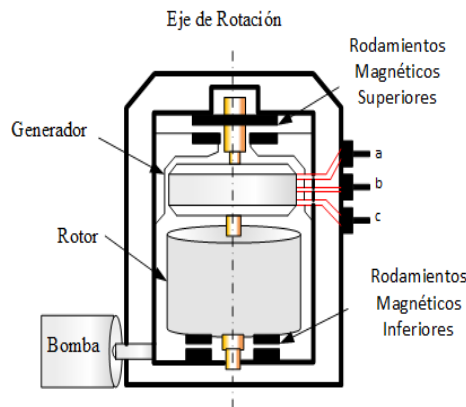


Figura 2. Generador. [Autor]

En la Figura 2, se presenta la estructura básica del generador sincrónico utilizado para el estudio de estabilidad, generalmente está conformado por diferentes secciones, tales como: rotor (estructura giratoria), eje de rotación, bomba, rodamientos magnéticos superiores, rodamientos magnéticos inferiores.[47]

Margen de reserva en la generación

El objetivo principal del margen de reserva (RM) es restringir un porcentaje de generación adicional, en cuyo caso exista cualquier evento inesperado en el sistema, en función de lo planteado el plan de desarrollo de energía (PDP) es considerado responsable para la planificación de reserva de electricidad a largo plazo.[48]

Tener un margen de reserva (RM) adecuado como su nombre establece, significa que el Sistema Eléctrico de Potencia puede poseer de generación apropiada para conducir energía confiable al usuario final, de otro modo el sistema de generación podría ser voluble, ocasionando inestabilidad en el sistema.[49]

En relación a la idea anterior el margen de reserva (RM) es utilizado primordialmente como un método determinista, por lo tanto, se lo puede calcular utilizando la siguiente ecuación[50]:

$$RM = \frac{DC - PL}{PL} \quad (5)$$

Donde:

RM = Margen de reserva.

DC = Capacidad confiable del sistema de generación.

PL = Carga máxima del sistema.

2.4 Índices de contingencias en el Sistema de Transmisión

Las contingencias en el Sistema de Transmisión se definen como perturbaciones en un periodo tiempo corto, ocasionadas en los elementos de la red, tal es el caso de generadores y líneas de transmisión, como aprecia en la Figura 3.

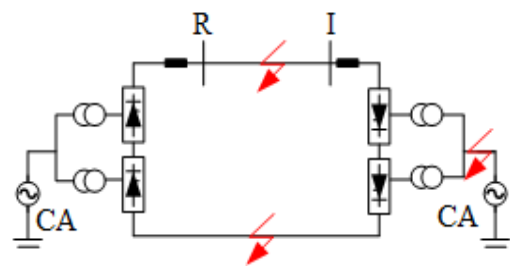


Figura 3. Perturbación en las Líneas de Transmisión. [Autor]

Cabe considerar que las contingencias se radican en dos métodos de análisis: de voltaje y de potencia activa.[52]

Es importante acotar que las contingencias ocurren debido a fallas

inoportunas es decir fallas de línea a tierra y disparos de relés a causa de cortocircuitos.[53]

Por consiguiente, el caso estudio de los índices de contingencias se lleva a cabo a través de un estándar determinista como el criterio N-1, siendo así es representado considerablemente con las siguientes expresiones [54]:

$$f(x, u) = 0 \quad (6)$$

$$g(x, u) \leq 0 \quad (7)$$

$$g_i(x_i, u_i) = 0, i \in \Omega \quad (8)$$

Donde:

x = Conjunto de variables de estado del sistema.

u = Conjunto de variables de control.

g = Limitaciones del sistema en condiciones normales.

i = Cada caso de contingencia.

Ω = Conjunto de todas las contingencias del sistema.

La estabilidad y la seguridad es sustancial para la operatividad de energía en el Sistema Eléctrico de Potencia, por esta razón los operadores aplican el análisis de contingencias para cerciorar el comportamiento del sistema debido a permisibles interrupciones en cualquier elemento de la red eléctrica.[55]

2.5 Control de Frecuencia

Se comprende como control de frecuencia a la correlación entre el equilibrio de la generación y demanda, cabe destacar que habitualmente estabiliza el sistema de forma centralizada después irregularidades en la red eléctrica.[56],[57]

El análisis de control de frecuencia se radica fundamentalmente en las limitaciones físicas y estándares de rendimiento, de manera que, para el manifestado estudio, se han instaurado

varios niveles de control, así como control primario, control secundario, y control terciario.[58]

Potencia-Frecuencia (LFC)

Generalmente el control de frecuencia de carga (LFC), mantiene la frecuencia dentro de los límites establecidos, con el fin de perseverar al Sistema Eléctrico de Potencia en un marco impecable, debido a que debe proporcionar alto nivel de calidad de energía al usuario final. [59]

Por lo que se refiere, el controlador de frecuencia de carga (LFC) es significativo en la operación y control del sistema eléctrico ,[60] por ende, para analizar la funcionalidad operativa en el sistema de energía convencional utiliza un modelo linealizado, dicho de otro modo estandariza a los componentes de la red eléctrica.[61]

En términos generales, el control de frecuencia de carga (LFC) permite disminuir las oscilaciones de potencia y reestablecer la frecuencia a un estado estable[62]

El control de frecuencia de carga (LFC) sin duda alguna establece una estructura proporcional integral (PI) simple, en efecto, los parámetros empleados se ajustan en base a perturbaciones y diversas variaciones de carga del sistema de energía,[63] cabe resaltar que la estabilidad de frecuencia del sistema con respecto al control de frecuencia (LFC) puede delimitar regiones bidimensionales de orden fraccional.[64]

Frecuencia primaria

El control de frecuencia primaria evita que los sistemas de energía colapsen en circunstancias mayores de perturbaciones, cabe decir que se contempla adicionalmente como el mecanismo autónomo establecido en el sistema eléctrico para regular la potencia de equilibrio a través de la frecuencia.[65]

Razonablemente el equilibrio entre la carga y la generación deben solventarse en segundos para evitar desviaciones de frecuencia que puedan coaccionar la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico.[66]

En relación a la idea anterior, se puede sustentar que el control de frecuencia primaria trabaja en escala de tiempo corto, por ende, para prevenir que exista deslices en la frecuencia generalmente se utiliza un gobernador que eventualmente adapta la potencia mecánica de entrada del generador.[67]

3. Desarrollo

En la siguiente sección se va a presentar la solución al problema planteado, su modelamiento en los softwares de simulación y los resultados alcanzados en el presente trabajo científico.

3.1 Planteamiento del Problema

El objetivo principal de esta sección es aludir el mecanismo y funcionamiento del modelo desarrollado en la presente investigación, visto de esta forma, cabe decir que se desarrolló un controlador de Potencia-Frecuencia (LFC) el cual junto a un gobernador conectado en la

turbina de la central de generación permiten mejorar la estabilidad de frecuencia ante un incremento de carga o desconexión de la generación inercial manteniendo en equilibrio al sistema.

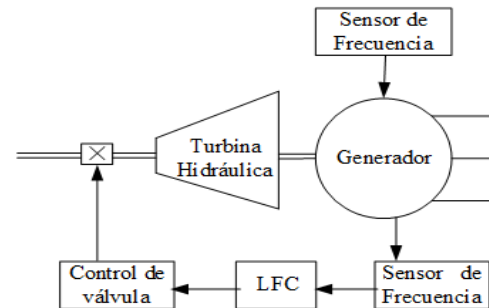


Figura 4. Modelo del Controlador de Frecuencia (LFC). [Autor]

En la Figura 4, se puede apreciar el funcionamiento del control de frecuencia (LFC), cabe decir que consiste en un detector que mide y compara el valor de frecuencia, actúa sobre una válvula de control que conecta la turbina hidráulica, reduciendo el error de frecuencia.

El software Matlab/Simulink posibilita ver la operatividad del controlador (LFC) con respecto al error de frecuencia en el sistema de energía.

Para realizar la simulación es importante seguir ciertos pasos, el cual se presentan a continuación.

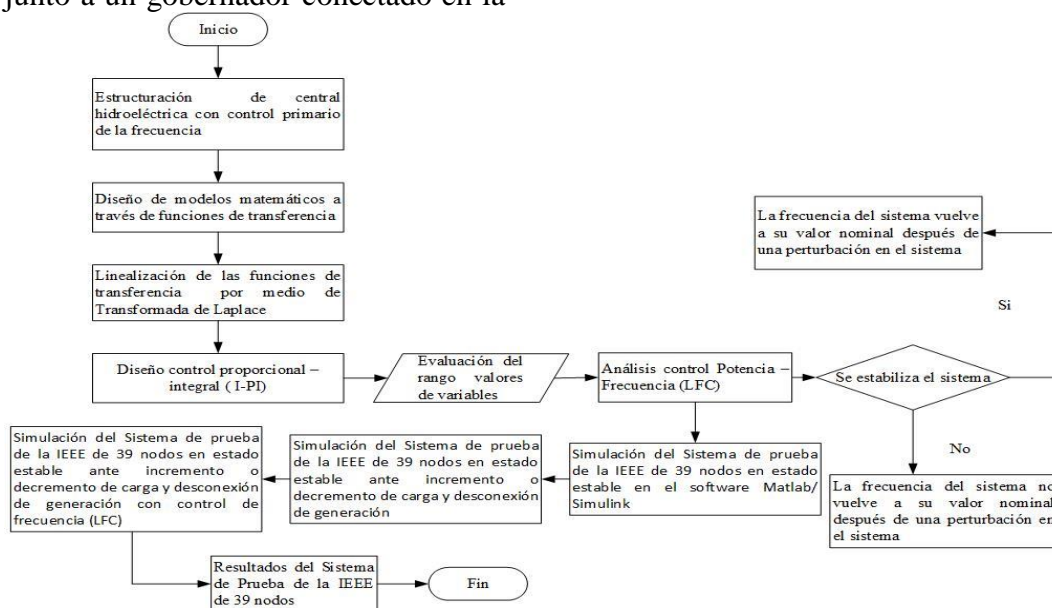


Figura 5. Diagrama de Flujo para el diseño y funcionamiento del control Potencia (LFC) [Autor]

En la Figura 5, se puede observar el proceso a seguir para obtener los resultados en base al acoplamiento del control Potencia-Frecuencia (LFC) en la central hidroeléctrica completamente aislada y en el sistema de prueba de la IEEE de 39 nodos.

3.2 Caso de Estudio

Los modelos utilizados para probar los resultados que se obtendrán mediante el estudio del control de frecuencia (LFC) son: la central hidroeléctrica completamente aislada con control primario de la frecuencia, y el modelo de la IEEE de 39 nodos, el mismo que ha sido empleado para varios casos de investigación, se puede señalar que el escenario consta de 10 generadores y 14 cargas, el análisis precedente se ejercerá en condiciones estables.

No obstante, la central hidroeléctrica, para el desarrollo del estudio de investigación en el sistema de prueba de la IEEE de 39 nodos como se puede observar en la Figura 6, se encuentra ubicada en el bus 30, específicamente con el nombre de Generador 10.

En el sistema se podrá apreciar tres tipos de respuestas, tales como: Frecuencia del Sistema, Velocidad Angular y la Potencia Activa tras a ver ocurrido un incremento en la carga o una posible desconexión de generación.

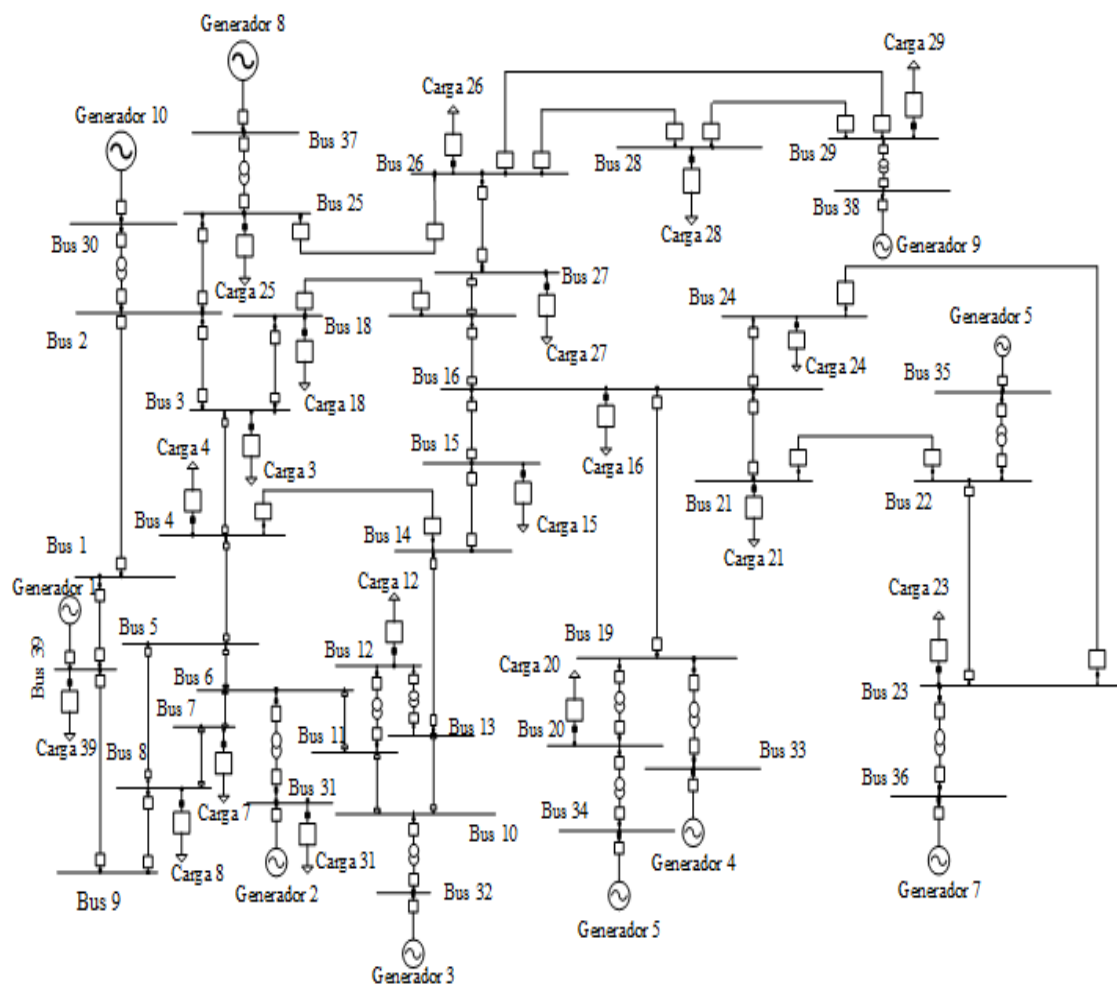


Figura 6. Sistema de la IEEE de 39 barras. [Autor]

3.3 Variables a Controlar

Tabla 1. Variables a controlar. [Autor]

Variable	Descripción
Kp, Rp, Dz	Variables del PID
Trs, Tsm	Variables de tiempo del relé de velocidad y del servomotor
Vgmin, Vgmax	Límites de apertura
T2, T3, T4, T5	Variables de tiempo del gobernador
F2, F3, F4, F5	Variables de control de la turbina

En la Tabla 1, se puede observar las variables a controlar para estabilizar al sistema ante un incremento o decremento de la demanda de carga y desconexión de generación a través del

gobernador ubicado en la central de generación hidráulica 10 en el modelo de prueba de la IEEE de 39 nodos.

3.4 Modelado de la central hidroeléctrica completamente aislada

El análisis del control (LFC), sin duda alguna, es imprescindible para realizar un modelado de una central hidroeléctrica aislada de la red eléctrica, que de tal modo permita conocer el estado de la frecuencia, por ende, para estudiar el sistema, fundamentalmente se debe definir matemáticamente los componentes que influyen en el modelo tal como generador, turbina y gobernador.[68]

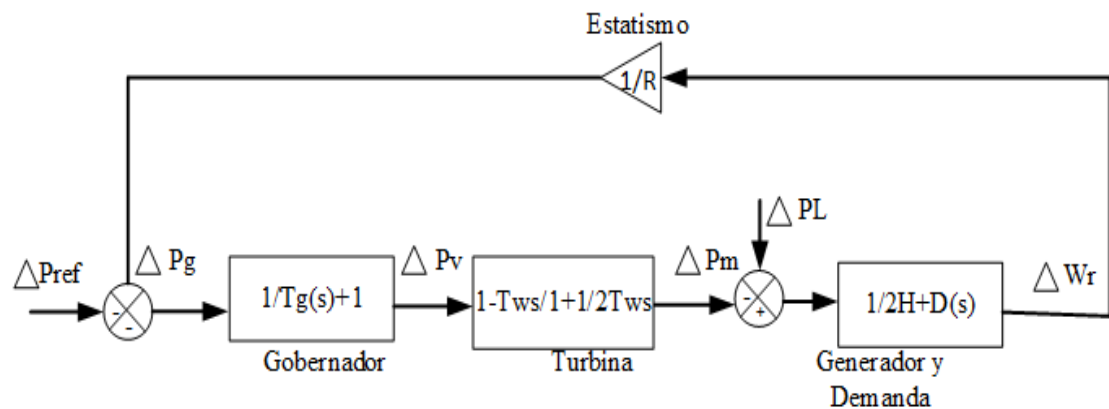


Figura 7. Modelo de una central hidroeléctrica completamente aislada. [Autor]

La Figura 7, presenta el modelo de la central hidroeléctrica completamente aislada con control primario de la frecuencia, generalmente, para el diseño del sistema, es fundamental determinar los modelos matemáticos a través de funciones de transferencia y linealizarlos por medio de la Transformada de Laplace.

Con el propósito de analizar la estabilidad de frecuencia del sistema,

los valores de simulación para las variables que se presentan en la Tabla 2, son tomados del libro Prabha Kundur.

Tabla 2. Variables de la central hidroeléctrica completamente aislada. [Autor]

Variable	Descripción
$\Delta Pref$	Señal del generador.
ΔPg	Señal de salida del gobernador
ΔPv	Potencia de la válvula
ΔPm	Potencia mecánica
ΔPL	Potencia eléctrica
Tg	Constante de tiempo del rectificador
Tw	Tiempo de arranque
H	Inercia
D	Amortiguamiento

Por lo tanto, los modelos matemáticos son los siguientes:

Modelo del Generador

El modelo del generador se basa específicamente en el análisis de la ecuación de oscilación, cual se la expresa de la siguiente manera:

$$j = \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = Ta = Tm - Te \quad (9)$$

Donde:

j = Momento de inercia.

θ_m =Desplazamiento angular del rotor.

Tm = Torque mecánico.

Te = Torque eléctrico.

Ta = Torque de aceleración.

$$j = \frac{1}{2}mR \quad (10)$$

Donde:

j = Momento de inercia

m = Masa

R = Radio

$$\theta_m = \omega_{smt} + \delta_m \quad (11)$$

Donde:

θ_m = Posición angular del rotor

ω_{smt} = Velocidad del generador.

δ_m = Deslizamiento del rotor.

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (12)$$

Se reemplaza en la ecuación de oscilación (12)

$$j \left(\frac{d^2\delta_m}{dt^2} \right) = Ta = Tm = Te \quad (13)$$

$$j\omega_m = \frac{d^2\delta_m}{\delta t^2} = \omega_m Tm - \omega_m Te \quad (14)$$

Los términos $\omega_m Tm - \omega_m Te$ se reemplaza por Pm y Pe .

$$j\omega_m = \frac{d^2\delta_m}{\delta t^2} = Pa \quad (15)$$

$$Pa = Pm - Pe$$

Donde:

Pm = Potencia mecánica.

Pe = Potencia eléctrica.

Pa = Potencia de aceleración.

Al momento de inercia $j\omega_m$, se lo expresa con la letra M

$$M = \frac{d^2\delta_m}{\delta t^2} = Pa = Pm - Pe \quad (16)$$

La siguiente ecuación se expresa a partir de la función de la constante H del generador.

$$H = \frac{\Sigma_{Energía\ cinetica}}{SB} \quad (17)$$

$$H = \frac{\frac{1}{2}j\omega_{sm}^2}{SB} = \frac{\frac{1}{2}M\omega_{sm}}{SB} \quad (18)$$

$$M = \frac{1}{2} \frac{M_{\omega sm}}{SB} \quad (19)$$

$$M = \frac{2H}{\omega_{sm}} SB \quad (20)$$

Se reemplaza en la ecuación (16)

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = Pa \quad (21)$$

$$Pa = Pm - Pe$$

Teniendo en cuenta que $\frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \frac{d\omega}{dt}$ se puede escribir la ecuación de la siguiente manera.

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (\Delta Pm - \Delta Pe) \quad (22)$$

Aplicando la Transformada de Laplace.

$$\Delta\omega(s) = \frac{1}{2H(s)} (\Delta Pm(s) - \Delta Pe)(s) \quad (23)$$

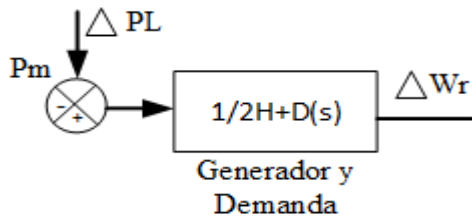


Figura 8. Modelo del Generador. [Autor]

En la Figura 8, se puede observar la función de transferencia del modelo clásico del generador sincrónico a través de un diagrama de bloques, en efecto, la ecuación está compuesta por una constante de inercia y el amortiguamiento que vincula la

variación de la frecuencia con la potencia eléctrica de carga.

Modelo de la Turbina

El análisis del modelo de la Turbina se basa fundamentalmente con el estudio de la ecuación de la velocidad del agua, cual se la expresa de la siguiente manera:

$$U = K_u P_v \sqrt{H} \quad (24)$$

Donde:

U = Velocidad del agua

K_u = Proporcionalidad constante

P_v = Posición de la válvula

H = altura de la turbina

A través de la derivada parcial se linealiza la ecuación de la velocidad del agua

$$\Delta U = \frac{dU}{dH} \Delta H + \frac{dU}{dP_v} \Delta P_v \quad (25)$$

Sustitución de la ecuación (25) para un punto inicial

$$\frac{\Delta U}{U_0} = \frac{\Delta H}{2H_0} + \frac{\Delta P_v}{P_{v_0}} \quad (26)$$

$$\Delta U = \frac{1}{2} \Delta H + \Delta P_v \quad (27)$$

$$P_m = K_p H U \quad (28)$$

Donde:

P_m = Potencia mecánica.

K_p = Proporcionalidad constante.

H = Altura de la turbina.

U = Velocidad del agua

Se linealiza la ecuación para un punto inicial.

$$\frac{P_m}{P_0} = \frac{\Delta H}{H_0} + \frac{\Delta U}{U_0} \quad (29)$$

Sustitución ΔH y ΔU en la ecuación (29)

$$\frac{\Delta P_m}{P_{m0}} = \frac{3\Delta H}{2H_0} + \frac{\Delta P_v}{\Delta P_0} \quad (30)$$

$$\frac{\Delta P_m}{P_{m0}} = 3 \frac{\Delta H}{2H_0} - 2 \frac{\Delta P_v}{\Delta P_0} \quad (31)$$

La ecuación de aceleración del agua se obtiene mediante la segunda Ley de Newton

$$\frac{\gamma \Delta L}{g} \frac{dv}{dt} = \gamma \Delta H_0 \quad (32)$$

Donde:

γ = Peso específico del agua

g = Gravedad

v = Velocidad

H = Altura de la turbina

T_w = Tiempo de arranque

$$\gamma \frac{\Delta L}{g} \frac{dv}{dt} = \gamma \Delta H_0 \quad (33)$$

$$\frac{L}{g} \frac{dv}{dt} = H_0 \quad (34)$$

$$\frac{L}{g} \int_0^{v_0} dv = \int_0^{T_w} H_0 dt \quad (35)$$

$$T_w = \frac{Lv_0}{gH_0} \quad (36)$$

$$T_w = \frac{d\Delta U}{dt} = -\Delta H \quad (37)$$

$$T_w = \frac{d\Delta U}{dt} = 2(\Delta P_v - \Delta U) \quad (38)$$

Aplicando la Transformada de Laplace

$$T_{w(s)} \Delta U = 2 \left(\Delta P_{v(s)} - \Delta U(s) \right) \quad (39)$$

$$\frac{\Delta P_m}{\Delta P_v} = \frac{1 - T_{ws}}{1 + \frac{1}{2} T_{ws}} \quad (40)$$

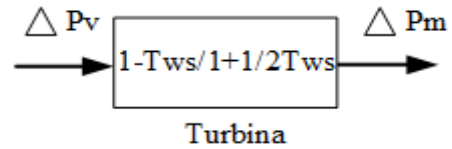


Figura 9. Modelo de la Turbina. [Autor]

La Figura 9, presenta la ecuación para el estudio del modelo de la turbina hidráulica, está compuesta por un tiempo de arranque que representa la velocidad requerida para que el agua descienda desde un punto de reposo, cabe destacar que la variable puede tomar valores que varían desde 0,5 segundos hasta 4 segundos.

Modelo del Gobernador

El análisis del modelo del Gobernador se basa fundamentalmente con el estudio de la ecuación de error de la frecuencia, cual se expresa de la siguiente manera:

$$R = \frac{\Delta_w}{\Delta P} \quad (41)$$

Donde:

R = Constante de regulación primaria de la frecuencia

ΔP = Señal de salida

$$\Delta P_g = \Delta P_{rf} - \frac{1}{R} \Delta w \quad (42)$$

Donde:

ΔP_g = Señal de salida del gobernador

ΔP_{prf} = Señal del generador

R = Constante de regulación primaria de la frecuencia.

$$\frac{\Delta P_v}{\Delta P_g} = \frac{1}{1 + \tau_g} \quad (43)$$

Donde:

ΔP_v = Cambio de posición de la válvula

ΔP_g = Señal de salida del generador

τ_g = Constante de tiempo de rectificador

Aplicando la Transformada de Laplace

$$\frac{\Delta P_{vs}}{\Delta P_{gs}} = \frac{1}{1 + \tau_g s} \quad (44)$$

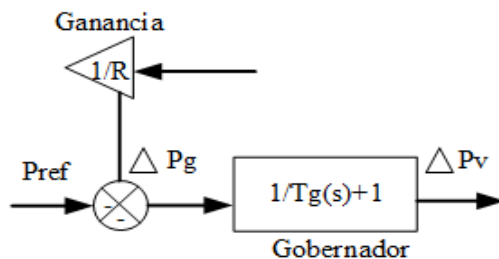


Figura 10. Modelo del Gobernador. [Autor]

La Figura 10, representa el modelo matemático del gobernador, generalmente, regresa la frecuencia a su estado nominal, mediante la regulación de velocidad, cabe considerar que se encuentra cerca de la turbina hidroeléctrica, la ecuación está compuesta por una constante de tiempo que rectifica la velocidad.

3.5 Sistema de Control

Para mantener al Sistema Eléctrico de Potencia operando de manera seguro y estable ante el efecto de perturbaciones, aumento radical de la demanda de energía, se requiere una acción de control apropiada, tal es el caso del control integral-proporcional (I-PD), debido a que es el más utilizado para el estudio del control de frecuencia de carga (LFC).[69],[4]

La operación de control de frecuencia, naturalmente está formada por tres etapas, tal como: control

primario, secundario y terciario de la frecuencia.[70]

La frecuencia primaria se define como un controlador automático que tiene la función de entregar potencia activa al Sistema por medio del regulador de velocidad del generador.[71]

El control secundario de la frecuencia estabiliza el sistema automáticamente, manteniendo en equilibrio a la generación y carga alrededor de 30 minutos.[72]

El control terciario de la frecuencia reestablece la regulación secundaria de la frecuencia a través de una acción automática del despacho de generación en un lapso de tiempo de 15 minutos.[72]

4. Análisis de Resultados

La investigación en definitiva trata de mejorar la estabilidad de frecuencia manteniendo en equilibrio la demanda de la carga y la generación, por consiguiente, en esta sección se va a analizar los escenarios desarrollados en el software de simulación Matlab/Simulink para llevar a cabo los diferentes objetivos planteados.

El primer escenario consiste en un sistema modelado mediante funciones de transferencia, el cual opera en forma inestable, tiene como objetivo presentar el funcionamiento del control de frecuencia (LFC). El segundo sistema a fin de comprobar los resultados obtenidos del primer sistema, se planteó en el modelo de prueba de la IEEE de 39 barras.

4.1 Mejora de la Estabilidad de Frecuencia

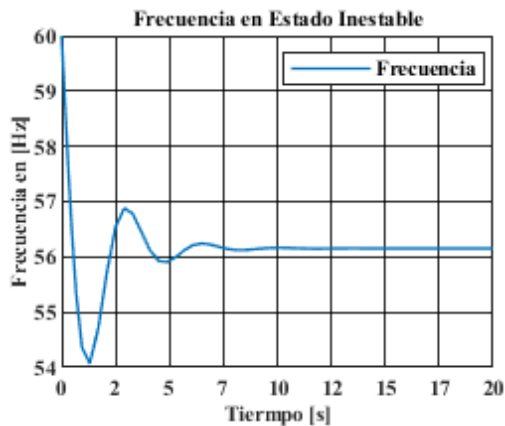


Figura 11. Frecuencia en estado Inestable ante una variación en la generación

En la Figura 11, se observa la frecuencia por debajo del valor nominal, debido al aumento de generación en el sistema, por ende, la frecuencia tiende a decrecer, por lo que se refiere que la potencia eléctrica es menor a la potencia mecánica.

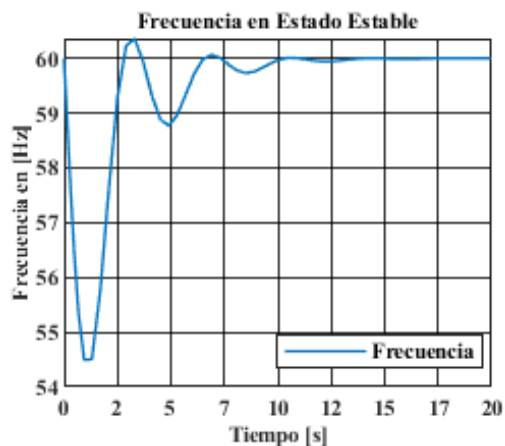


Figura 12. Frecuencia en estado Inestable después de una variación en la generación

En la Figura 12, se puede observar la frecuencia en estado estable después de una variación en la generación del sistema, gracias a la operatividad que ejerce el control de frecuencia (LFC) en el sistema de la central hidroeléctrica completamente aislada con control primario.

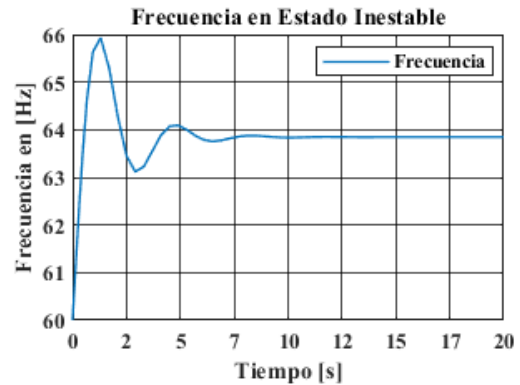


Figura 13 Frecuencia en estado Inestable ante una variación en la carga

En la Figura 13, se observa la frecuencia por encima del valor nominal, debido a la pérdida súbita de la potencia en la demanda de carga, por ende, la frecuencia tiende a crecer, por lo que se refiere que la potencia eléctrica es mayor a la potencia mecánica.

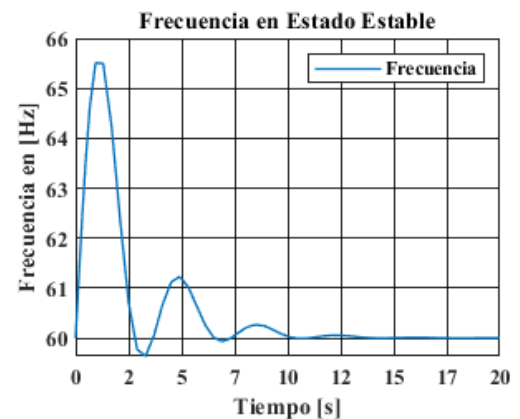


Figura 14. Frecuencia en estado estable después de una variación en la carga

En la Figura 14, se puede observar la frecuencia en estado gracias a la operatividad que ejerce el control de frecuencia (LFC) en el sistema de la central hidroeléctrica completamente aislada con control primario.

4.2 Estimador de Frecuencia

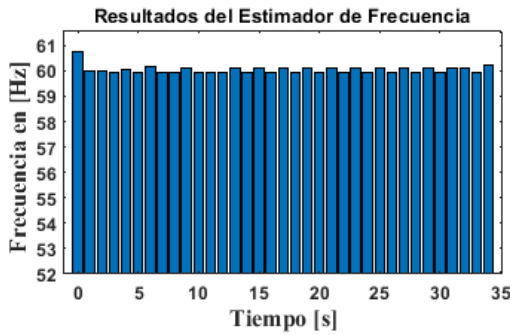


Figura 15. Estimador de Frecuencia

En la Figura 15, se puede observar el comportamiento en estado estable de la frecuencia, cabe decir que para que el sistema se encuentre en un valor nominal de los 60 Hz, se evaluaron los rangos de valores que toman las constantes del control Potencia-Frecuencia (LFC) en el modelo de prueba de la IEEE de 39 nodos a través del Estimador de Frecuencia, por ende, los valores que toman las constantes son las siguientes: R_p : 0,05, K_p : 2,22, D_z : 0,03.

Es importante decir que el control de Frecuencia-Frecuencia (LFC) operó en el tiempo de los 30 segundos logrando estabilizar a la frecuencia dentro de los 60 Hz.

4.3 Evaluación del modelo

El siguiente escenario muestra el cambio de la Frecuencia, durante la evaluación del rango de valores que toman las constantes el control de Frecuencia (LFC), para poder estabilizar el sistema de prueba de la IEEE de 39 nodos ante un incremento o decremento de demanda, la velocidad angular y potencia son tomados en cuenta para el análisis del trabajo de investigación presente, debido que están relacionados directamente con el estudio de la frecuencia.

4.3.1 Sistema de la IEEE de 39 nodos sin control (LFC) en estado estable

En el siguiente escenario se va a dar a conocer el comportamiento en estado

estable de la Frecuencia, Velocidad Angular de los generadores y Potencia Activa.

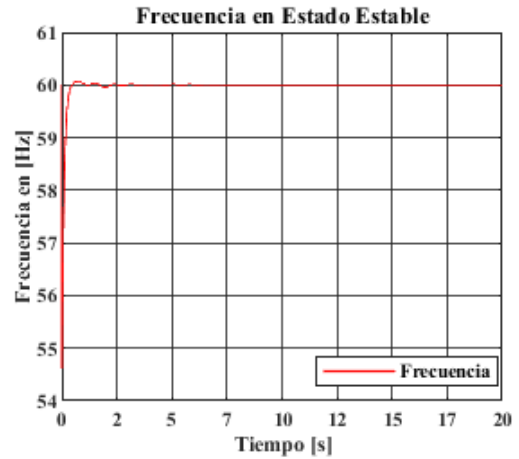


Figura 16. Frecuencia en Estado Estable

En la Figura 16, se puede observar la frecuencia en estado estable, cabe decir, en los 60 Hz, debido a que no ha sucedido cambios de potencia activa en la carga y aumento o decremento de generación.

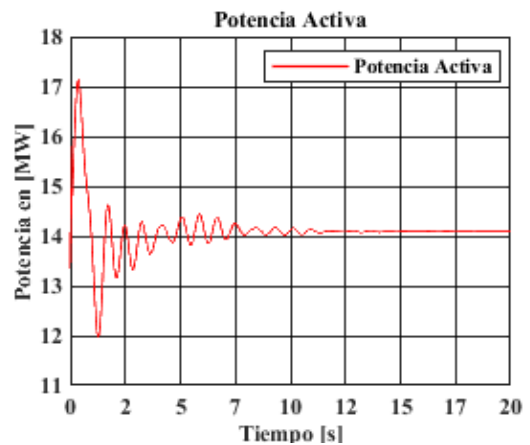


Figura 17. Potencia Activa en Estado Estable

En la Figura 17, se puede observar la Potencia en estado estable, la cual se la analiza con un valor nominal de 14 MW en el sistema de prueba de la IEEE de 39 nodos, generalmente para el estudio de la estabilidad de frecuencia, la potencia es importante, debido a que, si hay aumento o decremento de demanda de carga, se perderá el sincronismo en la velocidad angular del generador del sistema.

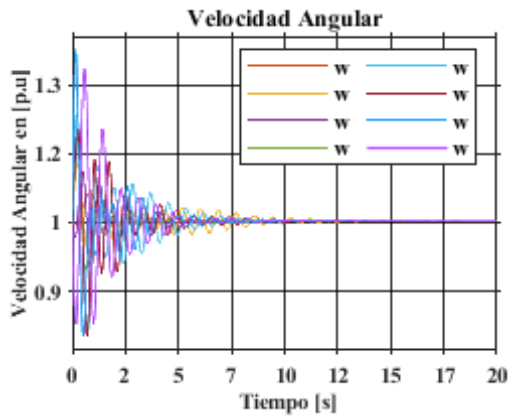


Figura 18. Velocidad Angular en los generadores del sistema

En la Figura 18 se puede observar la velocidad angular en estado estable de cada generador del sistema, cabe recalcar, que el análisis de estudio para observar el comportamiento de la velocidad angular se encuentra en la unidad de generación 10, debido al control de Frecuencia (LFC) proporcionado en la central hidroeléctrica para estabilizar la frecuencia en el sistema.

4.3.2 Sistema de la IEEE de 39 nodos sin control (LFC) en estado inestable

En el siguiente escenario se va a dar a conocer el comportamiento en estado inestable de la Frecuencia, Velocidad Angular de los generadores y Potencia Activa del Sistema de prueba de la IEEE de 39 nodos.

Tabla 3. Valores de potencia. [Autor]

Carga	Potencia	Unidad
Carga 16	73,3	MW
Carga 20	136,2	MW
Carga 21	205,7	MW
Carga 22	309,8	MW
Carga 24	400,1	MW
Carga 33	230,5	MW

La Tabla 3, representa los valores de Potencia Activa tomados para el estudio de la estabilidad de frecuencia, los valores son colocados en seis cargas del sistema, tales como carga 16, carga 20, carga 21, carga 22, carga 24 y carga 33 con la predisposición de examinar el comportamiento de la frecuencia, velocidad angular de los generadores y la potencia activa del sistema después de haber un incremento o decremento en la demanda de carga.

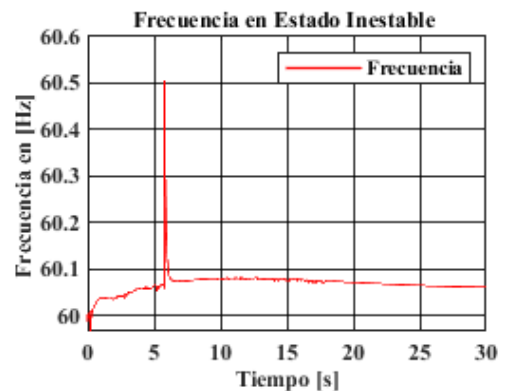


Figura 19. Frecuencia en estado inestable

En la Figura 19, se puede apreciar el comportamiento de inestabilidad de la frecuencia debido al decremento de potencia activa en la carga 16, carga 20 y carga 21, las cuales provocan desaceleración en las unidades de generación de forma instantánea, por ende, la potencia mecánica es mayor a la potencia eléctrica y el valor de frecuencia permanecerá por encima de los 60 Hz.

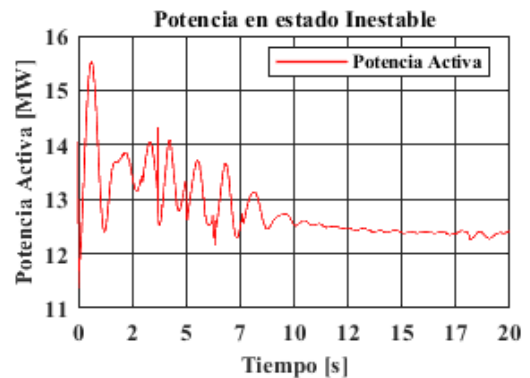


Figura 20. Potencia Activa inestable

En la Figura 20, se puede apreciar a la Potencia Activa en estado inestable,

debido a la variación de Potencia en la carga 16 con 73,3 MW, carga 20 con 136,2 MW y carga 21 con 205,7 MW, la Potencia se encuentra por debajo del valor nominal del sistema, el cual afecta a la velocidad angular de las unidades de generación y, por ende, a la estabilidad de frecuencia del sistema.

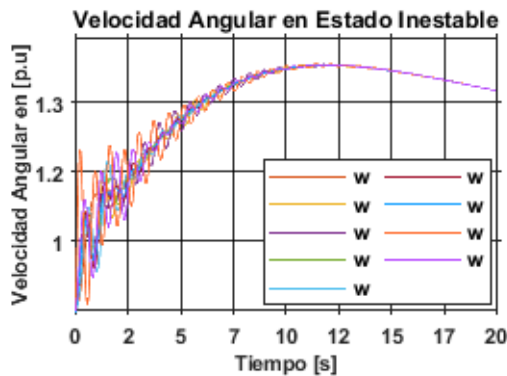


Figura 21. Velocidad Angular en Estado Inestable

En la Figura 21, se puede apreciar el comportamiento de variación de la estabilidad en la velocidad angular en por unidad de los diez generadores del sistema ante un desequilibrio en la demanda de carga y la generación, debido a los cambios de la potencia activa en la carga 16, carga 20 y 21 del modelo de prueba de la IEEE de 39 barras.

4.3.3 Sistema de la IEEE de 39 nodos con control (LFC)

En el siguiente escenario se va a presentar el comportamiento en estado estable de la Frecuencia, Velocidad Angular de los generadores y Potencia Activa del Sistema de prueba de la IEEE de 39 nodos, después de una variación en el sistema, a través del control de Potencia-Frecuencia (LFC), el cual se encuentra ubicado en la central de generación hidráulica 10, como se observa en la Figura 22

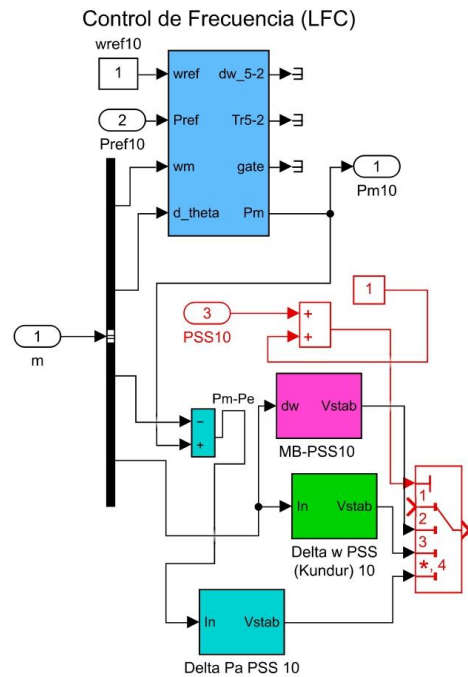


Figura 22. Control de Frecuencia (LFC)

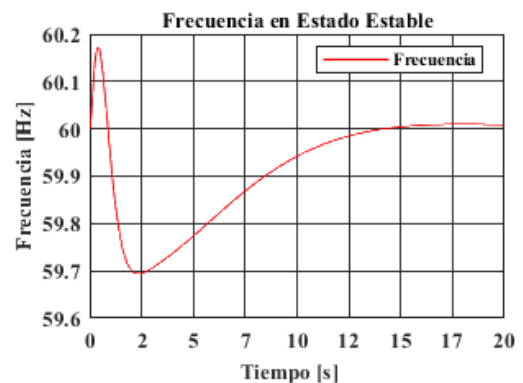


Figura 23. Frecuencia estable

En la Figura 23, observa la frecuencia en estado estable, debido al funcionamiento confortable del control de frecuencia (LFC), el cual está conectado al generador 10 del sistema junto a un gobernador ayudando al sistema a mantenerse operando después de haber ocurrido un incremento de carga o una posible desconexión de generación.

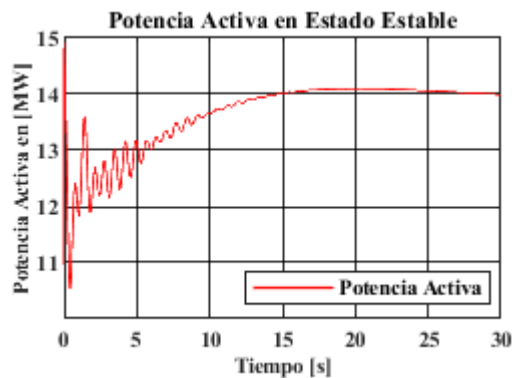


Figura 24. Potencia Activa estable

En la Figura 24, se observa la Potencia Activa en estado estable, después de haber sido sometida a un cambio de potencia de 73,3 MW en la carga 20 del sistema de prueba de la IEEE de 39 nodos, cabe decir que gracias al funcionamiento confortable del control de frecuencia (LFC), el cual está conectado al generador 10 del sistema junto a un gobernador la potencia se encuentra en su valor nominal de 14 MW.

4.4 Resumen de Resultados Relevantes

En la siguiente sección se va a dar a conocer el resultado más relevante analizado a través del estudio de la investigación presente, cabe decir que el más destacado es aquel que es realizado por medio del modelo de prueba de la IEEE de 39 nodos, dado que para implementar el control de Potencia-Frecuencia (LFC) en el sistema, se lo tiene que dividir por zonas, por ese motivo se utiliza la unidad de generación 10 para el respectivo análisis, puesto que es una central de generación hidroeléctrica, es importante decir que para evaluar el rango de valores que obtienen las constantes R_p , K_p , D_z del controlador de frecuencia (LFC) son analizadas por el Estimador de Frecuencia, por ende, para estabilizar el sistema, los valores de las constantes se modifican manualmente hasta lograr que el sistema vuelva a encontrarse en condiciones normales de frecuencia.

Tabla 4. Resultados Relevantes. [Autor]

Descripción	Constante	Valor	Unidad
Variables del PID	R_p	0,05	MW
	K_p	2,22	
	D_z	0,03	
Potencia Activa	-	73,31	MW
	-	136,2	
	-	205,7	
Frecuencia inestable	-	60,5	Hz
Frecuencia mejorada	-	60	Hz

En la Tabla 4, se presentan los resultados obtenidos mediante el análisis del control Potencia-Frecuencia en el sistema de prueba de la IEEE de 39 nodos.

Tabla 5. Valores de Potencia en la Generación del modelo. [Autor]

Generador	Tipo de Barra	Potencia	Unidad
Generador1	PV	1000	MW
Generador2	Slack	N.A	MW
Generador3	PV	650	MW
Generador4	PV	632	MW
Generador5	PV	508	MW
Generador6	PV	650	MW
Generador7	PV	560	MW
Generador8	PV	540	MW
Generador9	PV	830	MW
Generador10	PV	250	MW

En la Tabla 5, se puede observar los valores de Potencia en cada unidad de generación del modelo de la IEEE de 39 nodo

5. Conclusiones

En el modelo expuesto, de la central hidroeléctrica completamente aislada con control primario de la frecuencia, se desarrolló una estrategia con el propósito de poder controlar la estabilidad en la frecuencia ante cambios de potencia activa o desconexión de generación, cabe decir que es el control de frecuencia-potencia (LFC), el cual está conectado al gobernador de la turbina, ante la pérdida de potencia de 1MW hubo un desequilibrio, en un tiempo de 0,1 segundo y la frecuencia subió a un valor de 63 Hz con la ayuda del control (LFC) el sistema logro estabilizarse al valor nominal de frecuencia de 60 Hz.

Para lograr establecer la estabilidad de frecuencia, la velocidad angular de los generadores y potencia activa en el modelo de prueba de la IEEE de 39 nodos, las variables del control de frecuencia (LFC) para estabilizar el sistema fueron de 0.05 Rp, 2.22 Kp, 0.03 Dz.

Los valores de Potencia Activa tomados para el estudio de estabilidad, tales como: caso 1 73,3 MW, caso 2 136,2 MW, caso 3 205,7 MW en la carga de demanda no deben sobrepasar el 5% debido a que la que el control de frecuencia (LFC) no podrá ayudar al sistema a mantenerse en valores nominales.

El control de Potencia-Frecuencia (LFC) ayuda a estabilizar la frecuencia ante cambios imprevistos tales como: el incremento de la demanda en la carga y desconexión de las fuentes de generación, cabe decir que desarrollo del sistema cada vez es más robusto, por lo tanto, a través del conocimiento del control de Potencia Frecuencia (LFC) resulta imprescindible mantener a la potencia eléctrica consumida y a la generación en equilibrio, estableciendo seguridad, calidad y correcta operación en la red.

6. Trabajos Futuros

- Control AVR como estrategia para recuperar la variabilidad de voltaje ante un incremento de potencia reactiva en el sistema.
- Control óptimo de frecuencia en cuyo caso exista fallas en el sistema transmisión.

7. Referencias

- [1] P. P. Pattanaik and C. K. Panigrahi, "Stability and fault analysis in a power network considering IEEE 14 bus system," *Proc. 2nd Int. Conf. Inven. Syst. Control. ICISC 2018*, no. Icisc, pp. 1134–1138, 2018, doi: 10.1109/ICISC.2018.8398981.
- [2] P. Kundur, J. Paserba, and S. Vitet, "Overview on definition and classification of power system stability," *CIGRE/IEEE PES Int. Symp. Qual. Secur. Electr. Power Deliv. Syst. CIGRE/PES 2003*, pp. 1–4, 2003, doi: 10.1109/QSEPDS.2003.159786.
- [3] J. Gao *et al.*, "Frequency Stability Analysis and Control of AC/DC System," *2019 16th Int. Comput. Conf. Wavelet Act. Media Technol. Inf. Process. ICCWAMTIP 2019*, pp. 392–399, 2019, doi: 10.1109/ICCWAMTIP47768.2019.9067566.
- [4] P. N. Topno and S. Chanana, "Fractional order PID control for LFC problem of a hydro-thermal power system," *11th Int. Conf. Ind. Inf. Syst. ICIIS 2016 - Conf. Proc.*, vol. 2018-Janua, pp. 867–872, 2016, doi: 10.1109/ICIINFS.2016.8263060.
- [5] Y. Alshamli, N. Hosseinzadeh, H. Yousef, and A. Al-Hinai, "A review of concepts in power

- system stability,” *2015 IEEE 8th GCC Conf. Exhib. GCCCE 2015*, pp. 1–4, 2015, doi: 10.1109/IEEEGCC.2015.7060093.
- [6] H. F. Illian, “Load Frequency Control PSIcontrol Load Frequency Control PSIcontrol,” pp. 1–7, 2006.
- [7] K. Ramakrishnan and G. Ray, “Stability Criteria for Nonlinearly Perturbed Load Frequency Systems With Time-Delay,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Circuits Syst.*, vol. 5, no. 3, pp. 383–392, 2015, doi: 10.1109/JETCAS.2015.2462031.
- [8] M. Sanduleac, L. Toma, M. Eremia, V. A. Boicea, D. Sidea, and A. Mandis, “Primary Frequency Control in a Power System with Battery Energy Storage Systems,” *Proc. - 2018 IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2018 IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. IEEEIC/I CPS Eur. 2018*, no. 727481, 2018, doi: 10.1109/IEEEIC.2018.8494490.
- [9] Z. Wang, H. He, and Y. Sun, “Robust Frequency Control of Power Systems under Time-varying Loads,” *51st North Am. Power Symp. NAPS 2019*, 2019, doi: 10.1109/NAPS46351.2019.9000232.
- [10] L. Chen *et al.*, “Optimization of Governor Parameters to Prevent Frequency Oscillations in Power Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 4, pp. 4466–4474, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2778506.
- [11] V. Chuvychin, N. Gurov, A. Skutelis, and V. Strelkovs, “Dynamic’s problems of frequency and active power control in electric power system,” *2003 IEEE Bol. PowerTech - Conf. Proc.*, vol. 4, pp. 209–214, 2003, doi: 10.1109/PTC.2003.1304724.
- [12] F. Q. Elizabeth, “2012 American Control Conference, ACC 2012,” *Proc. Am. Control Conf.*, pp. 6602–6607, 2012.
- [13] P. K. Iyambo and R. Tzoneva, “Transient stability analysis of the IEEE 14-bus electric power system,” *IEEE AFRICON Conf.*, no. 1, pp. 1–9, 2007, doi: 10.1109/AFRCON.2007.4401510.
- [14] K. N. Hasan, R. Preece, and J. Milanović, “Application of game theoretic approaches for identification of critical parameters affecting power system small-disturbance stability,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 97, no. November 2017, pp. 344–352, 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.11.027.
- [15] N. Li, Y. Sun, and Y. Liu, “Robust stochastic stability of delayed power system with Gaussian random perturbations,” *Proc. - 2014 Int. Conf. Mechatronics Control. ICMC 2014*, vol. 162, pp. 733–737, 2015, doi: 10.1109/ICMC.2014.7231651.
- [16] X. Mi, J. Wang, and R. Wang, “Stochastic small disturbance stability analysis of nonlinear multi-machine system with Itô differential equation,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 101, no. February, pp. 439–457, 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.03.029.
- [17] L. Feng, W. Zhang, Z. Yang, and J. H. Park, “Further stability results for random nonlinear systems with stochastic impulses,” *J. Franklin Inst.*, vol. 358, no. 10, pp. 5426–5450, 2021, doi:

- 10.1016/j.jfranklin.2021.04.039.
- [18] A. W. Korai and I. Erlich, "Frequency dependent voltage control by der units to improve power system frequency stability," *2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015*, 2015, doi: 10.1109/PTC.2015.7232349.
- [19] L. Sigrist, I. Egido, E. Lobato Miguelez, and L. Rouco, "Sizing and Controller Setting of Ultracapacitors for Frequency Stability Enhancement of Small Isolated Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 4, pp. 2130–2138, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2356721.
- [20] H. Bevrani, H. Golpîra, A. R. Messina, N. Hatziargyriou, F. Milano, and T. Ise, "Power system frequency control: An updated review of current solutions and new challenges," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 194, no. February, 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107114.
- [21] Y. Xie, C. Li, H. Zhang, H. Sun, and V. Terzija, "Long-Term Frequency Stability Assessment Based on Extended Frequency Response Model," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 122444–122455, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3006239.
- [22] F. Conte, S. Massucco, M. Paolone, G. P. Schiapparelli, F. Silvestro, and Y. Zuo, "Frequency stability assessment of modern power systems: Models definition and parameters identification," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 23, pp. 1–11, 2020, doi: 10.1016/j.segan.2020.100384.
- [23] X. He, H. Geng, and G. Mu, "Modeling of wind turbine generators for power system stability studies: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 143, no. May 2020, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.110865.
- [24] J. O. Tarazona, A. T. J. Martí, J. R. Martí, and F. A. Moreira, "Shifted frequency analysis-EMTP multirate simulation of power systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 197, no. December 2020, 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107292.
- [25] R. Ma, R. Wu, M. A. Khanwala, D. Li, and S. Dang, "Power demand forecasting using stochastic model: Parameter estimation," *Proc. - Int. Conf. Mod. Electr. Power Syst. MEPS 2015*, vol. 450001, no. 2, pp. 6–9, 2015, doi: 10.1109/MEPS.2015.7477216.
- [26] H. Xiao and M. Cao, "Balancing the demand and supply of a power grid system via reliability modeling and maintenance optimization," *Energy*, vol. 210, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.118470.
- [27] V. K. Agrawal, U. K. Verma, A. Gartia, and Rakesh, "A tool for real time demand estimation," *2009 Int. Conf. Power Syst. ICPS '09*, no. 325, pp. 25–29, 2009, doi: 10.1109/ICPWS.2009.5442684.
- [28] F. Amara, K. Agbossou, Y. Dubé, S. Kelouwani, A. Cardenas, and J. Bouchard, "Household electricity demand forecasting using adaptive conditional density estimation," *Energy Build.*, vol. 156, pp. 271–280, 2017, doi: 10.1016/j.enbuild.2017.09.082.
- [29] P. Jiang, R. Li, N. Liu, and Y. Gao, "A novel composite electricity demand forecasting framework by data processing and optimized support vector machine," *Appl. Energy*, vol. 260, no. January, 2020, doi:

- 10.1016/j.apenergy.2019.114243
- [30] E. Yukseltan, A. Yucekaya, and A. H. Bilge, "Hourly electricity demand forecasting using Fourier analysis with feedback," *Energy Strateg. Rev.*, vol. 31, 2020, doi: 10.1016/j.esr.2020.100524.
- [31] S. Han, X. Liu, J. Chen, J. Wu, and X. Ruan, "A real-time data compression algorithm for gear fault signals," *Meas. J. Int. Meas. Confed.*, vol. 88, pp. 165–175, 2016, doi: 10.1016/j.measurement.2016.03.051.
- [32] L. Zhang and L. Xu, "Forecasting of fluctuations and turning points of power demand in China based on the maximum entropy method and ARMA model," *2010 5th Int. Conf. Crit. Infrastructure, Cris 2010 - Proc.*, pp. 1–6, 2010, doi: 10.1109/CRIS.2010.5617508.
- [33] M. Gupta, S. Srivastava, and J. R. P. Gupta, "Power system frequency estimation using neural network and genetic algorithm," *2008 Jt. Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON IEEE Power India Conf. POWERCON 2008*, vol. 00, pp. 0–4, 2008, doi: 10.1109/ICPST.2008.4745303.
- [34] M. Mojiri, M. Karimi-Ghartemani, and A. Bakhshai, "Estimation of power system frequency using an adaptive notch filter," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 56, no. 6, pp. 2470–2477, 2007, doi: 10.1109/TIM.2007.908631.
- [35] K. Wang, H. Wen, and G. Li, "Accurate Frequency Estimation by Using Three-Point Interpolated Discrete Fourier Transform Based on Rectangular Window," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 17, no. 1, pp. 73–81, 2021, doi: 10.1109/TII.2020.2981542.
- [36] H. Novanda, P. Regulski, and V. Terzija, "Amplitude and frequency estimation during sudden generator disconnection using UKF," *2012 IEEE Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON 2012*, no. 4, pp. 1–5, 2012, doi: 10.1109/PowerCon.2012.6401296.
- [37] H. Khazraj, F. Faria Da Silva, and C. L. Bak, "A performance comparison between extended Kalman Filter and unscented Kalman Filter in power system dynamic state estimation," *Proc. - 2016 51st Int. Univ. Power Eng. Conf. UPEC 2016*, vol. 2017-Janua, pp. 1–6, 2016, doi: 10.1109/UPEC.2016.8114125.
- [38] D. D. Trivedi, S. C. Vora, and M. R. Karamta, "Analysis of extended Kalman filter based dynamic state estimator's performance under anomalous measurement conditions for power system," *Int. Conf. Electr. Power Energy Syst. ICEPES 2016*, pp. 557–563, 2017, doi: 10.1109/ICEPES.2016.7915990.
- [39] Y. Yang, J. Wu, M. Wang, Q. Wang, Q. Yu, and K. P. Chen, "Fast Demodulation of Fiber Bragg Grating Wavelength from Low-Resolution Spectral Measurements Using Buneman Frequency Estimation," *J. Light. Technol.*, vol. 38, no. 18, pp. 5142–5148, 2020, doi: 10.1109/JLT.2020.2998614.
- [40] V. Dwivedi and D. Singh, "Electric power quality monitoring (PQM) using Virtual Instrumentation," *SPEEDAM 2010 - Int. Symp. Power Electron. Electr. Drives, Autom. Motion*, pp. 431–436, 2010, doi: 10.1109/SPEEDAM.2010.55450

- 58.
- [41] M. L. Kubik, P. J. Coker, and C. Hunt, "The role of conventional generation in managing variability," *Energy Policy*, vol. 50, no. 2012, pp. 253–261, 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2012.07.010.
- [42] P. Tielens and D. Van Hertem, "The relevance of inertia in power systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 55, no. 2016, pp. 999–1009, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.11.016.
- [43] T. S. Borsche, T. Liu, and D. J. Hill, "Effects of rotational Inertia on power system damping and frequency transients," *Proc. IEEE Conf. Decis. Control*, vol. 54rd IEEE, no. Cdc, pp. 5940–5946, 2015, doi: 10.1109/CDC.2015.7403153.
- [44] L. Chen *et al.*, "Modelling and investigating the impact of asynchronous inertia of induction motor on power system frequency response," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 117, no. November 2019, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105708.
- [45] B. A. Osbouei, G. A. Taylor, O. Bronckart, J. Maricq, and M. Bradley, "Impact of inertia distribution on power system stability and operation," *2019 IEEE Milan PowerTech, PowerTech 2019*, pp. 7290–7297, 2019, doi: 10.1109/PTC.2019.8810689.
- [46] K. A. Kumar, P. Kushwaha, V. Prakash, R. Bhakar, H. Tiwari, and K. G. Sharma, "Inertia Emulation Trends in Low Carbon Power System," *2019 8th Int. Conf. Power Syst. Transit. Towar. Sustain. Smart Flex. Grids, ICPS 2019*, no. September 2016, 2019, doi: 10.1109/ICPS48983.2019.9067707.
- [47] IEEE Standards, "IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analyses," *IEEE Std 1110-2002 (Revision IEEE Std 1110-1991)*, p. 81, 2003.
- [48] T. Chongphipatmongkol and K. Audomvongseree, "Determination of reserve margin based on specified loss of load expectation," *ECTI-CON 2018 - 15th Int. Conf. Electr. Eng. Comput. Telecommun. Inf. Technol.*, no. 2, pp. 644–647, 2019, doi: 10.1109/ECTICon.2018.8619932.
- [49] R. Diewvilai, R. Nidhiritdhikrai, and B. Eua-Arporn, "Reserve margin evaluation for generation system using probabilistic based method," *ECTI-CON 2011 - 8th Electr. Eng. Electron. Comput. Telecommun. Inf. Technol. Assoc. Thai. - Conf. 2011*, pp. 905–908, 2011, doi: 10.1109/ECTICON.2011.5947987.
- [50] A. L. De Sebastian, "Investment requirements in generation capacity and reserve margin," *2004 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, vol. 1, pp. 1023–1025, 2004, doi: 10.1109/pes.2004.1372993.
- [51] M. D. M. Putri and A. N. Afandi, "Performance Index Analysis (PIA) for N-1 Contingency Transmission in 150 kV Electricity System," *ICEEIE 2019 - Int. Conf. Electr. Electron. Inf. Eng. Emerg. Innov. Technol. Sustain. Futur.*, pp. 48–52, 2019, doi: 10.1109/ICEEIE47180.2019.8981432.
- [52] J. Venkateswaran, P. Manohar, K. Vinothini, B. T. M. Shree, and

- R. Jayabarathi, "Contingency analysis of an IEEE 30 bus system," *2018 3rd IEEE Int. Conf. Recent Trends Electron. Inf. Commun. Technol. RTEICT 2018 - Proc.*, pp. 328–333, 2018, doi: 10.1109/RTEICT42901.2018.9012509.
- [53] M. Al-Sarray, H. Mhiesan, R. McCann, and H. Liao, "A risk-based reliability method for N-1-1 contingency analysis," *NAPS 2016 - 48th North Am. Power Symp. Proc.*, no. 0934390, pp. 0–4, 2016, doi: 10.1109/NAPS.2016.7747945.
- [54] W. S. Tan and M. Shaaban, "Ranking of power system contingencies based on a risk quantification criterion," *2015 IEEE Student Conf. Res. Dev. SCORed 2015*, no. 4, pp. 356–361, 2015, doi: 10.1109/SCORED.2015.7449355.
- [55] A. E. Airoboman, P. James, I. A. Araga, C. L. Wamdeo, and I. K. Okakwu, "Contingency Analysis on the Nigerian Power Systems Network," *IEEE PES/IAS PowerAfrica Conf. Power Econ. Energy Innov. Africa, PowerAfrica 2019*, pp. 70–75, 2019, doi: 10.1109/PowerAfrica.2019.8928883.
- [56] K. Dehghanpour and S. Afsharnia, "Electrical demand side contribution to frequency control in power systems: A review on technical aspects," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 1267–1276, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.09.015.
- [57] C. Zhang, T. Liu, and D. J. Hill, "Switched distributed load-side frequency control of power systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 105, no. June 2018, pp. 709–716, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.09.025.
- [58] C. Chen, M. Cui, X. Fang, B. Ren, and Y. Chen, "Load altering attack-tolerant defense strategy for load frequency control system," *Appl. Energy*, vol. 280, no. September, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116015.
- [59] S. K. Pandey, S. R. Mohanty, and N. Kishor, "A literature survey on load-frequency control for conventional and distribution generation power systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 25, pp. 318–334, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.04.029.
- [60] P. N. Topno and S. Chanana, "Fractional order PID control for LFC problem of a hydro-thermal power system," pp. 1–6.
- [61] S. Ohba, H. Ohnishi, and S. Iwamoto, "An advanced LFC design considering parameter uncertainties in power systems," *2007 39th North Am. Power Symp. NAPS*, pp. 630–635, 2007, doi: 10.1109/NAPS.2007.4402376.
- [62] U. Raj and R. Shankar, "WOA Based LFC of Interconnected Power System Incorporating UPFC," *2019 2nd Int. Conf. Power Energy Environ. Intell. Control. PEEIC 2019*, no. 1, pp. 254–258, 2019, doi: 10.1109/PEEIC47157.2019.8976835.
- [63] F. Liu, Z. Xu, L. Liu, F. Yang, and D. Sidorov, "A Robust Active Disturbance Rejection Controller Design for LFC in Two-area Power System," *Chinese Control Conf. CCC*, vol. 2018-July, pp. 8858–8863, 2018, doi: 10.23919/ChiCC.2018.8483944.
- [64] R. Kumar, I. Kasireddy, A. Kumar, and A. K. Singh,

- “Estimation of stability regions of fractional PI controller for LFC of power system,” *1st IEEE Int. Conf. Sustain. Energy Technol. Syst. ICSETS 2019*, pp. 313–318, 2019, doi: 10.1109/ICSETS.2019.8745072.
- [65] M. Velay, M. Vinyals, Y. Besanger, and N. Retiere, “Fully distributed security constrained optimal power flow with primary frequency control,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 110, no. May 2018, pp. 536–547, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.03.028.
- [66] A. Molina-García, F. Bouffard, and D. S. Kirschen, “Decentralized demand-side contribution to primary frequency control,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 411–419, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2048223.
- [67] C. Zhao, U. Topcu, N. Li, and S. Low, “Design and stability of load-side primary frequency control in power systems,” *IEEE Trans. Automat. Contr.*, vol. 59, no. 5, pp. 1177–1189, 2014, doi: 10.1109/TAC.2014.2298140.
- [68] I. T. Yuniahastuti, I. Anshori, and I. Robandi, “Load frequency control (LFC) of micro-hydro power plant with capacitive energy storage (CES) using bat algorithm (BA),” *Proc. - 2016 Int. Semin. Appl. Technol. Inf. Commun. ISEMANTIC 2016*, pp. 147–151, 2017, doi: 10.1109/ISEMANTIC.2016.7873828.
- [69] A. Prakash and S. K. Parida, “LQR based PI controller for load frequency control with distributed generations,” *2020 21st Natl. Power Syst. Conf. NPSC 2020*, pp. 1–5, 2020, doi: 10.1109/NPSC49263.2020.9331761.
- [70] M. R. Tur, M. Wadi, A. Shobole, and S. Ay, “Load Frequency Control of Two Area Interconnected Power System Using Fuzzy Logic Control and PID Controller,” *7th Int. IEEE Conf. Renew. Energy Res. Appl. ICRERA 2018*, vol. 5, pp. 1253–1258, 2018, doi: 10.1109/ICRERA.2018.8566890.
- [71] Z. Jlassi, K. Ben Kilani, M. Elleuch, and C. Bouchoucha, “Primary reserves management in power systems,” *13th Int. Multi-Conference Syst. Signals Devices, SSD 2016*, pp. 194–199, 2016, doi: 10.1109/SSD.2016.7473699.
- [72] N. Arghira, I. Dumitru, I. Fagarasan, S. S. Ilescu, and C. Soare, “Load frequency regulation in power systems,” *2010 IEEE Int. Conf. Autom. Qual. Testing, Robot. AQTR 2010 - Proc.*, vol. 1, pp. 94–99, 2010, doi: 10.1109/AQTR.2010.5520910.

8. Matriz del Estado del Arte

Tabla 6. Matriz del Estado del Arte

MODELO LFC COMO ESTRATEGIA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA MANTENIENDO EL EQUILIBRIO DE LA DEMANDA DE CARGA Y GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ANTE CONTINGENCIAS																																								
ITEM	DATOS		TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTA PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA																							
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Estabilidad en el Sistema Eléctrico de Potencia	Estabilidad de Frecuencia	Inercia en el Sistema Eléctrico de Potencia	Control de Frecuencia	Control Potencia-Frecuencia (LFC)	Equilibrio entre Demanda y Generación	Pérdida de elementos del sistema	Desequilibrio de generación y energía consumida	Velocidad angular en generadores	Desbalances de Potencia	Calidad	Confiabledad	Seguridad	Contingencias en el Sistema Eléctrico de Potencia	Potencia Activa	Inestabilidad de Frecuencia	Control Primario de la Frecuencia	Estructura (PI)	Funciones de Transferencia	Modelos matemáticos - Transformada	Ecuaciones de primer orden	Modelos gris, funcionale y semifuncional	Implantación de un gobernador	Reguladores de velocidad	Alivio de carga	Control (LFC)	Estimación de Demanda	Estimación de Frecuencia									
1	2018	Stability and fault analysis in a power network considering IEEE 14 bus system	8	☒																																				
2	2003	Overview on definition and classification of power system stability	74	☒	☒									☒		☒			☒																					
3	2019	Frequency Stability Analysis and Control of AC/DC System	0		☒			☒						☒	☒	☒																								
4	2016	Fractional order PID control for LFC problem of a hydrothermal power system	4					☒							☒				☒														☒							
5	2015	A review of concepts in power system stability	9	☒	☒							☒						☒						☒																
6	2006	Load Frequency Control PSControl Load Frequency Control PSControl	0	☒	☒	☒		☒		☒	☒							☒										☒	☒											
7	2015	Stability Criteria for Nonlinearly Perturbed Load Frequency Systems With Time-Delay	66	☒	☒	☒		☒	☒																		☒	☒				☒								
8	2018	Primary Frequency Control in a Power System with Battery Energy Storage Systems	8					☒											☒					☒								☒								
9	2019	Robust Frequency Control of Power Systems under Time-varying Loads	4					☒											☒					☒									☒							
10	2018	Optimization of Governor Parameters to Prevent Frequency Oscillations in Power Systems	29		☒							☒							☒								☒	☒												

MODELO LFC COMO ESTRATEGIA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA MANTENIENDO EL EQUILIBRIO DE LA DEMANDA DE CARGA Y GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ANTE CONTINGENCIAS

ITEM	DATOS		TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTA PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA																	
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Estabilidad en el Sistema Eléctrico de Potencia	Estabilidad de Frecuencia	Inercia en el Sistema Eléctrico de Potencia	Control de Frecuencia	Control Potencia-Frecuencia (LFC)	Equilibrio entre Demanda y Generación	Perdida de elementos del sistema	Desequilibrio de generación y energía consumida	Velocidad angular en generadores	Desbalances de Potencia	Calidad	Confiabilidad	Seguridad	Contingencias en el Sistema Eléctrico de Potencia	Potencia Activa	Inestabilidad de Frecuencia	Control Primario de la Frecuencia	Estructura (PI)	Funciones de Transferencia	Modelos matemáticos - Transformada	Ecuaciones de primer orden	Modelos gris, funcional y semifuncional	Implantación de un gobernador	Reguladores de velocidad	Alivio de carga	Control (LFC)	Estimación de Demanda	Estimación de Frecuencia				
11	2003	Dynamic's problems of frequency and active power control in electric power system	4	☒	☒	☒					☒												☒	☒			☒		☒						
12	2012	2012 American Control Conference, ACC 2012	0	☒	☒		☒																						☒						
13	2007	Transient stability analysis of the IEEE 14-bus electric power system	103	☒	☒			☒	☒							☒																			
14	2018	Application of game theoretic approaches for identification of critical parameters affecting power system small-disturbance stability	12	☒	☒			☒					☒	☒	☒																				
15	2015	Robust stochastic stability of delayed power system with Gaussian random perturbations	0	☒	☒			☒																			☒	☒							
16	2018	Stochastic small disturbance stability analysis of nonlinear multi-machine system with Itô differential equation	11			☒				☒	☒					☒		☒										☒							
17	2021	Further stability results for random nonlinear systems with stochastic impulses	1	☒	☒									☒	☒	☒																			
18	2015	Frequency dependent voltage control by der units to improve power system frequency stability	9		☒			☒																											
19	2015	Sizing and Controller Setting of Ultracapacitors for Frequency Stability Enhancement of Small Isolated Power Systems	34							☒								☒																	
20	2021	Power system frequency control: An updated review of current solutions and new challenges	11	☒	☒	☒					☒							☒								☒									
21	2020	Long-Term Frequency Stability Assessment Based on Extended Frequency Response Model	2	☒				☒				☒	☒	☒	☒														☒						
22	2020	Frequency stability assessment of modern power systems: Models definition and parameters identification	6		☒			☒										☒	☒																

MODELO LFC COMO ESTRATEGIA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA MANTENIENDO EL EQUILIBRIO DE LA DEMANDA DE CARGA Y GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ANTE CONTINGENCIAS

ITEM	DATOS		TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTA PARA RESOLVER EL PROBLEMA					SOLUCIÓN PROPUESTA																	
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Estabilidad en el Sistema Eléctrico de Potencia	Estabilidad de Frecuencia	Inercia en el Sistema Eléctrico de Potencia	Control de Frecuencia	Control Potencia-Frecuencia (LFC)	Equilibrio entre Demanda y Generación	Perdida de elementos del sistema	Desequilibrio de generación y energía consumida	Velocidad angular en generadores	Desbalances de Potencia	Calidad	Confiabilidad	Seguridad	Contingencias en el Sistema Eléctrico de Potencia	Potencia Activa	Inestabilidad de Frecuencia	Control Primario de la Frecuencia	Estructura (PI)	Funciones de Transferencia	Modelos matemáticos - Transformada	Ecuaciones de primer orden	Modelos gris, funcional y semifuncional	Implantación de un gobernador	Reguladores de velocidad	Alivio de carga	Control (LFC)	Estimación de Demanda	Estimación de Frecuencia						
23	2021	Modeling of wind turbine generators for power system stability studies: A review	7	☒									☒	☒	☒			☒																			
24	2021	Shifted frequency analysis-EMTP multirate simulation of power systems	0	☒				☒								☒		☒																			
25	2015	Power demand forecasting using stochastic model: Parameter estimation	1					☒				☒	☒	☒	☒																☒	☒					
26	2020	Balancing the demand and supply of a power grid system via reliability modeling and maintenance optimization	6					☒				☒	☒	☒	☒															☒	☒						
27	2009	A tool for real time demand estimation	8	☒	☒																										☒						
28	2017	Household electricity demand forecasting using adaptive conditional density estimation	26	☒			☒						☒	☒	☒																☒						
29	2019	A novel composite electricity demand forecasting framework by data processing and optimized support vector machine	35	☒	☒		☒																									☒					
30	2020	Hourly electricity demand forecasting using Fourier analysis with feedback	11	☒			☒		☒																							☒					
31	2016	A real-time data compression algorithm for gear fault signals	3	☒			☒												☒			☒	☒	☒								☒					
32	2010	Forecasting of fluctuations and turning points of power demand in China based on the maximum entropy method and ARMA model	2	☒				☒					☒	☒	☒	☒	☒		☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒						☒					
33	2008	Power system frequency estimation using neural network and genetic algorithm	6		☒		☒										☒	☒													☒				☒		
34	2007	Estimation of power system frequency using and adaptive notch filter	197		☒		☒										☒	☒														☒				☒	
35	2020	Accurate Frequency Estimation by Using Three-Point Interpolated Discrete Fourier Transform Based on Rectangular Window	3		☒			☒					☒	☒	☒																					☒	
36	2012	Amplitude and frequency estimation during sudden generator disconnection using UKF	1	☒	☒																☒															☒	

MODELO LFC COMO ESTRATEGIA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA MANTENIENDO EL EQUILIBRIO DE LA DEMANDA DE CARGA Y GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ANTE CONTINGENCIAS

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTICULO	CITAS	TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTA PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA									
				Estabilidad en el Sistema Eléctrico de Potencia	Estabilidad de Frecuencia	Inercia en el Sistema Eléctrico de Potencia	Control de Frecuencia	Control Potencia-Frecuencia (LFC)	Equilibrio entre Demanda y Generación	Perdida de elementos del sistema	Desequilibrio de generación y energía consumida	Velocidad angular en generadores	Desbalances de Potencia	Calidad	Confiabilidad	Seguridad	Contingencias en el Sistema Eléctrico de Potencia	Potencia Activa	Inestabilidad de Frecuencia	Control Primario de la Frecuencia	Estructura (PI)	Funciones de Transferencia	Modelos matemáticos - Transformada	Ecuaciones de primer orden	Modelos gris, funcional y semifuncional	Implantación de un gobernador	Reguladores de velocidad	Alivio de carga	Control (LFC)	Estimación de Demanda
37	2016	A performance comparison between extended Kalman Filter and unscented Kalman Filter in power system dynamic state estimation	40	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>
38	2017	Analysis of extended Kalman filter based dynamic state estimator's performance under anomalous measurement conditions for power system	3	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>											<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>									<input checked="" type="checkbox"/>
39	2020	Fast Demodulation of Fiber Bragg Grating Wavelength from Low-Resolution Spectral Measurements Using Buneman Frequency Estimation	3			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>
40	2010	Electric power quality monitoring (PQM) using Virtual Instrumentation	15			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>
41	2012	The role of conventional generation in managing variability	32	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>										<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>
42	2015	The relevance of inertia in power systems	473	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>				
43	2015	Effects of rotational Inertia on power system damping and frequency transients	94	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>				
44	2019	Modelling and investigating the impact of asynchronous inertia of induction motor on power system frequency response	4	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>										<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>
45	2019	Impact of inertia distribution on power system stability and operation	7	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>										<input checked="" type="checkbox"/>					
46	2019	Inertia Emulation Trends in Low Carbon Power System	1	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>										<input checked="" type="checkbox"/>					
47	2019	Determination of reserve margin based on specified loss of load expectation	2	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>										<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>			
48	2011	Reserve margin evaluation for generation system using probabilistic based method	16	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>										<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>			

MODELO LFC COMO ESTRATEGIA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA MANTENIENDO EL EQUILIBRIO DE LA DEMANDA DE CARGA Y GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ANTE CONTINGENCIAS

ITEM	DATOS			TEMÁTICA						FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTA PARA RESOLVER EL PROBLEMA						SOLUCIÓN PROPUESTA														
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Estabilidad en el Sistema Eléctrico de Potencia	Estabilidad de Frecuencia	Inercia en el Sistema Eléctrico de Potencia	Control de Frecuencia	Control Potencia-Frecuencia (LFC)	Equilibrio entre Demanda y Generación	Perdida de elementos del sistema	Desequilibrio de generación y energía consumida	Velocidad angular en generadores	Desbalances de Potencia	Calidad	Confiabilidad	Seguridad	Contingencias en el Sistema Eléctrico de Potencia	Potencia Activa	Inestabilidad de Frecuencia	Control Primario de la Frecuencia	Estructura (PI)	Funciones de Transferencia	Modelos matemáticos - Transformada	Ecuaciones de primer orden	Modelos gris, funcionales y semifuncional	Implantación de un gobernador	Reguladores de velocidad	Alivio de carga	Control (LFC)	Estimación de Demanda	Estimación de Frecuencia					
49	2004	Investment requirements in generation capacity and reserve margin	3		☒				☒								☒														☒		☒			
50	2019	Performance Index Analysis (PIA) for N-1 Contingency Transmission in 150 kV Electricity System	3						☒	☒	☒						☒															☒				
51	2018	Contingency analysis of an IEEE 30 bus system	2		☒					☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒															☒		☒	☒	
52	2016	A risk-based reliability method for N-1-1 contingency analysis	7		☒				☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒																☒		☒	
53	2015	Ranking of power system contingencies based on a risk quantification criterion	5	☒	☒				☒																								☒			
54	2019	Contingency Analysis on the Nigerian Power Systems Network	5		☒				☒								☒																☒			
55	2015	Electrical demand side contribution to frequency control in power systems: A review on technical aspects	97		☒		☒		☒											☒													☒			
56	2019	Switched distributed load-side frequency control of power systems	6		☒		☒		☒											☒													☒			
57	2020	Load altering attack-tolerant defense strategy for load frequency control system	25		☒				☒					☒	☒	☒				☒						☒							☒			
58	2013	A literature survey on load-frequency control for conventional and distribution generation power systems	478						☒	☒										☒													☒			
59	2016	Fractional order PID control for LFC problem of a hydro-thermal power system	4		☒				☒	☒				☒	☒	☒				☒													☒			
60	2007	An advanced LFC design considering parameter uncertainties in power systems	29		☒				☒											☒														☒		
61	2019	WOA Based LFC of Interconnected Power System Incorporating UPFC	0		☒				☒	☒										☒	☒													☒		
62	2018	A Robust Active Disturbance Rejection Controller Design for LFC in Two-area Power System	0			☒			☒								☒			☒			☒				☒							☒		

MODELO LFC COMO ESTRATEGIA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA MANTENIENDO EL EQUILIBRIO DE LA DEMANDA DE CARGA Y GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ANTE CONTINGENCIAS

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA						FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTA PARA RESOLVER EL PROBLEMA					SOLUCIÓN PROPUESTA								
				Estabilidad en el Sistema Eléctrico de Potencia	Estabilidad de Frecuencia	Inercia en el Sistema Eléctrico de Potencia	Control de Frecuencia	Control Potencia-Frecuencia (LFC)	Equilibrio entre Demanda y Generación	Perdida de elementos del sistema	Desequilibrio de generación y energía consumida	Velocidad angular en generadores	Desbalances de Potencia	Calidad	Confiability	Seguridad	Contingencias en el Sistema Eléctrico de Potencia	Potencia Activa	Inestabilidad de Frecuencia	Control Primario de la Frecuencia	Estructura (PI)	Funciones de Transferencia	Modelos matemáticos - Transformada	Ecuaciones de primer orden	Modelos gris, funcional e y semifuncional	Implantación de un gobernador	Reguladores de velocidad	Alivio de carga	Control (LFC)	Estimación de Demanda	Estimación de Frecuencia
63	2019	Estimation of stability regions of fractional PI controller for LFC of power system	0	☒		☒		☒	☒						☒			☒				☒					☒				
64	2018	Fully distributed security constrained optimal power flow with primary frequency control	16	☒					☒						☒			☒		☒		☒					☒				
65	2011	Decentralized demand-side contribution to primary frequency control	525	☒		☒		☒			☒	☒	☒		☒												☒				
66	2014	Design and stability of load-side primary frequency control in power systems	401	☒		☒									☒	☒		☒				☒					☒				
67	2017	Load frequency control (LFC) of micro-hydro power plant with capacitive energy storage (CES) using bat algorithm (BA)	17	☒				☒		☒	☒				☒												☒				
CANTIDAD :				25	43	10	20	12	37	7	8	8	9	17	17	17	9	19	24	10	5	4	6	9	13	5	9	11	32	10	14

9. Resumen de Indicadores

Figura 25. Resumen e indicador de la temática – Estado del Arte

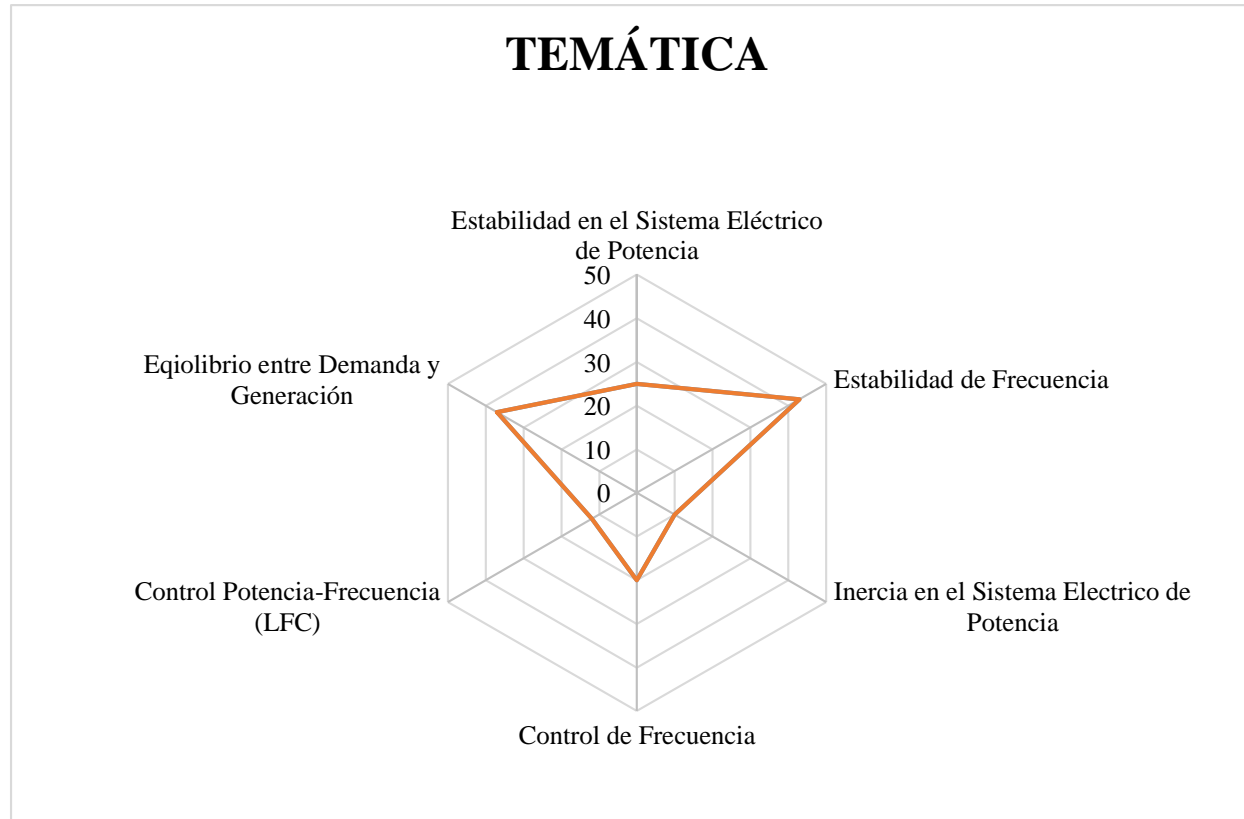


Figura 26. Indicador de formulación del problema – Estado del Arte

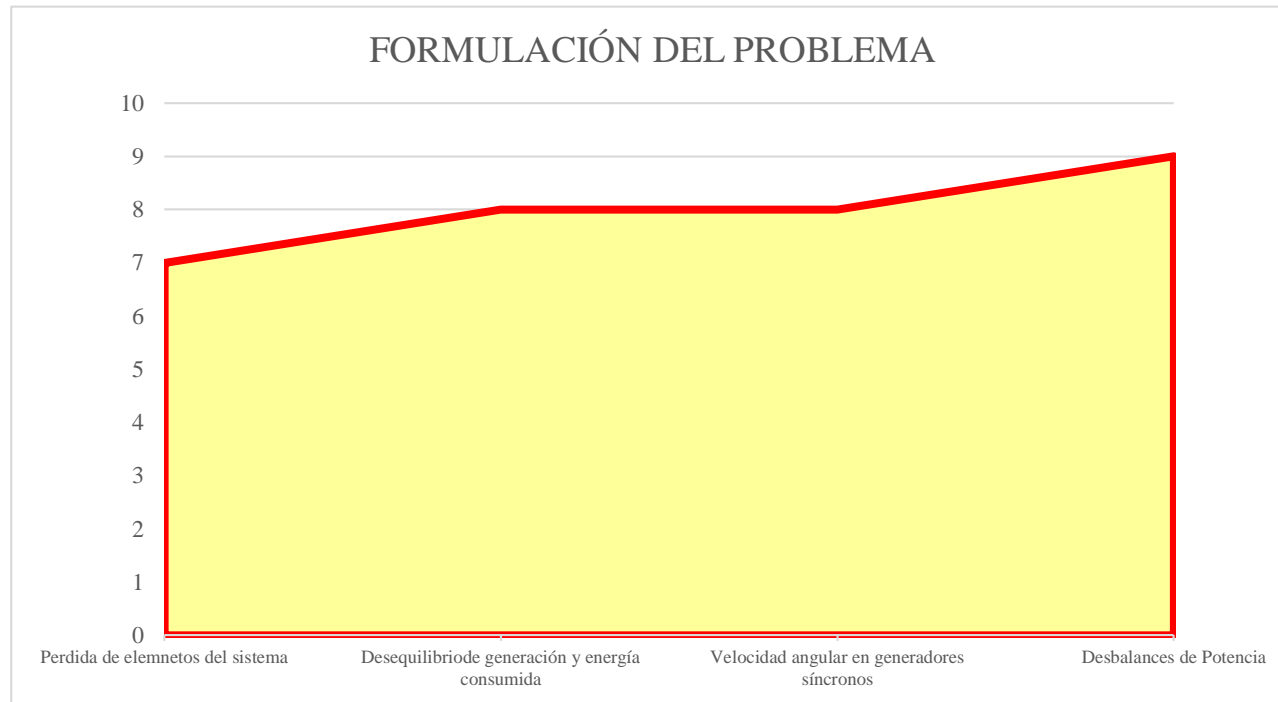
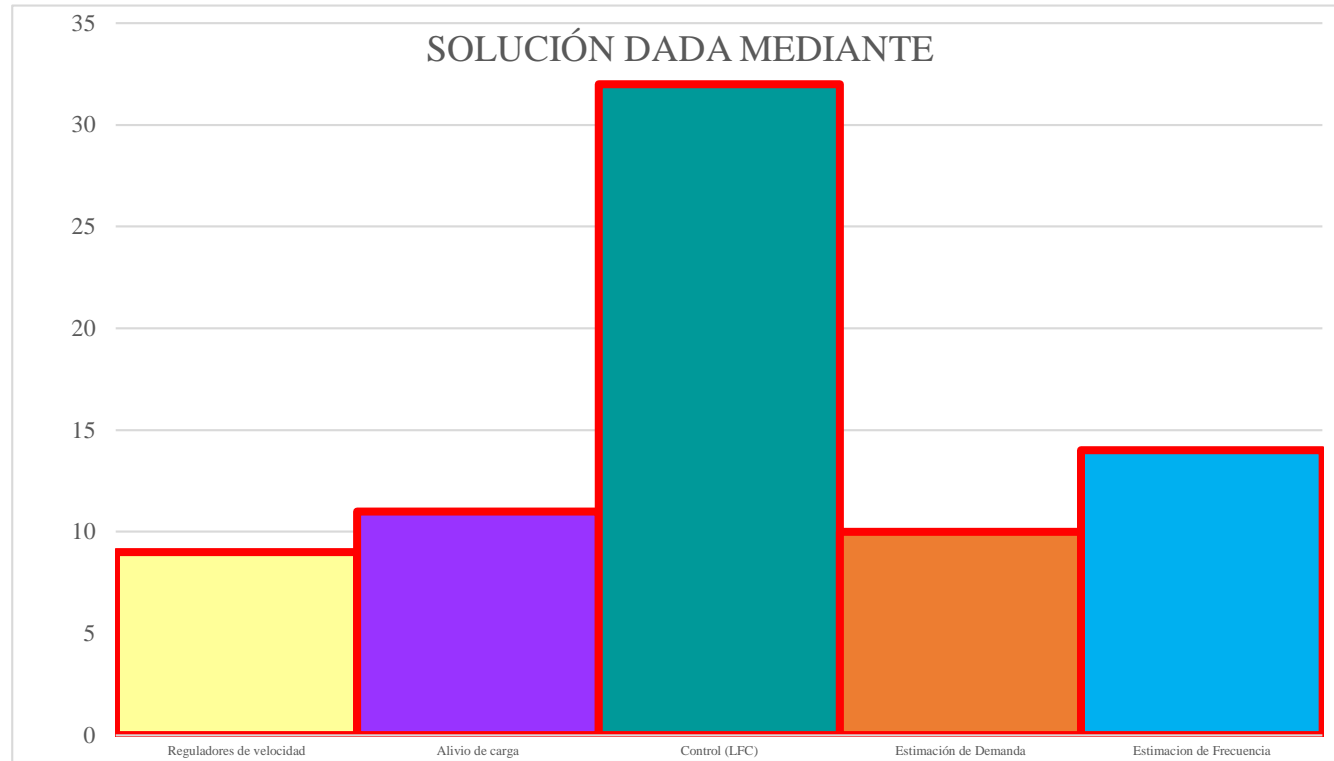


Figura 27. Indicador de solución



10.Anexos

Tabla 7. Parámetros de Cargas

Datos de Cargas			
Carga	Nº Barra	P [KV]	Q [Kvar]
Carga 3	Barra 3	322.0	2.4
Carga 4	Barra 4	500	184
Carga 7	Barra 7	233.8	84
Carga 8	Barra 8	522	176
Carga 12	Barra12	7.5	88
Carga 15	Barra15	320	153
Carga 16	Barra 16	329	32.3
Carga 18	Barra 18	158	30
Carga 20	Barra 20	628	103
Carga 21	Barra 21	274	115
Carga 23	Barra 23	247	84.6
Carga 24	Barra 24	308.6	-92.2
Carga 25	Barra 25	224	47.2
Carga 26	Barra 26	139	17
Carga 27	Barra 27	281	75.5

Tabla 8. Parámetros de los Generadores

Datos de Los Generadores				
Generador	Nº Barra	Tipo de Barra	P [MW]	V [p.u]
Generador 1	Barra 3	PV	1000	1.0300
Generador 2	Barra 4	Slack	N.A	0.9820
Generador 3	Barra 7	PV	650	0.9831
Generador 4	Barra 8	PV	632	0.9972
Generador 5	Barra12	PV	508	1.0123
Generador 6	Barra15	PV	650	1.0493
Generador 7	Barra 16	PV	560	1.0635
Generador 8	Barra 18	PV	540	1.0278
Generador 9	Barra 20	PV	830	1.0265
Generador 10	Barra 21	PV	250	1.0475

Tabla 9. Parámetros de los Transformadores

Datos de Transformadores			
Barra	Barra	R [p.u]	X [p.u]
Barra 12	Barra 11	0.0016	0.0435
Barra 12	Barra 13	0.0016	0.0435
Barra 6	Barra 31	0	0.0250
Barra 10	Barra 32	0	0.0200
Barra 19	Barra 33	0.0007	0.0142
Barra 20	Barra 34	0.0009	0.0180
Barra 22	Barra 35	0	0.0143
Barra 23	Barra 36	0.0005	0.0272
Barra 25	Barra 37	0.0006	0.0232
Barra 2	Barra 30	0	0.0181
Barra 29	Barra 38	0.0008	0.0156
Barra 19	Barra 20	0.0007	0.0138