

## Parameter Identification, Validation and Tuning of Speed Regulator Tool Using Heuristic Optimization Algorithms

### Herramienta de Identificación Paramétrica, Validación y Sintonización de Reguladores de Velocidad Mediante Algoritmos de Optimización Heurísticos

W.F. Brito<sup>1</sup>  0009-0004-3002-2427 M.S Chamba<sup>2</sup>  0000-0001-6843-7151  
 D. Echeverría<sup>2</sup>  0000-0002-1743-9234 A. De La Torre<sup>2</sup>  0000-0003-1431-1152  
 D. Panchi<sup>1</sup>  0000-0003-2701-531X

<sup>1</sup> CELEC EP, Unidad de negocio Coca Codo Sinclair, Quito, Ecuador

E-mail: [wilson.brito@celec.gob.ec](mailto:wilson.brito@celec.gob.ec), [david.panchi@celec.gob.ec](mailto:david.panchi@celec.gob.ec)

<sup>2</sup> Operador Nacional de Electricidad, CENACE, Quito, Ecuador

E-mail: [decheverria@cenace.gob.ec](mailto:decheverria@cenace.gob.ec), [mchamba@cenace.gob.ec](mailto:mchamba@cenace.gob.ec); [adltorre@cenace.gob.ec](mailto:adltorre@cenace.gob.ec)

#### Abstract

Currently, Ecuadorian electrical system operation is experiencing several technical challenges, such as: 1) neighboring electrical systems integration in the Andean Electrical Interconnection System (SINEA) and 2) primary energy sources diversification. Under these new operating conditions, dynamic safety may be compromised by frequency stability issues. Based on frequency regulation, the objective is to use control mechanisms and available generation reserves to respond suitably to the electrical system's demands. Within this context, it becomes imperative to devise methodologies that ensures fast and accurate responses of power-frequency control equipment, such as speed regulators employed for Primary Frequency Regulation in generators. Given this foundation, an approach is presented relying on heuristic optimization methodologies, for the development of a tool that helps to compute the parametric identification and adjustment of speed controllers. Using measurements obtained from the proposed methodology, the developed tool was able to effectively perform the identification and validation of the speed regulation system of the CCS power plant as well as to propose new parameters that improve the response of the identified system.

#### Resumen

En la actualidad, la operación del sistema eléctrico ecuatoriano experimenta varios desafíos técnicos, tales como: 1) la integración de sistemas eléctricos vecinos en el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) y 2) la diversificación de las fuentes primarias de energía. Bajo estas nuevas condiciones operativas, la seguridad dinámica puede ser afectada por problemas de estabilidad de frecuencia. Con base en la regulación de frecuencia se busca, a través de mecanismos de control y reservas de generación disponible, responder en forma adecuada a las exigencias del sistema eléctrico. Bajo este contexto, es necesario el desarrollo de metodologías que permitan la respuesta rápida y precisa de los equipos de control potencia - frecuencia, tales como los reguladores de velocidad, los cuales actúan de forma local en los generadores para realizar la Regulación Primaria de Frecuencia. Con estos antecedentes, se propone una metodología, basada en métodos heurísticos de optimización, para el desarrollo de una herramienta que permita realizar la identificación paramétrica y ajuste de los reguladores de velocidad. Con las mediciones obtenidas en base a la metodología propuesta, la herramienta desarrollada logró de manera efectiva realizar la identificación y validación del sistema de regulación de velocidad de la central CCS así como proponer nuevos parámetros que mejoran la respuesta del sistema identificado.

**Index terms**— Droop, Frequency, Governors, Optimization, Tuning.

**Palabras clave**— Estatismo, Frecuencia, Gobernadores, Optimización, Sintonización.

Recibido: 07-09-2023, Aprobado tras revisión: 18-12-2023

Forma sugerida de citación: Brito W.; Chamba M.; Echeverría D.; De La Torre, A.; Panchi D.; "Herramienta de Identificación Paramétrica, Validación y Sintonización de Reguladores de Velocidad Mediante Algoritmos de Optimización Heurísticos" Revista Técnica "energía". No. 20, Issue II, Pp. 21-33

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n2.2024.612>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación es de acceso abierto bajo una licencia Creative Commons



## 1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la Corporación Nacional de Electricidad, CELEC EP, emprendió la construcción de grandes plantas de generación hidroeléctrica en el Ecuador (incluida la central Coca Codo Sinclair de 1500 MW), las cuales entraron en operación comercial de forma paulatina desde el año 2016. Además, la incorporación del sistema de transmisión a nivel de 500 kV ocasiona cambios en las condiciones operativas del Sistema Nacional Interconectado (SNI). Sumado a esto, se proyecta la construcción de bloques de generación renovable que se caracterizan por la intermitencia en el recurso primario (irradiación solar, viento, caudal) [1].

En este escenario, ante perturbaciones, el sistema eléctrico se encuentra expuesto a condiciones de alto estrés que eventualmente podrían ocasionar la pérdida de la seguridad del sistema y, como consecuencia, interrupción parcial o total de la energía eléctrica [2]. En este sentido, resulta necesario disponer de mecanismos que permitan garantizar un grado de seguridad fiable durante la operación del sistema eléctrico. Uno de los aspectos fundamentales a ser mejorados es la respuesta dinámica del sistema ante desbalances entre generación y carga, mediante la correcta actuación de la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), considerando los requerimientos mínimos de la regulación nacional y normas internacionales [2].

En la Regulación No. ARCERNNR 004/20 (Codificada) denominada: “Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia” se establecen las disposiciones generales que deben cumplirse con relación a la planificación operativa, el despacho y la operación del sistema eléctrico de potencia [3]. En el artículo 13 “Criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y economía” se detallan los criterios de calidad, donde se menciona que: “Todas las unidades de generación que se encuentren en operación deben responder de forma continua ante variaciones de la frecuencia que se presenten como resultado de eventos que causen desbalances entre la generación y la carga”.

Adicionalmente, en la sección 21 de la Regulación Nro. ARCERNNR 001/23: “Régimen de Transacciones Comerciales en el Sector Eléctrico Ecuatoriano” se plantea el “Tratamiento comercial de servicios complementarios” [4]. En esta sección se menciona que: “En el caso de que un generador no cumpla con la RPF, deberá compensar al o a los generadores que suplieron esta deficiencia...”.

Para el cumplimiento de estos requerimientos, es necesario el desarrollo de metodologías que permitan sintonizar los parámetros de los controles potencia – frecuencia para brindar una respuesta adecuada [5], estos controles son conocidos como reguladores de velocidad o gobernadores, los cuales actúan de forma local en los generadores para realizar la RPF. Con estos antecedentes, se propone una metodología para realizar la

identificación y sintonización de reguladores de velocidad mediante un modelo de optimización, el cual permitirá cumplir con los requerimientos mínimos de respuesta exigidos en la normativa internacional y futuro código de red.

Existen distintas aproximaciones para la identificación de los parámetros de los modelos dinámicos, en [6] se enumeran los métodos clásicos de identificación ante pruebas de impulso, paso, de onda senoidal y respuesta en frecuencia; siendo uno de los métodos más usados, el de mediciones directas ante respuestas de impulso y paso. En las propuestas, [7], [8] se realiza la identificación a través de respuestas de impulso debido a la relativa facilidad de inyectar la señal de tipo pulso en el sistema de control.

Los algoritmos de optimización heurística son ampliamente usados para resolver este tipo de problemas, por ejemplo en [8] se utiliza el “Hybrid Cuckoo Search” para identificar el sistema turbina-gobernador y sistema de excitación de una central a gas. Por otro lado, en [9], [7], [10] se utiliza el algoritmo heurístico “Mean-Variance Mapping Optimization” (MVMO). En estas metodologías se utiliza el DIGSILENT PowerFactory para simular la respuesta dinámica, cuyos resultados se comparan con registros de eventos o pruebas controladas, obtenidos de unidades de medición fasorial (PMUs, por sus siglas en inglés). Sin embargo, estas metodologías se han orientado únicamente a la validación de modelos y no a la sintonización de sistemas de control considerando normas y regulaciones.

Por otro lado, desde el punto de vista de sistemas de control, existen varias técnicas para sintonizar controladores PID, por ejemplo, métodos de Ziegler & Nichols, Cohen-Coon, Sintonización Lambda, Amigo, entre otros [11]. Estos métodos hacen uso de las características de respuesta del sistema en lazo abierto y en lazo cerrado, siendo las técnicas de Ziegler & Nichols las más conocidas y utilizadas [12]. Sin embargo, estas metodologías se basan en un conjunto de reglas y ecuaciones analíticas de sintonización, las cuales no llegan a una respuesta óptima del sistema de control. En [13] se sugiere que los parámetros calculados con dichas técnicas pueden servir como punto de partida para la aplicación de un algoritmo genético para la sintonización óptima del controlador PID, logrando un menor número de iteraciones del algoritmo, lo que se traduce en un menor costo computacional.

Por último, existe una gran variedad de trabajos de sintonización de sistemas de control que utilizan directamente algoritmos de optimización heurísticos. Por ejemplo, [14] utiliza el MVMO para la sintonización de los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS, por sus siglas en inglés) y para ello utiliza un modelo Generador – Barra Infinita (SMIB, por sus siglas en inglés) simplificada. Por otro lado, en [15] se propone un método de ajuste de los parámetros de control de un generador hidroeléctrico aislado considerando la respuesta primaria

de frecuencia y respuesta de pequeña señal, sin considerar el cumplimiento de normativa.

En la segunda sección de este trabajo, se propone la revisión de los conceptos de estabilidad de frecuencia y el análisis de la normativa internacional respecto a la sintonización de reguladores de velocidad. En la tercera sección se realiza una revisión de los conceptos y de sintonización de reguladores. En la cuarta sección se plantea una metodología que abarca el protocolo de pruebas y un modelo de optimización para realizar la identificación y sintonización del sistema de control. En la quinta sección se presenta el análisis de resultados aplicados a la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair. Finalmente, se presentan las principales.

## 2. REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) debe mantener el equilibrio entre la generación y la demanda a fin de garantizar un funcionamiento seguro y estable. Cuando existe un “exceso/déficit” de generación, usualmente provocado por el aumento o disminución de demanda o pérdida de generación, la frecuencia del sistema se ve afectada disminuyendo o aumentando su magnitud a un valor diferente a la nominal. Por esta razón, el problema de control de frecuencia (control  $P-f$ ) se relaciona con la potencia despachada por los generadores y se organizan en tres niveles: primario, secundario y terciario, tal como se muestra en la Fig. 1.

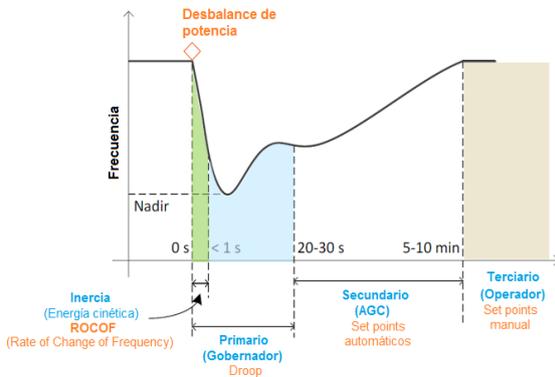


Figura 1: Control de la Frecuencia [17]

En los instantes iniciales, tras producirse un desbalance de generación-carga, la tasa de cambio de la frecuencia ROCOF (Rate of Change of Frequency) y el punto más bajo de la frecuencia alcanzado (NADIR), están determinados principalmente por la magnitud del desbalance, la inercia total del sistema, el amortiguamiento de la carga y por dispositivos de respuesta rápida como el BESS (Battery Energy Storage Systems). Paralelamente, actúan los reguladores de velocidad (también llamado gobernador o “governor” en inglés, GOV), recuperando el balance entre la generación y la carga y, ubicando la frecuencia en un nuevo punto de operación. Este control primario opera entre los 20 y 30 segundos [2], [18].

Posteriormente, actúa el control secundario en el ámbito de área de control (AGC) regulando la frecuencia y el intercambio de potencia con áreas vecinas [19]. Este control opera entre 5 y 10 minutos. Por último, actúa el control terciario en tiempos superiores a los 10 minutos, recuperando el estado normal del sistema con las con niveles de reservas óptimos [2], [18].

### 2.1 Regulador de Velocidad (GOV)

En la Fig. 2 se muestran los componentes del sistema de generación que actúan con el control de GOV. Cuando existe un desbalance instantáneo entre la potencia eléctrica ( $Pe$ ) y la potencia de carga ( $PL$ ) se produce un cambio en el torque eléctrico de salida ( $Te$ ) del generador, produciendo una desigualdad con el torque mecánico ( $Tm$ ). Esta desigualdad de torques provoca una variación de la velocidad angular del rotor y, por ende, la variación de la frecuencia [16], [20].

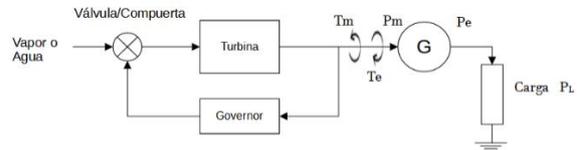


Figura 2: Esquema de generación para regulación de frecuencia primaria [16]

El GOV censa el cambio de velocidad y envía una señal de control al sistema de válvulas/compuertas con la finalidad de regular el flujo de la energía primaria que llega a la turbina. Como consecuencia, el  $Tm$  de la turbina se iguala al  $Te$  ejercido por  $PL$ , logrando así, que la velocidad retorne al valor deseado [16], [21].

La mayoría de los reguladores electro-hidráulicos de velocidad se basan en el control PID (Proporcional-Integral-Derivativo), en lazo cerrado con el droop de velocidad ( $Rp$ ), tal como se muestra en la Fig. 3 [16]. Este controlador calcula continuamente el error entre una señal medida y una de referencia, y modula la respuesta mecánica. Para ello, cada bloque del PID tiene una función específica:

**Bloque Proporcional ( $Kp$ ):** Produce una acción de control proporcional al error medido. Su influencia en el sistema de regulación de velocidad es inmediata y significativa.

**Bloque Integral ( $Ki/s$ ):** Produce una acción de control acumulativa cuya velocidad es proporcional a la magnitud del error de entrada. En conjunto con el bloque proporcional determina la estabilidad de la respuesta del regulador de velocidad. Desde el punto de vista del error, el bloque integral recorta la entrada del error al controlador para determinar la precisión de estado estacionario del sistema de regulación.

**Bloque Derivativo ( $sKd$ ):** Su acción de control es proporcional a la tasa de cambio del error. Su acción permite extender los límites del regulador de velocidad al



permitir ganancias de los bloques proporcional e integral más grandes.

**Droop, también conocido estatismo (Rp):** Relaciona el incremento relativo (por unidad) de velocidad  $\Delta\omega$  o de frecuencia  $\Delta f$  y el incremento relativo de potencia de salida  $\Delta P$ . Por ejemplo, si  $Rp$  es 4% significa que ante una variación de frecuencia del 4% se produce un cambio de la potencia de salida del 100% [16].

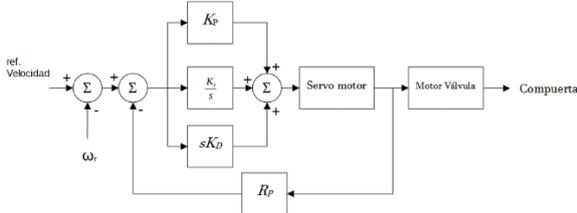


Figura 3: Esquema de Regulador de Velocidad tipo PID

## 2.2 Normativa Internacional

Las características de acción de los reguladores de velocidad ante un evento que requiera RPF están descritas en distintas normas internacionales y códigos de red. Para el desarrollo de la metodología propuesta se presenta, analiza y modela la regulación de la Comisión Europea [22]. En la Fig. 4 se muestra la curva característica de regulación de frecuencia, donde se muestra los principales parámetros para la verificación de la capacidad de respuesta, tales como:

- Droop:** ajustable en el rango de 3 a 8%.
- DB:** La banda muerta de la respuesta de frecuencia entre la cual el regulador de velocidad no ejercerá ninguna acción, la cual se especifica en el rango de frecuencia de 0-200 mHz.
- $|\Delta P1|/Pref$ :** intervalo de respuesta a la frecuencia, donde  $\Delta P1$  es la respuesta en potencia activa esperada ante un desvío de frecuencia  $\Delta f$  (ver Fig. 5). Se considera un intervalo entre 1% y 10%.  $\Delta f$ : desvío de la frecuencia  $f$  respecto de 60 Hz.  $\Delta P1$ : respuesta en potencia activa esperada ante un desvío de frecuencia ( $\Delta f$ ) calculada a través de la ecuación (1).

$$|\Delta P| = \frac{|\Delta f| - |DB|}{60 \text{ Hz}} \times \frac{Pref}{Droop} \times 100 \quad (1)$$

- Pref:** potencia de referencia del sistema analizado, puede ser igual a la nominal de la máquina.
- Pnom:** potencia nominal de la máquina.
- Retraso inicial (t1):** tiempo de activación de la respuesta de frecuencia. Este tiempo se mide desde que se detecte un cambio de frecuencia hasta cuando se produzca una variación del 1% del  $\Delta P$  ensayo (ver Fig. 5).  $t1$  debe ser menor a 2 seg.
- Tiempo de activación total (t2):** tiempo de activación de la respuesta de regulación a un cambio de frecuencia  $\Delta f$  del cual se espere una respuesta igual a  $|\Delta P|/Pref$  (incluyendo el retraso inicial  $t1$ ). A efectos de la determinación del  $t2$  se considerará el tiempo

correspondiente al último valor de P que entra dentro de la banda  $\pm 1\%$  de  $Pref$  alrededor de  $|\Delta P1|/Pref$  (ver Fig. 5).  $t2$  debe ser menor a 30 seg

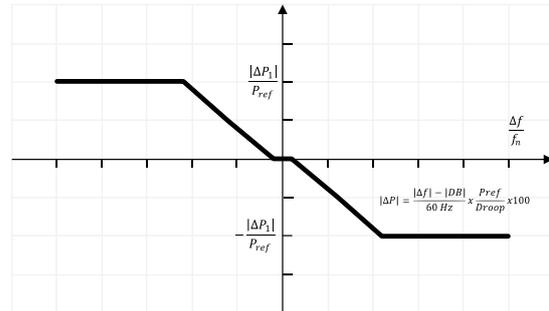


Figura 4: Curva característica de regulación de frecuencia

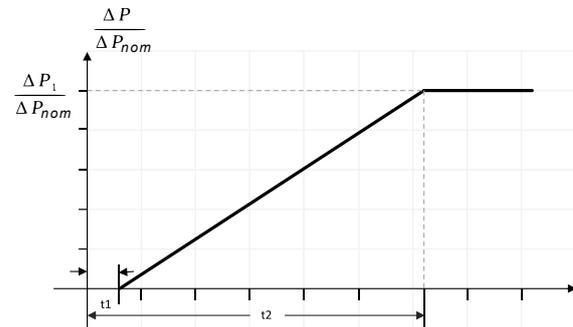


Figura 5: Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de frecuencia

## 3. IDENTIFICACIÓN Y SINTONIZACIÓN DE SISTEMAS DE CONTROL

El objetivo de la identificación es modelar el sistema de control de forma tal que, la simulación sea razonablemente semejante al resultado de un evento o prueba controlada [9]. Por otro lado, el proceso de sintonización del modelo requiere de una comprensión profunda del proceso que se está modelando y el propósito para el cual se utilizará el modelo [7]; esto con la finalidad de encontrar los parámetros adecuados para un correcto funcionamiento, cumpliendo normas y códigos de red.

Debido a la compleja naturaleza de la dinámica, donde se deben resolver ecuaciones algebraico diferenciales, el problema de optimización se caracteriza por ser discontinuo, multimodal y no-convexo [23]. Por esta razón, la identificación paramétrica de los modelos dinámicos se ha basado en problemas de optimización utilizando herramientas heurísticas.

En este trabajo, para la sintonización de los sistemas de control se plantea un modelo de optimización utilizando algoritmos heurísticos cuya función objetivo puede adaptarse al cumplimiento de respuesta de escalón unitario o curva de tipo rampa unitaria, mediante la valoración de índices de rendimiento del sistema de control.

### 3.1 Algoritmos Heurísticos

Los métodos de optimización heurística son de propósito general muy flexibles y aplicables a la gran mayoría de problemas de optimización [24], [25]. La optimización heurística se utilizan para resolver problemas de gran tamaño, dinámico, discontinuo, multimodal y no-convexo [23].

En este trabajo se propone el uso del paquete “pymoo”, el cual cuenta con una colección de algoritmos de optimización heurística para resolver problemas de tipo mono-objetivo y multiobjetivo. Pymoo está programado en lenguaje Python y contiene varios algoritmos de optimización [26], lo cual permite ahorrar tiempo de programación, facilitar el lenguaje de programación, realizar comparaciones de algoritmos y evitar los errores de implementación.

Este paquete, mediante rutinas de programación, se enlaza con PowerFactory. El PowerFactory permitirá simular la respuesta dinámica de sistema de generador-gobernador, cuya respuesta será comparada con la respuesta de la prueba en campo (identificación paramétrica) y con la rampa de RPF requerida en la norma (sintonización del control). Para que el algoritmo encuentre una óptima sintonización se puede utilizar diferentes funciones objetivas basados en índices de rendimiento.

### 3.2 Índices de Rendimiento

La respuesta de un sistema de control se considera óptima cuando el ajuste de sus parámetros resulta en la minimización de su índice de rendimiento, los cuales se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1: Índices de Rendimiento de Sistemas de Control

Índice de Desempeño	Descripción	Expresión
ISE	Criterio de la integral del error al cuadrado	$\int_0^t e^2(t) dt$
ITSE	Integral del error cuadrado multiplicado por el tiempo	$\int_0^t te^2(t) dt$
IAE	Criterio de la integral del valor absoluto del error	$\int_0^t  e(t)  dt$
ITAE	Criterio de la integral del valor absoluto del error multiplicado por el tiempo	$\int_0^t t e(t)  dt$

La minimización del error de los criterios de rendimiento ha sido ampliamente usada en la sintonización de controladores del tipo PID [10], [13], [27]–[30]. Estos criterios permiten convertir el problema de sintonización en uno de optimización, en donde:  $e(t)$  es la diferencia entre la señal obtenida (mediante

simulación o medición) y una señal ideal de tipo escalón unitario o rampa unitaria, y cuyo valor debe ser minimizado [31], [32].

El criterio ISE es estricto con los grandes errores iniciales lo que lo hace ideal para identificar señales con sobreoscilaciones (también conocidos como **overshoots**). Por otro lado, el criterio ITSE tiene errores iniciales grandes debido a su dependencia del tiempo; en este caso, este criterio es estricto a medida que avanza el tiempo, puesto que la penalización es más severa. En cambio, el criterio IAE es el más fácil de implementar, sin embargo, su desempeño no es bueno, ni tampoco equiparable al resto de índices. Por último, el criterio ITAE tiene la particularidad de ser permisivo con los grandes errores iniciales, así como de ser severo con los errores que ocurren más adelante. Estas características del criterio ITAE permite una mejor selectividad en la búsqueda de los parámetros del sistema [33]–[35] y, es el más recomendable para utilizarlo en la sintonización de sistemas de control.

## 4. METODOLOGÍA PROPUESTA

En esta sección se presenta una descripción de la metodología propuesta para la Identificación Paramétrica y la Sintonización de los reguladores de velocidad.

### 4.1 Pruebas controladas y captura de datos

Durante la operación en tiempo real del sistema eléctrico, casi todas las decisiones tomadas dependen de las predicciones obtenidas de simulaciones. Estas simulaciones deben basarse en los modelos matemáticos de los sistemas con el fin de garantizar respuestas lo suficientemente precisas y, en consecuencia la toma de decisiones de control más convenientes [36], [37].

Para lograr este objetivo se realiza la identificación paramétrica de los componentes del sistema eléctrico, tarea que puede realizarse mediante registros de alta resolución y sincronizados en el tiempo para lo cual se utilizan dispositivos electrónicos inteligentes de monitoreo y de alta resolución, a partir de mediciones registradas por equipos de medición sincrofasorial (PMUs), y enviados a un sistema de monitoreo de área extendida (WAMS), como por ejemplo, el WAMS de CENACE basado en registros de PMUs. Estos registros se caracterizan por ser sincronizados en el tiempo y tener una frecuencia de muestreo de hasta 60 Hz (16.6 ms/medida), lo cual permite inspeccionar fenómenos electromecánicos, cuyos datos permiten modelar correctamente la dinámica de los sistemas de control.

Para la intervención de la central y lectura de las señales se considera idóneo el conexionado y protocolo de pruebas definido en [9]. En este protocolo, todos los equipos se conectan directamente con el sistema WAMS de CENACE, WAProtector [38], para su almacenamiento, sincronización y análisis a través de los despliegues diseñados en la interfaz gráfica realizada para las pruebas.



## 4.2 Identificación Paramétrica y Sintonización

Con los resultados de las pruebas es posible realizar la identificación paramétrica y, en caso de NO cumplir con la normativa, realizar la correcta sintonización de los sistemas de control. El método de identificación paramétrica y sintonización de este trabajo se basa en la propuesta de la referencia [36], sin embargo, es importante destacar que, en este trabajo se realizan mejoras importantes como: 1) utilizar el paquete “pymoo” que permite escoger diferentes algoritmos de optimización, y; 2) utilizar diferentes funciones objetivo (índices de rendimiento) que pueden adaptarse al cumplimiento de respuesta de escalón unitario o curva de tipo rampa unitaria.

Debido a la naturaleza compleja del sistema de potencia, el problema de optimización podría NO ser abordado de manera exitosa por varios de los algoritmos de optimización heurística, así como, el problema podría NO encontrar una respuesta óptima con diferentes funciones objetivo. En este sentido, la metodología propuesta permite abordar, tanto la evaluación de diferentes funciones objetivo, así como la utilización de diferentes métodos de optimización.

En la Fig. 6 se muestra el diagrama de flujo de la herramienta propuesta, donde se puede definir el problema resolver: 1) identificación paramétrica en base a una señal de prueba de campo o, 2) sintonización considerando una curva escalón o rampa como señal objetivo, tal como la mostrada en la Sección 2.2. (Normativa). Adicionalmente, la herramienta permite seleccionar un método de penalización para el problema de optimización (selección de función objetivo a minimizar) como, por ejemplo, los índices de desempeño ISE, ITSE, IAE o ITAE.

Para obtener la señal simulada se enlaza el software PowerFactory a través de su interfaz con Python. En Python se programa el script con los índices de desempeño y algoritmos de optimización de la librería pymoo. En el PowerFactory se realizan simulaciones en el dominio del tiempo, cuyos resultados son comparados con la referencia (prueba de campo o curva ideal). Para cada iteración del algoritmo de optimización heurístico se valoran los índices de desempeño (función objetivo) hasta alcanzar un criterio de parada, el cual puede ser un error mínimo o un número de iteraciones dado.

## 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta sección se presenta el análisis de resultados al aplicar la metodología propuesta. Para ello, se utilizan los resultados de las pruebas de campo en la unidad 8 (U8) de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair.

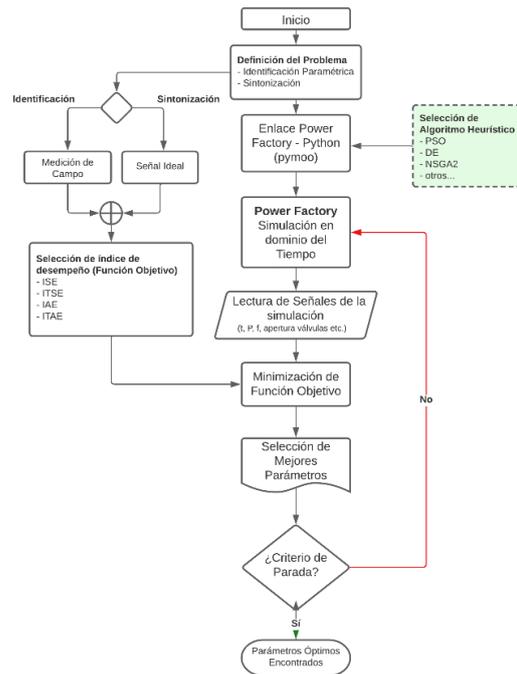


Figura 6: Diagrama de flujo de la herramienta de Identificación y Sintonización

## 5.1 Pruebas de Campo

En la Tabla 2: se presentan los parámetros del regulador de velocidad de los generadores que definen la característica de regulación. Además, se muestran las ganancias del control PID (Proporcional-Integral-Derivativo) que definen los tiempos de la respuesta de regulación y que se encuentran parametrizadas por el fabricante. Con estos parámetros se realiza el análisis de resultados, cumplimiento de normativa y validación del modelo de control.

Tabla 2: Parámetros del regulador de velocidad

Característica de Regulación				Control PID		
Banda Muerta Frec. (mHz)	Banda Muerta Potencia (kW)	Estatismo (%)	Límite $ \Delta P /Pref$ (%)	kp	Tn	Td
300	300	4	100	0.4	25	0

La banda Muerta de Potencia (DP) se encontraba parametrizada en 300 (kW); sin embargo, se parametriza en 0 (kW) debido a que no se especifica en la normativa de la sección 2.2. Por otro lado, la Banda Muerta de Frecuencia (DB) se encontraba con un valor de 300 (mHz) cuyo valor esta fuera del rango especificado en normativa (0 a 200 mHz); por esta razón, se realiza un análisis estadístico del comportamiento de la frecuencia en estado estable y estado de contingencia con la finalidad de definir la DB.

En la Fig. 7 se muestra la Función de Densidad de Probabilidad (PDF, Probability Density Function) y la



Función de Probabilidad Acumulada (CDF, Cumulative Density Function) de la frecuencia, desde el 10 de marzo de 2023 hasta el 10 de abril de 2023. Se considera que la frecuencia puede oscilar de forma normal entre 59.95 Hz y 60.05 Hz, cuyos valores corresponden a la media  $\pm$  dos veces la desviación estándar (Desigualdad de Chebyshev). Los valores fuera de este rango corresponden a eventos de frecuencia, donde el sistema Generador-Gobernador deben actuar aportando a la RPF; con este antecedente, se considera como DB el valor de 50 mHz. En la CDF se puede observar que, para el período analizado, la frecuencia tiene un 5% de probabilidad de salir de la DB por sub-frecuencia; de la misma manera, por sobre-frecuencia se tiene el 5% de probabilidad de que la frecuencia salga de la DB. En resumen, con una DB de 50 mHz se tiene 10% de

probabilidad de actuación del Gobernador para regular la frecuencia.

En la Fig. 8 se presenta la respuesta del generador U8, despachado con diferentes potencias (18 MW, 70 MW y 161 MW). En esta figura se observa: 1) en la gráfica superior, la apertura de válvulas (%) y 2) en la parte inferior, la respuesta de potencia activa (MW) ante decrementos de frecuencia de 0.09 Hz, 0.14 Hz y 0.19 Hz. Se aprecia una correcta actuación del regulador de velocidad, puesto que, ante el decremento de frecuencia, la unidad de generación aumenta su potencia de salida. Sin embargo, es importante notar que a mayores potencias de despacho y mayor aporte de RPF, se detecta una mayor sobre oscilación (Overshoot), que pueden excitar modos de oscilación de baja frecuencia.

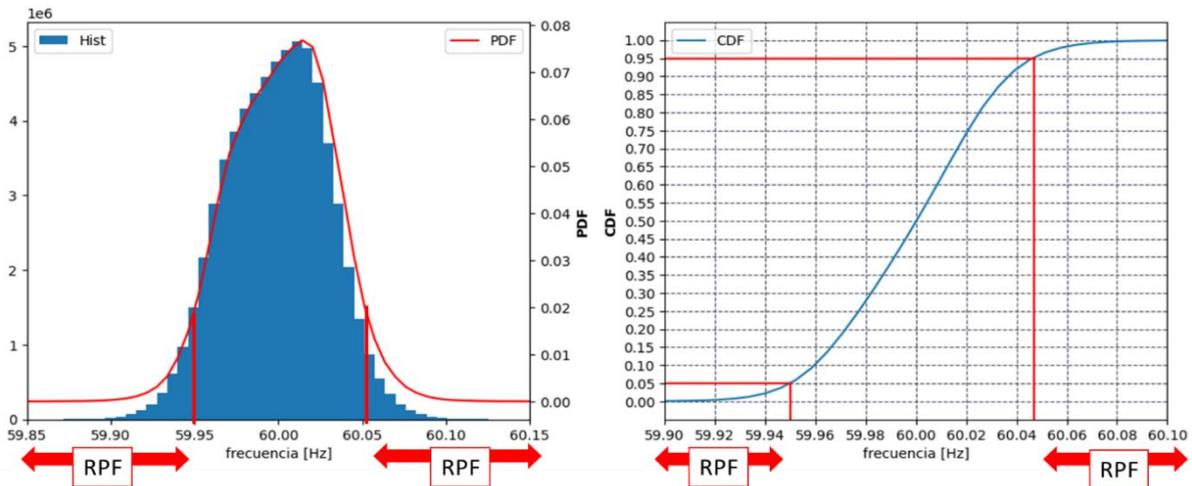


Figura 7: Estadística de la Frecuencia

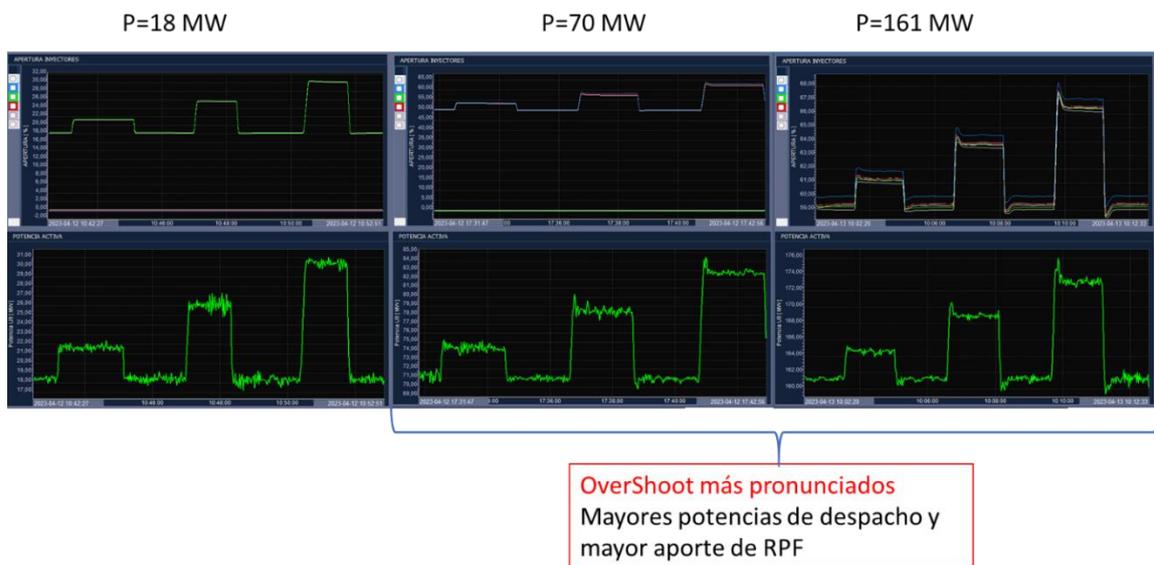


Figura 8: Pruebas al regulador de velocidad – Decremento de frecuencia

## 5.2 Identificación Paramétrica

Para la identificación paramétrica se usa un sistema de control de librería que se indica en la Fig. 9, el cual

está compuesto de un control PID, banda muerta y limitador de amplitud (límite de aporte a la RPF). El gobernador de la central CCS tiene 3 modos:



funcionamiento sin carga, con carga y red aislada. Estos tres modos de operación requieren de distintos parámetros del PID para su operación. Tomando en cuenta esto, la identificación es realizada para el modo con carga en donde el control PID tiene deshabilitada la ganancia derivativa. Al sistema de control de la Fig. 9 se le anula el bloque derivativo del PID y se procede con la identificación paramétrica de una señal de referencia, la cual es tomada de una prueba correspondiente a una  $\Delta f = -0.19$  Hz. En la Fig. 10 se muestra la máscara de la herramienta programada, donde se pueden ingresar algunos parámetros para escoger el algoritmo de optimización, el criterio de desempeño, número de iteraciones, entre otros parámetros importantes.

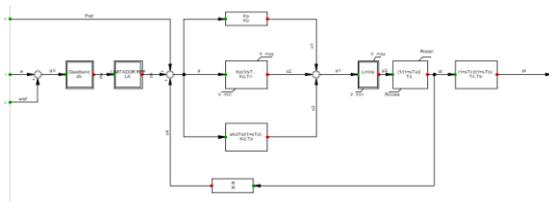


Figura 9: Diagrama del sistema de control de velocidad

Type	Name	Value	Unit	Description
1	atts	Kp, Tn		Parámetros del GOV a identificar
2	reg_max	0.1	p.u.	[p.u] máximo de regulación
3	deltaW	0.0035	p.u.	Variación de f en p.u.
4	Pmax	187	MW	Potencia activa máxima (efectiva) de la máquina
5	fn	60	Hz	Frecuencia Nominal del sistema
6	t_event	25.5, 116.5	[list]	
7	EPSILON	0.01	p.u.	Tolerancia
8	n_pop	8		Número de población
9	n_gen	20		Número de generaciones
10	Algorithm	PSO		PSO, DE, GA, NSGA2
11	Method	ISE		ITAE, ITSE, IAE, ISE
12	refSignal	C:\Users\Wilson\Docu...	*.csv	Señal de referencia

Figura 10: Herramienta de identificación paramétrica

En la Fig. 11 se compara la evolución de las soluciones de los distintos algoritmos heurísticos, donde se aprecia que a medida que transcurren las iteraciones el error entre la señal de referencia y la obtenida por simulación disminuye. Además, se observa que el algoritmo de optimización DE (Differential Evolution) presenta mejor desempeño, puesto que encuentra un mínimo local en menor número de iteraciones y en menor tiempo. Por otro lado, se puede observar que el algoritmo PSO (Particular Swarm Optimization) no llega a un valor aceptable de minimización respecto a los algoritmos DE, GA (Genetic Algorithm) y NSGA2 (Non-dominated Sorting Genetic).

En la Fig. 12 se presenta una comparación entre la señal obtenida mediante mediciones (prueba de campo) y la señal simulada con los parámetros identificados con el algoritmo Evolución Diferencial (DE). Los parámetros del sistema de control PI identificados por los diferentes algoritmos se encuentran en la Tabla 3, donde se corrobora que el menor error (minimización de la función objetivo) se encuentra en los algoritmos DE y GA.

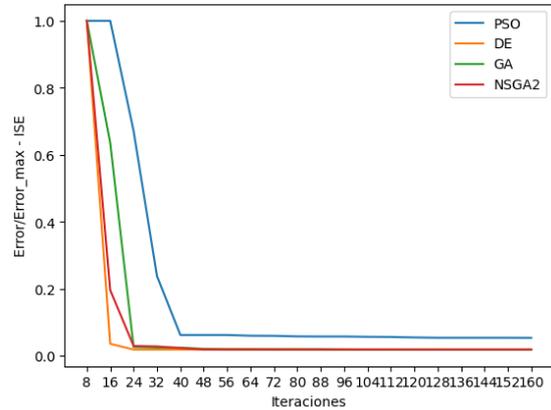


Figura 11: Disminución del error

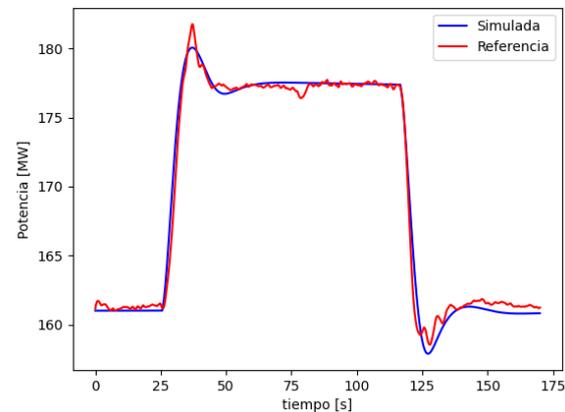


Figura 12: Comparación señal identificada (azul) y señal de prueba (rojo)

Tabla 3: Parámetros Identificados del GOV

Algoritmo	Kp	Tn	Error Acum. ISE	Error ISE (p.u.)
PSO	5.925	0.748	95.37	0.0532
DE	3.889	0.481	92.15	0.0176
GA	3.678	0.454	92.28	0.0177
NSGA2	2.357	0.289	95.25	0.0183

A continuación, se realiza el análisis del cumplimiento de la normativa y futuro código de red, presentado en la sección 2.2. Con este antecedente, en la Tabla 4 y Fig. 13 se presentan los análisis de los tiempos de retraso  $t_1$  y activación  $t_2$ . Si bien los tiempos identificados cumplen con la normativa, en la Fig. 13 se observa que existe una sobreoscilación (overshoot) que alcanza el valor de 11.14% del valor de consigna por acción de sistema de control. Este overshoot podría provocar oscilaciones de baja frecuencia (excitación de modos de control) no deseadas en el sistema, razón por la cual se propone una sintonización de los parámetros del regulador de velocidad.



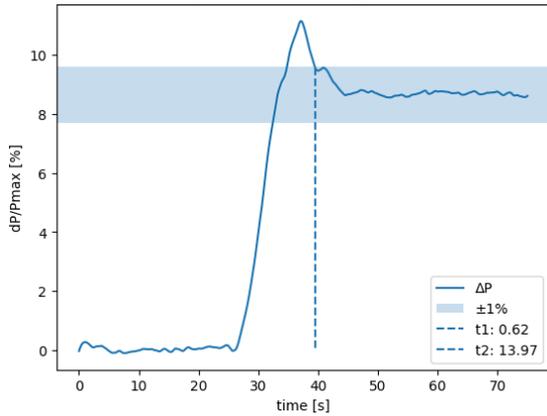


Figura 13: Identificación de los tiempos de accionamiento de RPF de la señal medida en las pruebas

Tabla 4: Tiempos de Accionamiento del regulador de velocidad

Parámetro	Valor	Normativa	Cumplimiento
Retraso Inicial $t_1$	0.62 [s]	< 2 [s]	Si
Tiempo de Activación Total $t_2$	13.97 [s]	< 30 [s]	Si

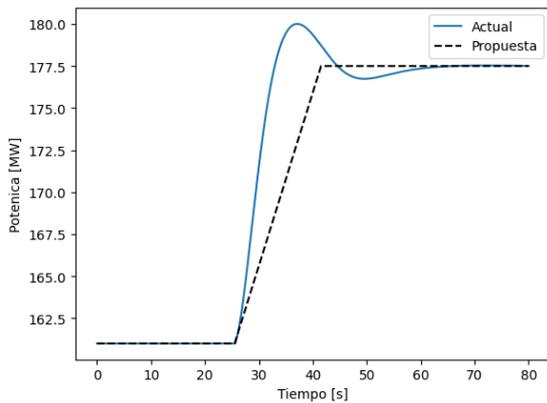


Figura 14: Respuesta actual del regulador de velocidad (azul) y respuesta ideal propuesta (negro)

### 5.3 Sintonización

En la sintonización se configura el setpoint ideal de respuesta de la RPF ( $t_2$ ) en 16 segundos, valor que se encuentra dentro de los límites sugeridos la normativa y con el cual se espera reducir el overshoot inicial. En la Fig. 14 se presenta una comparación entre la respuesta actual obtenida de la identificación paramétrica y la curva ideal propuesta, esto permitirá retrasar la respuesta del sistema de control y evitar el overshoot.

En la Fig. 15 se presentan las respuestas de sintonización del algoritmo de optimización PSO conforme se incrementan el número de iteraciones. Se observa que, a medida que transcurren las iteraciones el

indicador de rendimiento el ITAE disminuye el error, puesto que la respuesta simulada se acerca a la respuesta ideal propuesta (señal de referencia). Los parámetros encontrados en esta sintonización se presentan en la Tabla 5.

En la Fig. 16 se comparan las señales obtenidas en: medición de campo (prueba en color azul), identificación paramétrica (color rojo) y sintonización propuesta (color negro). Se observa que, la nueva propuesta alcanza el valor de consigna de forma más lenta, sin embargo, es más importante destacar que ya no presenta overshoot.

Por último, es importante destacar que, la nueva propuesta de sintonización cumple con los tiempos de retraso y activación de la RPF, cuyas respuestas y análisis se pueden observar en la Fig. 17.

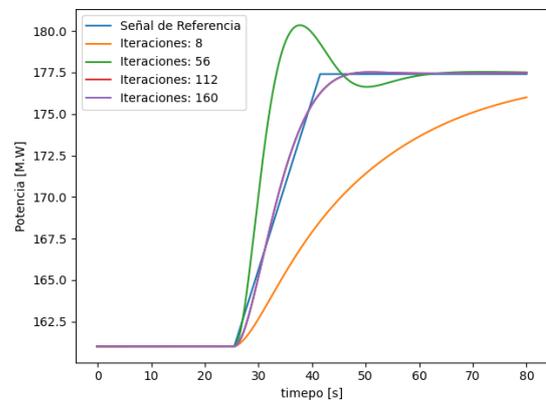


Figura 15: Respuestas del regulador de velocidad alcanzadas en algunas iteraciones del algoritmo heurístico

Tabla 5: Nuevos Parámetros del Regulador de Velocidad

Parámetro	Valor
$K_p$	0.5513107
$T_n$	0.183808

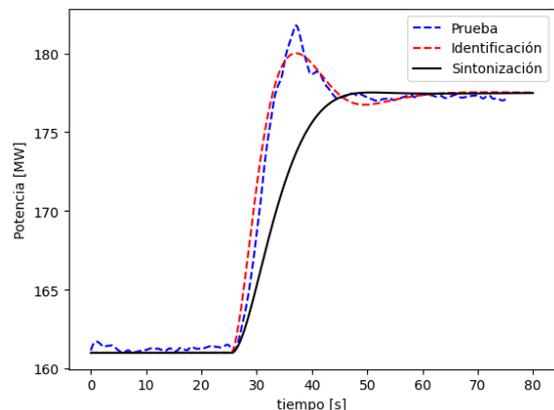


Figura 16: Comparación entre señales obtenidas: en mediciones de campo (azul), identificación paramétrica (rojo) y nuevos parámetros obtenidos de la sintonización (negro)



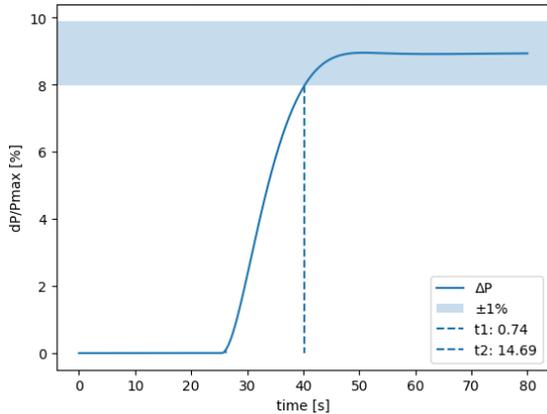


Figura 17: Identificación de tiempos de acción de la señal sintonizada

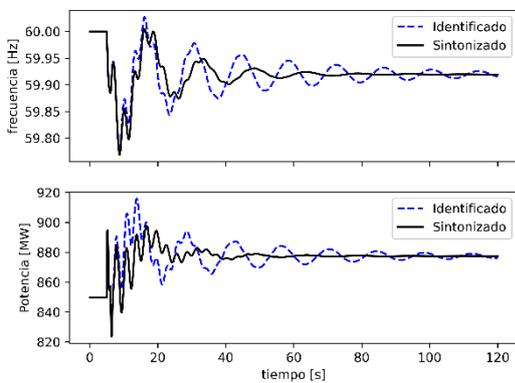


Figura 18: Respuesta del sistema ante el disparo de la central Agoyán

## 6. ANALISIS DE ROCOF Y NADIR

La propuesta de sintonización implica que la respuesta dinámica del sistema sea diferente lo que afecta la frecuencia mínima alcanzada (NADIR) al hacerla más baja y la pendiente de caída de la frecuencia (ROCOF) al hacerla más pronunciada. Para evaluar la afectación al sistema se llevaron a cabo simulaciones de contingencias n-1 con la salida de las centrales Agoyan con un despacho de 146 MW y San Francisco con 212 MW en un equivalente dinámico del SIN.

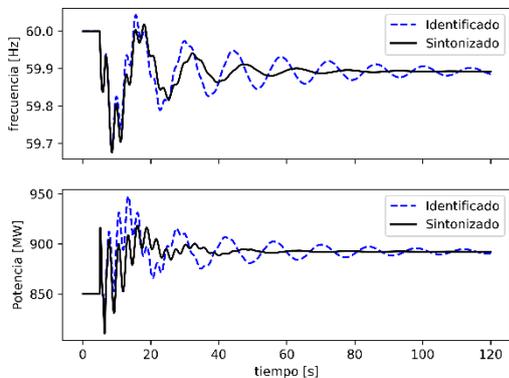


Figura 19: Respuesta del sistema ante el disparo de la central San Francisco

En la Figura 18 y Figura 19 se presentan la respuesta frecuencia del sistema y la respuesta primaria de frecuencia de la central Coca Codo Sinclair ante la salida de las centrales. En la Tabla 6 se presenta una comparativa entre los valores del ROCOF y NADIR entre los nuevos parámetros propuestos para sintonización y los identificados.

Tabla 6: Parámetros del ROCOF y NADIR

Sistema	Agoyan		S. Francisco	
	Identificado	Sintonizado	Identificado	Sintonizado
ROCOF [p.u]	0.0035	0.0035	0.00515	0.00515
NADIR [Hz]	59.777	59.768	59.687	59.676

## 7. CONCLUSIONES

Se verifica que el protocolo de pruebas propuesto en [9] es robusto y permite la verificación y actuación dinámica del regulador de velocidad, puesto que, se obtienen medidas en tiempo real de las señales de: potencia eléctrica, frecuencia y apertura de válvulas de agua, permitiendo realizar la correcta identificación paramétrica y sintonización del regulador de velocidad mediante programación en Python y enlazando la simulación dinámica con PowerFactory de DlgSILENT. A partir del protocolo de pruebas establecido y la obtención de las respuestas reales del sistema Generador-Regulador de Velocidad, se pueden identificar todas las restricciones que limitan la correcta actuación de la RPF.

Adicionalmente, es importante destacar que se desarrolla una herramienta que permite realizar, tanto la identificación paramétrica con datos de pruebas reales, así como, la sintonización de los GOVs utilizando respuestas ideales que cumplen con los requerimientos de la normativa. Comitentamente, esta herramienta permite escoger diferentes algoritmos de optimización y diferentes funciones objetivo (índices de rendimiento). Esto permite buscar la mejor respuesta del regulador cambiando funciones objetivo y utilizando diferentes algoritmos de optimización, logrando de esta manera, ampliar los espacios de búsqueda y comparar dichas respuestas.

En el análisis del ROCOF y el NADIR se puede observar que a pesar de que el ROCOF es idéntico entre los eventos con los parámetros propuesto e identificados, el NADIR es ligeramente mas bajo con los parámetros propuestos pero en una magnitud muy pequeña, así mismo se puede observar en la Figura 18 y Figura 19 que la respuesta de la frecuencia es más amortiguada por lo que se puede concluir que una pequeña disminución en el NADIR permite mejorar la respuesta dinámica de la frecuencia en el sistema.

Por último, es importante mencionar que la guía de IEEE [39] propone evaluar el rendimiento del sistema de control mediante la respuesta en frecuencia, lo cual

implica someter el sistema de control a señales senoidales de diversas frecuencias. Si bien el modelo identificado logra representar con precisión el comportamiento del sistema físico en el dominio del tiempo, no se presenta la respuesta en el dominio de la frecuencia. Para realizar un análisis en el dominio de la frecuencia se debe modelar el diagrama de bloques control a detalle y, en este caso se utiliza un modelo simplificado. No obstante, se plantea como una perspectiva para futuros trabajos, el desarrollo de un protocolo y una metodología específica para llevar a cabo esta evaluación.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ministerio de Energía y Minas, “Plan Maestro de Electricidad”. Consultado: el 11 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- [2] S. Chamba, W. Vargas, D. Echeverría, y J. Riofrio, “Regulación Primaria de Frecuencia Mediante Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano”, *Rev. Téc. Energ.*, vol. 19, núm. 1, Art. núm. 1, jul. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.506.
- [3] ARCERNNR, Regulación No. ARCERNNR 004/20 Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia. 2023, p. 42. [En línea]. Disponible en: [https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/02/Anexo-001-2023-Codificacion-Regulacion-004-20\\_revDE-signed.pdf](https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/02/Anexo-001-2023-Codificacion-Regulacion-004-20_revDE-signed.pdf)
- [4] ARCERNNR, Resolución Nro. ARCERNNR-001/2023. p. 42. [En línea]. Disponible en: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/02/Regulacion-001-23-Fe-Errotas.pdf>
- [5] NERC Operating Committee, “Reliability Guideline: Primary Frequency Control”. North American Electric Reliability Corporation, mayo de 2019. Consultado: el 11 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: [https://www.nerc.com/comm/RSTC\\_Reliability\\_Guidelines/PFC\\_Reliability\\_Guideline\\_rev20190501\\_v2\\_final.pdf](https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/PFC_Reliability_Guideline_rev20190501_v2_final.pdf)
- [6] J. P. Norton, *An Introduction to Identification*. Courier Corporation, 2009.
- [7] J. C. Cepeda, J. L. Rueda, y I. Erlich, “Identification of dynamic equivalents based on heuristic optimization for smart grid applications”, en 2012 IEEE Congress on Evolutionary Computation, jun. 2012, pp. 1–8. doi: 10.1109/CEC.2012.6256493.
- [8] T. Hosseinalizadeh, S. M. Salamati, S. A. Salamati, y G. B. Gharehpetian, “Improvement of Identification Procedure Using Hybrid Cuckoo Search Algorithm for Turbine-Governor and Excitation System”, *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 34, núm. 2, pp. 585–593, jun. 2019, doi: 10.1109/TEC.2018.2868747.
- [9] W. Vargas, S. Chamba, A. D. L. Torre, y D. Echeverría, “Protocolo de pruebas y validación de reguladores de velocidad – Aplicación práctica en la central hidroeléctrica Delsitanisagua”, *Rev. Téc. Energ.*, vol. 19, núm. 1, Art. núm. 1, jul. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.507.
- [10] E. R. Fernandez Cornejo, R. C. Diaz, y W. I. Alama, “PID Tuning based on Classical and Meta-heuristic Algorithms: A Performance Comparison”, en 2020 IEEE Engineering International Research Conference (EIRCON), oct. 2020, pp. 1–4. doi: 10.1109/EIRCON51178.2020.9253750.
- [11] B. Nagaraj y V. Ponnusamy, “Tuning of a PID Controller using Soft Computing Methodologies Applied to Moisture Control in Paper Machine”, *Intell. Autom. Soft Comput.*, vol. 18, pp. 399–411, ene. 2012, doi: 10.1080/10798587.2012.10643251.
- [12] M. King, *Process Control: A Practical Approach*. John Wiley & Sons, 2016.
- [13] R. M. B. Macías, S. E. B. Asqui, J.-A. Romero-Pérez, y O. Miguel-Escrig, “Sintonización de Controladores PID para Control de Velocidad de Motores de Corriente Continua mediante Algoritmos Genéticos”, *Rev. Perspect.*, vol. 1, núm. 2, Art. núm. 2, jul. 2019, doi: 10.47187/perspectivas.vol1iss2.pp31-37.2019.
- [14] P. X. Verdugo, A. B. De La Torre, J. C. Cepeda, y K. A. Paucar, “Testbed for PSS tuning using synchrophasor measurements and a real-time digital simulator”, en 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), sep. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126744.
- [15] Z. Xu, “Tuning method for governor control parameters of hydropower generator in isolated grid considering primary frequency performance and small-signal stability”, *Glob. Energy Interconnect.*, vol. 1, núm. 5, pp. 568–575, dic. 2018, doi: 10.14171/j.2096-5117.gei.2018.05.006.
- [16] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill Education, 1994.
- [17] NERC, “Balancing and frequency control: A technical document prepared by the nerc resource subcommittee Tech. rep.” NERC Resources Subcommittee, 2011.
- [18] Vineet , Singh y Chauhan, “AN OVERVIEW OF HYDRO-ELECTRIC POWER PLANT”, *ISST J. Mech. Eng.*, pp. 59–62, jun. 2015.



- [19] W. Almeida, J. Cepeda, y V. Flores, “Modelación Estática y Dinámica del AGC en PowerFactory Integrado a la Base de Datos del Sistema Eléctrico Ecuatoriano”, *Rev. Téc. Energ.*, vol. 12, núm. 1, Art. núm. 1, ene. 2016, doi: 10.37116/revistaenergia.v12.n1.2016.39.
- [20] M. Ullauri, J. Cepeda, y H. Arcos, “Modelación y Validación de Sistemas de Control de Unidades de Generación del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano”, *Rev. Téc. Energ.*, vol. 11, núm. 1, Art. núm. 1, ene. 2015, doi: 10.37116/revistaenergia.v11.n1.2015.71.
- [21] E. R. Herrera Guerra, J. L. García Sosa, R. Gustabello Cogle, E. R. Herrera Guerra, J. L. García Sosa, y R. Gustabello Cogle, “Implementación de algoritmos de control en la Unidad # 1 de la Central Hidroeléctrica Hanabanilla para la regulación de frecuencia del Sistema Electro-energético Nacional”, *Ing. Electrónica Automática Comun.*, vol. 39, núm. 3, pp. 31–44, dic. 2018.
- [22] European Comission, “COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 establishing a network code on requirements for grid connection of generators”. European Comission, 2016. [En línea]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>
- [23] K. Y. Lee y M. A. El-Sharkawi, *Modern Heuristic Optimization Techniques: Theory and Applications to Power Systems*. John Wiley & Sons, 2008.
- [24] P. PONCE, *INTELIGENCIA ARTIFICIAL - Con Aplicaciones a la Ingeniería*, 1a ed. Mexico: Alfaomega, 2010.
- [25] K. Y. Lee y Z. A. Vale, *Applications of Modern Heuristic Optimization Methods in Power and Energy Systems*. John Wiley & Sons, 2020.
- [26] J. Blank y K. Deb, “Pymoo: Multi-Objective Optimization in Python”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 89497–89509, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2990567.
- [27] M. R. C. Reis et al., “Heuristic and deterministic strategies applied on a PID controller tuning for speed control of a DC motor”, en 2013 13th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), nov. 2013, pp. 223–228. doi: 10.1109/EEEIC-2.2013.6737912.
- [28] S. Pareek, M. Kishnani, y R. Gupta, “Optimal tuning Of PID controller using Meta heuristic algorithms”, en 2014 International Conference on Advances in Engineering & Technology Research (ICAETR - 2014), ago. 2014, pp. 1–5. doi: 10.1109/ICAETR.2014.7012816.
- [29] F. Martins, “Tuning PID controllers using the ITAE Criterion”, doi: 0949-149X/91.
- [30] Z. Cheng y X. Hong, “PID Controller Parameters Optimization Based on Artificial Fish Swarm Algorithm”, en 2012 Fifth International Conference on Intelligent Computation Technology and Automation, ene. 2012, pp. 265–268. doi: 10.1109/ICICTA.2012.73.
- [31] H. Li, Y. Luo, y Y. Chen, “A Fractional Order Proportional and Derivative (FOPD) Motion Controller: Tuning Rule and Experiments”, *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol. 18, núm. 2, pp. 516–520, mar. 2010, doi: 10.1109/TCST.2009.2019120.
- [32] B. Mohandes, Y. L. Abdelmagid, y I. Boiko, “Development of PSS tuning rules using multi-objective optimization”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 100, pp. 449–462, sep. 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.01.041.
- [33] S. M. Shinnars, *Modern Control System Theory and Design*. John Wiley & Sons, 1998.
- [34] R. C. Dorf y R. H. Bishop, *Modern Control Systems*. Pearson, 2017.
- [35] W. Levine, *The control Handbook (Volume I)*, IEEE Press., vol. 1, 2 vols. IEEE Press, 1999.
- [36] W. Vargas y P. Verdugo, “Validación e Identificación de Modelos de Centrales de Generación Empleando Registros de Perturbaciones de Unidades de Medición Fasorial, Aplicación Práctica Central Paute - Molino”, *Rev. Téc. Energ.*, vol. 16, núm. 2, Art. núm. 2, ene. 2020, doi: 10.37116/revistaenergia.v16.n2.2020.352.
- [37] CIGRE Task Force, “Analysis and Control of Power System Oscillations”. Study Committee 38, 1996.
- [38] “WAProtector: Power System Wide Area Monitoring”. ELPROS. [En línea]. Disponible en: <http://www.elpros.si/>
- [39] “IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems”, *IEEE Std 4212-2014 Revis. IEEE Std 4212-1990*, pp. 1–63, jun. 2014, doi: 10.1109/IEEESTD.2014.6845300.



**Wilson Brito.**- Nació en Quito, Ecuador en 1995. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en el 2022. Actualmente, está realizando sus estudios de maestría en ingeniería eléctrica en la Universidad Católica del Ecuador.



**Marlon Santiago Chamba.**- Nació en Loja, Ecuador en 1982. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en el 2007. En el año 2016, obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de investigación son: Mercados de Energía, Confiabilidad, Análisis de la seguridad y vulnerabilidad.



**Aharon Bhawan De La Torre.**- Recibió el título de Ingeniero Eléctrico, en 2013. Entre 2012 y 2013 colaboró en CENACE, en la implementación del Sistema de Monitoreo de Área Extendida - WAMS del S.N.I., entre 2013 y 2015 colaboró en el desarrollo y actualización de los procedimientos para la inclusión de la información del sistema WAMS en los procesos postoperativos. Actualmente colabora en la Subgerencia de Investigación y Desarrollo del CENACE y sus áreas de interés incluyen los sistemas WAMS, la Simulación Digital en Tiempo Real y las Smart Grids.



**Diego Echeverría.**- Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional de Quito, en 2006. En el año 2021, obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Actualmente trabaja en el Operador Nacional de Electricidad CENACE de Ecuador como Subgerente Nacional de Investigación & Desarrollo. Sus áreas de interés son: Estabilidad de Sistemas de Potencia en Tiempo Real, Sistemas de medición sincrofasoriales PMU's y Control de Emergencia de Sistemas de Potencia.



**David Panchi Vergara.** - Nació en Quito, en 1992. Obtuvo su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en el año 2017, Magister en Electricidad mención redes eléctricas inteligentes de la Escuela Politécnica Nacional. Actualmente se desempeña como Especialista de Ingeniería de la Producción en CELEC EP Unidad de Negocio Coca Codo Sinclair. Sus áreas de interés son: Sistemas Eléctricos de Potencia, Simulación digital en Tiempo Real y Estabilidad de Pequeña Señal.