

Testing Framework and Validation for Speed Governing Systems – Practical Application at Delsitanisagua Hydropower Plant

Protocolo de pruebas y validación de reguladores de velocidad – Aplicación práctica en la central hidroeléctrica Delsitanisagua

 W. Vargas¹

 M. S. Chamba¹

 A. De La Torre²

 D. Echeverría²

¹CELEC EP Unidad de negocio Coca Codo Sinclair
E-mail: marlon.chamba@celec.gob.ec; walter.vargas@celec.gob.ec

²Operador Nacional de Electricidad, CENACE
E-mail: decheverria@cenace.gob.ec; adltorre@cenace.gob.ec

Abstract

Through control systems and spinning reserve, frequency regulation wants to respond adequately against the instantaneous generation-load imbalances, so that the arisen frequency variations would be properly corrected. Therefore, the capability to regulate the frequency and maintain it within certain limits provides greater security and control over the system operation. Under this context, the development of methodologies that allow a fast and accurate response from the power-frequency control equipment are necessities. Specifically, from speed governing systems, also known as governors, and which are key players during the Primary Frequency Regulation (RPF).

In this field, the "Subgerencia Nacional de Desarrollo" (SID) of the Ecuadorian system operator (CENACE) is proposing a comprehensive testing framework and tuning methodology for speed governing systems, which were applied with great success at Delsitanisagua hydropower plant. The main achieved results, conclusions, and recommendations are presented in this article.

Index terms— Governor tuning, generator speed controller, frequency regulation

Resumen

La regulación de frecuencia, a través de mecanismos de control y reservas de generación disponible, busca responder en forma adecuada a las exigencias del sistema eléctrico y corregir así, las variaciones de frecuencias que surgen como producto del desbalance generación y carga. Por lo tanto, la capacidad de regular la frecuencia y mantenerla dentro de ciertos límites otorga mayor seguridad y control sobre la operación del sistema. Bajo este contexto, es necesario el desarrollo de metodologías que permitan la respuesta rápida y precisa de los equipos de control potencia - frecuencia; concretamente de los reguladores de velocidad, también conocidos como gobernadores, que son indispensables en la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

Dentro de este campo, la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo (SID) de CENACE propone un protocolo de pruebas y una metodología de sintonización de reguladores de velocidad, mismos que fueron aplicados con gran éxito en la central hidroeléctrica Delsitanisagua. En este artículo se presentan los principales resultados alcanzados, conclusiones y recomendaciones.

Palabras clave— Sintonización reguladores de velocidad, regulación de frecuencia.

Recibido: 16-03-2022, Aprobado tras revisión: 08-07-2022

Forma sugerida de citación: Vargas, W.; Chamba, M.; De La Torre, A.; Echeverría, D. (2022), "Protocolo de pruebas y validación de reguladores de velocidad – Aplicación práctica en la central hidroeléctrica Delsitanisagua". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue I, Pp. 22-33

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.507>

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

La regulación de frecuencia busca, a través de mecanismos de control y reservas de generación disponibles, responder en forma adecuada a las exigencias del sistema eléctrico y corregir así, las variaciones de frecuencias que surgen como producto del desbalance de generación y carga. Por lo tanto, la capacidad de regular la frecuencia y mantenerla dentro de ciertos límites otorga mayor seguridad, rigidez y control sobre la operación del sistema. Bajo este contexto, es necesario el desarrollo de metodologías que incluyan un adecuado protocolo de pruebas para verificar la respuesta rápida y precisa de los equipos de control potencia - frecuencia, tales como los reguladores de velocidad, también conocidos como gobernadores [1].

Los gobernadores permiten una regulación automática de la producción de los generadores (potencia mecánica) para equilibrar los requerimientos variables del consumo (potencia eléctrica). A esta regulación se la denomina Regulación Primaria de la Frecuencia (RPF). Para que esta regulación sea efectiva, los generadores que regulan deben ser despachadas por debajo de su carga máxima y así disponer de un margen de potencia con respecto a su potencia máxima denominada Reserva Rotante [2].

Adicionalmente, las unidades de generación deben disponer de gobernadores bien sintonizados y modelados, tal que su respuesta permita una regulación adecuada de la frecuencia, cumpliendo con los requerimientos internacionales y códigos de red nacionales; así como un modelo matemático validado con el objetivo de realizar estudios de planificación y operación que representen el comportamiento real del generador y su regulador de velocidad

En este sentido, en [3] se ha desarrollado un procedimiento de pruebas para obtener modelos de gobernadores precisos de centrales de generación hidroeléctricas de Nueva York. El objetivo es mejorar la precisión de las simulaciones dinámicas del sistema eléctrico. En [4] se presenta las pruebas y modelado de controles de generadores en el sistema hidroeléctrico de Ontario considerando un análisis completo de las normas NERC. Además, en [5] se describen las pruebas y la puesta en marcha de los gobernadores de turbinas de gas para rendimiento en modo isla, basados en el cumplimiento de la NERC y la WSCC. Por último, en [6] se presentan dos ejemplos de pruebas y modelado de reguladores de turbinas de gas, adicionalmente, se validan los modelos donde los resultados simulados compaginan con los datos medidos.

Estas pruebas se han realizado en unidades analógico-electrónicas antiguas y en unidades digital-electrónicas nuevas. Las metodologías para realizar las pruebas de los gobernadores dependen del progreso de la tecnología, tanto de los reguladores de velocidad

como de los equipos de medición y registro. Sobre esta base, la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo (SID) del Operador Nacional de Electricidad CENACE desarrolló un novedoso protocolo de pruebas y metodología para validación y sintonización de reguladores de velocidad, basado en la nueva tecnología de adquisición de datos WAMS de CENACE. Este protocolo de pruebas y metodología fue aplicado con gran éxito en la central hidroeléctrica Delsitanisagua, donde se considera el cumplimiento de normativa de códigos de red internacionales. Adicionalmente, se presenta la identificación paramétrica del modelo del regulador de velocidad en PowerFactory de DIgSILENT.

A continuación, en el segundo acápite se presenta la importancia y clasificación de la regulación de frecuencia. En el tercer acápite se presenta la metodología de análisis de pruebas e identificación paramétrica. En el cuarto capítulo se detalla el protocolo de pruebas y conexión de equipos. Posteriormente, en el quinto acápite se discuten los principales resultados y se analiza el cumplimiento de la normativa; para luego en sexto capítulo realizar la identificación paramétrica del sistema de control. Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones.

2. REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Uno de los elementos clave para garantizar un funcionamiento seguro y estable de los sistemas eléctricos de potencia es el equilibrio entre la generación y la demanda. La mayor consecuencia en un sistema de potencia ante un “exceso/déficit” de generación es el efecto en la frecuencia del sistema. Por esta razón, el problema relaciona el control frecuencia-potencia, el cual debe conseguir que:

- Se mantenga el equilibrio entre generación y demanda.
- Se mantenga la frecuencia de referencia en el sistema.
- Se cumplan los compromisos de intercambio de energía con las áreas vecinas.
- Se mantenga la suficiente potencia/energía de reserva.

Para cumplir estos objetivos, como se muestra en la Figura 1, el control frecuencia-potencia se organiza en tres niveles: primario, secundario y terciario. Cada uno de los niveles opera en un margen de tiempo e involucra un conjunto de variables.

El control primario es el más rápido, operando en un margen de tiempo de hasta 30 segundos. El propósito es limitar la desviación de la frecuencia tras una contingencia [7], recuperando el balance entre carga y generación del sistema, ubicándolo en un nuevo punto de operación en estado estable.



La respuesta primaria proviene de la inercia de los generadores, el amortiguamiento de las cargas (motores), los reguladores de velocidad (Gobernadores), y otros dispositivos que proveen respuesta inmediata como un BESS (Battery Energy Storage Systems). En los instantes iniciales, tras producirse un desbalance de potencia, 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 y por dispositivos de respuesta rápida como el BESS [8].

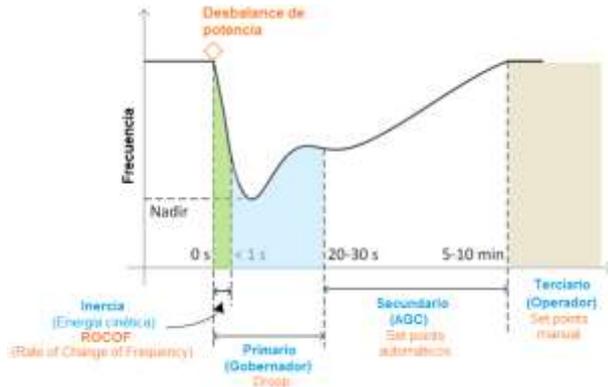


Figura 1: Regulación de Frecuencia [8]

El control secundario opera en un margen de tiempo de entre 30 segundos y 10 minutos. Actúa en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las áreas vecinas.

El control terciario opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía.

3. PROPUESTA METODOLÓGICA

En la Figura 2 se presenta el diagrama de flujo con la metodología de pruebas e identificación paramétrica de sistemas de control.

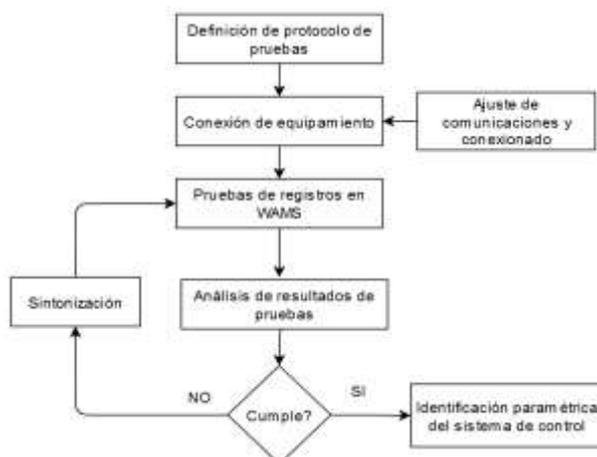


Figura 2: Metodología de pruebas e identificación paramétrica de sistemas de control

En primera instancia, en la metodología se define un protocolo de pruebas y conexión de equipos considerando los materiales y equipamiento disponible por personal de la central y del CENACE. Adicionalmente, se verifican permisos de control, parametrización inicial y pruebas de registros del sistema WAMS con la finalidad de identificar restricciones en el registro adecuado de las pruebas y ajustar los sistemas de comunicación y conexión.

Posteriormente, se realizan las pruebas para la verificación de la capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de la frecuencia. En este sentido en la Figura 3 se presenta la característica de Regulación Potencia-Frecuencia (RPF), donde se observa las principales particularidades que la caracterizan.

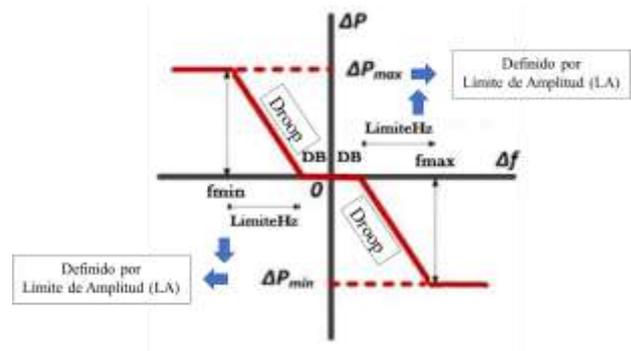


Figura 3: Característica Regulación Potencia – Frecuencia (RPF)

El estatismo (droop en inglés) es la característica técnica de una planta y/o unidad de generación que determina la variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de potencia de respuesta. La Banda Muerta (Dead Band, DB) es el rango de frecuencia del sistema dentro del cual las unidades de generación no varían automáticamente su potencia. Adicionalmente, se observa el Límite de Amplitud que se caracteriza por limitar el incremento o decremento de entrega de potencia del regulador de velocidad, dado un evento de frecuencia[9]. Es importante destacar que, el Límite de Amplitud define los límites máximos y mínimos de frecuencia entre los cuales el regulador de velocidad aportará a la RPF

Para el análisis de resultados se considera el cumplimiento de la normativa internacional citados en la mayoría de los códigos internacionales [9], [10] y [11], resumido a continuación:

- Estatismo:** ajustable en el rango de 3 a 8%; en este caso se ha parametrizado en 4%.
- DB:** considera un rango de 0-200 mHz y, para estos ensayos se ajustada en 30 mHz.
- $|\Delta P1/P_{max} = (\Delta P_{max})$:** intervalo de respuesta a la frecuencia, donde $\Delta P1$ es la respuesta en potencia activa esperada ante un desvío de frecuencia Δf (ver Figura 4). En este caso, se considera que el intervalo puede oscilar entre 1% y 10%.



Δf : desvío de la frecuencia f respecto de 60 Hz ($\Delta f = f - 60$).

ΔP : respuesta en potencia activa esperada ante una Δf calculada a través de la siguiente ecuación:

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

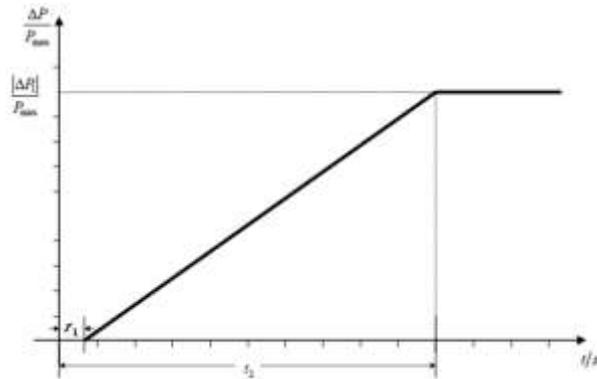


Figura 4: Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de frecuencia [11]

Retraso inicial (t_1): 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 ΔP ensayo. En este caso se considera que el valor de t_1 debe ser menor a 2 seg.

Tiempo de activación total (t_2): tiempo de activación de la respuesta de regulación un cambio de frecuencia Δf del cual se espere una respuesta igual a $|\Delta P_1|/P_{max}$ (incluyendo el retraso inicial t_1). A efectos de la determinación del t_2 se considerará el tiempo correspondiente al último valor de P que entra dentro de la banda $\pm 1\%$ de P_{max} alrededor de $|\Delta P_1|/P_{max}$. Se considera que el valor de t_2 debe ser menor a 30 seg.

Por último, en base al análisis de resultados de las pruebas y las restricciones identificadas que limitan la correcta actuación del regulador de velocidad se realiza, de ser necesario la adecuada sintonización. Caso contrario se procede a la identificación paramétrica del regulador de velocidad empleando la herramienta y metodología diseñada en [12], [13] y [14].

Esta herramienta y metodología considera las recomendaciones dadas por la Corporación de la Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC, por sus siglas en inglés) en el documento “Reliability Guideline Power Plant Dynamic Model Verification Using PMUs” [15]. La herramienta se basa en un método de optimización que minimiza el error cuadrático medio (MSE, por sus siglas en inglés) entre las señales de pruebas de campo y las respuestas obtenidas en simulación [14].

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DELSITANISAGUA.

En la Figura 5 se presenta la frecuencia del S.N.I. y la potencia activa de una unidad de la central Delsitanisagua, ante un evento suscitado en el sistema eléctrico colombiano y registrado por el sistema WAMS de CENACE. El evento de frecuencia corresponde a la salida de operación de la central Termo Yopal con un despacho estimado de 80 MW. Este evento provoca un desbalance de generación-carga ocasionando un decremento de la frecuencia hasta 59.75 Hz (NADIR), y luego se estabiliza en aproximadamente 59.90 Hz.

Es importante resaltar que ante este evento las unidades de generación Delsitanisagua no aportan a la RPF. Se observa que, ante el decremento de la frecuencia, la unidad no incrementa su potencia activa mediante la variación de su potencia mecánica (apertura de inyectores) por actuación de su regulador de velocidad; no obstante, se aprecia el aporte de la respuesta inercial de la unidad. En este sentido, se desprende la necesidad de desarrollar, y aplicar en campo, una metodología de pruebas, parametrización y sintonización de los reguladores de velocidad.



Figura 5: Respuesta de Frecuencia de una unidad de la Central Delsitanisagua previo a la intervención del regulador de velocidad

Con estos antecedentes, se plantea un plan piloto para aplicar la metodología desarrollada por la SID en la Central Hidroeléctrica Delsitanisagua de 180 MW de potencia, la cual se encuentra ubicada en la provincia de Zamora Chinchipe, cantón Zamora. Esta central cuenta con tres turbinas tipo Pelton de 60 MW, las cuales aprovechan el potencial del río Zamora, con un caudal medio anual de 47,3 m³/s aprovechables para su generación [16].

4.1. Protocolo de Pruebas y Conexión de Equipos

En la Figura 6 se presenta la conexión de equipos para realizar las pruebas del regulador de velocidad de la unidad 2 de la central Delsitanisagua, que involucra: 1) Señal de frecuencia inyectada mediante el equipo de pruebas OMICRON CMC 256 plus [17] y 2) el registro

de la señal analógica medida (apertura de válvulas) por medio de un controlador de automatización en tiempo real RTAC SEL-2240 configurado como PMU RTAC móvil [18]. Adicionalmente, esta PMU permite el registro de la señal inyectada por el OMICRON CMC 256 plus.

El objetivo principal es observar el comportamiento del sistema “Generador-Regulador de Velocidad” respecto a variaciones controladas de frecuencia. Para ello, se inyecta una señal de voltaje con frecuencia variable directamente en el módulo del regulador, reemplazando la señal de frecuencia del sistema

proveniente del transformador de potencial conectado al voltaje terminal de la unidad. La estimación de los sincrofasores de voltaje y corriente, así como el cálculo de potencia activa de la unidad de generación son registrados con la PMU existente en la unidad 2 de la marca Arbiter Modelo 1133A Power Sentinel. Todos estos equipos se conectan directamente con el sistema WAMS de CENACE, WAProtector [19], para su almacenamiento, sincronización y análisis a través de los despliegues diseñados en la interfaz gráfica realizada para las pruebas.

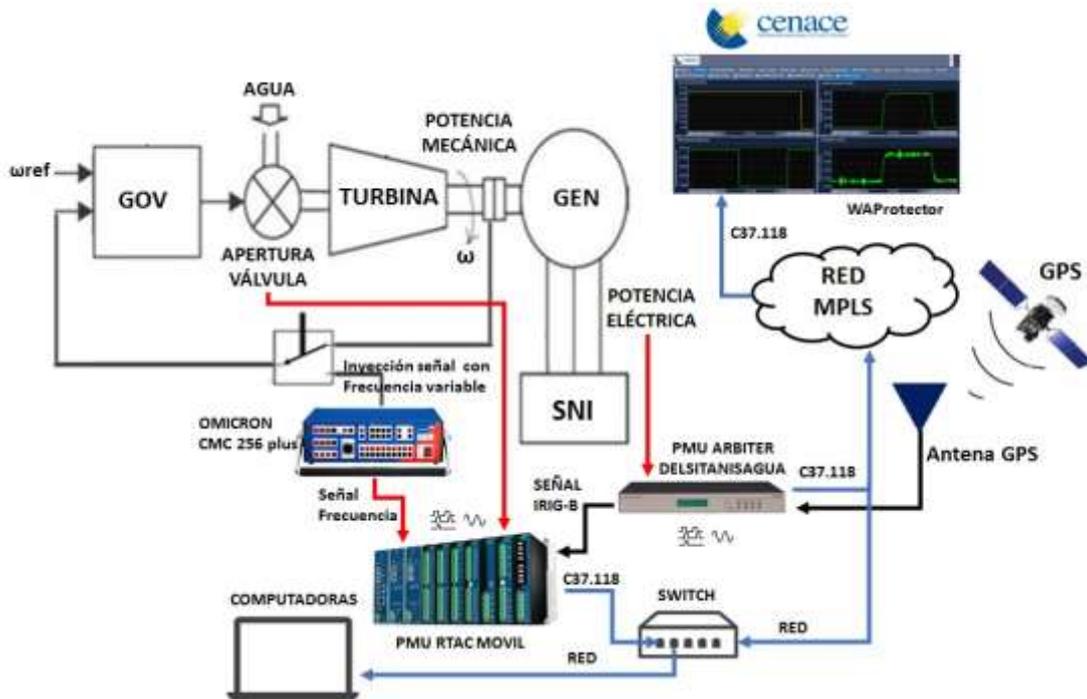


Figura 6: Conexión de equipos

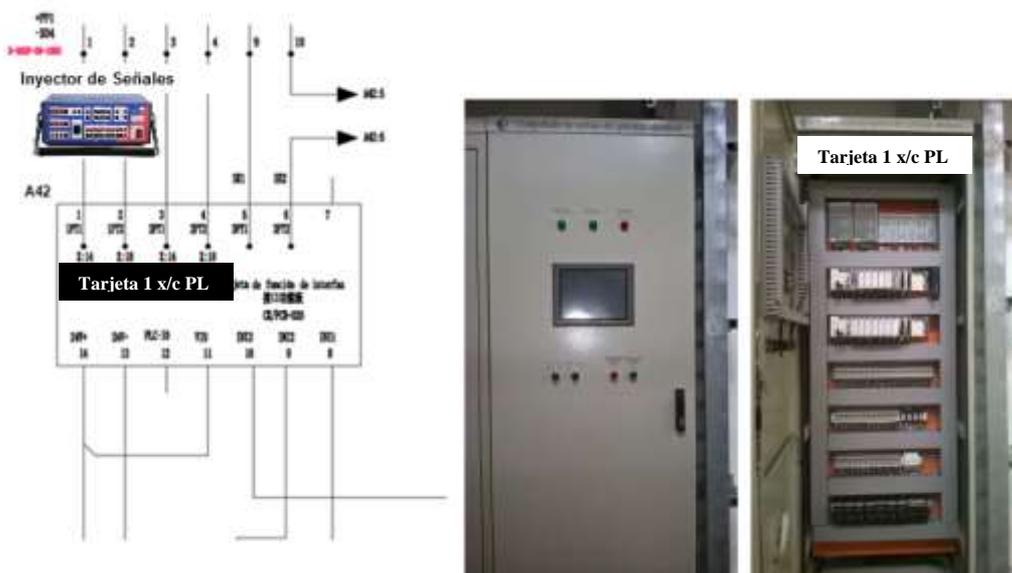


Figura 7: Conexión de la Maleta de Inyección de señales a PLC del Regulador de Velocidad

En la Figura 7 se presenta el esquema de conexión de la maleta de inyección de señales, OMICRON CMC 256 plus, a la tarjeta 1 x/c PLC del regulador de velocidad de la unidad de generación. En este proceso de conexión de equipos se debe realizar:

- La verificación de la disponibilidad de señales de sincronización y de acceso a la red de PMUs de CENACE. En este punto, es importante la disponibilidad de una salida configurable IRIG-B y un punto de acceso a la red MPLS de PMUs.
- La instalación y configuración de un switch auxiliar para acceso de equipos, inyector y computadores a la red de PMUs y del sistema WAMS (WAProtector) de CENACE.
- La instalación, conexión, sincronización y programación del equipo PMU RTAC (móvil) destinado a la adquisición de la frecuencia y la entrada analógica de apertura de inyectores.
- La instalación y conexión del equipo de pruebas OMICRON CMC 256 plus, destinado a la inyección de la señal para la variación de frecuencia en el regulador de velocidad.
- La configuración de pruebas en software de gestión del equipo inyector OMICRON CMC 256 plus.
- La configuración de la PMU RTAC en el sistema WAProtector de CENACE.

4.2. Pruebas y Resultados

En la Tabla 1 se presentan los parámetros del regulador de velocidad de los generadores que definen la característica de regulación y fueron ingresados en sitio; y, 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. Estos parámetros junto con la programación del PLC permitieron obtener resultados coherentes de la actuación del regulador de velocidad y, con base a éstos se realiza el análisis de resultados, cumplimiento de normativa y validación del modelo de control.

Tabla 1: Parámetros del regulador de velocidad

Característica de Regulación			Control PID		
Banda Muerta (Hz)	Estatismo (%)	Límite de Amplitud (%)	kp	Ki	Kd
0.03	4	48	8	8	0

4.2.1. Pruebas de Campo

Las pruebas fueron realizadas en una unidad de generación, la cual permitía el conexión fiable de los materiales y equipos. Considerando diferentes despachos se realizaron variaciones de frecuencia para registrar la respuesta de la potencia activa.

En la Figura 8 se presenta la respuesta de la unidad 2, despachada con aproximadamente 30 MW, ante un incremento de frecuencia de 0.27 Hz. Se pueden observar las variables registradas por el sistema WAMS como voltaje (V) y frecuencia (Hz) de inyección, apertura de inyectores (válvulas) (%) y potencia activa eléctrica (MW). La señal de inyección se compone de una magnitud de voltaje con una frecuencia, la cual se modifica para provocar las variaciones.

Con el incremento de frecuencia de 0.27 Hz se observa una correcta actuación del regulador, puesto que disminuye la potencia de salida de 30.73 MW a 24.62 MW, cuyo estatismo equivale a 3.93% (valor muy cercano al valor parametrizado de 4%).

Por otro lado, en la Figura 9 se presenta la prueba con un decremento de frecuencia de 0.27 Hz, donde se observa una correcta actuación del regulador de velocidad, puesto que, ante el decremento de frecuencia, la unidad de generación aumenta su potencia de salida desde 30.71 MW hasta 35.87 MW, cuyo valor corresponde a un estatismo de 4.65%.

En la Tabla 2 se presenta los resultados de las pruebas con despacho aproximado de 30 MW, correspondiente a una operación con 4 válvulas, donde se observa que el estatismo se encuentra alrededor del 4% a 4.6%. Los ensayos No. 5 y No. 10 corresponden a pruebas fuera del rango mínimo y máximo de frecuencia (dado por el Límite de Amplitud), en estos casos, el aporte a la RPF no se incrementa (valor saturado).

Es importante destacar que, la respuesta de las válvulas (apertura y cierre) es uniforme ante una misma variación de frecuencia, por ejemplo, el ensayo No. 4, correspondiente a incremento de 0.27 Hz, cuenta con una apertura de válvulas de 11.34%; el mismo caso sucede en el ensayo No. 9 correspondiente a un decremento de 0.27 Hz de frecuencia, donde las válvulas se cierran en 11.33%.

En base a esto se calculó el porcentaje de variación de frecuencia en función de la apertura/cierre de válvulas, considerando que la apertura máxima de las válvulas es del 87% (valor indicado por el fabricante); en este caso, la relación variación de frecuencia versus variación de apertura de válvulas corresponde a valores de 4% (estatismo parametrizado en el regulador).

Sin embargo, la respuesta de estatismo calculado en base a la variación de Potencia no es uniforme, por ejemplo, como se puede observar en la columna Estatismo ensayo (%), para variaciones de frecuencia por encima de la frecuencia nominal, el estatismo corresponde a aproximadamente 4%; mientras que para variaciones de frecuencia por debajo de la nominal el valor de estatismo corresponde a aproximadamente 4.6%.



En la tabla 3. se presenta los resultados de las pruebas con despacho de 50 MW, correspondiente a una operación con 6 válvulas. En este caso se observa que el estatismo se encuentra entre 3% y 3.5%; sin embargo, la

relación de variación a frecuencias versus la apertura/cierre de válvulas corresponde a un valor de 4% (estatismo parametrizado en el regulador).

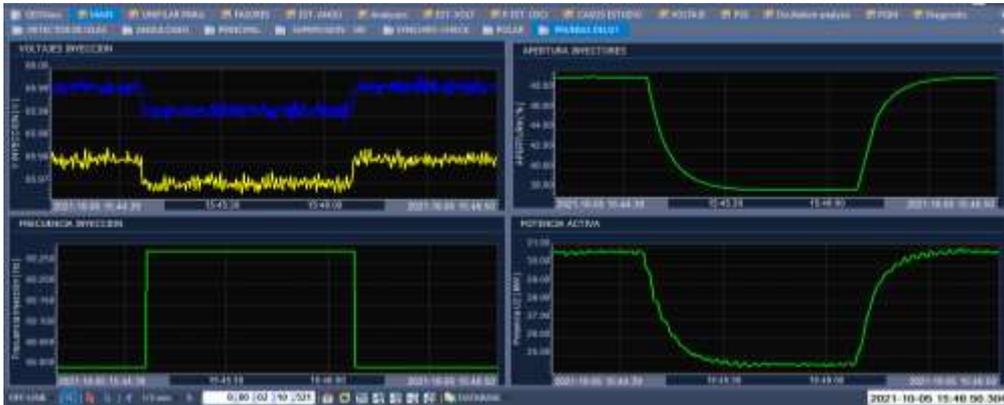


Figura 8: Pruebas al regulador de velocidad - Incremento de frecuencia

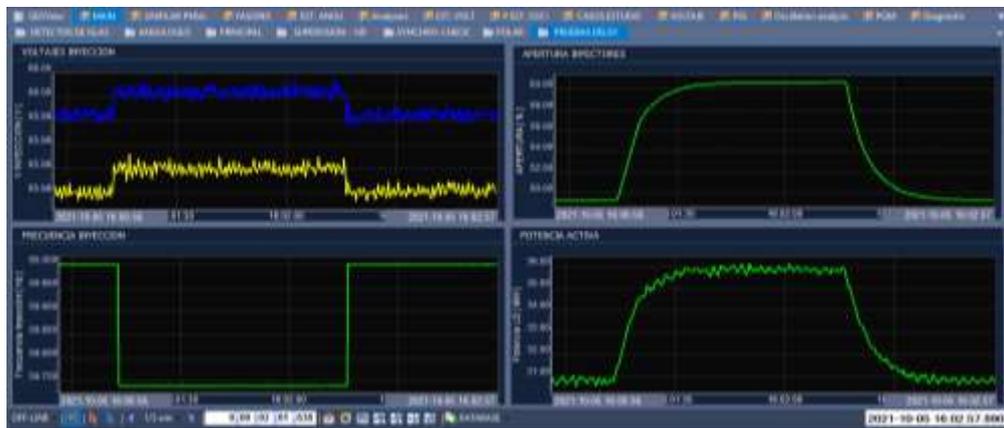


Figura 9: Pruebas al regulador de velocidad - Decremento de frecuencia

Tabla 2: Ensayos con despacho de 30 MW (4 válvulas)

No. Ensayo	Ff (Hz)	Δf (Hz)	Pf (MW)	ΔP (MW)	ΔP (% Pn)	Δf ensayo (% fn)	PO ensayo (MW)	Pf ensayo (MW)	ΔP ensayo (%Pmax)	AVO ensayo (%)	AVf ensayo (%)	ΔAv ensayo (%)	$\Delta f/\Delta Av$ (%)	Estatismo ensayo (%)
1	60.09	0.09	28.50	1.50	2.50	0.10	30.77	29.30	2.45	49.32	46.48	2.84	4.05	4.08
2	60.15	0.15	27.00	3.00	5.00	0.20	30.77	27.74	5.05	49.32	43.64	5.68	4.05	3.96
3	60.21	0.21	25.50	4.50	7.50	0.30	30.76	26.18	7.63	49.32	40.80	8.52	4.05	3.93
4	60.27	0.27	24.00	6.00	10.00	0.40	30.70	24.62	10.13	49.32	37.98	11.34	4.05	3.95
5	60.30	0.30	24.00	6.00	10.00	0.40	30.70	24.53	10.28	49.32	37.98	11.34	4.05	3.89
6	59.91	0.09	31.50	1.50	2.50	0.10	30.75	32.03	2.13	49.32	52.15	2.83	4.06	4.69
7	59.85	0.15	33.00	3.00	5.00	0.20	30.75	33.43	4.47	49.32	54.99	5.67	4.05	4.48
8	59.79	0.21	34.50	4.50	7.50	0.30	30.77	34.68	6.52	49.32	57.82	8.50	4.06	4.60
9	59.73	0.27	36.00	6.00	10.00	0.40	30.71	35.87	8.60	49.32	60.65	11.33	4.06	4.65
10	59.70	0.30	36.00	6.00	10.00	0.40	30.75	35.90	8.58	49.32	60.65	11.33	4.06	4.66

Tabla 3: Ensayos con despacho de 50 MW (6 válvulas)

No. Ensayo	Ff (Hz)	Δf (Hz)	Pf (MW)	ΔP (MW)	ΔP (% Pn)	Δf ensayo (% fn)	PO ensayo (MW)	Pf ensayo (MW)	ΔP ensayo (%Pmax)	AVO ensayo (%)	AVf ensayo (%)	ΔAv ensayo (%)	$\Delta f/\Delta Av$ (%)	Estatismo ensayo (%)
1	60.09	0.09	48.06	1.94	3.23	0.10	49.57	47.60	3.28	53.92	51.06	2.86	4.02	3.05
2	60.15	0.15	46.13	3.87	6.45	0.20	49.54	45.71	6.38	53.91	48.19	5.72	4.02	3.13
3	60.19	0.19	44.84	5.16	8.60	0.27	49.76	44.59	8.62	53.96	46.56	7.40	4.14	3.09
4	60.21	0.21	44.84	5.16	8.60	0.27	49.58	44.43	8.58	53.92	46.50	7.42	4.13	3.11
5	59.91	0.09	51.94	1.94	3.23	0.10	49.53	51.31	2.97	53.92	56.78	2.86	4.02	3.37
6	59.85	0.15	53.87	3.87	6.45	0.20	49.56	53.03	5.78	53.92	59.65	5.73	4.01	3.46
7	59.81	0.19	55.16	5.16	8.60	0.27	49.63	54.30	7.78	53.96	61.36	7.40	4.14	3.43
8	59.79	0.21	55.16	5.16	8.60	0.27	49.53	54.16	7.72	53.92	61.31	7.39	4.15	3.46

*AVO → Apertura de válvulas (inyectores) inicial

**AVf → Apertura de válvulas (inyectores) final



4.2.2. Análisis de resultados y cumplimiento de normativa

4.2.2.1. Características de regulación

De las pruebas realizadas y en base a la lógica del PLC, el regulador de velocidad deberá presentar dos curvas características de Regulación de Potencia – Frecuencia, cuyos resultados se muestran en la Tabla 4. Por lo tanto, las curvas de regulación son función del número de inyectores:

- 1) Con 4 inyectores por generador (Rango de potencia entre 22 y 42 MW): el estatismo corresponde a aproximadamente 4%;
- 2) Con 6 inyectores por generador (Rango de potencia entre 42 y 60 MW): el estatismo corresponde a aproximadamente 3%.

Tabla 4: Características de Regulación Potencia-Frecuencia

Rang de Pot. (MW)	No. Válv	Característica Regulación					
		Estatismo real (%)	Límite Hz (Hz)	Fmax (Hz)	Fmin (Hz)	ΔP (MW)	ΔP (%)
22-42	4	4	0.24	60.27	59.73	6.0	10.0
42-60	6	3	0.16	60.19	59.81	5.1	8.6

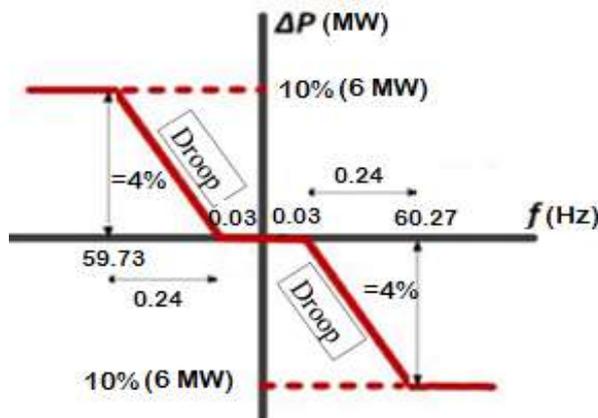


Figura 10: Característica Regulación Potencia – Frecuencia con 4 válvulas

La variación de potencia máxima (aporte a la RPF) es función del Límite de Amplitud (LA) y del número de válvulas en operación. Como se observa en la Figura 10, con 4 inyectores se registra un aporte máximo a la RPF de aproximadamente 10% (6 MW); mientras que, para despachos mayores de 42 MW con 6 inyectores el aporte máximo a la RPF es del 8.6% (5.1 MW).

Es importante notar que, con el valor definido de Límite de Amplitud, ante un evento de frecuencia que sobrepase los límites máximo y mínimo de frecuencia, la variación máxima de potencia que entregan los generadores corresponde a los valores antes mencionado. Por lo tanto, en caso de requerirse menor o mayor aporte de potencia será necesario definir un nuevo LA.

4.2.2.2. Banda Muerta

En la Figura 11 se muestra la prueba en campo para verificar la actuación del regulador con variaciones de frecuencia dentro de la banda muerta. En esta figura se observan dos ensayos correspondientes a la variación de frecuencia dentro de la banda muerta y otro fuera de la banda muerta. Se observa que la actuación del regulador es correcta al actuar únicamente ante el ensayo con variación de frecuencia mayor a 30 mHz (valor parametrizado en el regulador de velocidad).

4.2.2.3. Tiempos de actuación e intervalo de respuesta a la frecuencia

En la Figura 12 se muestra la capacidad de respuesta de los reguladores de velocidad para despachos con 4 y 6 válvulas. En estas figuras se muestra que:

- a) $|\Delta P|/P_{max}$ disminuye ante el evento de incremento de frecuencia hasta -10%, conforme lo especifica característica de regulación con 4 inyectores (ver Tabla 4). El tiempo de activación t_1 de la respuesta de frecuencia es menor a 1 seg.; mientras que, el tiempo de activación t_2 de la respuesta de regulación a un cambio de frecuencia Δf es menor a 15 seg.
- b) $|\Delta P|/P_{max}$ disminuye ante el evento de incremento de frecuencia hasta -8.6%, conforme lo especifica característica de regulación con 6 inyectores (ver Tabla 4). El tiempo de activación t_1 es menor a 1 seg.; mientras que, el tiempo de activación t_2 es menor a 20 seg.

Dado que las respuestas del regulador de velocidad con las ganancias del controlador PID (Proporcional-Integral-Derivativo) que se encuentran ingresadas actualmente en el regulador de velocidad son adecuadas a los requerimientos de normativa internacional, se procede a la identificación paramétrica del modelo.

4.2.2.4. Limitadores de Apertura de Válvulas

En la Figura 13 se presenta una prueba de campo para verificar los limitadores de apertura de válvulas. Para ello, se realizó una variación de frecuencia controlada que permita un aporte de potencia activa (con 6 válvulas) mayor a la potencia nominal de la unidad de generación.

En este caso, la apertura de las válvulas fue de 74.27% provocando que la potencia entregada por la unidad de generación sea mayor que la potencia nominal (60.5 MW).

Cabe indicar que el límite de apertura máxima de válvulas parametrizado por el fabricante es de 87%; por lo que, ante un evento de frecuencia con despachos cercanos a la potencia máxima y operando en modo RPF, la potencia entregada superaría la potencia nominal comprometiendo la vida útil de la máquina.

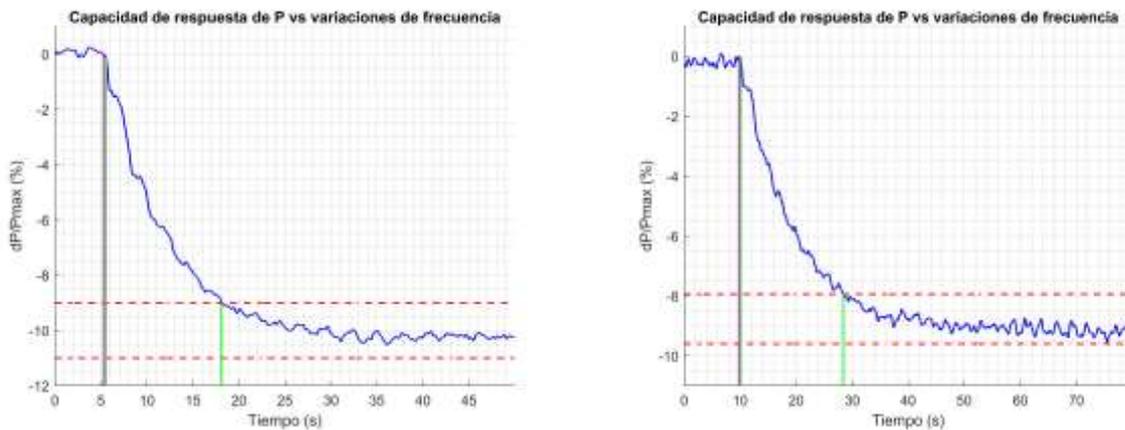


Con LA igual a 48 el aporte máximo a la RPF con 6 válvulas es de 8%; en este caso, las unidades de generación sólo podrán despacharse hasta máximo 55 MW, caso contrario se recomienda deshabilitar el modo RPF para evitar sobrepasar la capacidad máxima del generador puesto que el sistema turbina-generator-regulador no cuenta con el limitador de potencia

máxima de generación. Esta recomendación debe considerarse en la planificación operativa con la finalidad de evitar la disminución de la reserva rodante del sistema ecuatoriano. En caso de requerirse menor o mayor aporte de potencia ante eventos será necesario definir un nuevo LA.



Figura 11: Pruebas de verificación de actuación de Banda Muerta



a) $\Delta f=0.27$ Hz – 4 válvulas

b) $\Delta f=0.19$ Hz – 6 válvulas

Figura 12: Respuesta de la potencia activa



Figura 13: Prueba de potencia máxima



5. IDENTIFICACIÓN PARAMÉTRICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD

En base a todas las restricciones identificadas que limitan la correcta actuación del regulador de velocidad de la central Delsitanisagua se procedió a la construcción del modelo mediante programación DSL en PowerFactory de DIGSILENT.

En la Figura 14 se muestra el modelo construido que cuenta con todas las particularidades del sistema de control real considerado los bloques proporcional-integral (dado que K_d es igual a cero), banda muerta,

límite de amplitud, estatismo y un modelo simplificado de turbina. En la Figura 15 se presenta simulaciones basadas en pruebas para identificar el modelo, las cuales corresponden a Δf de 210 mHz con 4 válvulas (Rango de potencia entre 22 y 42 MW). Se puede observar que, ante el escalón de frecuencia, la respuesta de la potencia real y simulada tienen un bajo MSE. Cabe indicar que, las simulaciones para identificación paramétrica fueron realizadas considerando pruebas reales con diferentes variaciones de frecuencia con la finalidad de mejorar la precisión de la identificación paramétrica.

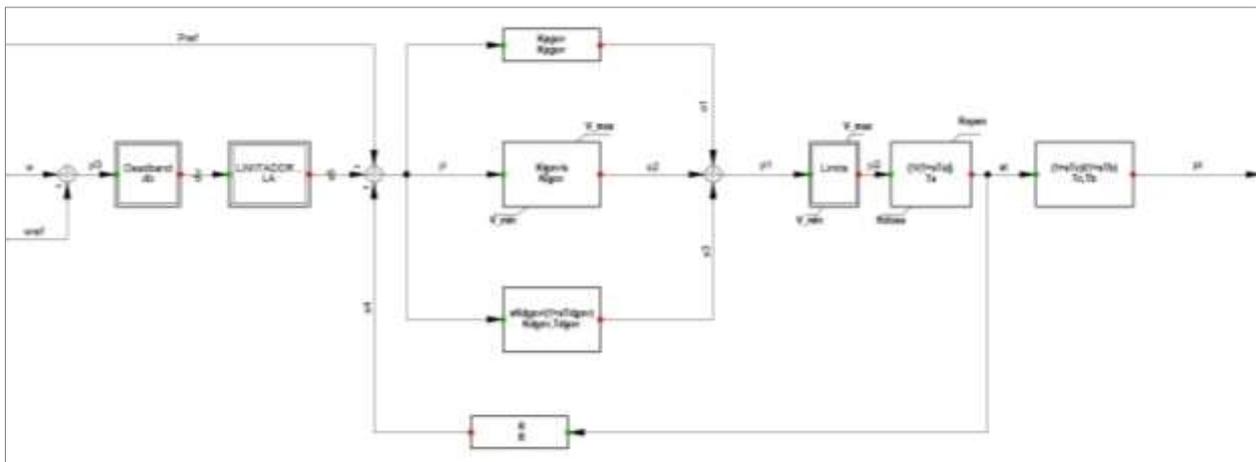


Figura 14: Modelo del sistema de control

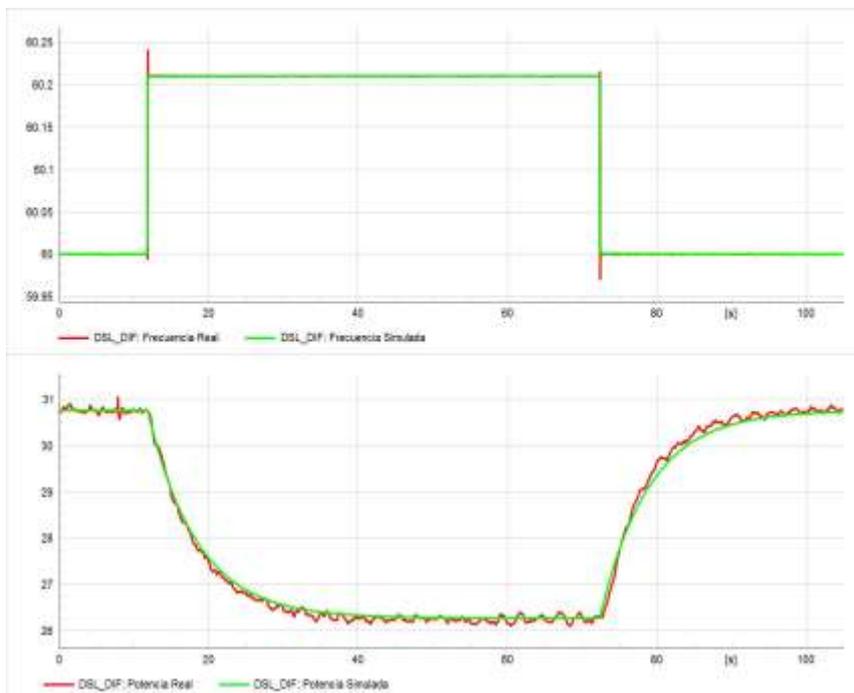


Figura 15: Identificación de modelo – Prueba $\Delta f = +210$ mHz – 4 válvulas



6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se verifica que el protocolo de pruebas desarrollado 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 del regulador de velocidad mediante programación DSL en PowerFactory de DiGSILENT. Este protocolo de pruebas deberá replicarse en las centrales de generación del S.N.I. para obtener información del comportamiento real del sistema Generador-Regulador de velocidad y realizar el análisis de resultados y cumplimiento de normativa, y en caso, de incumplimiento realizar la sintonización adecuada del regulador.

Es importante destacar que, a partir del protocolo de pruebas establecido y los análisis realizados, se han identificado todas las restricciones que limitan la actuación del regulador de velocidad de las unidades de generación de la central Delsitanisagua. Una de las particularidades principales del regulador es que cuenta con dos curvas características de Regulación de Potencia – Frecuencia, las cuales son función del número de inyectores; adicionalmente, mediante pruebas se observó que dichas curvas no son simétricas ante incrementos/decrementos de frecuencia de igual magnitud. Sin embargo, los resultados de las pruebas con los parámetros de la característica de regulación (ingresadas en campo) y las ganancias del controlador PID (Proporcional-Integral-Derivativo) que se encuentran ingresadas actualmente en el regulador de velocidad son adecuadas a los requerimientos del futuro código de red ecuatoriano.

Por último, es importante mencionar que el Control Potencia Activa del sistema SCADA de la central sirve para cambiar la consigna de despacho e inhibe el Modo RPF; por tal razón, se recomienda que tanto, la operación de la central como el Operador del Sistema, verifiquen la activación del modo de operación RPF y la desactivación del Modo Potencia Activa, luego de alcanzar alguna consigna planificada

AGRADECIMIENTOS

Hacemos extenso un cordial agradecimiento a los funcionarios de CELEC EP GENSUR quienes participaron de forma activa en la ejecución de las pruebas en las unidades de la central hidroeléctrica Delsitanisagua, viabilizando la ejecución de este trabajo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, et al, “Definition and classification of power system stability”, IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability: Terms and Definitions. IEEE

Transactions on Power Systems, Vol. 19, Pages: 1387-1401, August 2004.

[2] Zhaoyang Dong, and Pei Zhang, “Emerging Techniques in Power System Analysis”, Springer, 2010.

[3] L. N. Hannett, W. James, and B. Fardanesh, “Field tests to validate hydro turbine-governor model structure and parameters”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, no. 4, pp. 1744-1751, 1994.

[4] G.R. Bérubé, L.M. Hajagos, “Testing and Modelling of Generator Controls on the Ontario Hydro System, presented at the WSCC Workshop on Synchronous Unit Dynamic Testing and Computer Model Validation (January 30, 1997) and the NERC System Dynamics Data Working Group Symposium”, April 30, 1997.

[5] G. R. Bérubé, L. M. Hajagos, “Modelling Based on Field Tests of Turbine/Governor Systems, presented at the IEEE Symposium on Frequency Control Requirements, Trends and Challenges in the New Utility Environment”, New York, NY, February, 1999.

[6] L. M. Hajagos, and G. R. Bérubé, “Utility experience with gas turbine testing and modeling”, 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 01CH37194). Vol. 2. IEEE, 2001.

[7] N. Watrin, B. Blunier, and A. Miraoui, “Review of adaptive systems for lithium batteries state-of-charge and state-of-health estimation,” in Proceedings of IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, pp. 1–6, Dearborn, Mich, USA, June 2012.

[8] R. Kuga, M. Esguerra, B. Chabot, A. Avendano Cecena, “EPIC 2.05; Inertia Response Emulation for DG Impact Improvement”; EPIC—Final Report; Pacific Gas and Electric Company: San Francisco, CA, USA, 2019.

[9] Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión de 14 de abril de 2016 que un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red.

[10] Comisión Reguladora de Energía, “RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica”, Estados Unidos Mexicanos, 2016.

[11] REE, AELEC, ASEME, CIDE “Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el reglamento UE 2016/631, noviembre ,2020.



- [12] J. Cepeda, J. Rueda, and I. Erlich, "Identification of Dynamic Equivalents based on Heuristic Optimization for Smart Grid Applications", IEEE World Congress on Computational Intelligence, Brisbane, Australia, June, 2012.
- [13] P. Verdugo, J. Cepeda, A. De La Torre, and K. Paucar, "Testbed for PSS Tuning Using Synchrophasor Measurements and a Real-Time Digital Simulator", 2017 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT-LA), Quito, Ecuador, September, 2017.
- [14] 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", vol. 16, n.º 2, pp. 50-59, ene. 2020.
- [15] North American Electric Reliability Corporation, "Reliability Guideline Power Plant Dynamic Model Verification using PMUs" no. September, 2018.
- [16] Corporación Eléctrica del Ecuador, [Disponible]: <https://www.celec.gob.ec/gensur/index.php/responsabilidad/phd>
- [17] OMICRON, CMC 256plus, Equipo universal de pruebas de relés y calibrador de alta precisión, [Disponible]: <https://www.omicronenergy.com/es/productos/cm-256plus/>
- [18] SEL-2240, Schweitzer Engineering Laboratories, [Disponible]: <https://selinc.com/es/products/2240/>
- [19] Elpros, WAProtector: Power System Wide Area Monitoring, Protection and Control, [Disponible]: <http://www.elpros.si/>



Walter Vargas. - Nació en Guayaquil, Ecuador en 1984. Recibió sus títulos de Ingeniero en Electricidad especialización Potencia (2007) en la Escuela Superior Politécnica del Litoral y el de Máster en Sistemas de Energía Eléctrica (2013) en la

Universidad de Sevilla. Entre 2013 y el 2017 trabajó en la sección de Estudios Eléctricos del Departamento de Centro de Operación de CELEC EP – Transelectric. Actualmente se desempeña como especialista en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de interés incluyen la optimización, confiabilidad, evaluación de vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.



Marlon 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.



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 sincrofásorales PMU's y Control de Emergencia de Sistemas de Potencia.



Aharon 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.

