

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y
MECÁNICA**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**RESERVA ROTANTE Y SU INFLUENCIA EN LA RESPUESTA DINÁMICA DEL
SISTEMA DE CONTROL DE FRECUENCIA - CARGA (LFC) DE LA I FASE DE LA
CENTRAL HIDROELÉCTRICA MACHUPICCHU PERIODO 2018-2022**

PRESENTADO POR:

Br. DIANNE MELISA PANIQUE FLORES

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

ASESOR:

Mgt. OCTAVIO CAÑIHUA CAYOCUSI

CUSCO- PERÚ

2024

INFORME DE ORIGINALIDAD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-303-2020-UNSAAC)

El que suscribe, **Asesor** del trabajo de investigación/tesis titulada: "Reserva rotante y su influencia en la respuesta dinámica del Sistema de control de frecuencia - carga (Lfc) de la I fase de la central Hidroeléctrica machupicchu Periodo 2018-2022"

presentado por: **Dianne Melisa Panique Flores** con DNI Nro.: **72385571** presentado por: con DNI Nro.: para optar el título profesional/grado académico de **Ingeniera Electricista**

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por **02** veces, mediante el Software Antiplagio, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso de Sistema Antiplagio de la UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de **04**%.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No se considera plagio.	<input checked="" type="checkbox"/>
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las correcciones.	<input type="checkbox"/>
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, quien a su vez eleva el informe a la autoridad académica para que tome las acciones correspondientes. Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	<input type="checkbox"/>

Por tanto, en mi condición de asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y **adjunto** la primera página del reporte del Sistema Antiplagio.

Cusco, **19** de **Noviembre** de 20**24**



Firma

Post firma: **Mgt. Octavio Cañihea Cayocusi**

Nro. de DNI: **23814511**

ORCID del Asesor: **0000-0002-9130-969X**

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema Antiplagio: oid: **27259 : 406465655**

NOMBRE DEL TRABAJO

VOLUMEN FINAL TESIS (1).pdf

AUTOR

DIANNE PANIQUE

RECUENTO DE PALABRAS

42990 Words

RECUENTO DE CARACTERES

217415 Characters

RECUENTO DE PÁGINAS

161 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

4.6MB

FECHA DE ENTREGA

Nov 17, 2024 8:47 PM GMT-5

FECHA DEL INFORME

Nov 17, 2024 9:39 PM GMT-5

● 4% de similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos.

- 3% Base de datos de Internet
- Base de datos de contenido publicado de Crossref
- Base de datos de Crossref
- 3% Base de datos de trabajos entregados

● Excluir del Reporte de Similitud

- Base de datos de publicaciones
- Material citado
- Material bibliográfico
- Coincidencia baja (menos de 10 palabras)

Dedicatoria

A mis queridos padres, EPIFANIO PANIQUE CRIOLLO y DELIA FLORES LLANCAY, quienes con su ejemplo me enseñaron el valor del esfuerzo y la perseverancia. Gracias por creer en mí y por brindarme el respaldo necesario para cumplir mis sueños. A mi hermano ANDERSON, por su compañía y alegría en el camino. Este logro también es suyo.

Con todo mi amor y gratitud.

Agradecimientos

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a DIOS, por brindarme salud, fortaleza y la oportunidad de avanzar en este proyecto, y por ser mi guía en cada paso de este camino.

A todas las personas que hicieron posible la realización de esta tesis. En primer lugar, a MI FAMILIA, por su amor incondicional, paciencia y apoyo constante durante todo este proceso; su fortaleza y confianza me dieron el impulso necesario para llegar a esta meta.

A mi asesor, Mgt. OCTAVIO CAÑIHUA CAYOCUSI, por guiarme con su conocimiento y dedicación, y por compartir conmigo su experiencia. Su orientación fue invaluable para el desarrollo de este trabajo, y cada consejo dejó una marca en mi formación académica y profesional.

A los ingenieros docentes de la ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, por la formación académica que he recibido y también por el compromiso de formar profesionales íntegros y competentes.

A la EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A. (EGEMSA), en especial a la GERENCIA COMERCIAL, por haberme brindado la oportunidad e información para realizar esta investigación. Su confianza y colaboración han sido invaluable para la realización de esta tesis, y su apoyo fue fundamental para la concreción de este trabajo.

A la EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A. (EGESG), en especial a la GERENCIA COMERCIAL, por compartir conmigo su experiencia y expandir mi visión profesional permitiéndome enriquecer este trabajo con conocimientos y perspectivas valiosas que, sin duda, me acompañarán en mi carrera

Finalmente, a quienes, con su compañía y comprensión, estuvieron siempre dispuestos a escucharme y apoyarme en los momentos de dificultad. A cada uno de ustedes, gracias por su amistad, ánimo y por ser parte de este logro.

Presentación

Señor(es):

Decano de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica Informática y Mecánica, y miembros del dictamen de la tesis presentada.

En previo cumplimiento con el Reglamento de Grados y Títulos de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica Informática y Mecánica, para optar al Título profesional de Ingeniero Electricista, presento a vuestra consideración, la tesis intitulada:

“RESERVA ROTANTE Y SU INFLUENCIA EN LA RESPUESTA DINÁMICA DEL SISTEMA DE CONTROL DE FRECUENCIA - CARGA (LFC) DE LA I FASE DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA MACHUPICCHU PERIODO 2018-2022”

Bch. Dianne Melisa Panique Flores

Índice de contenido

Resumen	ix
Abstract.....	x
Introducción	xi
Glosario de Términos.....	xii
1. CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	14
1.1 Situación del Problema	14
1.2 Formulación del Problema	25
1.2.1 Problema General.....	25
1.2.2 Problemas Específicos	25
1.3 Formulación del Objetivo.....	25
1.3.1 Objetivo Principal.....	25
1.3.2 Objetivos Específicos.....	25
1.4 Formulación de Hipótesis.....	26
1.4.1 Hipótesis General	26
1.4.2 Hipótesis Específicos.....	26
1.5 Identificación de variables	26
1.5.1 Variable Independiente	26
1.5.2 Variable Dependiente	27
1.6 Justificación del Problema.....	28

1.6.1	Justificación Teórica	28
1.6.2	Justificación Legal	28
1.6.3	Justificación Económica.....	29
1.7	Alcances y limitaciones	30
2.	CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL.....	32
2.1	Antecedentes	32
2.2	Bases Teóricas	34
2.2.1	Mercado de Corto Plazo y el sistema de asignación de Servicios Complementarios	34
2.2.2	Reserva Rotante y el servicio de regulación primaria de frecuencia	35
2.2.3	Sistema de Control de Frecuencia – Carga	37
2.3	Marco Conceptual.....	38
2.3.1	Central Hidroeléctrica Machupicchu.....	38
2.3.2	COES	38
2.3.3	Asignación de reserva rotante	39
2.3.4	Regulación Primaria de Frecuencia.	41
2.3.5	Modelo Kumpliy del COES.....	42
2.3.5.1	Estatismo.....	42
2.3.5.2	Banda Muerta	44
2.3.5.3	Banda de Operación	44
2.3.6	Procedimiento de elección del periodo de evaluación.....	45

2.3.7	Estimación de parámetros para la Unidad de Generación	46
2.3.7.1	Evaluación del aporte de potencia	51
2.3.8	Modelamiento del sistema de control de frecuencia de carga (LFC)	52
2.3.8.1	Modelo de turbina hidráulica	55
2.3.8.2	Modelo del generador	56
2.3.8.3	Modelo de carga	58
2.3.8.4	Modelo del Gobernador de velocidad.....	59
2.3.9	Controlador PID	63
3.	CAPÍTULO III METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	66
3.1	Tipo de investigación.....	66
3.2	Enfoque de Investigación	66
3.3	Nivel de Investigación	67
3.4	Diseño de investigación	67
3.5	Unidad de Estudio.....	68
3.6	Técnicas de recolección de datos	68
3.7	Método de procesamiento de datos	69
4.	CAPÍTULO IV DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	71
4.1	Generalidades.....	71
4.2	Procesamiento de datos.....	75
4.2.1	Selección del periodo de evaluación.....	77

4.2.2	Modelamiento del sistema de control de frecuencia de carga (LFC) adaptado para la I Fase Central Hidroeléctrica Machupicchu.....	84
4.2.3	Respuesta del escalón de Frecuencia del modelo LFC incrementando en 0.5% la reserva rotante asignada.....	93
4.3	Análisis de resultados	109
4.3.1	Comprobación de la hipótesis general	109
4.3.2	Comprobación de la hipótesis específica.....	109
5.	CONCLUSIONES	114
6.	RECOMENDACIONES	116
7.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	119
8.	ANEXO	123

Índice de figuras

Figura 1 <i>Sección de Liquidaciones del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) para los Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas (LSCIO) del COES</i>	21
Figura 2 <i>Cuadro N°5 “Saldo Netos de la Compensación por Regulación Secundaria de Frecuencia entre Participantes (S/) - Incumplimiento e Incentivo al cumplimiento RPF</i>	22
Figura 3 <i>Incumplimiento e incentivo al servicio de RPF empresa EGEMSA 2018-2022</i>	24
Figura 4 <i>Producción de energía SEMANA N° 32-2024 del 03 al 09 de agosto de 2024 de EGEMSA</i>	40
Figura 5 <i>Efecto del estatismo</i>	43
Figura 6 <i>Modelo Estándar del PR-21</i>	47
Figura 7 <i>Extracto del reporte de la evaluación diaria al cumplimiento de RPF</i>	49
Figura 8 <i>Evaluación del aporte de potencia para RPF</i>	50
Figura 9 <i>Respuesta de los grupos ante una disminución en la frecuencia</i>	51
Figura 10 <i>Diagrama de bloques de control de LFC para una planta hidráulica</i>	53
Figura 11 <i>Modelo de turbina hidráulica simple</i>	55
Figura 12 <i>Modelo de un generador síncrono</i>	58
Figura 13 <i>Diagrama de bloque del generador y carga</i>	59
Figura 14 <i>Esquema del Gobernador con retroalimentación</i>	60
Figura 15 <i>Diagrama de bloques del Gobernador reducida con retroalimentación de estado estable</i>	61
Figura 16 <i>Diagrama de bloque del gobernador con compensación de caída transitoria</i>	62

Figura 17 <i>Flujograma del desarrollo de la Investigación</i>	74
Figura 18 <i>Máxima Demanda en hora punta</i>	77
Figura 19 <i>Simulación del modelo LFC en Matlab de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu</i>	91
Figura 20 <i>Respuesta de escalón de frecuencia del modelo LFC adaptado a la I Fase de la Central hidroeléctrica Machupicchu</i>	92
Figura 21 <i>Simulación modelo estándar con parámetros para el servicio de RPF</i>	101
Figura 22 <i>Aporte de potencia para el escalón de frecuencia que agota la reserva rotante asignada (RA) asignado al intervalo evaluado 26/05/2021</i>	103
Figura 23 <i>Aporte de potencia para el escalón de frecuencia que agota la reserva rotante asignada (RA) asignado al intervalo evaluado 19/04/2022</i>	104
Figura 24 <i>Modelo del sistema LFC con controlador PID</i>	106
Figura 25 <i>Respuesta del modelo con ganancias $K_P = 13.115$, $K_i = 16.125$ & $K_d = 1.08$ del controlador PID</i>	107
Figura 26 <i>Respuesta del modelo con ganancias $K_P = 5$, $K_i = 6$ & $K_d = 10$ del controlador PID</i>	108
Figura 27 <i>Costo Marginal Ponderado Mensual de la Barra de Referencia de Generación Santa Rosa 220kV</i>	113

Índice de tablas

Tabla 1 <i>Datos de entrada y parámetros identificados del 2018 para el cumplimiento del PR-21.</i>	16
Tabla 2 <i>Reservas rotantes asignadas por OSINERMGIN desde el periodo 2018 hasta el 2022</i>	19
Tabla 3 <i>Promedio de Incumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) de la I fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu</i>	20
Tabla 4 <i>Cuadro de Liquidaciones Anuales de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas de EGEMSA agrupado por periodos</i>	23
Tabla 5 <i>Intervalo de evaluación del 26/05/2021 y 19/04/2022</i>	75
Tabla 6 <i>Cálculo de límite máximo de variación de frecuencia para la selección del periodo de evaluación</i>	78
Tabla 7 <i>Datos generales de la central a evaluar para el Modelo Kumpliy</i>	81
Tabla 8 <i>Archivo csv. con los registros de potencia y frecuencia para el Modelo Kumpliy</i>	82
Tabla 9 <i>Resultado de la estimación de parámetros del periodo evaluado 2021.05.06</i>	83
Tabla 10 <i>Resultado de la estimación de parámetros del periodo evaluado 2022.04.19</i>	83
Tabla 11 <i>Parámetros calculados para el modelamiento del sistema LFC I Fase Central Hidroeléctrica Machupicchu</i>	85
Tabla 12 <i>Información técnica de la I Fase – Central Hidroeléctrica Machupicchu</i>	86
Tabla 13 <i>Evaluación del escalón de frecuencia del modelo LFC a la evaluación de condiciones del PR-21 para el cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia evaluado en el</i>	

<i>software Spyder del periodo 19.04.2022 & 26.05.2021 con el incremento del 0.5% de reserva rotante.</i>	<i>94</i>
<i>Tabla 14 Evaluación del escalón de frecuencia del modelo LFC a la evaluación de condiciones del PR-21 para el cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia evaluado en el software Spyder del periodo 19.04.2022 & 26.05.2021 con el incremento del 1% de reserva rotante.</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 15 Evaluación del escalón de frecuencia del modelo LFC a la evaluación de condiciones del PR-21 para el cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia evaluado en el software Spyder del periodo 19.04.2022 & 26.05.2021 con el incremento del 2% de reserva rotante.</i>	<i>96</i>
<i>Tabla 16 Reportes de estimación de parámetros del Modelo Kumpliy para los periodos 26.05.21 y 19.04.22.....</i>	<i>97</i>
<i>Tabla 17 Nivel de incumplimiento del día (INC) y porcentaje de energía no suministrada (%RPNS) para incremento de reserva rotante para el periodo 26.05.2021</i>	<i>98</i>
<i>Tabla 18 Nivel de incumplimiento del día (INC) y porcentaje de energía no suministrada (%RPNS) para incrementos de reserva rotante para el periodo 19.04.2022</i>	<i>99</i>
<i>Tabla 19 Reporte de evaluación de RPF para 26.05.2021 y 19.04.2022</i>	<i>102</i>
<i>Tabla 20 Comparación de la liquidación anual de la venta de energía al mercado Spot entre las liquidaciones por servicios complementarios e inflexibilidades operativas</i>	<i>111</i>

Resumen

La presente investigación aborda el impacto de la reserva rotante en la respuesta dinámica del sistema de control de frecuencia-carga (LFC) adaptado para la II Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu (CHM) durante el periodo 2018-2022. La reserva rotante, elemento clave en la regulación primaria de frecuencia (RPF), juega un papel crucial en la estabilización de la frecuencia del sistema eléctrico frente a perturbaciones, mediante la capacidad de ajuste automático de la generación eléctrica.

A partir de la modificación del Procedimiento Técnico N° 21 del Comité de Operaciones Económicas del Sistema (COES), se introdujeron mejoras en el mecanismo de delegación de la RPF y en los incentivos económicos asociados. Estos cambios han generado un impacto significativo en los generadores, incluido el incremento de incumplimientos del servicio de RPF en la II Fase de la CHM, lo que ha implicado mayores costos asociados al servicio de regulación de frecuencia.

El estudio se desarrolló mediante simulaciones en Matlab Simulink, donde se analizó el efecto de un incremento progresivo de la reserva rotante, en un rango de 0% al 2%, sobre la respuesta dinámica del sistema LFC. Asimismo, se utilizó el modelo Kumplyi del COES para estimar los parámetros de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF.

Los resultados obtenidos demuestran que un mayor nivel de reserva rotante reduce la probabilidad de incumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia, mejorando la estabilidad y la respuesta dinámica del sistema.

Palabras claves: Reserva Rotante, Sistema de Control de Frecuencia de Carga (LFC), Regulación Primaria de Frecuencia, Central Hidroeléctrica Machupicchu.

Abstract

This research addresses the impact of spinning reserve on the dynamic response of the load frequency control (LFC) system in Phase I of the Machupicchu Hydroelectric Power Plant (CHM) during the period 2018-2022. Spinning reserve, a key element in primary frequency regulation (PFR), plays a crucial role in stabilizing the system's frequency against disturbances by automatically adjusting power generation.

Following the modification of Technical Procedure No. 21 by the System's Economic Operation Committee (COES), improvements were introduced in the delegation mechanism for PFR and the associated economic incentives. These changes have had a significant impact on generators, including an increase in PFR service non-compliance in Phase I of CHM, leading to higher costs for ancillary services.

The study was conducted through Matlab Simulink simulations, analyzing the effect of a progressive increase in spinning reserve, from 0% to 2%, on the dynamic response of the LFC system. Additionally, the Kumpliy model from COES was used to estimate the parameters for evaluating PFR compliance.

The results show that higher levels of spinning reserve reduce the likelihood of non-compliance with the primary frequency regulation service, improving system stability and dynamic response.

Keywords: Rotating Reserve, Load Frequency Control System (LFC), Primary Frequency Regulation, Machupicchu Hydroelectric Power Plant.

Introducción

Para la seguridad de operación de sistemas de generación es importante el control de la frecuencia debido a la naturaleza propia de la demanda para garantizar el suministro de energía eléctrica en condiciones de calidad, por ello se realizan estudios de sistemas de control de frecuencia - carga (LFC). El COES es el responsable de elaborar y mantener los procedimientos para la regulación de la frecuencia, como el "Procedimiento Técnico N°21: Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia" (PR-21), en coordinación con OSINERGMIN. Este procedimiento es parte de la gestión de los Servicios Complementarios necesarios en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que aseguran el transporte de electricidad desde la generación hasta el consumo final, garantizando calidad y fiabilidad. Además, se fomenta la participación de los generadores en estos mecanismos, ofreciéndoles oportunidades para generar ingresos adicionales. Por esta razón, en este trabajo de investigación se analiza mediante simulación en Matlab-Simulink la influencia de la reserva rotante sobre la respuesta dinámica del modelo de control de frecuencia-carga (LFC), adaptado para la I fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu (CHM) y evaluar el cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia de acuerdo a los criterios establecidos en el PR-21.

El trabajo de investigación se organiza en cuatro capítulos principales: El Capítulo 1 aborda los aspectos generales, planteamiento del problema, objetivos del trabajo de investigación, justificación y alcances. El Capítulo II menciona los avances realizados sobre la investigación, así como los antecedentes e informes que serán el sustento teórico para el desarrollo de la investigación. El Capítulo III describe la metodología utilizada en el desarrollo del trabajo de investigación. Por último, el Capítulo IV muestra el desarrollo de análisis del trabajo de investigación, los resultados obtenidos, recomendaciones y conclusiones finales

Glosario de Términos

AGC: Automatic Generation Control

CHM: Central Hidroeléctrica Machupicchu

COES: Comité de Operaciones Económicas del SEIN

DGE: Dirección General de Electricidad

EGEMSA: Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.

INC: Nivel de Incumplimiento diario

LFC: Load Frequency Control

LSCIO: Informe de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas

MME: Mercado Mayorista de Electricidad

NTCOTRSI: Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados

NTOTR: Norma Técnica de la Operación en Tiempo Real

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas

PID: Proporcional, Integral y Derivativo

PR-21: Procedimiento Técnico N°21 "Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia"

PR-22: Procedimiento Técnico N°22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia"

RA: Reserva Rotante Asignada

RPF: Regulación Primaria de Frecuencia

RSF: Regulación Secundaria de Frecuencia

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

UG: Unidad de Generación

URS: Unidad de Regulación Secundaria

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Situación del Problema

El control de las perturbaciones en la frecuencia debido a la naturaleza de la demanda es importante para la operación eficiente en los sistemas de generación ya que asegura la confiabilidad y seguridad en los sistemas de potencia, porque una pequeña desviación de la frecuencia puede causar grandes inestabilidades en la carga (Ali Thaeer Hammid, 2016). En la actualidad, existen diferentes estrategias de control de frecuencia, siendo el más utilizado el sistema de control de frecuencia - carga (LFC) debido a su simplicidad y aplicabilidad para mantener la frecuencia dentro de un límite estable. (Shouran et al., 2021).

En el Perú, el Comité de Operaciones Económicas del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC) es responsable de monitorear la operación del sistema eléctrico y garantizar la confiabilidad del suministro de energía a nivel nacional denominado “los servicios complementarios” (COES, 2024). Las resoluciones emitidas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), que aprueban la reserva rotante anualmente y para cada período hidrológico, permiten evaluar el cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia. Este servicio es obligatorio para todos los generadores con una capacidad de generación superior a 10 MW, con excepción de aquellos que utilizan fuentes de energía renovable.

Debido a la complejidad de componentes de control y la variabilidad de modelos de reguladores de velocidad en las centrales de generación, se opta por emplear modelos estándares que permitan realizar estudios. El COES emplea un modelo lineal estándar con datos de entrada: frecuencia (f) y Potencia (P), los cuales están disponibles cada segundo. Con esta

función de primer orden, el COES, utilizando la herramienta Simulink del Matlab, estima los siguientes parámetros:

-Ganancia en estado estacionario (1/R),

-Estatismo (E),

-Banda Muerta (BM)

-Constante de Tiempo (T)

Sin embargo, esta metodología muestra resultados inconsistentes para la cartera de agentes generadores (hidroeléctricas y termoeléctricas) en la medida de ello tiene como consecuencia que sean calificadas como incumplidoras y sean penalizadas por incumplimiento.

La empresa EGEMSA, concesionaria de la Central Hidroeléctrica Machupicchu (CHM), enfrentó multas significativas por incumplimiento de los requisitos de RPF, que en 2017 sumaron 591,320.19 soles (EGEMSA, 2017, p. 20). En 2018, se contrató a REIVAX SA para optimizar los reguladores de velocidad de la CHM, mejorando su configuración y asegurando el cumplimiento de los parámetros exigidos por el Procedimiento Técnico N° 21 del COES (PR-21).

La Tabla 1 muestra la información relevante con el cual la empresa REIVAX SA emplea para que el regulador de velocidad para la I Fase CHM cumpla con el servicio de regulación primaria de frecuencia.

Tabla 1

Datos de entrada y parámetros identificados del 2018 para el cumplimiento del PR-21.

Datos Técnicos I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu	
Potencia base (MVA)	100.5
Potencia efectiva (MW)	88.2
Reserva Rotante asignada para el periodo de Estiaje 2018 (%)	2.8
Reserva Rotante asignada para el periodo de Avenida 2018 (%)	3.2
Parámetros estimados para la evaluación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia determinado en el Informe REIVAX SA	
Potencia Referencia (MW)	78.33
Estatismo (%)	4.630
Banda Muerta (Hz)	0.016
Tiempo (s)	4.142
Parámetros estimados que se debe cumplir según PR-21 para el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia aprobado mediante Resolución Osinergmin N° 195-2016-OS/CD	
Estatismo (%)	4 - 5
Banda Muerta (Hz)	±0.03
Tiempo Aporte (s)	5 < TA < 30 sostenida por 30 segundos más
Parámetros estimados que se debe cumplir según PR-21 para el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia aprobado mediante Resolución Osinergmin N° 128-2020 -OS/CD	
Estatismo (%)	2 - 7
Banda Muerta (Hz)	±0.03
Tiempo (s)	5 < TA < 60 sostenida por 30 segundos más

Nota. El parámetro 'Potencia de referencia' se refiere a la consigna de potencia que el Grupo o Central debe entregar cuando la frecuencia eléctrica se encuentre en su valor nominal. Este valor actúa como un objetivo operativo, indicando la cantidad específica de potencia que

debe ser generada bajo condiciones normales de frecuencia, asegurando así la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico en su conjunto (Subdirección de mercado eléctrico del COES, 2021, p. 10)

De la Tabla 1, la empresa REIVAX emplea el Procedimiento Técnico N°21 del COES “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (PR-21), aprobado mediante la Resolución del Osinergmin Nro. 195-2016-OS/CD, vigente en el año 2018. La cual establecía condiciones y límites que debían cumplir todas las unidades de generación (UG) asociadas al COES, para ello realizó pruebas de apertura - cierre en las agujas y deflectores en régimen permanente tanto para la I Fase como para la II Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu para la evaluación del desempeño del servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) con respecto a lo exigido en el Procedimiento Técnico N°21 del COES “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (PR-21). Con la actualización del PR-21, aprobada mediante la Resolución Osinergmin Nro. 128-2020-OS/CD y vigente desde el año 2021, se hace necesario identificar oportunidades de mejora en el desempeño del servicio de RPF en la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu (CHM).

El incentivo económico por el cumplimiento del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) se genera a partir de las penalidades impuestas a los generadores en función del grado de incumplimiento de este servicio. Estos incentivos se reflejan en los informes de liquidaciones mensuales del Mercado Mayorista de Electricidad emitidos por el COES, concretamente en la sección correspondiente a la Liquidación de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas. La evaluación del cumplimiento del RPF se lleva a cabo de manera individual para cada unidad de generación asociada al COES; no obstante, los titulares de estas unidades tienen la opción de solicitar una evaluación conjunta para varias de sus unidades de generación, lo que permite una valoración consolidada del desempeño en la prestación del servicio de RPF. Esta opción está contemplada en el numeral 8.6 del

Procedimiento Técnico N°21 del COES, titulado 'Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia' (PR-21): *“Cuando el generador decida que todas las unidades generadoras de su propiedad sean tratadas como si fuera una sola unidad deberá comunicar dicha decisión por escrito al COES”* (COES, 2020, p. 6)

En el caso de la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (EGEMSA), concesionaria de la Central Hidroeléctrica Machupicchu (CHM), se solicitó que la evaluación del servicio de RPF se realice de manera conjunta para las unidades UG1, UG2 y UG3, correspondientes a la I Fase de la CHM, y de forma independiente para la unidad UG4, correspondiente a la II Fase.

Los ingresos obtenidos por el cumplimiento del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) son esenciales para compensar los costos mensuales asociados al servicio de regulación secundaria de frecuencia. Por esta razón, EGEMSA se enfoca en optimizar la eficiencia del regulador de velocidad de la central, apoyándose en estudios especializados que permiten mejorar la configuración del sistema. No obstante, debido a la variabilidad anual de la reserva rotante, es necesario implementar estrategias de acción rápida que permitan a EGEMSA maximizar los incentivos económicos por cumplir con el servicio de RPF. Estas estrategias incluyen la adaptación de la reserva rotante para que mejoren la respuesta de las unidades ante fluctuaciones en la frecuencia, garantizando así no solo el cumplimiento normativo, sino también la maximización de los ingresos en un entorno operativo desafiante y variable.

En la Tabla 2 se muestra las reservas rotantes asignadas (RA) para regulación primaria de frecuencia desde el periodo 2018 al 2022 y aprobadas mediante Resoluciones Osinergmin.

Tabla 2

Reservas rotantes asignadas por OSINERGMIN desde el periodo 2018 hasta el 2022

Año	RA Avenida	RA Estiaje	Resolución Osinergmin
2018	3.20%	2.5%	OSINERGMIN N° 236-2017-OS/CD
2019	3.30%	3.30%	OSINERGMIN N° 213-2018-OS/CD
2020	2.90%	2.90%	OSINERGMIN N° 205-2019-OS/CD
2021	3.50%	2.80%	OSINERGMIN N° 202-2020-OS/CD
2022	2.80%	2.80%	OSINERGMIN N° 237-2021-OS/CD

Nota. El periodo de Avenida comprende los meses de enero a mayo y diciembre, mientras que el periodo de Estiaje se extiende de junio a noviembre. (COES, 2020, p. 16)

En la Tabla 3 el promedio anual de incumplimientos para la I Fase (UG1, UG2 y UG3) basado en los datos extraídos de los Reportes del Portal Web del COES, específicamente en el apartado de Regulación Primaria de Frecuencia. Se observa que en 2020 este promedio fue superior en comparación con los años anteriores. Esta disparidad en los niveles de incumplimiento entre las dos fases podría estar vinculada a la estrategia operativa implementada para maximizar el despacho de generación durante las Horas Punta (comprendido entre las 17:00 y las 23:00 horas) y Fuera de Punta, optimizando el uso del caudal disponible. La gestión eficiente del caudal es crucial para maximizar la generación de energía durante los periodos de alta demanda, pero puede influir en la capacidad de las unidades para cumplir con los requisitos de RPF, especialmente cuando la prioridad es el despacho máximo en lugar de la estabilidad de frecuencia (CENERGIA, 2016, p. 4). No obstante, es importante considerar que el nivel de incumplimiento en la RPF también puede depender de la cantidad de reserva rotante asignada que cada unidad aporta al sistema eléctrico ante una variación de frecuencia. Este es un aspecto central de la presente investigación, ya que la cantidad de reserva rotante disponible juega un papel crucial en la capacidad de respuesta del sistema y, por lo tanto, en el cumplimiento de los

requisitos de RPF. Un análisis detallado de estos factores permitirá identificar las causas específicas de los incumplimientos y desarrollar estrategias para optimizar el desempeño en la regulación de frecuencia.

Tabla 3

Promedio de Incumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) de la I fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu

Periodo	Reserva Rotante asignada	Promedio anual de incumplimiento I Fase (UG1, UG2 y UG3)
2018	3.20%	0.24
2019	3.30%	0.23
2020	2.90%	0.28
2021	3.50%	0.21
2022	2.80%	0.27

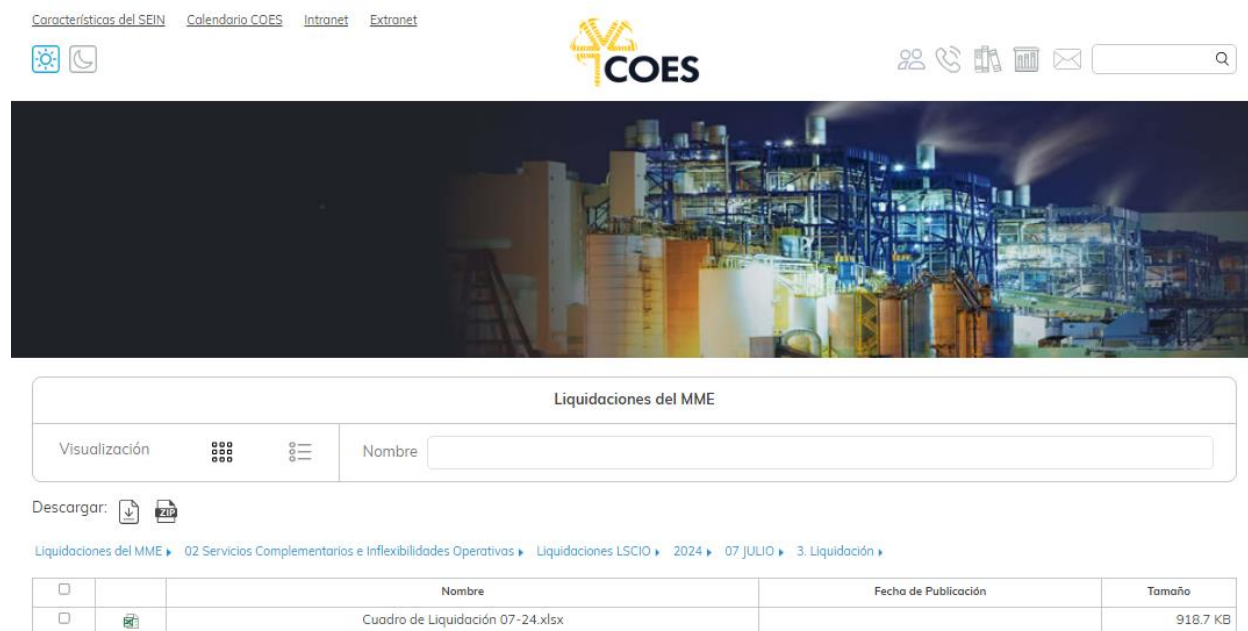
Nota. Sacado del Resumen de evaluación del servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) del COES e Informe de Liquidaciones por Servicios Complementarios e inflexibilidades operativas (LSCIO) del COES. (COES, 2024) <https://www.coes.org.pe/portal/>

De acuerdo con el numeral 13.1 del capítulo 'Cargo por Incumplimiento' del Procedimiento Técnico N°21 del COES, 'Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia' (PR-21), el cargo por incumplimiento se calcula en función de varios factores. Estos incluyen la reserva rotante asignada (%RA), el nivel de incumplimiento diario (INC), la potencia media de generación del grupo (GenM) y el costo de oportunidad por la reserva no suministrada para la regulación primaria de frecuencia (COR), expresado en S/ por MWh-día. Posteriormente, estos valores se integran en el Informe de Liquidaciones de Servicios Complementarios e Inflexibilidades

Operativas (LSCIO) extraído del portal web del COES, en la sección de liquidaciones del Mercado Mayorista de Electricidad del COES (Ver Figura 1).

Figura 1

Sección de Liquidaciones del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) para los Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas (LSCIO) del COES



Características del SEIN | Calendario COES | Intranet | Extranet

COES

Liquidaciones del MME

Visualización Nombre

Descargar:

Liquidaciones del MME > 02 Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas > Liquidaciones LSCIO > 2024 > 07 JULIO > 3. Liquidación >

<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Nombre	Fecha de Publicación	Tamaño
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Cuadro de Liquidación 07-24.xlsx		918.7 KB

Nota. Extraído del portal web del COES. (COES, 2024)

De la sección de Liquidaciones LSCIO del portal web del COES, el archivo Excel contiene 07 cuadros de cálculo de los pagos y saldos por liquidaciones de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas para cada generador asociado al COES como: Energía Reactiva, Regulación primaria de frecuencia, Regulación secundaria de frecuencia, Costos operativos de Arranque-Parada, Costos de mantenimiento por Arranque-Parada, Costos de combustible y Costos Variables no cubiertos. Específicamente, en el Cuadro N°5 se muestra los “Saldos Netos de la Compensación por Regulación Secundaria de Frecuencia entre Participantes (S/)

Incumplimiento e Incentivo al cumplimiento RPF”, que contiene los saldos por Regulación Primaria de Frecuencia de los generadores por el servicio de regulación primaria de frecuencia. (Ver Figura 2)

Figura 2

Cuadro N°5 “Saldos Netos de la Compensación por Regulación Secundaria de Frecuencia entre Participantes (S/) - Incumplimiento e Incentivo al cumplimiento RPF



ANEXO
Cuadro N°5
Julio-2024

Saldos Netos de la Compensación por Regulación Secundaria de Frecuencia entre Participantes (S/)

COES/D/DO/SME-INF-150-2024

EMPRESAS	Costo de Oportunidad + Costo de operación + Asignación de Reserva	Reserva no suministrada	Incumplimiento e Incentivo al cumplimiento RPF	Pagos por RSF	Total
EGEMSA	-	-	22,627.39	-174,303.32	-151,675.93
DINAZUL ENERGY PERU	146,724.34	-1,685.16	2,434.55	-235,897.55	-92,423.80
EGESUR	-	-	-20,981.54	-32,774.00	-53,755.54

Nota. Extraído del portal web del COES. (COES, 2024)

En la Tabla 4 muestra el resumen de liquidaciones por incumplimiento e incentivo al cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) desde el periodo 2017 al 2023 de la empresa EGEMSA.

Tabla 4

Cuadro de Liquidaciones Anuales de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas de EGEMSA agrupado por periodos

Periodo	Incumplimiento e Incentivo al cumplimiento RPF	Pagos por RSF	Total
2023	1,121,763.78	-3,962,279.58	-2,840,515.80
2022	811,640.82	-2,386,532.95	-1,574,892.13
2021	1,312,181.08	-1,315,562.04	-3,380.96
2020	-92,081.01	-754,976.54	-847,057.55
2019	-115,851.23	-159,989.96	-275,841.19
2018	-1,426,257.70	-753,790.70	-2,180,048.40

Nota: Los informes de Liquidaciones por Incumplimiento e Incentivo al cumplimiento RPF, Pagos por RSF, son extraídos del Portal Web del COES (COES, 2024) url: <https://www.coes.org.pe/Portal/mercadomayorista/liquidaciones>

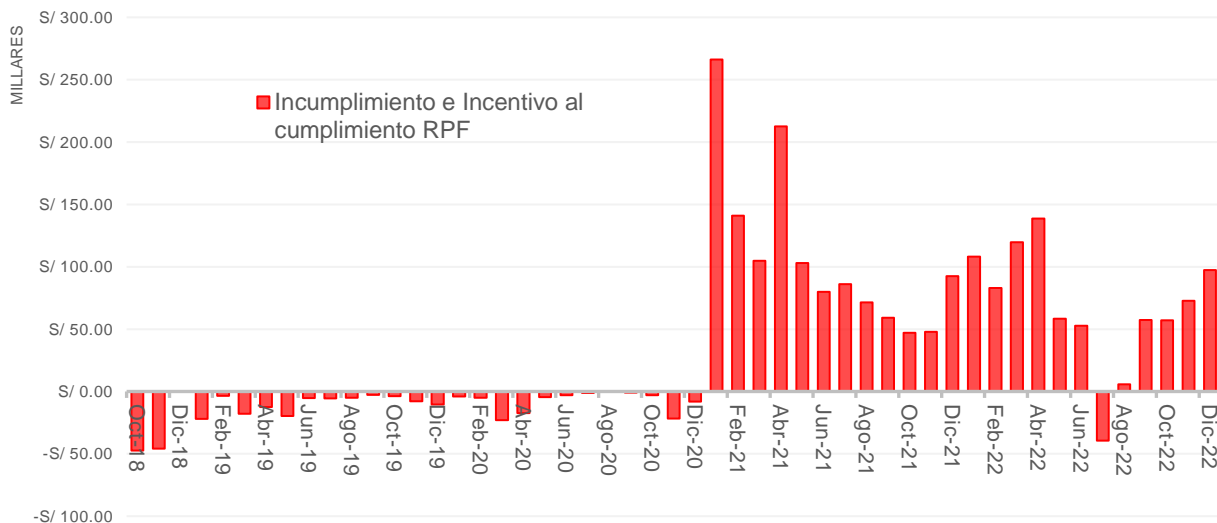
La Tabla 4 proporciona información sobre las liquidaciones que EGEMSA está obligado a pagar por el servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF). Como se indica en el numeral 13.2 del Procedimiento Técnico N°21 del COES, 'Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia' (PR-21), aprobado por la Resolución Osinergmin N° 128-2020-OS/CD vigente desde 2021, se introdujo el concepto de 'Incentivo al cumplimiento' (COES, 2020, p. 11). Este concepto se propuso como una mejora en la operación económica del mercado mayorista de electricidad para todos los titulares de generación con una reserva rotante asignada. En el caso de EGEMSA, con una reserva rotante asignada del 3.5%, la implementación de este incentivo ha resultado en una reducción en los pagos realizados durante el periodo 2021.

La Figura 3 muestra los ingresos mensuales y diferidos según la estación hidrológica, detallando el 'Incumplimiento e Incentivo al cumplimiento RPF' en valores expresados en miles

de soles (S/). En el gráfico se observa que, a partir de 2021, los montos correspondientes a incumplimientos e incentivos han variado significativamente. En particular, se destaca un incremento notable en enero de 2021, debido a la disponibilidad del recurso hídrico y a una mayor reserva rotante asignada, que coincide con la reserva rotante de 3.5% (Ver Tabla 3). Por tanto, es objeto de este trabajo de investigación analizar la influencia de la reserva rotante en el cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) utilizando el modelo LFC adaptado para la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu (CHM) para el periodo 2018 al 2022.

Figura 3

Incumplimiento e incentivo al servicio de RPF empresa EGEMSA 2018-2022.



Nota. Resumen de Incumplimiento e Incentivo al cumplimiento RPF, obtenido del cuadro N°5 del Portal Web del COES para el Mercado Mayorista de Electricidad. (COES, 2024)

1.2 Formulación del Problema

1.2.1 Problema General

¿Cómo la Reserva rotante influye en la respuesta dinámica del sistema de control de frecuencia - carga (LFC) de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu periodo 2018-2022?

1.2.2 Problemas Específicos

a) ¿Qué estrategias de optimización de la reserva rodante mejoran el desempeño del sistema de control de frecuencia carga (LFC) de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu?

b) ¿Cuál es el impacto económico de la asignación de la reserva rotante en las valorizaciones mensuales de la Central Hidroeléctrica Machupicchu para el periodo 2018 al 2022?

1.3 Formulación del Objetivo

1.3.1 Objetivo Principal

Analizar la Reserva rotante y su influencia en la respuesta dinámica del sistema de control de frecuencia - carga (LFC) de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu periodo 2018-2022

1.3.2 Objetivos Específicos

a) Implementar estrategias de optimización de la reserva rodante que mejoren el desempeño del sistema de control de frecuencia carga (LFC) de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu

b) Evaluar el impacto económico de la asignación de la reserva rotante en las valorizaciones mensuales de la Central Hidroeléctrica Machupicchu durante el periodo 2018 al 2022.

1.4 Formulación de Hipótesis

1.4.1 Hipótesis General

La Reserva rotante influye en la respuesta dinámica del sistema de control de frecuencia - carga (LFC) de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu periodo 2018-2022.

1.4.2 Hipótesis Específicos

a) La implementación de estrategias de optimización basadas en la asignación eficiente de la reserva rotante mejora significativamente el desempeño del sistema de control de frecuencia carga (LFC) de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu.

b) La asignación de la reserva rotante tiene un impacto económico positivo en las valorizaciones mensuales de la Central Hidroeléctrica Machupicchu, aumentando los ingresos económicos durante el periodo 2018-2022.

1.5 Identificación de variables

1.5.1 Variable Independiente

En el trabajo de investigación se define la variable independiente como aquella que al ser manipulada genera una influencia sobre la respuesta dinámica del modelo de control de frecuencia de carga (LFC) de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu

- Reserva Rotante [%, MW]

Definido como la potencia que las generadoras están obligadas a reservar y que entregan al sistema en cualquier instante cuando existan situaciones de subfrecuencia, esta reserva es aprobada mediante resolución del OSINERMGIN y tiene vigencia por 01 año.

1.5.2 Variable Dependiente

En el trabajo de investigación se define la variable independiente como aquella que se mide para observar el efecto de la reserva rotante (RA).

- Respuesta dinámica del modelo de control de frecuencia de carga (LFC) de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu [Hz]

Representa la variación de la frecuencia en función de la potencia generada por el modelo de control de frecuencia de carga (LFC). Este comportamiento refleja la capacidad del sistema para reaccionar ante fluctuaciones en la demanda o en la generación, asegurando la estabilidad de la frecuencia del sistema. El análisis de esta respuesta es fundamental para evaluar la efectividad de la reserva rotante en la regulación de frecuencia.

- Nivel de incumplimiento (INC) al servicio de RPF de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu

Se refiere al incumplimiento de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu en mantener la frecuencia dentro de los márgenes establecidos para el servicio de regulación primaria de frecuencia. Refleja el grado de incumplimiento en el periodo evaluado para el servicio de RPF.

1.6 Justificación del Problema

1.6.1 Justificación Teórica

El aporte de los sistemas LFC para el control de frecuencia en sistemas interconectados es muy significativa por su simplicidad y precisión para pequeñas variaciones en la carga. Así como también, su aplicabilidad por sus diversas investigaciones en centrales hidroeléctricas, térmicas y renovables. (Shouran et al., 2021). Asimismo, el estudio de sistemas LFC con controladores brinda una base teórica que permitirá el desarrollo de investigaciones relacionadas a mejorar su rendimiento o el reemplazo por otros controladores inteligentes. (Laghari, 2020).

1.6.2 Justificación Legal

La aplicabilidad del control de frecuencia en el Perú se indica en los numerales 6.2 y 6.3 del Título Sexto Servicios Complementarios de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI) aprobado con la Resolución Directoral RD N° 014-2005-DGE “el servicio de regulación primaria de frecuencia se presenta de forma permanente y obligatoria por todos los agentes generadores cuya generación sea superior a 10MW” (DGE, 2005, p. 15) y “Los Servicios Complementarios a considerar son los siguientes: ... a) Reserva rotante; b) Regulación de frecuencia” (DGE, 2005, p. 26) debido a que se identifica como un servicio que se requiere para garantizar la confiabilidad de suministro del sistema eléctrico establecido en la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico, aprobado con el Decreto Supremo N° 020-97-EM. (MINEM, 1997, p. 6) numeral 3.1 del Título Tercero: “El Suministrador entrega a su Cliente un servicio de electricidad de calidad como es exigido en la Norma”.

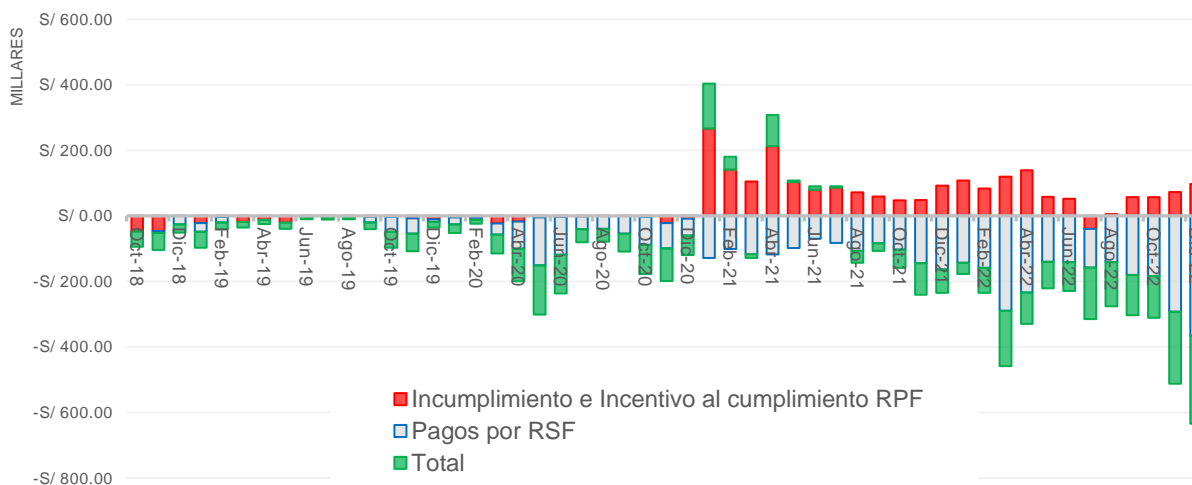
1.6.3 Justificación Económica

Asimismo, el control de la frecuencia representa una ventaja económica a pesar de su carácter no remunerativo debido a que los agentes asociados al COES que si cumplen con el servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) obtienen un incentivo económico que permite reducir los egresos por compensación de regulación secundaria de frecuencia establecido en el cuadro N°5 de Pagos por el servicio de regulación secundaria de frecuencia (RSF) del Informe de Liquidaciones de servicios complementarios e inflexibilidades operativas (LSCIO) elaborado por el COES.

En la figura siguiente, se muestra el resumen de saldos por los servicios de regulación primaria y secundaria de frecuencia durante el período comprendido entre 2018 y 2022. La comparación de estos saldos resulta en las valorizaciones finales que EGEMSA debe compensar por los servicios complementarios. (Ver Figura 2)

Figura 2

Resumen del cuadro N°5 del informe LSCIO periodo Dic-2018 a Dic-2022



Nota. Sacado del Resumen del cuadro N°5 del Informe de LSCIO desde dic-18 a dic-22. Fuente: Portal Web del COES (COES, 2024)

1.7 Alcances y limitaciones

La tesis se centra en la aplicación del sistema de control de frecuencia-carga (LFC) con un controlador PID, utilizando modelos de turbina, gobernador, generador y carga. Estos modelos están representados mediante diagramas de bloques y se basan en parámetros previamente estimados en los ensayos realizados por la empresa brasileña REIVAX en 2018. Los datos utilizados corresponden a las unidades de generación de la C.H. Machupicchu I Fase, en el contexto del servicio de regulación primaria de frecuencia establecido en el Procedimiento Técnico N° 21 (PR-21).

Es importante señalar que la tesis no abarca aspectos constructivos ni mecánicos, como el diseño o funcionamiento de válvulas, deflectores o inyectores de la turbina. Además, no se incluyen análisis relacionados con la vibración de las tuberías forzadas ni con el comportamiento

térmico del regulador. De esta manera, el enfoque del trabajo se limita estrictamente a la modelación y control de los sistemas eléctricos mencionados, sin extenderse a los aspectos físicos y mecánicos del equipamiento asociado.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

2.1 Antecedentes

En el proyecto de tesis “Análisis de Respuesta de Regulación Primaria de Frecuencia de las Unidades de Generación del Centro de Producción Mantaro Electroperú” (Roca Machado, 2021) analiza las causas de las penalizaciones acumulables durante periodo 2019-2020 por el servicio de regulación primaria de frecuencia en la Central Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución, para el cual desarrolló el software *Macro RPF-CPM* que monitorea los cálculos del COES y que permitió la mejora en los cumplimientos del servicio. Como conclusión establece que ante eventos de falla los grupos de la CH SAM aportan un 2.7% de potencia activa y los grupos de la CH RON sobrepasa el límite de 3.5% de la reserva rotante asignada. Según el autor, el sistema de evaluación del COES no refleja el comportamiento real de los grupos lo que conlleva a Electroperú pagar montos excesivos.

Comentario. – el procedimiento de evaluación del servicio de regulación primaria de frecuencia para todos los generadores utiliza el modelo estándar determinado por el COES en el procedimiento técnico N°21, no el modelo real de la central. Esto es debido a que la evaluación es imparcial para todos los agentes generadores con diferentes fuentes de generación (térmica, hídrica, gas) por esa razón es muy probable que el comportamiento del modelo estándar difiera del modelo real de las centrales concesionarias de Electroperú.

En la tesis “Evaluación del Impacto Técnico y Económico en el SEIN del Esquema de Regulación Primaria de Frecuencia” (Chipana Tito, 2017) examina el efecto positivo sobre la calidad de la frecuencia desde la actualización en julio del 2014 del marco regulatorio de la RPF y la influencia económica que incide en las generadoras. Según el autor, las reservas rotantes en energía ejecutado en 2015 y 2016 fueron superiores a los periodos 2012 y 2013 que

incrementa el costo de oportunidad en el mercado spot del SEIN, sobre todo en las centrales térmicas de mayor capacidad con respecto a las centrales hidráulicas quienes generan más energía que la que retiran sus clientes.

Comentario. – Los beneficios de mantener una mayor reserva rotante a nivel del SEIN se logra una mayor respuesta de la Regulación Primaria de Frecuencia frente a desbalances de generación – carga, especialmente a las centrales termoeléctricas quienes no están sujetos a restricciones de fuente como sí lo son las centrales hidroeléctricas.

En la tesis “Análisis del cumplimiento de la reserva rotante para regulación primaria de frecuencia en el sistema eléctrico interconectado nacional del Perú” (Duran Farfán, 2021) aborda la problemática de la aplicación del Procedimiento Técnico PR-21 para las diferentes centrales de generación replicando la evaluación de RPF, encontrando diferencias en ciertos intervalos de evaluación.

Comentario. – Las diferencias encontradas para la evaluación del servicio de regulación primaria de frecuencia, según la tesis se asocian a aspectos internos del COES, sin embargo, también puede deberse a ciertas inconsistencias en los registros de medición de potencia y frecuencia.

En la tesis “Automatización de envío de información diaria de datos de la regulación primaria de frecuencia al COES de las unidades de generación mediante el uso de la automatización robótica de procesos” (Oblitas Mancilla, 2023) el enfoque de la investigación es la automatización del proceso de análisis de datos y envío de información de los registros de lectura de potencia y frecuencia de los medidores correspondientes a las 07 centrales de generación (hidroeléctrica, solar y eólica) incluyendo la central de Reserva fría de Talara asociadas a la empresa Enel Generación Perú. Para realizar la automatización que reemplaza las funciones del operador, se emplea el RPA (Automatización de procesos robótica) denominado UIPATH que automatiza tareas repetitivas, para el mencionado trabajo de

investigación se empleó el RPA en el proceso validación de consistencias de datos de lecturas de frecuencia y potencia y subir los archivos en el sistema extranet del COES. Esto permite reducir el tiempo de trabajo y aumenta la confianza de los datos enviados al COES ya que la inconsistencia de datos puede acarrear multas sobre la empresa.

Comentario. - El procesamiento de datos mediante procesos de automatización robóticos toma relevancia debido a las múltiples ventajas que presenta, sobre todo en la reducción de tiempo que se emplea en las tareas repetitivas. Sin embargo, es importante recalcar que se deba analizar otros componentes como (errores, rango de valores, valores negativos) adicionales para incrementar la confianza de que los datos sean válidos.

2.2 Bases Teóricas

2.2.1 Mercado de Corto Plazo y el sistema de asignación de Servicios

Complementarios

Mediante la Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, Ley N° 28832 se establece como estructura común del mercado eléctrico peruano, el Mercado Mayorista de Electricidad es conformado por el Mercado de Corto Plazo y el sistema de asignación de Servicios Complementarios que incluye el mecanismo de asignación de inflexibilidades operativas y los componentes que permiten enfrentar el riesgo por limitaciones en la capacidad de transmisión eléctrica (MINEM, 2006). Por ello, se distinguen las funciones administrativas del COES mediante procedimientos tanto para el Mercado de Corto Plazo y los Servicios Complementarios, la aprobación de estos procedimientos añade reglas, disposiciones y obligaciones que son de cumplimiento obligatorio para todos los agentes (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Grandes Usuarios Libres) que forman parte de la operación del SEIN al costo mínimo y garantizar la seguridad del sistema mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos (COES, 2023)

2.2.2 Reserva Rotante y el servicio de regulación primaria de frecuencia

El sistema de asignación de servicios complementarios incluye la regulación sobre Inflexibilidades Operativas que garantiza que los agentes recuperen sus costos variables y sean pagados en proporción a los retiros efectuados, en la Ley N° 28832 se define como un servicio necesario que asegura el transporte de la electricidad desde la generación hasta la demanda en condiciones de calidad y fiabilidad, y según el Reglamento mayorista de electricidad, numeral 4.2 del artículo 4 : su remuneración es efectuada por los propios agentes generadores, por ello de acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica de la Operación en Tiempo Real (NTOTR) (MINEM, 2016, p. 9) especifica como servicios complementarios los siguientes:

- Reserva rotante
- Regulación de frecuencia
- Regulación de tensión y/o suministros locales de reactivos.
- Grupos de arranque rápido por emergencia (Reserva fría).

En la prestación de servicios complementarios para la reserva rotante, regulación de frecuencia y reserva fría sólo pueden ser provistas por la generación eléctrica. Y para aquellos agentes que brinden el servicio de reserva rotante vinculado a la regulación de frecuencia requieren efectuar retiros con inyecciones de energía al sistema eléctrico. Por tanto, esto limita la posibilidad de que aquellos usuarios libres con equipos de almacenamiento puedan brindar el servicio de regulación de frecuencia.

Los procedimientos en materia de operación tanto para el Mercado de Corto Plazo como Servicios complementarios elaborados por el COES son de aplicación y cumplimiento obligatorio para todos los agentes, en tema de regulación de frecuencia, el COES tiene dos procedimientos: el Procedimiento Técnico N°21 para la regulación primaria de frecuencia y Procedimiento Técnico N°22 para la regulación secundaria de frecuencia, eximiendo un procedimiento para la regulación

terciaria de frecuencia como si es contemplada, en la Norma Técnica de Servicios Complementarios de Chile.

En la normativa técnica sobre el control de frecuencia en Chile, para la determinación de servicios complementarios, la determinación de reserva rotante para el control rápido de frecuencia limita el despacho de potencia disponible, diferenciado en eventos de sobrefrecuencia y subfrecuencia siendo la característica más importante el efecto de la inercia en el sistema. En situaciones de subfrecuencia existen dos reservas para el control primario de frecuencia (CPF) a 10 s y CPF a 5 min considerando una caída de ± 0.7 Hz, para situaciones de sobrefrecuencia, la reserva no necesariamente será igual que la reserva de subfrecuencia. Los SSCC serán remunerados por lo generadores y los usuarios finales.

En la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) de Argentina, la reserva definida para la regulación de frecuencia es modelada para cada máquina habilitada y remunerada por los agentes consumidores (Distribuidoras y Grandes Usuarios del MEM), considerando como la potencia disponible, la potencia máxima menos el porcentaje de reserva establecido en cada periodo estacional. Cuanto mayor sea la reserva rotante menor será la optimización del despacho óptimo por el incremento del costo de operación, aunque con menor probabilidad de riesgo de falla y su costo asociado.

Según (Montero, 2023) La reserva rotante a ser delegada es la capacidad que un generador está disponible a entregar; para generadores síncronos convencionales entrega la capacidad mediante el incremento del par de velocidad por acción de la fuente.

En la normativa técnica sobre el control de frecuencia en Chile, la reserva efectiva para el control primario de frecuencia limita el despacho de potencia disponible.

2.2.3 Sistema de Control de Frecuencia – Carga

La regulación primaria de frecuencia se da al producirse un desbalance entre la generación y la demanda en el sistema, según (Ledesma, 2020) los reguladores de velocidad activan la acción de control primario con una respuesta de 3-30 s, el control actúa sobre la válvula de admisión que regula el flujo entrante de agua y, por lo tanto, regula la potencia mecánica aportada del generador. Su principal objetivo es aportar la reserva rotante asignada, donde se explica que, las máquinas con estatismo pequeño se cargarán más rápido.

Sin embargo, debido a la complejidad de los sistemas eléctrico para realizar evaluaciones de despacho óptimo con mínimas variaciones de frecuencia, es necesario el estudio de modelos más simples para analizar su comportamiento en diferentes eventos con una respuesta de frecuencia aceptable.

Según el artículo (Alhelou et al., 2018), el control de frecuencia de carga trata sobre el control de la frecuencia sobre pequeñas perturbaciones como fluctuaciones de carga y variaciones de energía renovable. Existen dos clasificaciones generales para los modelos LFC en función de sus configuraciones: convencionales con modelado de respuesta en frecuencia de las áreas de control de señal y sistemas de energía de varias áreas considerando que varían según el tipo de generación como hidráulicas, térmicas o de gas. Y modernos, del cual se subdividen en modelos LFC con enlaces de corriente continua y dispositivos electrónicos de potencia, modelos LFC con ingresos de recursos renovables y generación distribuida y modelos LFC para redes Smart. Aunque los modelos LFC son investigados, persiste todavía inconvenientes en el ajuste óptimo de los parámetros debido al modelo poco realista y la robustez frente a incertidumbres que afectan el modelo.

2.3 Marco Conceptual

2.3.1 Central Hidroeléctrica Machupicchu

La empresa de generación eléctrica Machupicchu S.A. (EGEMSA) concesionaria de la Central Hidroeléctrica Machupicchu I & II Fase ubicada en el departamento de Cusco, provincia Urubamba, distrito Machupicchu, cuenta con una potencia instalada total de 190 MW y genera aproximadamente 8GWh que significa una participación del 2.34% de la generación a nivel nacional, como empresa estatal de derecho privado con dedicación exclusiva a la generación y venta de energía eléctrica, la Gerencia Comercial administra la gestión empresarial asociado a la venta de energía con respaldo de potencia firme mediante contratos de suministro de electricidad con clientes del mercado libre y regulado repartidos en todo el ámbito geográfico del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con una potencia contratada de 163.8 MW, cuenta con una amplia cartera de clientes: Compañía Minera Antamina, Empresa Cal & Cemento Sur S.A., Lima Golf Club, empresas distribuidoras: EGEPSA, COELVISAC, ELECTRO ORIENTE y ELECTROPANGO.

2.3.2 COES

El Comité de Operaciones Económicas del Sistema Eléctrico Nacional (COES SINAC) es un organismo privado sin fines de lucro y con personería de derecho público en Perú encargada de coordinar y controlar la operación económica del sistema eléctrico interconectado. Es una entidad conformada por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres denominados agentes del SEIN y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio. Coordina la operación del SEIN al costo mínimo, la seguridad del sistema eléctrico mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos, planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado Mayorista de Electricidad. (COES, 2024).

2.3.3 Asignación de reserva rotante

De acuerdo con el Procedimiento Técnico N° 21 (PR-21), todas las unidades de generación con una potencia superior a 10 MW, excepto aquellas que utilizan fuentes de energía renovable (RER), están obligadas a mantener un porcentaje de su capacidad de producción en reserva durante la programación diaria de sus operaciones. Esto significa que no deben despachar al 100% de su capacidad máxima, sino que deben dejar un margen de potencia sin utilizar. Este margen, conocido como reserva rotante (RA), está destinado a proporcionar potencia adicional al sistema eléctrico en caso de que la desviación de la frecuencia supere el límite máximo establecido por el PR-21, lo cual puede ocurrir debido a desbalances entre la generación y la demanda. La reserva rotante es crucial para la estabilidad del sistema eléctrico, ya que permite a las unidades generadoras responder de manera rápida y efectiva a las variaciones de frecuencia, garantizando un suministro de energía continuo y equilibrado.

Como ejemplo, se extrae la información de producción de energía en la semana N°32 del periodo 2024 de la Central Hidroeléctrica Machupicchu, la energía producida en la semana N°32 es mayor en 2.46% con respecto a la energía programada, la razón se debe al aporte de reserva rotante en la temporada de estiaje (01 de junio a 30 de noviembre). (COES, 2020)

Figura 4

Producción de energía SEMANA N° 32-2024 del 03 al 09 de agosto de 2024 de EGEMSA

EMPRESAS	CENTRALES	ENERGÍA PRODUCIDA SEMANA N° 32-2024				TOTAL	ENERGÍA PROGRAMADA	DESV.
		GENERACIÓN						
		HIDROELÉCTRICA MWh	TERMOELÉCTRICA MWh	RER(***) MWh	TOTAL MWh	TOTAL MWh	EJEC / PROG %	
EGEMSA	MACHUPICCHU	17,330.20	0.00	0.00	17,330.20	16,914.88	2.46%	
EGEMSA Total		17,330.20	0.00	0.00	17,330.20	16,914.88	2.46%	

Nota. Extraído de Portal Web del COES – Evaluación semanal de operación semana N°32 (COES, 2024)

La reserva rotante, se define en la Ecuación (1) como la diferencia sobre la potencia máxima a generar P_{max} y la potencia generada P_G :

$$RA = P_{max} - P_G \quad (1)$$

Donde:

RA : Reserva Rotante

P_{max} : Potencia máxima a generar

P_G : Potencia generada

La potencia generada se obtiene a partir de los registros del medidor del generador. La potencia máxima a generar se determina con base en los parámetros estimados del modelo Kumpli, desarrollado por el COES, utilizando los datos de medición del generador.

La consigna de la potencia generada P_G y la potencia máxima P_{max} en función de la reserva rotante asignada en %, se expresa en la Ecuación (2):

$$P_G = P_{max} \left(1 - \frac{\%RA}{100} \right) \quad (2)$$

Para el caso de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu, la potencia consignada o también Potencia de Referencia (MW) del día 03/08/2024 es determinada diariamente mediante la estimación de parámetros del modelo Kumplyi desarrollado por el COES para la evaluación del servicio de regulación primaria de frecuencia con los datos de potencia generada de las unidades de generación restringida por el margen de Reserva Rotante.

Periodo	COD.	NOMBRE CENTRAL	POTENCIA DE REFERENCIA (MW)	POTENCIA ESCALON - SEGUNDO 60 (MW)
Base	30626	C.H. MACHUPICCHU G1&2&3	17.9447	19.5114

Donde:

$\%RA$: Reserva rotante asignada expresado en %

En el Procedimiento Técnico N°21 del COES “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (PR-21), la reserva rotante expresada en MW está definida como el producto de la reserva rotante (%) y la potencia de consigna del grupo P_{Ref} definida como la potencia que se espera generar a frecuencia nominal 60 Hz.

2.3.4 Regulación Primaria de Frecuencia.

Contemplado en el Procedimiento Técnico N°21 del COES, al producirse un desbalance entre la generación y la demanda en el sistema, el sistema automáticamente activa la acción de control primario con una respuesta de 3-30 segundos. En el que el control actúa sobre la válvula de admisión que regula el flujo entrante y, por lo tanto, regula la potencia mecánica aportada al generador.

El aporte reserva rotante (%) frente a una variación en la demanda ΔP (MW) toma en cuenta el estatismo E (%) y el torque regulador del sistema K_{sist} , como se muestra en la ecuación (3)

$$RA(\%) = \frac{\Delta P}{E(\%) * K_{Sist}} \quad (3)$$

Donde:

RA : Reserva rotante asignada

ΔP : Variación en la demanda

$E(\%)$: Estatismo

K_{sist} : Torque del sistema

Donde se explica que, las máquinas con estatismo pequeño se cargarán más rápido.
(Ledesma, 2020)

2.3.5 Modelo Kumpliy del COES

El modelo Kumpliy es un script en Matlab desarrollado por el COES que estima los parámetros del modelo estándar a partir de las mediciones de frecuencia y potencia para evaluar el cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) según el numeral 12.1 del Procedimiento Técnico N° 21. Los parámetros que conforman el modelo estándar son:

2.3.5.1 Estatismo

La relación entre la desviación de la frecuencia (Δf) respecto a la frecuencia nominal (60 Hz) y la variación en la potencia de salida (ΔP) o en la posición de la válvula permite la operación

f : Frecuencia final

Para la operación estable en la Figura 5 la pendiente (estatismo) varía para cada unidad de generación de la matriz, mientras más pronunciada sea la pendiente menos sensible será a los cambios en la frecuencia que generaría dificultades para aportar potencia al instante, asimismo el tiempo de respuesta sería mayor por el rango de frecuencia. En la sección b) del numeral 8.1 del Procedimiento Técnico N°21 del COES se establece un rango entre 2 a 7%, como una política en la configuración libre de cada grupo para operar con alto o bajo estatismo sin perjuicio del sistema.

El aporte de potencia al estar relacionado a variaciones de frecuencia facilita el desgaste de las partes mecánicas de la turbina como válvulas debido a la propia volatilidad de la frecuencia por efectos de la demanda. Por ello, adicionalmente se establece un margen de inoperatividad del generador denominado “banda muerta”.

2.3.5.2 Banda Muerta

La banda muerta de regulación o denominado también el margen de variación de frecuencia en el cual no se desea que el regulador de velocidad actúe para perturbaciones en la frecuencia, según el Procedimiento Técnico N°21 del COES “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (PR-21) no debe ser inferior a 30mHz (COES, 2020, p. 5). Asimismo, su aplicación beneficia en la reducción de aporte de potencia para una caída de frecuencia que no supere el ancho de banda muerta.

2.3.5.3 Banda de Operación

La banda de operación, se refiere al margen que los generadores deben mantener ante variaciones en la frecuencia. Se expresa en las ecuaciones (4) y (5) (COES, 2020), estos límites en el registro de frecuencia definen la elección del intervalo de evaluación del cumplimiento del

Procedimiento Técnico N°21 del COES “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (PR-21).

$$\Delta f_{m\acute{a}x} = \frac{\%E_n \times \%RA \times 60}{1000} + BM_n \quad (4)$$

$$f_{m\acute{a}x} \rightarrow gen = fn \pm 1.2\Delta f_{m\acute{a}x} \quad (5)$$

Donde:

$\Delta f_{m\acute{a}x}$: Variación de frecuencia utilizada para agotar la reserva rotante asignada

$\%E_n$: Estatismo con valor igual a 5%

$\%RA$: Reserva rotante asignada

BM_n : Banda Muerta

$f_{m\acute{a}x} \rightarrow gen$: Límites permisibles de frecuencia para la respuesta del generador

fn : Frecuencia nominal 60 Hz

2.3.6 Procedimiento de elección del periodo de evaluación

En el Anexo 3 del procedimiento técnico N°21, para cada día se elige de forma aleatoria un intervalo de 5 minutos y debe cumplir las siguientes condiciones:

a). Del registro de potencia, el 98% de la potencia registrada no debe variar más del 5% del primer registrado de potencia del periodo evaluado.

$$(1 + 5\%) * P_{inicial} \quad (6)$$

Donde:

$P_{inicial}$: Registro de potencia del primer segundo del intervalo seleccionado

b). El margen de registros de frecuencia debe estar dentro de los límites establecidos para la respuesta del generador [$f_{\max \rightarrow \text{gen}}$, $f_{\min \rightarrow \text{gen}}$], de los registros, el 20% está por sobre los 60,02 Hz y el 20% debe ser inferior a 59,98 Hz que obedece al numeral 8.1 del procedimiento vigente “la Banda muerta será ajustada de forma igual o inferior a $\pm 0,05\%$ de 60Hz, es decir, $\pm 0,030$ Hz.” (COES, 2020, p. 5)

$$f_{\text{mínimo} \rightarrow \text{gen}} = 60 + BM - 0.01 \text{ Hz} \quad (7)$$

$$f_{\text{máxima} \rightarrow \text{gen}} = 60 - BM + 0.01 \text{ Hz} \quad (8)$$

Donde:

$f_{\text{máxima} \rightarrow \text{gen}}$ & $f_{\text{mínimo} \rightarrow \text{gen}}$: Límites establecidos para la respuesta del generador

c). En la situación de no haber encontrado un periodo de evaluación, se repite nuevamente lo indicado en a) y posteriormente en b), considerando nuevos intervalos de cuatro minutos (04). Si todavía no se encuentra el intervalo se reducirá a 15% la condición de b). Y de no encontrar un intervalo que cumpla con lo requerido, el incumplimiento será igual a 1 exceptuando a aquellos grupos que estén en ensayos a aplicación de procedimientos de determinación de potencia efectiva, aquellas que modifique su potencia por indicaciones del COES, cuando se encuentren ejecutando pruebas sobre los reguladores de velocidad o cuando se esté en una operación aislada. (COES, 2020, p. 5)

2.3.7 Estimación de parámetros para la Unidad de Generación

Con el intervalo de evaluación seleccionado, utilizando el modelo Kumpliy del COES, se procede a estimar el estatismo, potencia de referencia, banda muerta y la constante de tiempo, después con el modelo de diagrama de bloques empleando Simulink - Matlab se determinará el aporte de reserva rotante asignada.

$$\%E = \frac{P_{efec} * R * 100}{f_n} \quad (9)$$

Donde:

$\%E$: Estatismo

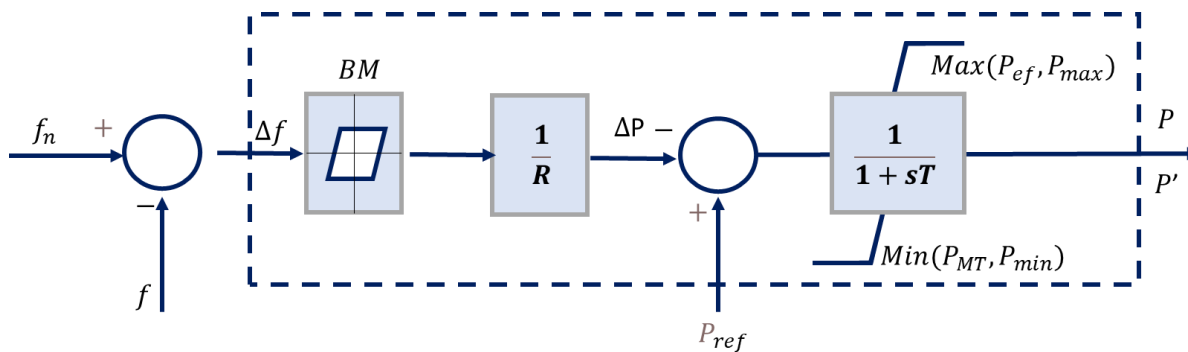
P_{efec} : Potencia efectiva de la unidad de generación

R : Ganancia en estado estacionario

f_n : Frecuencia nominal

Figura 6

Modelo Estándar del PR-21



Nota. Adaptado del Procedimiento Técnico N° 21 “Reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia”, COES, 2020, p.21

En la Figura 6, la variación en la salida de potencia del generador (ΔP) depende de la variación de frecuencia (Δf) que previamente pasa por el filtro de banda muerta, y cuya proporción de relación se expresa con la ganancia $1/R$ que ajusta la salida del sistema (ΔP) en función de la desviación de frecuencia. Luego la potencia de salida es comparada con la potencia

que el grupo o central debe entregar a frecuencia nominal 60Hz (P_{ref}) y mediante el bloque de la constante del tiempo (T) que indica la rapidez con la que el grupo o central deberá responder incrementando la potencia de salida frente a desviaciones de frecuencia.

Donde:

f_n : frecuencia natural SEIN 60 Hz

f : frecuencia registrada del medidor

P_{ref} : potencia consigna de la unidad de generación

BM : Banda muerta

T : constante de tiempo

$1/R$: ganancia en estado estacionario

ΔP : Variación en la salida de potencia del generador

$Max(P_{ef}, P_{max})$: Valor máximo de la Potencia Efectiva del grupo entre la potencia máxima registrada en el intervalo de 5 minutos seleccionado.

$Min(P_{MT}, P_{min})$: Valor mínimo de generación (3MW) de la I Fase y el registro de la potencia mínima en el intervalo de 5 minutos. (COES, 2021)

P : Registro de potencia de la central o del grupo

P' : Potencia determinada del modelo estandar para la central o grupo

Los parámetros estimados diarios con el modelo Kumpliy para todas las centrales de generación asociadas al COES son reportados en la pagina web del COES.

Figura 7

Extracto del reporte de la evaluación diaria al cumplimiento de RPF

Fecha de evaluación	Periodo	COD.	NOMBRE CENTRAL	ESTADISTMO (%)	BANDA MUERTA (mHz)	CONSTANTE DE TIEMPO (SEGUNDOS)	POTENCIA DE REFERENCIA (MW)	POTENCIA ESCALON - SEGUNDO 60 (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)
26/05/2021	Punta	30626	C.H. MACHUPICCH U G1&2&3	2.8729	22.9112	3.92	72.8558	75.134	75.134	3

Reporte de evaluación del día al cumplimiento de RPF para las valorizaciones mensuales por servicios complementarios e inflexibilidades operativas.

Con el extracto del reporte de parámetros estimados se calcula el aporte de potencia en los 60 segundos (ΔP_{60s}) para un escalón de variación de frecuencia que agota la reserva rotante asignada para regulación primaria de frecuencia (RPF).

$$f_{min} \rightarrow \%RA = f_n - \Delta f_{m\acute{a}x} \quad (10)$$

Donde:

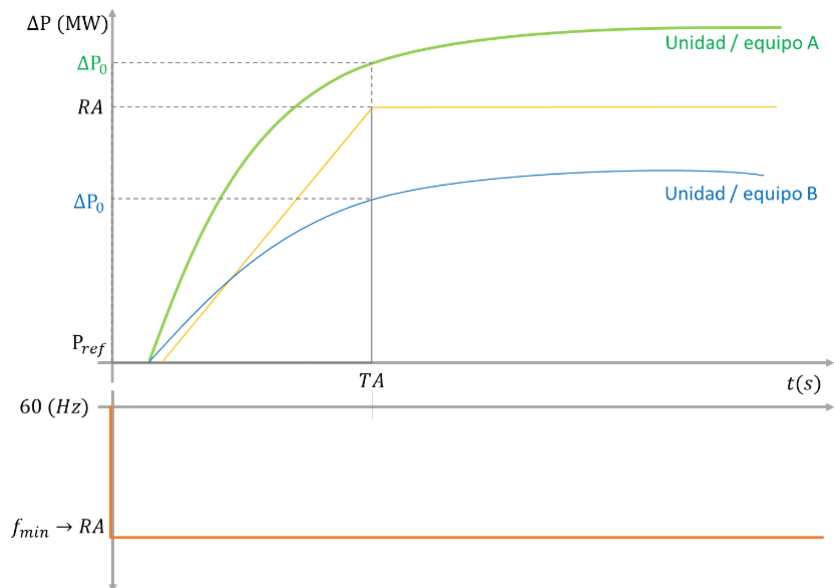
$f_{min} \rightarrow \%RA$: Escalón de desviación de frecuencia

$\Delta f_{m\acute{a}x}$: Variación de frecuencia utilizada para agotar la reserva rotante asignada

En la Figura 8, se muestra el aporte de potencia del grupo o central a partir de la potencia consigna (P_{ref}) para el escalón de desviación de frecuencia ($f_{min} \rightarrow \%RA$) hasta agotar la reserva rotante (RA) y que deberá ser aportada antes del tiempo de aporte (TA) establecido en el Procedimiento Técnico N°21 del COES.

Figura 8

Evaluación del aporte de potencia para RPF

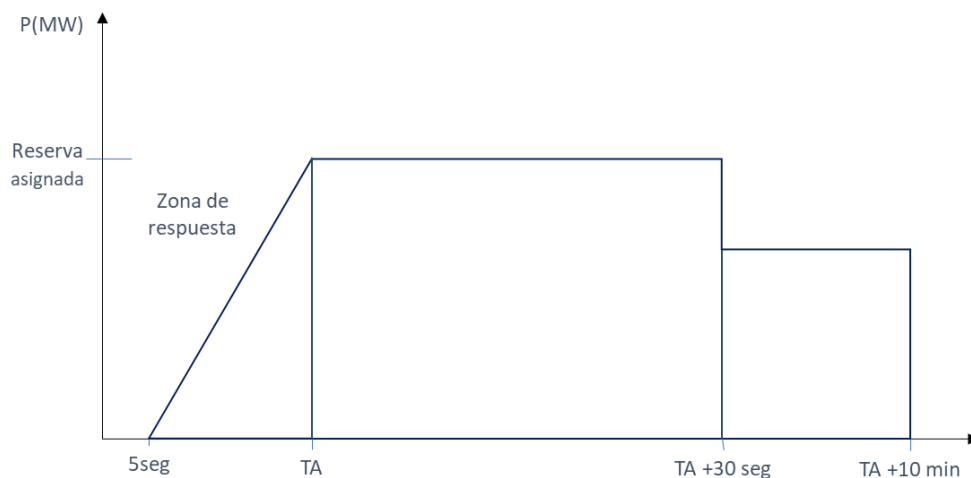


Nota. Adaptado del Procedimiento Técnico N° 21 “Reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia”, COES, 2020, p.22

En la Figura 9, se observa que ante una disminución en la frecuencia, el generador comienza a aportar potencia hasta agotar la reserva rotante asignada, la cual debe ser entregada en un plazo máximo de 5 segundos. Esta reserva debe ser entregada antes del tiempo de aporte ($TA < 30$ segundos), mantenerse durante 30 segundos adicionales más, y luego podrá reducirse progresivamente hasta un 15% de la potencia inicial, y esta potencia reducida deberá sostenerse durante el período de 10 minutos.

Figura 9

Respuesta de los grupos ante una disminución en la frecuencia



Nota. Obtenido del Procedimiento Técnico N° 21 “Reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia”, COES, 2020, p.7

2.3.7.1 Evaluación del aporte de potencia

Para determinar el cumplimiento, primero se calcula el porcentaje no suministrada de reserva (%RPNS) con la ecuación:

$$\%RPNS = \max\left(1 - \frac{\Delta Pt_g \times 100}{RA_g}; 0\right) \times 100 \quad (11)$$

Donde:

ΔPt_g : aporte de potencia para regulación primaria de frecuencia (RPF)

%RPNS: Porcentaje de energía no suministrada

RA_g : Reserva rotante asignada al grupo o central

Y segundo con el nivel de incumplimiento del intervalo evaluado utilizando la siguiente expresión:

$$INC = \max \left[0.434x \ln \left(\frac{\%RPNS}{100} \right) + 1; 0 \right] \quad (12)$$

Donde:

$\%RPNS$: Porcentaje de energía no suministrada

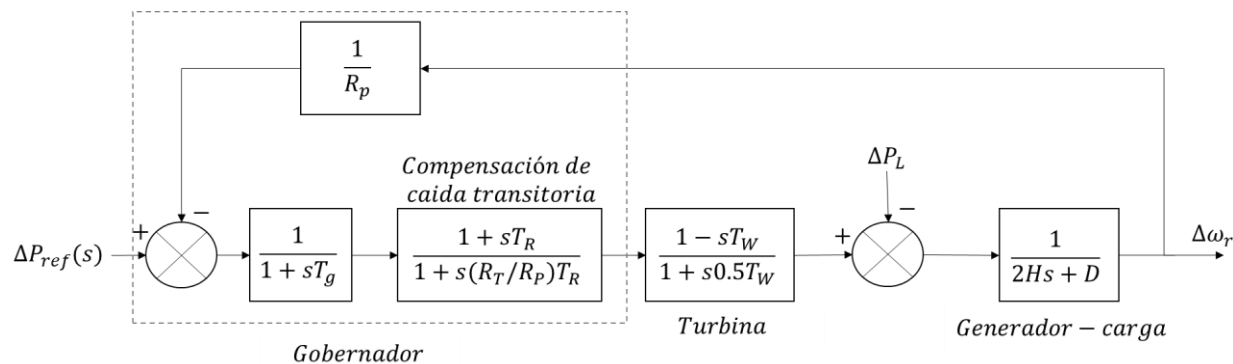
El incumplimiento diario para la UG será calculado como el promedio aritmético de los niveles de incumplimiento de los intervalos evaluados en los periodos Base, Medio y Punta.

2.3.8 Modelamiento del sistema de control de frecuencia de carga (LFC)

Sobre el modelamiento del sistema de control de frecuencia de carga (LFC) para una planta hidroeléctrica, se presenta el modelo de función de transferencia de sus componentes: generador-carga, gobernador con compensación de caída transitoria y turbina.

Figura 10

Diagrama de bloques de control de LFC para una planta hidráulica



Nota. Adaptado Power System Analysis, por Prabha Kundur, 1993, p. 400, McGrawHill Education

El diagrama ilustra un sistema de control automático para mantener la frecuencia estable en un sistema de potencia.

Gobernador: Detecta cambios en la referencia de potencia y ajusta la posición de la válvula de la turbina para regular la potencia generada.

Entrada: ΔP_{ref} Esta es la señal de referencia para el cambio de potencia, es decir, el valor deseado de la variación de potencia.

$\frac{1}{1+sT_g}$ Representa el modelo del gobernador, donde T_g es la constante de tiempo del gobernador. Este bloque describe la respuesta del gobernador frente a la señal de referencia de potencia.

$\frac{1+sT_R}{1+s(R_T/R_p)T_R}$ Este bloque representa la compensación de caída transitoria.

T_R : Es la constante de tiempo relacionada con el regulador de velocidad.

R_T : Es el ajuste de velocidad de la turbina, y R_p es el ajuste de la potencia del gobernador.

$1/R_p$ Es el bloque de retroalimentación que representa la acción proporcional del gobernador. Aquí R_p es la regulación de la velocidad que determina cómo responde la válvula de entrada de la turbina ante los cambios en la frecuencia.

Este bloque mejora la estabilidad transitoria del sistema ajustando la respuesta del gobernador para mantener la estabilidad ante cambios rápidos en la carga.

Turbina: Convierte la posición de la válvula en una potencia mecánica, la cual está relacionada con la variación de carga.

$\frac{1-sT_W}{1+0.5sT_W}$ Este bloque describe cómo la turbina responde a la señal del gobernador (posición de la válvula), con un retardo inherente debido a la inercia de la turbina. T_W Es la constante de tiempo de la turbina.

Generador-Carga: La potencia mecánica se convierte en potencia eléctrica, afectada por la carga del sistema y la inercia del generador, determinando así la frecuencia del sistema.

$\frac{1}{2HS+D}$ Representa la dinámica del generador acoplado a la carga. H Es la constante de inercia del sistema (relacionada con la masa giratoria del generador). D Es un coeficiente de amortiguamiento que representa la resistencia al cambio de frecuencia. Este bloque describe cómo el generador responde a la variación en la carga ΔP_L y su efecto sobre la variación en la velocidad angular del rotor del generador, que está directamente relacionada con la desviación de frecuencia en el sistema eléctrico Δw

Este sistema de control es crucial para la operación segura y eficiente de redes eléctricas que operan en paralelo, asegurando que la frecuencia se mantenga dentro de los límites aceptables frente a variaciones en la demanda de potencia.

Se observa que el gobernador incluye una compensación de caída transitoria debido a que, un cambio en la posición de la compuerta en la tubería forzada afectaría en la potencia de

la turbina que rápidamente vuelve al sistema inestable. Por ello, los gobernadores se diseñan para tener una caída transitoria lenta para la respuesta estable.

Los diagramas de bloques individuales se explican en los párrafos siguientes.

2.3.8.1 Modelo de turbina hidráulica

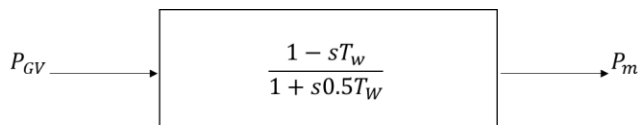
La característica transitoria de la turbina está determinada por la dinámica del caudal del agua en la tubería forzada que tiene influencia en la estabilidad del sistema de generación.

La potencia generada por la turbina está relacionada directamente con el generador a través del par mecánico, pero se realiza esta suposición para velocidades síncronas donde los cambios de velocidad no tienen un efecto significativo. (Lucero Tenorio, 2010)

El modelo simplificado más común para los estudios de estabilidad utilizado en los programas de computadora, es el modelo de turbina linealizado que depende de un solo parámetro, la constante de inicio de agua T_W , que asocia el tiempo de aceleración del agua en la tubería forzada. (Committee, 2013). El modelo simplificado relaciona los cambios que se produce en la salida de la potencia mecánica P_m con la posición de la compuerta P_{GV} .

Figura 11

Modelo de turbina hidráulica simple



Nota. Adaptado de Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies (p.53), por IEEE Power & Energy Society, 2013, IEEE.

A altura y caudal nominal, el parámetro T_W , se calcula en la ecuación (13)

$$T_W = \left(\frac{L}{Ag}\right) \left(\frac{Q_n}{h_n}\right) \quad (13)$$

Donde:

T_W : Constante de inicio de agua

A : Área de la tubería forzada, m²

L : Longitud de la tubería forzada, m

g : Aceleración de la gravedad, m/s²

Q_n : Caudal nominal de la turbina, m³/s.

h_n : Altura neta de la turbina, m

2.3.8.2 Modelo del generador

La respuesta de un generador frente a una variación en la carga se refleja en la variación del torque mecánico T_m producido por la turbina debido a una variación de la carga que tiende a acelerar el eje, y es el torque eléctrico T_e que tiende a frenarlo.

La Ecuación (14) describe el comportamiento del generador frente a perturbaciones que es expresado en términos de momento de inercia J , desviación del ángulo del rotor $\Delta\delta$ y potencia en vez de par debido a que el gobernador controla la potencia generada

$$J \frac{\partial^2 \Delta\delta}{\partial t^2} = \Delta P_m - \Delta P_e \quad (14)$$

En la ecuación (15) se expresa la desviación de la velocidad angular $\omega = \frac{\partial \Delta\delta}{\partial t}$ y el momento de inercia $J = \frac{2H}{\omega_s}$ cuya constante de inercia ($2H$) representa la energía cinética que se acumula en el eje, es decir, representa el tiempo que tarda en alcanzar la velocidad nominal

luego del reposo, en (Ledesma, 2020) la constante de inercia aproximada para turbina hidráulica es de 10s:

$$2H \frac{\partial \left(\frac{\omega}{\omega_s} \right)}{\partial t} = \Delta P_m - \Delta P_e \quad (15)$$

En términos de pequeñas variaciones de velocidad, aplicando la transformada de Laplace, tenemos la Ecuación (16) y Ecuación (17) :

$$\frac{\partial \Delta \omega}{\partial t} = \frac{1}{2H} \Delta P_m - \Delta P_e \quad (16)$$

$$\Delta \omega = \frac{1}{2Hs} \Delta P_m - \Delta P_e \quad (17)$$

Donde:

ΔP_m : Variación de potencia mecánica

ΔP_e : Variación de potencia eléctrica

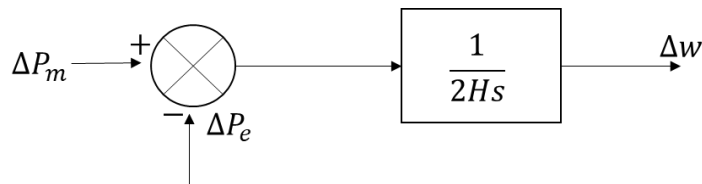
$2H$: Constante de inercia

$\Delta \omega$: Variación de la velocidad angular

De la ecuación anterior, se muestra en la Figura 12 el diagrama de bloques de un generador síncrono.

Figura 12

Modelo de un generador síncrono



Nota. Adaptado Análisis dinámico y control de sistemas eléctricos, por Pablo Ledesma, 2020, p.63, Universidad Carlos III de Madrid.

2.3.8.3 Modelo de carga

Para modelar la carga, se considera que está conformada por cargas que no son sensibles a los cambios en la frecuencia ΔP_L , como las cargas resistivas y aquellas que son sensibles a los cambios en la frecuencia debido a los cambios en la velocidad del generador como las cargas motorizadas $D\Delta w$. Esta relación depende de la característica velocidad-carga, como se aprecia en la Ecuación (18)

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta w \quad (18)$$

Donde D es la constante de amortiguamiento de carga que representa la variación de la carga dividido entre la variación de la frecuencia expresado como porcentaje y cuyos valores típicos son del 1 al 2%.

Luego:

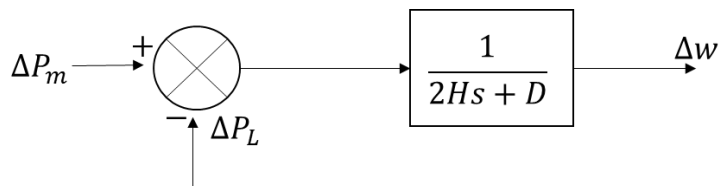
ΔP_L : Variación de carga sensible a la frecuencia

$D\Delta w$: Variación en la velocidad del generador

Incluyendo el modelo de carga en el modelo del generador y el álgebra de diagrama de bloques, tenemos la función de transferencia para el generador.

Figura 13

Diagrama de bloque del generador y carga



Nota. Adaptado Análisis dinámico y control de sistemas eléctricos, por Pablo Ledesma, 2020, p.63, Universidad Carlos III de Madrid.

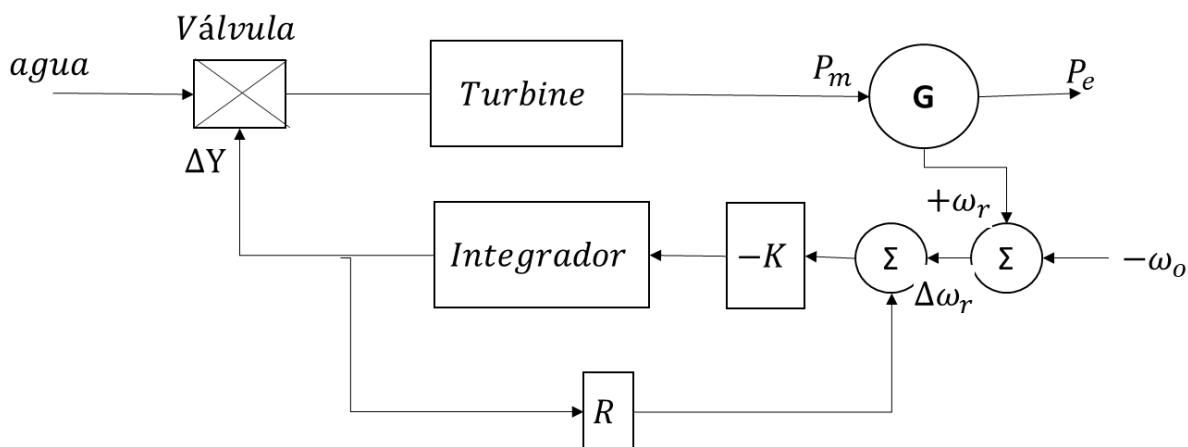
2.3.8.4 Modelo del Gobernador de velocidad

El Gobernador de velocidad proporciona una comparación mediante el sensor de velocidad entre la velocidad establecida como referencia y la velocidad dada en el momento por una variación de carga, esto provoca la variación en la potencia eléctrica (P_e) y posteriormente en la frecuencia (f) al ritmo determinado por la inercia del rotor del generador. Por ello su objetivo es mantener la velocidad dentro del margen establecido cuando la potencia de salida del generador cambia para devolver la frecuencia a su valor de referencia. Para ello, se compara las velocidades entre el rotor y la referencia entonces la diferencia de la velocidad se amplifica $K = \frac{1}{D}$ (ganancia del controlador) e integra para calcular el error de velocidad que genera una señal de control ΔY que activa la válvula y regula el flujo de agua a través de la turbina. Este reinicio accionado por la señal de control integrado alcanzará un estado nuevo cuando la diferencia de velocidad sea cero.

La característica de regulación del gobernador con caída transitoria se obtiene al agregar una retroalimentación al integrador R .

Figura 14

Esquema del Gobernador con retroalimentación



Nota. Adaptado Power System Analysis, por Prabha Kundur, 1993, p.189, McGrawHill Education.

La función de transferencia del gobernador de la Figura 14 se simplifica en la forma mostrada en el siguiente diagrama. Este tipo de gobernador se caracteriza por ser un controlador proporcional con una ganancia de $1/R$.

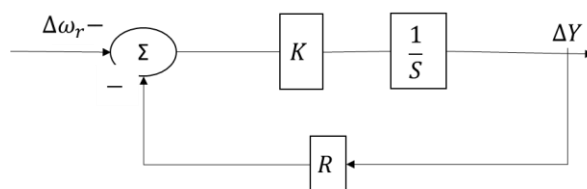
Este diagrama representa un esquema de control para la operación de una turbina, posiblemente hidráulica, dentro de un sistema de generación de energía. En este esquema, la válvula regula el flujo de agua hacia la turbina. La apertura o cierre de la válvula determina la cantidad de energía mecánica que la turbina puede generar, la cual se utiliza para accionar un generador que produce energía eléctrica.

El integrador acumula la señal de salida de la turbina, generalmente relacionada con la velocidad o el ángulo de la misma. Este componente es crucial para suavizar la respuesta del sistema y puede estar asociado a la inercia del sistema. El bloque $-K$ Representa un factor de

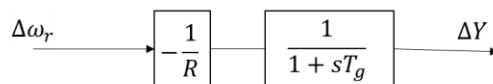
ganancia negativa. Esto implica que la señal retroalimentada es inversamente proporcional a la salida. Este factor ayuda a estabilizar la velocidad de la turbina al corregir cualquier desviación con respecto a un valor de referencia. La señal $\Delta\omega_r$ se utiliza para ajustar la apertura de la válvula, controlando así el flujo de agua y, en consecuencia, la velocidad de la turbina. El regulador de velocidad, representado por R , ajusta la respuesta del sistema ante cambios en la demanda de potencia. Este parámetro es crucial para mantener la estabilidad de la velocidad de la turbina frente a variaciones en la carga.

Figura 15

Diagrama de bloques del Gobernador reducida con retroalimentación de estado estable



a)



b)

Nota. Adaptado Power System Analysis, por Prabha Kundur, 1993, p.189 McGrawHill Education.

Donde:

$$T_g = \frac{1}{KR}$$

El valor de R denominado regulación de velocidad del gobernador o caída del generador, determina la característica del regulador en régimen permanente, también conocido como la caída permanente (en inglés "permanent droop") se expresa como la relación entre el porcentaje

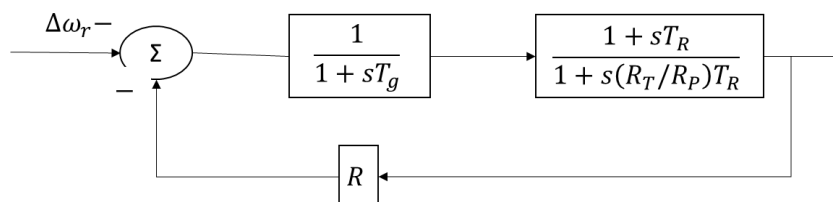
de cambio de la potencia y el porcentaje de cambio de frecuencia de salida $R = -\frac{\Delta\omega}{\Delta f}$ y se cambia de signo para que quede positiva. Si, por ejemplo, una regulación del 5% significa que la desviación de la frecuencia del 5% provoca un cambio del 100% en la potencia de salida, es decir, mientras más alto el valor de regulación más sensible será a los cambios en la frecuencia.

La característica del regulador de velocidad es que actúa cuando el generador, que opera en régimen permanente con una potencia programada P_o y girando a la frecuencia de referencia ω_o cambia a un nuevo estado $P_f = P_o + \Delta P$, y por la presencia del estatismo, existe un error de la frecuencia $f_f = f_o + \Delta f$, al brindar el servicio de regulación primaria entrega la reserva rotante, mas no restablecer la frecuencia a su valor de referencia.

Para una condición de operación que sea suficientemente severa y probable se incluye una compensación de caída temporal (en inglés, “temporary droop”) producto de las fluctuaciones en la demanda ya que asegura una regulación de frecuencia estable al tener una caída transitoria grande con largos tiempos de reinicio, ejemplo una operación aislada. En consecuencia, frente al cambio de velocidad la respuesta de la unidad hidráulica será relativamente lenta, y para desviaciones de frecuencia lentas el gobernador exhibe una alta regulación (baja ganancia de controlador T_g).

Figura 16

Diagrama de bloque del gobernador con compensación de caída transitoria



Nota. Adaptado Power System Analysis, por Prabha Kundur, 1993, p.189 McGrawHill Education.

Para la operación estable en condición de operación en modo asilado, la elección de la caída temporal R_T y el tiempo de reinicio T_R se expresa en las siguientes ecuaciones:

$$R_T = [2.3 - (T_w - 1.0)0.15] \frac{T_w}{T_M} \quad (19)$$

$$T_R = [5.0 - (T_w - 1.0) * 0.5] T_w \quad (20)$$

$$R_P = \frac{2.5 * T_w}{2H} \quad (21)$$

Donde:

R_T : Tiempo de reinicio

T_M : La constante de inercia mecánica

T_R : Constante de caída transitoria

R_P : Constante de caída permanente; siendo que, si la componente de característica de caída transitoria es mayor, la oscilación de respuesta de frecuencia será más pronunciada.

2.3.9 Controlador PID

En el procedimiento técnico N°22 “Reserva rotante para la regulación secundaria de frecuencia” el COES realiza pruebas a aquellos agentes generadores que soliciten brindar el servicio de regulación secundaria de frecuencia y según el numeral 3.1 del procedimiento, pasarán a ser denominadas como Unidades de Regulación Secundaria (URS) (COES, 2020, pág. 7). Debido a la característica dinámica de la demanda se producen perturbaciones en la frecuencia y son los generadores que brindan el servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) para suplir esa desviación con el aporte de su reserva rotante. Pero cuando la perturbación es intencionada debido a fallas y el aporte de reserva rotante asignada es insuficiente debido a

la restricción por banda muerta, se activa el procedimiento técnico N°22 para que las URS entreguen potencia en proporción a lo requerido por el sistema para fijar la frecuencia a su valor de referencia al mismo tiempo que se restituye la reserva rotante para la regulación primaria refrendado en el informe técnico N°362-2020-GRT literal 5.1 del comentario 5 de Electroperú (COES, 2020, p. 77) indica que las unidades URS no están eximidas de realizar el servicio de RPF.

El Sistema Automático de Generación (AGC) denominado como el Regulador Maestro tiene el objetivo de recoger información del intercambio de energía del sistema eléctrico y calcular la generación a ser despachada por las URS frente a desvíos que superen el límite de variación de frecuencia del PR-21 hasta restablecer la frecuencia. (COES, 2020, p. 17)

La respuesta del servicio de RSF del AGC es lenta a comparación del RPF debido a sus características de operación en la cual simula la potencia de salida del URS y la compara con la potencia de salida real, además que el AGC es quien envía la señal de orden a las URS para aportar potencia.

Con la intención de comprobar si la respuesta de la simulación LFC de la CHM es coherente al aportar reserva secundaria, se empleó el controlador PID debido a la semejanza de operación con el modelo AGC por sus componentes, proporcional porque entrega potencia en proporción a los MW requerido en el sistema, integral por la acumulación de errores debido a cambios lentos en la demanda y derivativo por la amortiguación de una respuesta brusca debido a cambios rápidos en la demanda. Aunque su diseño es el más simple, no garantiza que el sistema sea estable para todas las condiciones de operación. Por ejemplo, una condición de operación con unidades de generación desconectadas.

Para estimar las ganancias del controlador PID se utilizan los siguientes parámetros: la constante de inercia mecánica (T_M) y la inercia del agua de la tubería forzada (T_W).

$$K_p = \frac{0.8 T_M}{T_w}; K_i = \frac{0.24 T_M}{(T_w)^2}; K_d = 0.27 T_M \quad (22)$$

La constante de inercia mecánica T_M se encuentra en función de la constante de inercia del generador H . Donde $T_M = 2 \times H$.

Donde:

K_p : Ganancia proporcional

T_M : Constante de inercia mecánica

T_w : Constante de inicio de agua

K_i : Ganancia integral

K_d : Ganancia derivativa

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1 Tipo de investigación

El trabajo de investigación está clasificado como tipo de investigación aplicada, porque su objetivo es analizar la influencia de la reserva rotante asignada en la respuesta dinámica del modelamiento del sistema de control de frecuencia de carga (LFC) adaptado para la CH Machupicchu I Fase.

Según (Ñaupas Paitán et al., 2014) la investigación aplicada se orienta a resolver problemas, perfeccionar u optimizar los procesos de la actividad humana de forma objetiva. La investigación aplicada se soporta con la investigación básica y por lo tanto se proponen hipótesis y formulan soluciones para generar conocimientos tecnológicos para aplicación.

Los resultados en este tipo de investigación se califican como eficiente, deficiente, ineficiente o ineficaz, por ende, se presenta como el conjunto de métodos, pasos y técnicas de carácter procedimental con procedimientos evaluados a ser aplicado mediante el análisis captado de una experiencia reflexiva que posteriormente se convertirá en un producto.

3.2 Enfoque de Investigación

Corresponde al enfoque mixto, porque se cuantifica los datos de los grupos de la Central Hidroeléctrica Machupicchu I Fase para analizar la relación de la reserva rotante con la respuesta dinámica del modelamiento del sistema de control de frecuencia de carga (LFC) y también se cualifican los resultados obtenidos.

Según (Ñaupas Paitán et al., 2014) el enfoque mixto pretende conjuntar el enfoque cuantitativo y el enfoque cualitativo con el propósito de evitar el extremismo en la investigación y

permitan la posibilidad de explicar y cuantificar fenómenos. De esta forma, se proporciona una explicación más completa y equilibrada de los fenómenos estudiados.

3.3 Nivel de Investigación

La tesis propuesta es de nivel exploratorio porque, ya que busca explorar y comprender las condiciones y restricciones operativas de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu mediante el análisis preliminar de datos de la respuesta dinámica del sistema en condiciones de operación normal.

La investigación exploratoria se enfoca en obtener una visión general del fenómeno, establecer hipótesis iniciales y desarrollar una comprensión básica de las dinámicas operativas. Según (Ñaupas Paitán et al., 2014) este tipo de investigación puede servir para tomar decisiones correctivas a nivel de procesos ya que tiene la finalidad de formular propuestas para mejorar el funcionamiento del evento o fenómeno investigado.

3.4 Diseño de investigación

La propuesta de tesis presenta un diseño de investigación pre - experimental debido a la simulación de modelo de control de frecuencia de carga (LFC) con un controlador PID usando el software computacional Matlab-Simulink.

El trabajo de investigación prueba la hipótesis planteada con diseños pre experimentales en la cual buscan los factores o causas denominado variable independiente que genera un efecto o variable dependiente y mediante la experimentación observar y medir los cambios en la variable dependiente. Sin embargo, según (Ñaupas Paitán et al., 2014) las investigaciones pre – experimentales no logran controlar determinados factores y por lo tanto los resultados de las investigaciones no son determinantes para la toma de decisiones.

3.5 Unidad de Estudio

La unidad de estudio del proyecto de investigación se centra en el sistema de regulación de velocidad de la Fase I de la Central Hidroeléctrica Machupicchu (CHM). Este sistema es responsable de estabilizar y sincronizar la velocidad del generador con el sistema eléctrico, manteniendo la frecuencia dentro de los límites aceptables. En el trabajo de investigación, el sistema de regulación se representa mediante un diagrama de bloques que incluye una turbina hidráulica, un generador y el regulador de velocidad dentro del sistema de control de frecuencia de carga (LFC). Se incorpora un controlador Proporcional-Integral-Derivativo (PID) para ajustar la señal de control y minimizar el error en la respuesta del modelo LFC, garantizando así una frecuencia estable.

3.6 Técnicas de recolección de datos

En el trabajo de investigación se analizaron los informes emitidos por la empresa brasileña REIVAX SA, incluyendo los informes de evaluación de RPF, el manual del aplicativo Kumpli y otros documentos relacionados con el control de frecuencia de carga (LFC) y la Fase I de la Central Hidroeléctrica Machupicchu. Además, se llevaron a cabo entrevistas con expertos en regulación de frecuencia y se participó en clases especializadas sobre el tema.

El desarrollo de la investigación también requirió el uso de programas de simulación como Matlab Simulink, software de cálculo como Microsoft Excel, y entornos de desarrollo integrado (IDE) para Python, como Spyder.

Matlab Simulink; es un software de programación para el análisis iterativo de datos y diseño mediante un lenguaje de programación para hacer cálculos matemáticos. Su aplicación en el trabajo de investigación como herramienta versátil permite simular el modelo de control de frecuencia de carga adaptado para la Central Hidroeléctrica Machupicchu I Fase, para luego

procesar los resultados obtenidos con el modelo Kumply para la evaluación del cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia.

Microsoft Excel, es un software de aplicación para cálculos matemáticos empleada principalmente para entornos empresariales y educativos para la gestión, análisis y organización de base de datos. Su aplicación en el trabajo de investigación como herramienta para tratamiento de datos es versátil mientras que en una base de datos su aplicación es ineficaz. En la actualidad, tenemos otras herramientas para el tratamiento de base de datos como SQL Server.

Spyder, el entorno de desarrollo integrado para Python, se emplea en este trabajo de investigación para el procesamiento de los registros de medición de potencia y frecuencia, el cual sí es versátil por la rapidez del tratamiento de datos.

En el trabajo de investigación, se emplea esta aplicación para determinar si los intervalos seleccionados aleatoriamente cumplen con las condiciones establecidas en el Procedimiento Técnico N°21 para la evaluación de cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia.

3.7 Método de procesamiento de datos

1. Se recolectó toda la información relevante sobre el Control de Frecuencia de Carga, la Reserva Rotante, los sistemas de regulación de frecuencia para centrales hidroeléctricas aisladas, y los reguladores de velocidad de la marca Alstom utilizados en las unidades de generación de la Central Hidroeléctrica Machupicchu Fase. Y, junto con los informes de modelamiento de estos reguladores elaborados por la empresa REIVAX SA.

2. Se analizó, evaluó e interpretó la información recolectada.

3. Se procedió a modelar el sistema de Control de Frecuencia de Carga (LFC), incluyendo el modelo de una turbina hidráulica lineal y el modelo del generador, utilizando el software Matlab-Simulink.

4. Se obtuvo la respuesta del modelo ante un escalón de variación de frecuencia, tomando como referencia los registros de potencia generados para los días 19.05.2021 y 26.04.2022, con el objetivo de comparar la variación de frecuencia del modelo con los registros de frecuencia para la Fase I.

5. Con los resultados del modelo de Control de Frecuencia de Carga (LFC), se ingresaron los datos en el modelo Kumpli del COES para obtener los parámetros estimados.

6. Se evaluó el aporte de reserva rotante asignado por el modelo de Control de Frecuencia de Carga (LFC).

7. Finalmente, se integró un controlador PID al modelo para observar el impacto en el aumento del aporte en potencia del sistema de Control de Frecuencia de Carga (LFC).

CAPÍTULO IV

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

4.1 Generalidades

Con la actualización del Procedimiento Técnico N°21 del COES “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (PR-21) aprobado mediante Resolución Osinergmin N° 128-2020-OS/CD, con el objetivo de actualizar los requerimientos técnicos e ingreso del concepto “incentivo al cumplimiento” del servicio de regulación primaria de frecuencia. El procedimiento actualizado que entró en vigencia a partir de enero del 2021 afecta directamente en las liquidaciones de las generadoras asociadas al COES, incluyendo a la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A (EGEMSA) concesionaria de la Central Hidroeléctrica Machupicchu. (Ver)

De acuerdo con el reporte del COES sobre incumplimientos en el servicio de regulación primaria de frecuencia, la Central Hidroeléctrica Machupicchu presenta un mayor nivel de incumplimiento en la Fase I, que incluye las unidades de generación UG1, UG2 y UG3, en comparación con la Fase II, que corresponde a la unidad de generación UG4. Este mayor incumplimiento en la Fase I se atribuye a la estrategia de priorizar el uso del recurso hídrico en la Fase II, especialmente durante las temporadas de estiaje, debido a la mayor potencia de generación de la II Fase. No obstante, también se ha observado que la cantidad de reserva rotante asignada por Osinergmin para el servicio de regulación primaria de frecuencia impacta en el cumplimiento del servicio; un incremento en la reserva rotante reduce la probabilidad de incumplimiento, y viceversa. Esto representa una oportunidad de mejora que se aborda en el presente trabajo de investigación.

Para ello, se emplea el modelo de Control de Frecuencia - Carga (LFC), que representa las interacciones entre el regulador, la turbina, el generador y la carga, adaptado a la Fase I de

la Central Hidroeléctrica Machupicchu (CHM). Este modelo se alimenta con información de los registros de potencia con paso de un segundo del medidor instalado en los bornes de generación de las unidades de generación (UG) de la I Fase.

Con los registros de potencia, se procederá a la reducción de los mismos en 0.5%, 1% y 2% de modo que incrementará la reserva rotante asignada. Con los nuevos registros, se ingresa los datos al modelo de control de frecuencia – carga (LFC). De esta manera, se obtiene la respuesta del modelo LFC y el escalón de frecuencia asociado a los registros de potencia con la reserva rotante aumentada.

Con los nuevos registros de escalón de frecuencia y potencia se aplica el procedimiento de evaluación del cumplimiento por el servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) siguiendo las indicaciones descritas en el anexo 3 del Procedimiento Técnico N°21 del COES “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (PR-21) vigente que establece:

“a). Límites de frecuencia $f_{m\acute{a}x} \rightarrow gen = f_n \pm 1.2\Delta f_{m\acute{a}x}$ utilizando información de reserva rotante (%), estatismo (5%) y banda muerta (0.03Hz) con un cumplimiento mínima del 98%.

b). Los registros de potencia no sea 5% superior del registro inicial de potencia del intervalo seleccionado para la evaluación

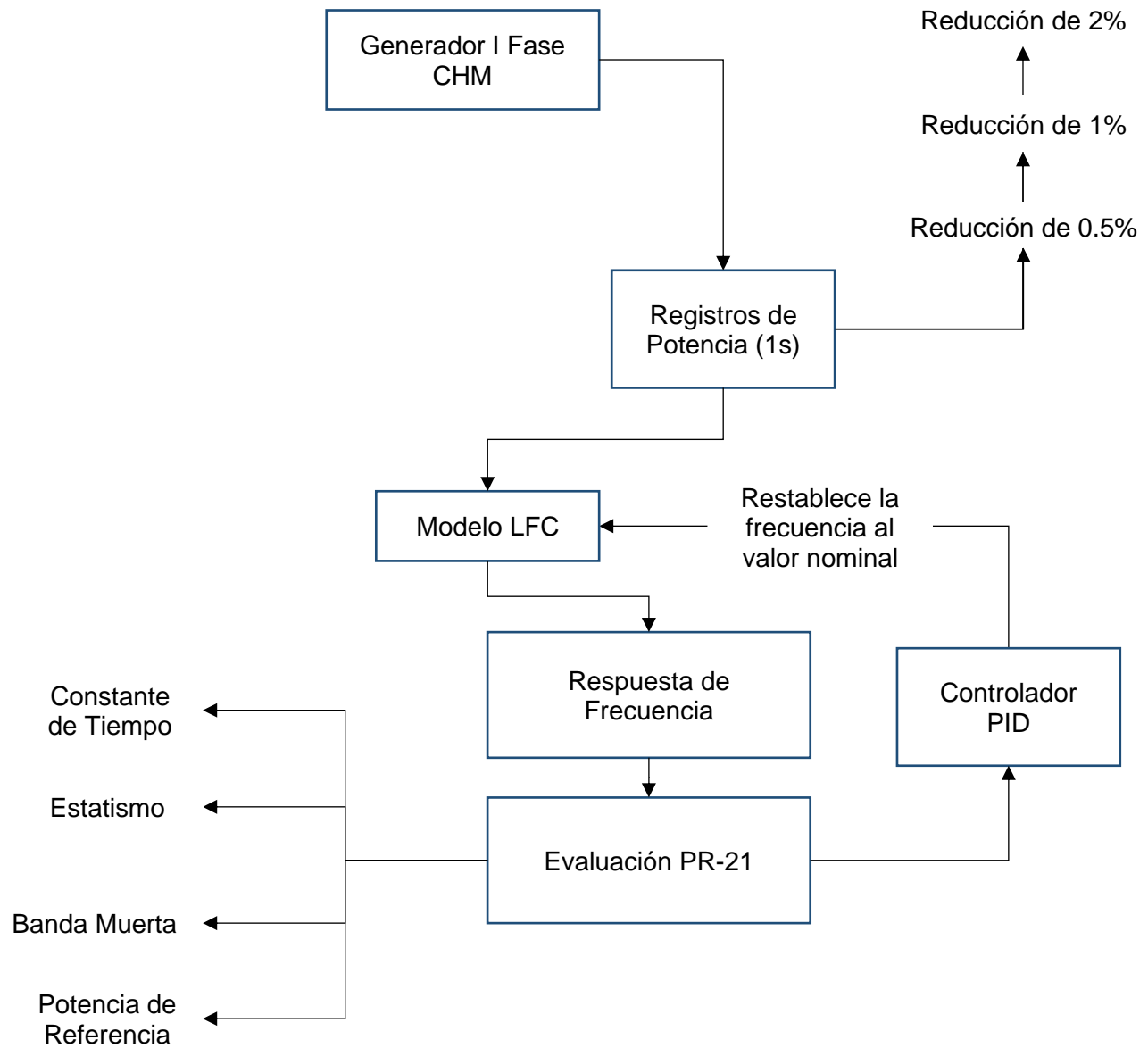
c). De estos datos el 20% debe superar el $60 + BM - 0.01$ (Hz), mientras que el 20% menor que $60 - BM + 0.01$ (Hz). En caso de no cumplir con lo establecido en a) o b) se procede a repetir los pasos para periodos de 4 minutos” (COES, 2020, p. 19)

Una vez realizada la evaluación, se ingresarán los registros de potencia y frecuencia seleccionados en el archivo Modelo Kumpliy. Este archivo permitirá estimar la potencia de referencia, la constante de tiempo, la banda muerta y el estatismo. El parámetro más relevante será el aporte de potencia dentro del tiempo establecido en el PR-21, que es de 60 segundos. A

continuación, se calculará el porcentaje de reserva primaria no suministrada (%RPNS) y el nivel de incumplimiento (INC) para el intervalo de 5 minutos evaluado.

Posteriormente, con los nuevos registros de potencia obtenidos tras incrementar la reserva rotante, se incorporará un controlador PID al modelo de control de frecuencia-carga (LFC) para restablecer la frecuencia a su valor nominal en el menor tiempo posible y validar que la respuesta del sistema sea consistente.

El trabajo de investigación se clasifica como aplicada básica con un enfoque mixto, ya que su objetivo es analizar la influencia de la reserva rotante sobre la respuesta dinámica del modelo de Control de Frecuencia de Carga (LFC). Esto se logrará mediante la recolección de información técnica y datos relacionados con las unidades de generación de la Central Hidroeléctrica Machupicchu (CHM) Fase I y el Procedimiento Técnico N°21 del COES, "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia" (PR-21).

Figura 17*Flujograma del desarrollo de la Investigación*

4.2 Procesamiento de datos

Como primera fase del proceso de investigación se analizó el Reporte de Reserva Rotante para la regulación primaria de frecuencia del COES que evalúa diariamente el cumplimiento del servicio de regulación primaria hacia todos los generadores asociados al COES. En caso de la empresa EGEMSA, la evaluación es independiente tanto para la I Fase con unidades de generación (UG1, UG2 y UG3) y II Fase (UG4) (Ver Figura 14).

Tabla 5

Intervalo de evaluación del 26/05/2021 y 19/04/2022

Periodo	NOMBRE CENTRAL	POTENCIA DE REFERENCIA (MW)	POTENCIA ESCALON - SEGUNDO 30 (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	RPNS (%)	INCUMPLIMIENTO con m = 0.434	INCUMPLIMIENTO NTO DEL DÍA	INICIO DEL PERIODO EVALUADO
Punta	C.H. MACHUPICCHU G1&2&3	72.8558	75.134	75.134	3	10.6556	0.0282	0.0282	23:31:12

Intervalo de Evaluación 26.05.2021

Periodo	NOMBRE CENTRAL	POTENCIA DE REFERENCIA (MW)	POTENCIA ESCALON - SEGUNDO 60 (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	RPNS (%)	INCUMPLIMIENTO con m = 0.434	INCUMPLIMIENTO NTO DEL DÍA	INICIO DEL PERIODO EVALUADO
Punta	C.H. MACHUPICCHU G1&2&3	67.7982	69.9726	69.9726	3	100	1	1	22:52:25

Intervalo de Evaluación 19.04.2022

Nota. Extraído del reporte de Informe Reserva Rotante para RPF del Portal web del COES (COES, 2024)

En la Tabla 5, se identifica lo siguiente:

- Periodo: comprende el intervalo de tiempo que al que corresponde el inicio del periodo evaluado, se identifica tres periodos (base, media y punta).
- Inicio del periodo evaluado: corresponde el inicio del intervalo de 5 minutos, así se indica en el procedimiento de elección del periodo de evaluación, seleccionado aleatoriamente para el periodo punta.
- Nombre Central: identifica a los grupos de generación (UG) o central a ser evaluado.

- Potencia de referencia: representa la consigna de potencia que el Grupo o Central debe entregar cuando la frecuencia eléctrica se encuentre en su valor nominal (Subdirección de mercado eléctrico del COES, 2021, p. 10), es decir, es la potencia que se espera que el grupo o central genere en condiciones normales de operación.
- Potencia Escalón Segundo 30 (MW): representa el aporte de potencia frente a una desviación negativa de la frecuencia hasta agotar la reserva rotante para el servicio de regulación primaria de frecuencia dentro del tiempo de aporte (Subdirección de mercado eléctrico del COES, 2021, p. 19).
- Potencia Máxima (Pmax): es el registro de potencia máxima durante el intervalo de evaluación.
- Potencia Mínima (Pmin): compara el registro menor de la generación entre la potencia mínima técnica del grupo. Según (COES, 2021, p. 4) la Potencia Mínima Técnica de la I Fase, con unidades de generación (UG1, UG2 y UG3) de la C.H. Machupicchu es 3 MW.
- %RPNS: es el porcentaje de la reserva primaria no suministrada por las unidades de generación (UG1, UG2 y UG3), con el cual se determina el nivel de incumplimiento diario del periodo evaluado (COES, 2020, p. 23) .
- Incumplimiento del día: indica la calificación de incumplimiento al servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF).

En la Tabla 3 del capítulo del planteamiento del problema, cuando entró en vigencia la resolución Osinergmin No.128-2020-OS-CD desde enero de 2021, se eligió como fechas de referencia para hacer la evaluación del cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia, los periodos: 26/05/2021 y 19/04/2022, debido a que estos periodos coinciden con las fechas de máxima demanda en hora punta (HP) publicado en el Portal Web del COES.

Figura 18

Máxima Demanda en hora punta

Máxima demanda en hora punta		Interconexión		
Fecha	Hora	PER-ECU Exportación MW	ECU-PER Importación MW	SEIN MW
19/04/2022	19:00	0,000	0,000	7 024,304

Máxima demanda en hora punta		Interconexión		
Fecha	Hora	PER-ECU Exportación MW	ECU-PER Importación MW	SEIN MW
26/05/2021	18:00	0,000	39,608	6 869,710

Nota. Máxima demanda en hora punta publicado en el Portal Web del COES (COES, 2024)

Con los registros de potencia y frecuencia correspondientes a las fechas 26/05/2021 y 19/04/2022, proporcionados por la empresa EGEMSA, se inició la evaluación del cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) según lo establecido en el Anexo 3 del Procedimiento Técnico N°21 del COES, titulado “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia”.

4.2.1 Selección del periodo de evaluación

Del párrafo de Banda de Operación se extrae la ecuación (4)

$$\Delta f_{m\acute{a}x} = \frac{\%E_n \times \%RA \times 60}{1000} + BM_n,$$

para calcular el límite máximo permitido de variación de la frecuencia para la selección del intervalo de 5 minutos y evaluar el cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF), y utilizando los datos de reserva rotante asignadas en el periodo 2021 mediante la Resolución Osinergmin N° 202-2020-OS/CD para el periodo 2021 y Resolución Osinergmin N° 237-2021-OS/CD para el periodo 2022. El estatismo fijado en 5% y banda muerta ajustado a $\pm 0.03\text{Hz}$, fijados en el Anexo 3 “Evaluación del cumplimiento a la RPF” del Procedimiento Técnico N°21 del COES (COES, 2020, p. 19), se determina el límite máximo de variación de frecuencia para la selección del periodo de evaluación:

Tabla 6

Cálculo de límite máximo de variación de frecuencia para la selección del periodo de evaluación

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Estatismo	5%	Estatismo	5%
Reserva Rotante asignada 2021	3.50%	Reserva Rotante asignada 2022	2.80%
Banda Muerta	±0.03 Hz	Banda Muerta	±0.03 Hz

Nota. Sacado del anexo 3 del Procedimiento Técnico N°21 del COES que establece el estatismo en 5% (COES, 2020, p. 19), la banda muerta ajustada a ±0.03 Hz (COES, 2020, p. 5), mientras que las reservas rotantes asignadas asociadas a los periodos 2021 y 2022 fueron aprobadas mediante Resolución Osinergmin N° 202-2020-OS/CD y Resolución Osinergmin N° 237-2021-OS/CD respectivamente.

Con los datos de entrada obtenidos, se procede al cálculo del límite máximo permisible de variación de frecuencia:

$$\Delta f_{m\acute{a}x} = \frac{\%E_n \times \%RA \times 60}{1000} + BM_n$$

$$[2021] \quad \Delta f_{max} = \frac{5 * 3.5 * 60}{10000} + 0.03 \quad (23)$$

$$[2021] \quad \Delta f_{max} = 0.135 \text{ Hz}$$

Donde:

[2021] $\Delta f_{m\acute{a}x}$: Variación de frecuencia utilizada para agotar la reserva rotante asignada para el periodo 2021.

$$\Delta f_{m\acute{a}x} = \frac{\%E_n \times \%RA \times 60}{1000} + BM_n$$

$$[2022] \quad \Delta f_{max} = \frac{5 * 2.8 * 60}{10000} + 0.03 \quad (24)$$

$$[2022] \quad \Delta f_{max} = 0.114 \text{ Hz}$$

Donde:

[2022] $\Delta f_{m\acute{a}x}$: Variaci3n de frecuencia utilizada para agotar la reserva rotante asignada para el periodo 2022.

Reemplazando el valor de $\Delta f_{m\acute{a}x}$ en la ecuaci3n (5) $f_{m\acute{a}x} \rightarrow gen = f_n \pm 1.2\Delta f_{m\acute{a}x}$ para determinar los l3mites m3ximos variaci3n de frecuencia para los periodos 2021 y 2022, se obtiene:

$$[2021] \quad f_{m\acute{a}xima \rightarrow gen} = f_n + 1.2 * \Delta f_{max} = 60.162\text{Hz} \ \& \ f_{m\acute{i}nima \rightarrow gen} = f_n - 1.2 * \Delta f_{max} = 59.838\text{Hz}$$

$$[2022] \quad f_{m\acute{a}xima \rightarrow gen} = f_n + 1.2 * \Delta f_{max} = 60.137\text{Hz} \ \& \ f_{m\acute{i}nima \rightarrow gen} = f_n - 1.2 * \Delta f_{max} = 59.863\text{Hz}$$

Luego, seg3n el Anexo 3 "Evaluaci3n del cumplimiento a la RPF" del Procedimiento T3cnico N°21 del COES "Reserva Rotante para Regulaci3n Primaria de Frecuencia" en adelante (PR-21) (COES, 2020, p. 19), se comprueba si cumple con las tres condiciones:

a). La potencia registrada no debe variar m3s del 5% del primer registro al inicio del periodo evaluado.

Con los registros de potencia y frecuencia de los periodos 2021 y 2022, se utiliza el software Spyder que elige de forma aleatoria la fecha [26/05/2021 23:31:12] para el 2021 mientras [19/04/2022 22:52:25] para el 2022. Las lecturas de medici3n de potencia y frecuencia en los intervalos seleccionados se evidencian en el 3tem ANEXO del trabajo de investigaci3n

Conforme a lo indicado en la condici3n a), se verifica que los registros de potencia del intervalo de 5 minutos no superan en m3s de 5% del registro inicial de potencia.

$$[2021] \ P_{inicial} = 64.579\text{MW}$$

$$P_{inicial} + 5\% = (1 + 5\%) * P_{inicial} = 67.808MW \quad \& \quad P_{inicial} - 5\% = (1 - 5\%) * P_{inicial} = 61.350MW$$

Para el periodo 2021, los registros de potencia no superan los límites establecidos:
[61.35MW, 67.8 MW]

$$[2022] P_{inicial} = 66.755MW$$

$$P_{inicial} + 5\% = (1 + 5\%) * P_{inicial} = 70.093MW \quad \& \quad P_{inicial} - 5\% = (1 - 5\%) * P_{inicial} = 63.417MW$$

Para el periodo 2022, los registros de potencia no superan los límites establecidos:
[63.42MW, 70.09 MW]

b) Al menos 98% del margen de frecuencia debe estar dentro de los límites de la banda de operación, y al menos, el 20% debe sobrepasar (60 + BM - 0.01) Hz, mientras que el otro 20% debe ser inferior a (60 - BM + 0.01) Hz

Del registro de frecuencia se verificó que en la banda de operación ($f_{\text{mínimo} \rightarrow \text{gen}}; f_{\text{máxima} \rightarrow \text{gen}}$) el 20% supera los 60.02 Hz y otro 20% es inferior a 59.98 Hz.

$$[2021] \quad f_{\text{máxima} \rightarrow \text{gen}} = 30\% \quad \& \quad f_{\text{mínimo} \rightarrow \text{gen}} = 36\%$$

$$[2022] \quad f_{\text{máxima} \rightarrow \text{gen}} = 22\% \quad \& \quad f_{\text{mínimo} \rightarrow \text{gen}} = 28\%$$

c) en caso de no encontrar el intervalo de cinco minutos (05), se repite la evaluación de a) y luego b), como corresponda, en c) se considera el intervalo de cuatro minutos. Si aún no se encuentra un periodo de evaluación adecuado, la restricción en b) se reducirá al 15%. En caso de no cumplir con lo indicado, la calificación de incumplimiento es cero (0).

Debido a que los intervalos seleccionados cumplen con las condiciones a) y b), no resultó necesaria aplicar la condición c). Por lo tanto, con los registros de potencia y frecuencia de los intervalos seleccionados, se procede a estimar los parámetros del modelo para representar la

respuesta de la potencia para el servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) (COES, 2020, p. 20)

Utilizando el aplicativo Kumpliyl desarrollado por el COES en Matlab Simulink, se ingresa los intervalos de ambos periodos en archivo.csv como se establece en el formato del Manual de uso del aplicativo Kumpliyl para la evaluación del cumplimiento del servicio de RPF.

- Información de entrada: se registra aquellas unidades para la ejecución del modelo mediante un código único para la central o grupo, el nombre de las unidades de generación, la potencia efectiva (P_{efec}) y potencia mínima técnica (P_{min}), todo en un archivo (Datos_Ficha.csv).

Tabla 7

Datos generales de la central a evaluar para el Modelo Kumpliyl

Cod	Nombre	Unidad	Pfect	Pmin
30626	C.H. MACHUPICCHU G1&2&3	CENTRAL	88.2	3

Nota. La potencia efectiva P_{efec} fijado 88.2MW fue extraído del Informe Reivax (REIVAX, 2018, p. 9), mientras que la potencia mínima fijado en 3MW fue obtenido de la carta (COES, 2021), el código del grupo es fijado en el Reporte de evaluación del servicio de RPF del COES.

- Registro de potencia y frecuencia: el formato de lectura del aplicativo Kumpliyl contiene el código de la central o grupo asignado por el COES, Filtro y segundo del intervalo evaluado, así como datos de frecuencia y potencia, todo en un archivo (Archivo01.csv).

Tabla 8

Archivo csv. con los registros de potencia y frecuencia para el Modelo Kumpliy

Códigos	30626	30626	30626	30626
Periodo	19/04/2022 22:52:25	19/04/2022 22:52:25	26/05/2021 23:31:12	26/05/2021 23:31:12
Filtro/Hora	3	82345	1	84672
0	66.755	59.996	72.152	59.978
1	66.854	59.999	72.441	59.957
2	66.874	59.991	72.618	59.945
3	66.866	59.991	73.023	59.935
4	66.978	59.987	73.353	59.935
...
295	68.795	59.990	74.701	59.909
296	68.838	59.989	74.911	59.922
297	68.842	59.982	75.134	59.940
298	68.820	59.988	74.931	59.943
299	68.843	59.975	74.544	59.951

Nota. Los registros de potencia y frecuencia corresponden a las fechas [26/05/2021 23:31:12] para el 2021 mientras [19/04/2022 22:52:25] para el 2022. (COES, 2021, p. 4)

- Ejecución y resultado del modelo: la ejecución del modelo Kumpliy en Matlab Simulink, abre los archivos.csv con los datos de la simulación.

- Los resultados obtenidos del aplicativo Kumply muestran los parámetros estimados a partir de los registros de potencia y frecuencia.

Tabla 9

Resultado de la estimación de parámetros del periodo evaluado 2021.05.06

Nombre	Estadístico	BM mHz	Const_tiempo	Potencia_Ref	P_60s	Pmax	Pmin	Filtro	Hora
C.H. MACHUPICC HU G1&2&3	3.9377	22.92	3.9189	72.856	77.787	88.2	3	1	23:31:12

Nota. Elaboración propia

Tabla 10

Resultado de la estimación de parámetros del periodo evaluado 2022.04.19

Nombre	Estadístico	BM mHz	Const_tiempo	Potencia_Ref	P_60s	Pmax	Pmin	Filtro	Hora
C.H. MACHUPICC HU G1&2&3	2.1746	26.7857	4.3071	67.7982	69.973	69.97	3	3	22:52:25

Nota. Elaboración propia

Con los resultados obtenidos del aplicativo Kumply y los registros originales, se procede a incorporar en la potencia generada, el incremento de la reserva rotante asignada para cada

periodo. La respuesta del escalón de frecuencia resultante será simulada utilizando el modelo de control de frecuencia de carga (LFC) adaptado para la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu (CHM) utilizando Matlab Simulink.

4.2.2 Modelamiento del sistema de control de frecuencia de carga (LFC) adaptado para la I Fase Central Hidroeléctrica Machupicchu

En el CAPÍTULO II, para modelar el sistema LFC de la I Fase de la CHM se utiliza los siguientes datos:

Modelamiento del gobernador con compensación de caída transitoria

- Estatismo E
- Constante de tiempo del gobernador T_g
- Constante de inercia mecánica T_m
- Tiempo de reinicio de la compensación transitoria T_r
- Pendiente de la velocidad en estado transitorio R_t
- Pendiente de velocidad en estado estacionario R_p

Modelamiento de la turbina

- Constante de tiempo del agua T_w

Modelamiento del generador-carga

- Coeficiente de amortiguamiento de la carga sujeto a la variación de frecuencia D
- Constante de inercia H

Modelamiento del controlador PID

- Ganancia proporcional K_p

- Ganancia Integral K_i
- Ganancia Derivativo K_d

Tabla 11

Parámetros calculados para el modelamiento del sistema LFC I Fase Central Hidroeléctrica

Machupicchu

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor Típico	Valor Calculado
Regulación de velocidad del gobernador ¹	R	pu	0.05	0.046
Constante de tiempo del gobernador	T_g	pu	0.2	0.27
Tiempo de reinicio de la compensación transitoria	T_r	pu	5	1.31
Pendiente de la velocidad en estado transitorio	R_t	pu	0.4	0.15
Pendiente de velocidad en estado estacionario	R_p	pu	0.04	0.046
Constante de tiempo del agua ²	T_w	s	1	0.244
Constante de inercia ²	H	s		2
Coefficiente de amortiguamiento de la carga ²	D	adimensional		0.013
Ganancia proporcional del PID	K_p	adimensional		13.115
Ganancia integral del PID	K_i	adimensional		16.125
Ganancia derivativa del PID	K_d	adimensional		1.08

Nota. ¹La información fue tomada del Informe Análisis – PR-21 –CH Machupicchu – Grupos Pelton (REIVAX, 2018, p. 44) e ²Informe de Homologación PR-20 – Central Hidroeléctrica Machupicchu 2022 la constante de tiempo de la tubería forzada para la I Fase (T_w) = 0.244s con caudal nominal de la turbina Pelton (Q_B)=10 m³/s y altura neta de la turbina (H_B)=352m (COES&CENERGIA, 2022, p. 103)

Como muestra la Tabla 11 los parámetros del modelo LFC adaptado para la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu, el valor del estatismo E se obtiene del “Informe de análisis PR-21 - Tabla 23 Nuevos ajustes de la I Fase de CHM sobre la regulación de velocidad del gobernador” (REIVAX, 2018, p. 46), la constante de tiempo de agua T_w se obtiene del “Informe de Homologación PR-20 para las unidades de la Central Hidroeléctrica Machupicchu-Tabla 23 Determinación de las constantes del agua de las tuberías” (COES&CENERGIA, 2022, p. 103), la constante de inercia H se obtiene del “Informe de Homologación PR-20 para las unidades de la Central Hidroeléctrica Machupicchu-Tabla 29 Constante de inercia determinada” (COES&CENERGIA, 2022, p. 110) y el coeficiente de amortiguamiento de la carga D se obtiene del “Informe de análisis PR-21 - Tabla 21 Resultado de pruebas” (COES&CENERGIA, 2022, p. 72)

Tabla 12

Información técnica de la I Fase – Central Hidroeléctrica Machupicchu

Información técnica de la I Fase Central Hidroeléctrica Machupicchu	Unidad	Valor
Potencia Base	MW	100.5
Potencia Efectiva	MW	88.2
Potencia Mínima Técnica	MW	3
Frecuencia	Hz	60

Nota. La potencia base, potencia efectiva y potencia mínima son correspondientes a la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu (CHM), se toma como fuente el Informe Análisis PR-21-CH Machupicchu – Grupos Pelton (REIVAX, 2018, p. 9) e Informe Técnico de Ensayo de la Potencia Mínima de la CH Machupicchu (COES, 2021, p. 4)

En la Tabla 12 la potencia base considera como sumatoria las potencias base de las tres unidades (03) de generación con 33.5MW, la potencia efectiva de la I Fase considera la sumatoria

total de las potencias efectivas de cada unidad de generación con 29.4MW. Con la información de la Tabla 11y Tabla 12 podemos determinar:

Modelamiento del gobernador con compensación de caída transitoria:

- Ganancia en estado estacionario R

$$\%E = \frac{P_{efec} * R * 100}{f_n}$$

$$\%E = \frac{88.2 * 0.463 * 100}{60} = 6.806$$

Donde:

P_{efec} : Sumatoria total de las potencias efectivas de cada unidad de generación con 29.4MW.

R : Ganancia en estado estacionario obtenido del reporte de evaluación al cumplimiento de RPF del informe Reivax (Ver Tabla 11)

f_n : Frecuencia nominal 60 Hz

$\%E$: Estatismo de las unidades de generación (UG1, UG2 y UG3)

- Ganancia del controlador K

$$K = \frac{1}{D} = \frac{1}{0.013} = 76.92$$

D : Constante de amortiguamiento de carga, extraído del Informe de Homologación PR-20 – Central Hidroeléctrica Machupicchu 2022 (COES&CENERGIA, 2022, p. 72), $D_{(UG1,UG2 \text{ y } UG3)} = 0.013$

- Constante de tiempo del gobernador T_g

$$T_g = \frac{1}{KR} = \frac{1}{(76.92)(0.0463)} = 0.27$$

Donde:

K : Ganancia del controlador.

R : Ganancia en estado estacionario

- Tiempo de reinicio de la compensación transitoria T_r

$$T_r = [5.0 - (T_w - 1.0) * 0.5] * T_w$$

$$T_r = [5.0 - (0.244 - 1.0) * 0.5] * 0.244 = 1.31$$

Donde:

T_w : Constante de tiempo de agua extraído del Informe de Homologación PR-20 – Central Hidroeléctrica Machupicchu 2022 la constante de tiempo de la tubería forzada para la I Fase ($T_w = 0.244s$)

- Constante de inercia mecánica T_M

$$T_M = 2 * H$$

$$T_M = 2 * 2 = 4$$

Donde:

H : Constante de inercia equivalente del grupo $(UG1, UG2 \text{ y } UG3)_{eq} = 2$ extraído del Informe de Homologación PR-20 para las unidades de la Central Hidroeléctrica Machupicchu- “Tabla 29 Constante de inercia determinada” (COES&CENERGIA, 2022, p. 110)

- Pendiente de la velocidad en estado transitorio R_t

$$R_t = [2.3 - (T_w - 1.0) * 0.15] * \frac{T_w}{T_M}$$

$$R_t = [2.3 - (0.244 - 1.0) * 0.15] * \frac{0.244}{4} = 0.15$$

Donde:

T_w : Constante de tiempo de agua extraído del Informe de Homologación PR-20 – Central Hidroeléctrica Machupicchu 2022 la constante de tiempo de la tubería forzada para la I Fase (T_w) = 0.244s

- Pendiente de la velocidad en estado estacionario R_p

$$R_p = \frac{2.5 * T_w}{2H}$$

$$R_p = \frac{2.5 * 0.244}{4} = 0.153$$

Modelamiento de la turbina:

- Constante de tiempo de agua $T_w = 0.244$ extraído del Informe de Homologación PR-20 – Central Hidroeléctrica Machupicchu (COES&CENERGIA, 2022, p. 101)

Modelamiento del generador - carga:

- Constante de inercia de $H = 2$ extraído del Informe de Homologación PR-20 – Central Hidroeléctrica Machupicchu (COES&CENERGIA, 2022, p. 110)
- Coeficiente de amortiguamiento de la carga sujeto a la variación de frecuencia $D = 0.013$ extraído del Informe de Homologación PR-20 – Central Hidroeléctrica Machupicchu (COES&CENERGIA, 2022, p. 72)

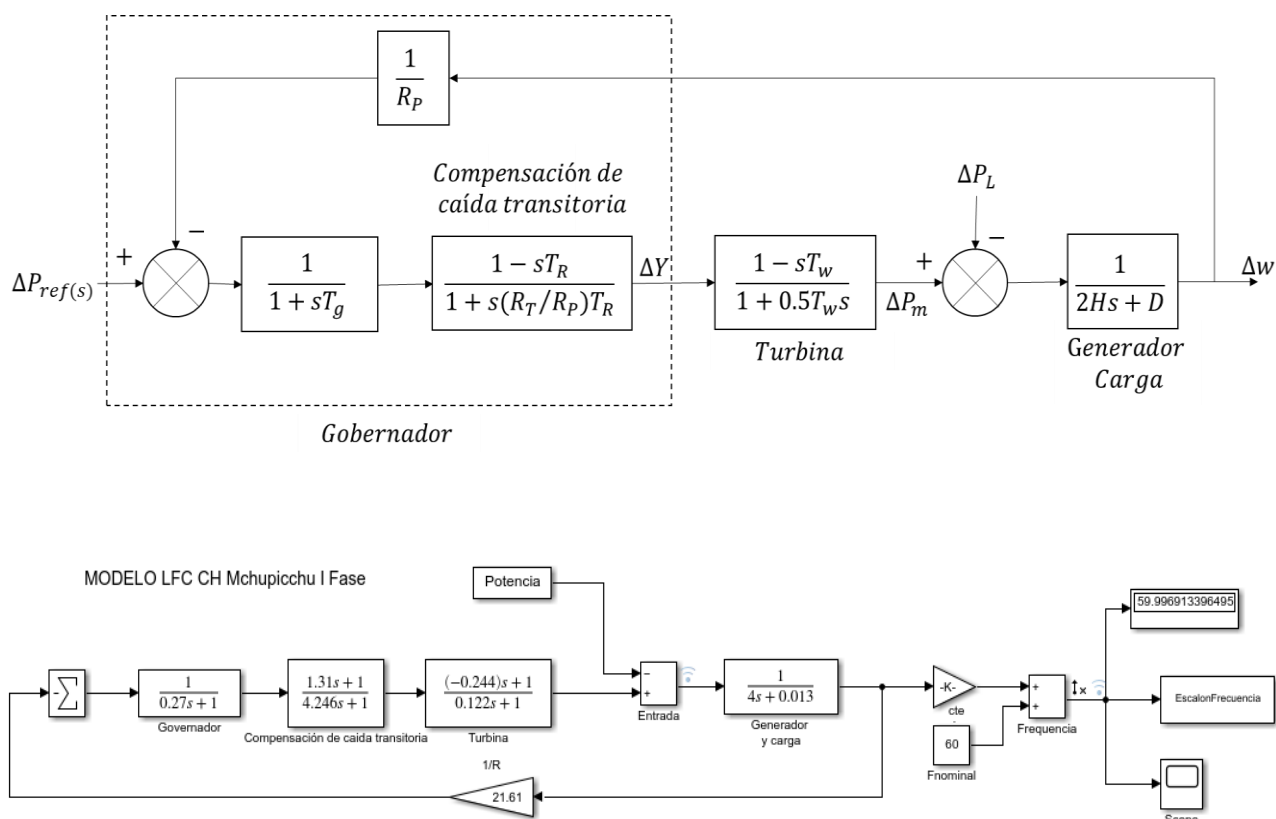
Una vez determinada los parámetros del modelo de control de frecuencia de carga (LFC) adaptado para la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu utilizando la información de la Tabla 11 y Tabla 12 como primera fase de la metodología de investigación, con el software Matlab Simulink se simula la representación de diagrama de bloques del modelo LFC de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu (Ver Figura 19).

Para ello, al diagrama de bloques del modelo de control de frecuencia de carga (LFC) se alimenta con los datos de medición de potencia del intervalo de 5 minutos elegido aleatoriamente

y que cumplen con la evaluación de condiciones para el servicio de regulación primaria de frecuencia. Al cual posteriormente se incrementará porcentajes de 0.1%, 0.5% y 1% de reserva rotante en los registros de medición de potencia que alimenta al modelo LFC. El escalón de frecuencia en respuesta del modelo de control de frecuencia de carga será analizado para determinar el aporte de potencia hasta restablecer la frecuencia en 60 Hz.

Figura 19

Simulación del modelo LFC en Matlab de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu



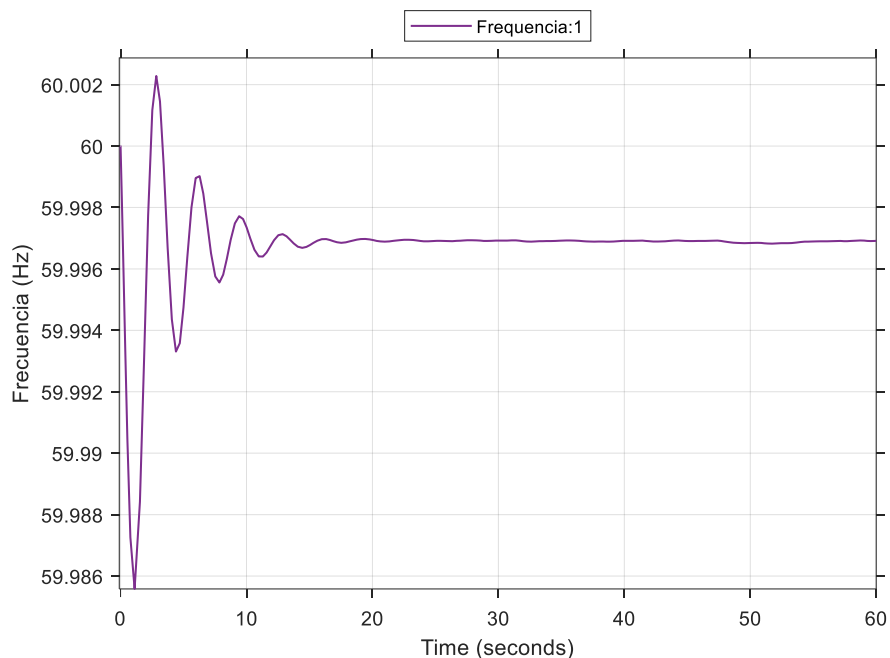
Nota. Adaptado Power System Analysis, por Prabha Kundur, 1993, McGrawHill Education

En la Figura 19 se muestra que cuando se produce un desvío en la carga (ΔP_L), el torque acelerante en el generador ya no es cero porque el torque mecánico y eléctrico empiezan a

distanciarse, por ende, ocurre un desvío de la velocidad en el eje (Δw_r); esta señal es capturada por el gobernador, y en proporción a esa señal, modifica la posición de los inyectores de la turbina (ΔY) y este le da los MW para suplir ese desvío de frecuencia. Ver Figura 20, la simulación de respuesta de escalón frecuencia del modelo LFC se encuentra en ANEXO pg125 y pg126.

Figura 20

Respuesta de escalón de frecuencia del modelo LFC adaptado a la I Fase de la Central hidroeléctrica Machupicchu.



Nota. Elaboración propia

En la Figura 20, se muestra que el incremento de la potencia registrada tuvo como consecuencia un escalón de frecuencia inferior a los 60 Hz, comportamiento que refleja la relación de potencia -frecuencia. La respuesta del modelo de control de frecuencia de carga presenta una oscilación al inicio debido al estado de operación del modelo como un sistema

aislado virtual por lo que el efecto de la variación de la demanda sobre la frecuencia es muy notable.

Luego se realizó la simulación con el modelo estándar para la evaluación del aporte en MW para el servicio de RPF utilizando los parámetros de la Tabla 11 para las fechas 26/05/2021 y 19/02/2022 con los que se ejerce el servicio a partir de la respuesta en potencia del Grupo.

4.2.3 Respuesta del escalón de Frecuencia del modelo LFC incrementando en 0.5% la reserva rotante asignada.

Con los registros de potencia de los intervalos 26/05/2021 & 19/04/2022 se simuló la respuesta de escalón de frecuencia, incrementando en 0.5% la reserva rotante, expresada en la siguiente ecuación:

$$RA [MW] = RA(\%) * P_{Ref} \quad (25)$$

Donde:

$RA(\%)$: Reserva rotante asignada

P_{ref} : Potencia consigna de la I Fase de la central hidroeléctrica Machupicchu

Para el periodo 26/05/2021, la P_{Ref} , según el reporte del modelo Kumpli, quedó establecida en 72.86MW. Mientras que para 19/04/2022 la potencia de referencia fue de 67.799MW. La reserva rotante base expresado en MW para ambos periodos es:

$$RA_{26.05.21} = 2.55 MW \text{ \& } RA_{19.04.22} = 1.90 MW$$

Para determinar el efecto de la reserva rotante (RA) asignada sobre la respuesta del escalón de frecuencia, se redujo en 0.5% los registros de medición de potencia. Este aumento

en la reserva rotante permitió analizar el desempeño en el cumplimiento del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF). Los registros de potencia, con el incremento del 0.5% en la reserva rotante para ambos periodos, se encuentran en el ANEXO pg.131 & pg.132. con los nuevos registros de potencia y respuesta de escalón frecuencia se utiliza el lenguaje de Python y empleando el software de entorno de desarrollo integrado (IDE) 'Spyder', se automatiza el proceso de evaluación de condiciones para el cumplimiento de RPF del PR-21 (Ver Tabla 13), dando como resultado que los registros para ambos intervalos cumplen con las condiciones de evaluación.

Tabla 13

Evaluación del escalón de frecuencia del modelo LFC a la evaluación de condiciones del PR-21 para el cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia evaluado en el software Spyder del periodo 19.04.2022 & 26.05.2021 con el incremento del 0.5% de reserva rotante.

Nro Fecha de registro: 19.04.2022	Registro de Potencia (MW) reducido en 0.5%	Escalón de Frecuencia del Modelo LFC (Hz)	Nro Fecha de registro: 26.05.2021	Registro de Potencia (MW) reducido en 0.5%	Escalón de Frecuencia del Modelo LFC (Hz)
0	66.4214	60.0000	0	71.7915	60.0000
1	66.5196	60.0000	1	72.0791	59.9998
2	66.5398	59.9998	2	72.2551	59.9994
3	66.5321	59.9994	3	72.6576	59.9989
4	66.6432	59.9989	4	72.9864	59.9981
...
296	68.4941	59.9969	296	74.5361	59.9967
297	68.4974	59.9969	297	74.7583	59.9967
298	68.4755	59.9969	298	74.5567	59.9967
299	68.4986	59.9969	299	74.1712	59.9967
300	68.5333	59.9969	300	74.0639	59.9967

Nota. Elaboración propia

El mismo procedimiento se aplicó para el mismo registro de potencia con el incremento de reserva rotante en 1%

Tabla 14

Evaluación del escalón de frecuencia del modelo LFC a la evaluación de condiciones del PR-21 para el cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia evaluado en el software Spyder del periodo 19.04.2022 & 26.05.2021 con el incremento del 1% de reserva rotante.

Nro Fecha de registro: 19.04.2022	Registro de Potencia (MW) reducido en 1%	Escalón de Frecuencia del Modelo LFC (Hz)	Nro Fecha de registro: 26.05.2021	Registro de Potencia (MW) reducido en 1%	Escalón de Frecuencia del Modelo LFC (Hz)
0	66.0876	60.0000	0	71.4307	60.0000
1	66.1853	59.9998	1	71.7169	59.9998
2	66.2054	59.9994	2	71.8920	59.9994
3	66.1977	59.9990	3	72.2925	59.9989
4	66.3084	59.9982	4	72.6196	59.9981
...
296	68.1499	59.9969	296	74.1615	59.9967
297	68.1532	59.9969	297	74.3827	59.9967
298	68.1314	59.9969	298	74.1820	59.9967
299	68.1543	59.9969	299	73.7985	59.9967
300	68.1889	59.9969	300	73.6917	59.9967

Nota. Elaboración propia

El mismo procedimiento se aplicó para el mismo registro de potencia con el incremento de reserva rotante en 2%

Tabla 15

Evaluación del escalón de frecuencia del modelo LFC a la evaluación de condiciones del PR-21 para el cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia evaluado en el software Spyder del periodo 19.04.2022 & 26.05.2021 con el incremento del 2% de reserva rotante.

Nro Fecha de registro: 19.04.2022	Registro de Potencia (MW) reducido en 2%	Escalón de Frecuencia del Modelo LFC (Hz)	Nro Fecha de registro: 26.05.2021	Registro de Potencia (MW) reducido en 2%	Escalón de Frecuencia del Modelo LFC (Hz)
0	65.4201	60.0000	0	70.7092	60.0000
1	65.5168	60.0000	1	70.9924	59.9998
2	65.5367	59.9998	2	71.1659	59.9994
3	65.5291	59.9994	3	71.5622	59.9989
4	65.6386	59.9990	4	71.8861	59.9981
...
296	67.4615	59.9969	296	73.4124	59.9967
297	67.4648	59.9969	297	73.6313	59.9967
298	67.4432	59.9970	298	73.4327	59.9967
299	67.4659	59.9969	299	73.0531	59.9967
300	67.5002	59.9969	300	72.9473	59.9967

Nota. Elaboración propia

Los registros de potencia y escalón de frecuencia del modelo de control de frecuencia utilizando el entorno de desarrollo integrado (IDE) Spyder que utiliza el lenguaje de programación Python, son evaluados para determinar si cumplen con las condiciones del Anexo 3 del PR-21, observando que los registros cumplen con las dos primeras condiciones:

a). La potencia registrada no debe variar más del 5% del primer registro al inicio del periodo evaluado.

b). Al menos 98% del margen de frecuencia debe estar dentro de los límites de la banda de operación, y al menos, el 20% debe sobrepasar $(60 + BM - 0.01)$ Hz, mientras que el otro 20% debe ser inferior a $(60 - BM + 0.01)$ Hz

De los registros de potencia y frecuencia de la Tabla 13 incrementando en 0.1% la reserva rotante, Tabla 14 incrementando en 1% la reserva rotante y Tabla 15 incrementando en 2% la reserva rotante. cumplen con las condiciones a). y b). del Anexo 3 del Procedimiento Técnico N°21 PR-21.

Posteriormente, utilizando el modelo Kumpliy se estimó los parámetros correspondientes se obtuvo los siguientes registros:

Tabla 16

Reportes de estimación de parámetros del Modelo Kumpliy para los periodos 26.05.21 y 19.04.22

Reserva Rotante Asignada	Incremento de Reserva Rotante	Estatismo	BM mHz	Const_ tiempo	Potencia_ Ref	P_60s	Pmax	Pmin
3.50%	0.0%	99.9717	43.9933	80	68.2458	68.3156	88.2	3
3.50%	0.5%	99.9728	43.9933	80	68.5871	68.6569	88.2	3
3.50%	1.0%	99.9742	43.9933	80	68.9284	68.9982	88.2	3
3.50%	2.0%	99.9712	43.9933	80	69.2697	69.3395	88.2	3

Nota. Elaboración propia, Intervalos evaluados del 26.05.2021

Reserva Rotante Asignada	Incremento de Reserva Rotante	Estatismo	BM mHz	Const_ tiempo	Potencia_ Ref	P_60s	Pmax	Pmin
2.80%	0.0%	99.9717	43.9933	80	68.2458	68.3156	88.2	3
2.80%	0.5%	99.999	43.9933	80	73.4387	73.5086	88.2	3
2.80%	1.0%	99.9678	43.9933	1.3032	72.754	72.8864	88.2	3
2.80%	2.0%	99.9695	43.9933	1.3033	72.3882	72.5206	88.2	3

Nota. Elaboración propia, Intervalos evaluados del 19.04.2022

En el reporte de la Tabla 16, se utilizó la potencia aportada en 60s (P_60s) y RA para determinar el (INC) nivel de incumplimiento de día y %RPNS (porcentaje de energía no suministrada) que se utiliza para calcular la liquidación con las ecuaciones (11) y (12).

Se observa inconsistencia de datos estimados del modelo Kumply.m, esto podría deberse a que la respuesta de escalón de frecuencia del modelo de control de frecuencia de carga (LFC) es para condiciones de subfrecuencia; es decir, la respuesta será siempre menor a 60 Hz. Dado que, existen condiciones de sobrefrecuencia y subfrecuencia en una operación real, los datos estimados no son fiables.

Tabla 17

Nivel de incumplimiento del día (INC) y porcentaje de energía no suministrada (%RPNS) para incremento de reserva rotante para el periodo 26.05.2021

Reserva Rotante Asignada	Incremento de Reserva Rotante	Hora	P_60s	Potencia_ Ref	Estatismo	%RPNS	INC
3.50%	0.0%	23:31:12	73.5248	73.4387	99.999	96.650%	0.9852
3.50%	0.5%	23:31:12	73.8922	73.8061	99.9866	96.111%	0.9828
3.50%	1.0%	23:31:12	74.2596	74.1735	99.999	95.357%	0.9794
3.50%	2.0%	23:31:12	74.9944	74.9083	99.9986	92.337%	0.9654

Nota. Elaboración propia

Tabla 18

Nivel de incumplimiento del día (INC) y porcentaje de energía no suministrada (%RPNS) para incrementos de reserva rotante para el periodo 19.04.2022

Reserva Rotante Asignada	Incremento de Reserva Rotante	Hora	P_60s	Potencia_ Ref	Estatismo	%RPNS	INC
2.80%	0.0%	22:52:25	68.3156	68.2458	99.9717	96.347%	0.9839
2.80%	0.5%	22:52:25	68.6569	68.5871	99.9728	95.575%	0.9804
2.80%	1.0%	22:52:25	68.9982	68.9284	99.9742	94.374%	0.9749
2.80%	2.0%	22:52:25	69.3395	69.2697	99.9712	87.404%	0.9416

Nota. Elaboración propia

En el reporte de evaluación del escalón de frecuencia al cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) (Ver Tabla 17), el incremento de porcentaje reserva rotante (0.5%,1% y 2%) sobre los registros de potencia reduce el incumplimiento (INC) del escalón de frecuencia del modelo LFC para la evaluación del servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) debido al aporte en potencia en el tiempo de aporte (P_60s) incrementa.

Los parámetros estimados que determinan el comportamiento de la unidad como Estatismo (%) muestran datos inconsistentes debido a que el incremento en la potencia generada genera registros de subfrecuencia, Sin embargo, durante una operación estándar, se observan tanto registros de sobrefrecuencia como de subfrecuencia. Es importante destacar que la simulación con el modelo LFC da como respuesta escalones de frecuencia en situación de subfrecuencia.

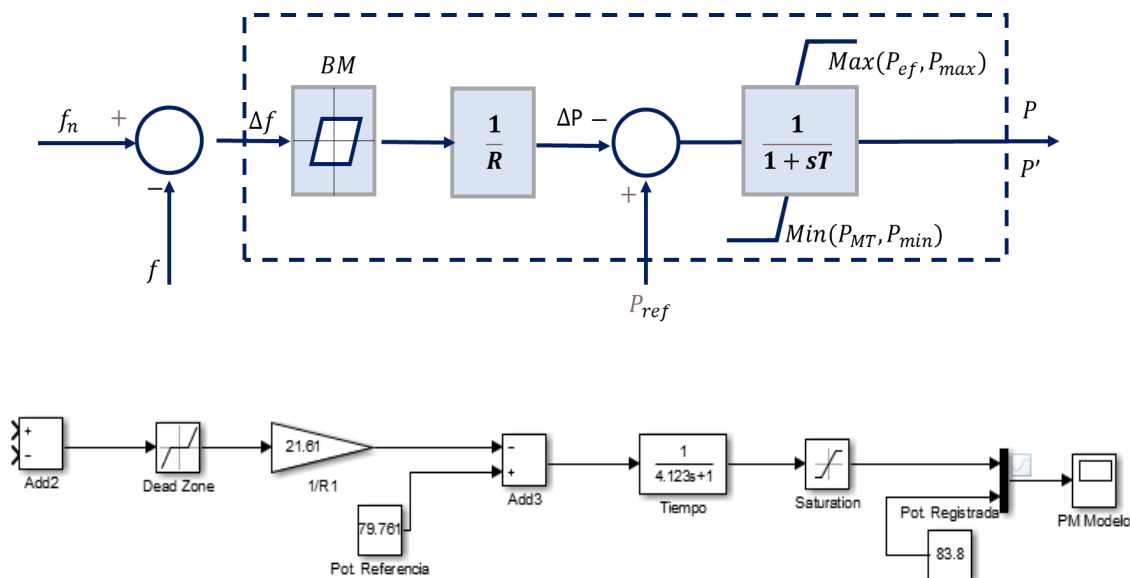
En el planteamiento del problema se indicó que el promedio de incumplimientos se relaciona con la reserva rotante asignada, por eso, el trabajo de investigación se planteó

incrementar la reserva rotante asignada para cumplir con el servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) y mejorar el incentivo económico que recibe la empresa. Para comprobar lo antedicho, se procedió a realizar simulaciones en el del modelo de control de frecuencia – carga (LFC) incrementando la reserva rotante asignada (RA) y se observó que el incremento tiene como consecuencia un mayor aporte de potencia (MW) y por tanto el promedio de incumplimiento por día (INC) disminuye (ver Tabla 17).

Según lo indicado en el numeral 2.2 del Procedimiento Técnico N°21 del COES Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia (PR-21) *“para emplear el modelo estándar desde la respuesta del grupo para RPF utilizando los parámetros estimados”*, entonces se procede a evaluar la respuesta del aporte de potencia con el modelo estándar del PR-21 simulado en Matlab utilizando los parámetros estimados del modelo Kumpliy.

Figura 21

Simulación modelo estándar con parámetros para el servicio de RPF



Nota. Adaptado del Procedimiento Técnico N° 21 “Reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia”, COES, 2020, p.21

Al obtener los nuevos registros de frecuencia en base a la variación del registro de potencia al incrementar la reserva rotante, en Simulink Matlab se procede a simular la evaluación del cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) empleando el modelo estándar establecido en el PR-21, con los parámetros estimados del modelo Kumpliy.m

Donde:

BM : Banda muerta (mHz)

$\frac{1}{R}$: Ganancia en estado estacionario

P_{Ref} : Potencia de referencia, es la potencia que debe entregar cuando la frecuencia eléctrica se encuentre en su valor nominal.

T : constante de tiempo, representa la velocidad de respuesta del sistema de control

Para realizar la simulación del modelo estándar con parámetros para el servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) se utiliza el reporte de evaluación de RPF del COES de la Tabla 19.

Tabla 19

Reporte de evaluación de RPF para 26.05.2021 y 19.04.2022

Fecha de evaluación	Periodo	COD.	NOMBRE CENTRAL	ESTADISTMO (%)	BANDA MUERTA (mHz)	CONSTANTE DE TIEMPO (SEGUNDOS)	POTENCIA DE REFERENCIA (MW)	POTENCIA ESCALON - SEGUNDO 60 (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)
26/05/2021	Punta	30626	C.H. MACHUPICCHU G1&2&3	2.8729	22.9112	3.92	72.8558	75.134	75.134	3

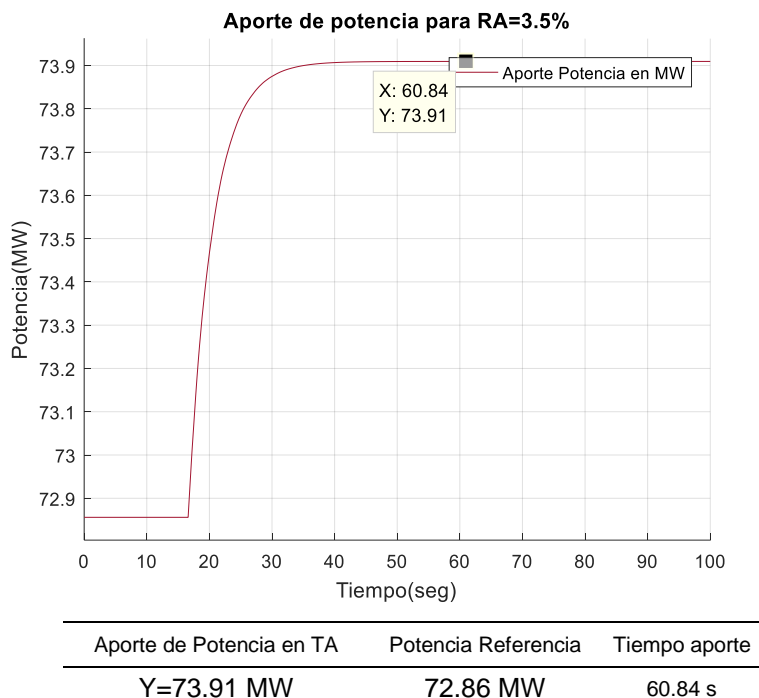
Fecha de evaluación	Periodo	COD.	NOMBRE CENTRAL	ESTADISTMO (%)	BANDA MUERTA (mHz)	CONSTANTE DE TIEMPO (SEGUNDOS)	POTENCIA DE REFERENCIA (MW)	POTENCIA ESCALON - SEGUNDO 60 (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)
19/04/2022	Punta	30626	C.H. MACHUPICCHU G1&2&3	2.1746	26.7857	4.3071	67.7982	69.9726	69.9726	3

Nota. Adaptado del Portal web del COES (COES, 2024).

Con la simulación se comprobó que para un incremento en la demanda que cause una perturbación en la frecuencia, el regulador comience a entregar la reserva rotante hasta agotarla.

Figura 22

Aporte de potencia para el escalón de frecuencia que agota la reserva rotante asignada (RA) asignado al intervalo evaluado 26/05/2021

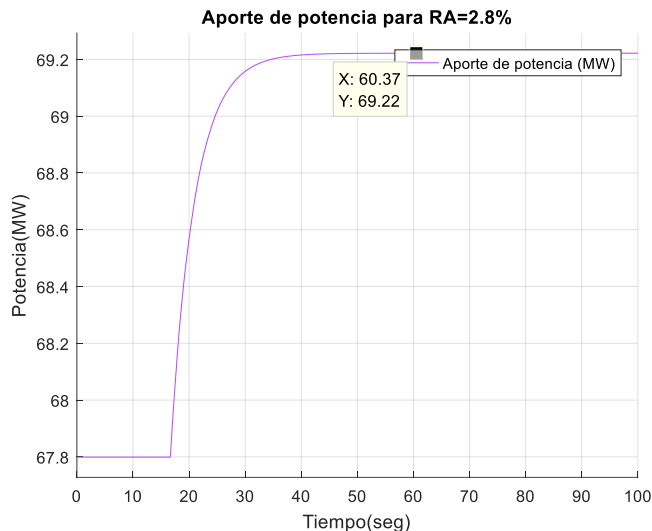


Nota. Elaboración propia

El aporte de potencia del modelo estándar con los parámetros estimados del periodo evaluable 26.05.2021 es de 1.05MW al agotar la reserva rotante asignada para el periodo 2021 (3.5%) respecto de la potencia de referencia (72.86MW) y se observa que el modelo empieza a aportar antes del tiempo de aporte (60 s), definido en el PR-21. (Ver Figura 22)

Figura 23

Aporte de potencia para el escalón de frecuencia que agota la reserva rotante asignada (RA) asignado al intervalo evaluado 19/04/2022



Aporte de Potencia en TA	Potencia Referencia	Tiempo aporte
Y=69.22 MW	67.799 MW	60.37 s

Nota. Elaboración propia

El aporte de potencia del modelo estándar con los parámetros estimados del periodo evaluable 19.04.2022 es de 1.42MW al agotar la reserva rotante asignada para el periodo 2022 (2.8%) respecto de la potencia de referencia (67.799MW) y se observa que el modelo empieza a aportar antes del tiempo de aporte (60 s), definido en el PR-21. (Ver Figura 23)

Al modelo LFC se agregó el controlador PID para incrementar los MW necesarios al modelo y restablecer la frecuencia a su valor nominal.

Modelamiento del controlador PID

- Ganancia proporcional K_p

$$K_p = \frac{0.8 * T_M}{T_w}$$

$$K_p = \frac{0.8 * 4}{0.244} = 13.115$$

Donde:

T_M : Constante de inercia mecánica del grupo (UG1, UG2 y UG3)

T_w : Constante de inicio de agua, extraído del Informe de Homologación PR-20 – Central Hidroeléctrica Machupicchu 2022 la constante de tiempo de la tubería forzada para la I Fase (T_w) = 0.244s

- Ganancia integral K_i

$$K_i = \frac{0.24 * T_M}{(T_w)^2}$$

$$K_i = \frac{0.24 * 4}{(0.244)^2} = 16.125$$

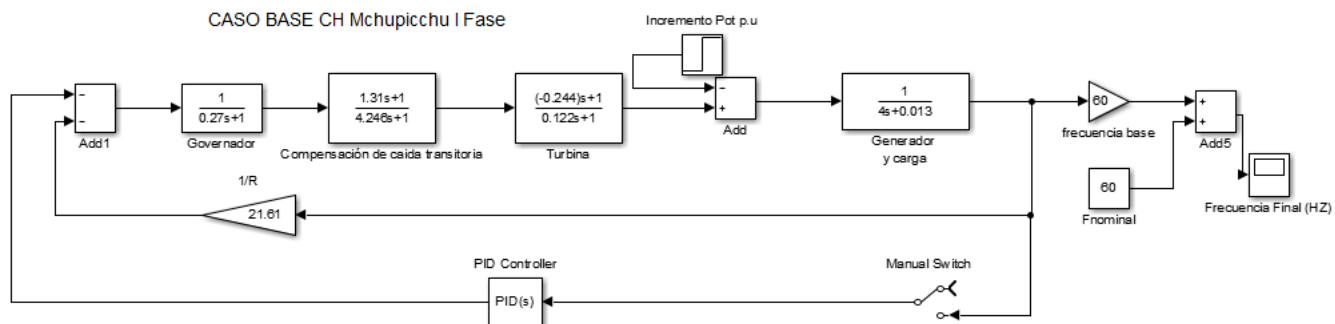
- Ganancia derivativa K_d

$$K_d = 0.27 * T_M$$

$$K_d = 0.27 * 4 = 1.08$$

Figura 24

Modelo del sistema LFC con controlador PID



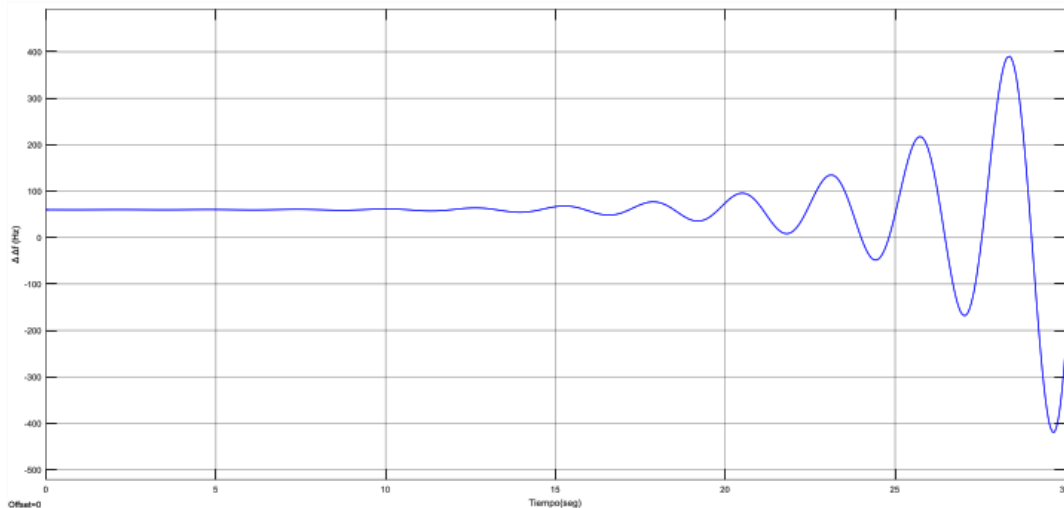
Nota. Elaboración propia

Una vez determinadas las constantes proporcional, integral y derivativa del controlador PID para ajustar la frecuencia a 60 Hz, se procede a integrar el diagrama de bloques del controlador PID en el modelo de control de frecuencia-carga adaptado para la Fase I de la Central Hidroeléctrica Machupicchu.

El controlador PID por sus características de simplicidad y efectividad sobre modelos de control automático cuyos componentes de control proporcional (P) que produce una salida en proporción a la señal de error, mientras que el control integral (I) integra y acumula la señal de error y el control derivativo (D) anticipa y previene la formación del error, se emplea en este proyecto de investigación para simular la operación del sistema de control AGC de dominio del COES quien a través de las unidades de regulación secundaria de frecuencia (URS) como parte de los servicios complementarios y fundamentado en el Procedimiento Técnico Nro. 22 “Reserva Rotante para la Regulación Secundaria de Frecuencia”, según protocolo, se encargan de proveer sus reservas secundarias con el objeto de restablecer la frecuencia del sistema en 60 Hz siempre y cuando existan situaciones extraordinarias como desconexiones de unidades de generación o unidades de gran demanda y cuya reserva rotante asignadas a las unidades de generación asociadas al COES sea agotada. Por ello, en el trabajo de investigación se consideró analizar

Figura 25

Respuesta del modelo con ganancias $K_P = 13.115$, $K_i = 16.125$ & $K_d = 1.08$ del controlador PID



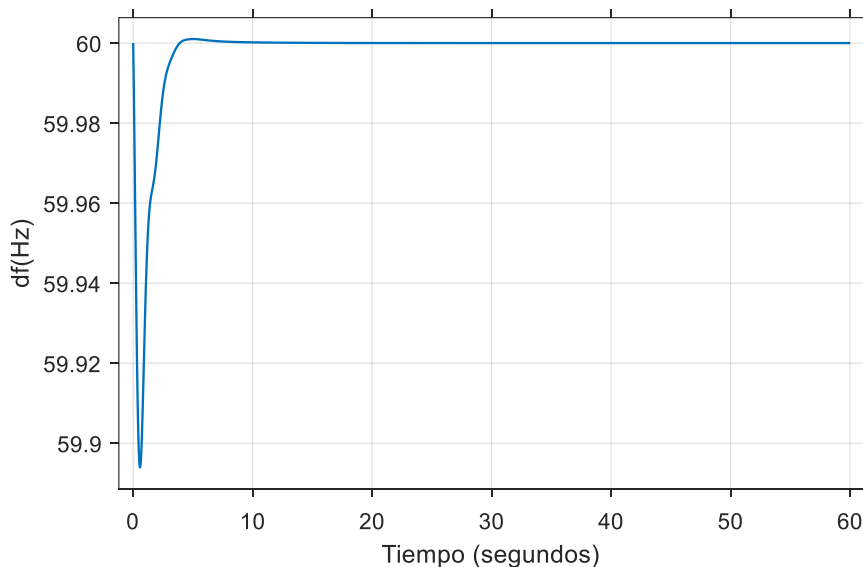
Nota: Elaboración propia

Al respecto, en la Figura 25, con la aplicación del controlador PID cuyas características previamente calculadas en el párrafo anterior, se observó que la respuesta temporal es inestable sin llegar a un estado de equilibrio.

De manera aleatoria, se eligió el cambio de valor de las ganancias programables (valores aleatorios) a la muestra $K_P = 5$, $K_i = 6$ & $K_d = 10$. Estas operaciones empleadas para captar estos valores constantes se identifican como métodos de ajuste (Tuning Methods). Los métodos de ajuste manual normalmente dependen de la capacidad de verificar manualmente la respuesta del sistema y luego ajustar el PID automatizando las operaciones para reducir el tiempo necesario y ayudar a aumentar la estandarización.

Figura 26

Respuesta del modelo con ganancias $K_p = 5$, $K_i = 6$ & $K_d = 10$ del controlador PID



Nota. Elaboración propia

En la Figura 26, se observó que la respuesta del modelo con los nuevos valores para las características del controlador PID es más estable con respecto a lo anterior llegando a restablecer el valor de la frecuencia al valor nominal de 60Hz.

También se comprueba lo indicado en el numeral 12.1 de tercer literal “Evaluación del cumplimiento de la RPF” del Procedimiento Técnico N°21 del COES “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (PR-21): “Se evaluará el cumplimiento de RPF ignorando lo siguiente: periodos que las unidades de regulación secundaria (URS) brinden el servicio de regulación secundaria de frecuencia (RSF)” (COES, 2020, p. 9). Puesto que el modelo de control de frecuencia de carga (LFC) se encuentra conectado al controlador PID, no detecta una señal de desvío de la velocidad en el eje, entonces el modelo estándar compara dos señales idénticas de frecuencia y por tanto no genera ningún aporte de reserva rotante.

4.3 Análisis de resultados

4.3.1 Comprobación de la hipótesis general

Según se indicó: “el incremento de la reserva rotante reduce la probabilidad de incumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) de la respuesta dinámica del modelamiento del sistema de control de frecuencia - carga (LFC) adecuado para la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu.”

En la Tabla 17 se comprobó que el aporte de potencia está relacionado con la reserva rotante asignada, evaluada bajo los mismos intervalos que cumplen con los filtros establecidos en el Anexo 3 del Procedimiento Técnico N°21 del COES, “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (PR-21). Se observó que este aporte es mayor cuando se incrementa el valor de la reserva rotante asignada (RA) en los registros de potencia.

Es importante destacar el ejemplo de la Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A., que incrementa la reserva rotante asignada en el set point de los reguladores de las turbinas Pelton para cumplir con el servicio de regulación primaria, incluso en situaciones de déficit hídrico. Este ajuste no conlleva penalidades, ya que no está regulado en el procedimiento.

4.3.2 Comprobación de la hipótesis específica

Según se indicó en la primera hipótesis específica formulada: “a) La implementación de estrategias de optimización basadas en la asignación eficiente de la reserva rotante puede mejorar significativamente el desempeño del sistema de control de frecuencia-carga (LFC) en la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu.

Con la integración del controlador PID al modelo de control de frecuencia – carga valida que los datos de la respuesta dinámica sean consistentes y coherentes. Asimismo, el aporte del

lenguaje de programación Python utilizando entornos de programación como Spyder, automatiza y reduce el tiempo de cálculo de análisis de consistencia de datos

En la segunda hipótesis planteada:” b). El incremento de la reserva rotante tiene un impacto significativo en las valorizaciones mensuales de la Central Hidroeléctrica Machupicchu, afectando positivamente los ingresos durante el periodo 2018 - 2022.”

De la segunda hipótesis planteada, se sustenta económicamente el decremento de la potencia generada que se emplea en el mercado spot para incrementar la reserva rotante asignada y reducir las liquidaciones por Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas (LSCIO) debido al incumplimiento en el servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF) de las unidades de generación asociadas a EGEMSA.

La Tabla 20 presenta una evaluación económica de los costos asociados a la venta de energía excedente al mercado spot, incrementando la reserva rotante en un 0.5%, 1%, y 2%, junto con las liquidaciones anuales por LSCIO para EGEMSA. Se observa que los costos de incrementar la reserva rotante, reflejado en la venta de energía que EGEMSA realiza al mercado spot son inferiores a las liquidaciones que EGEMSA está obligada a pagar por no cumplir con el servicio de regulación primaria de frecuencia, que podría considerar esta estrategia como una opción viable para optimizar costos.

Tabla 20

Comparación de la liquidación anual de la venta de energía al mercado Spot entre las liquidaciones por servicios complementarios e inflexibilidades operativas

Periodo	Costo Marginal Promedio Anual [S./MWh]	Reducción de Energía Anual MWh (0.5%)	Venta de energía al Mercado Spot S/. (0.5%)	Valorización COES (LSCIO)
2018	35.43	2,333.50	82,667.30	2,180,048.40
2019	29.77	2,273.45	67,673.57	275,841.19
2020	33.32	265	8,829.97	847,057.55
2021	67.51	3,122.99	210,844.16	3,380.96
2022	144.04	2,136.09	307,681.52	1,574,892.13
2023	274.54	1,378.78	397,094.74	2,840,515.80

Periodo	Costo Marginal Promedio Anual [S./MWh]	Reducción de Energía Anual MWh (1%)	Venta de energía al Mercado Spot S/. (1%)	Valorización COES (LSCIO)
2018	35.43	4,667.00	165,334.60	2,180,048.40
2019	29.77	4,546.90	135,347.14	275,841.19
2020	33.32	530	17,659.95	847,057.55
2021	67.51	6,245.97	421,688.32	3,380.96
2022	144.04	4,272.18	615,363.03	1,574,892.13
2023	274.54	2,892.77	794,189.48	2,840,515.80

Periodo	Costo Marginal Promedio Anual [S./MWh]	Reducción de Energía Anual MWh (2%)	Venta de energía al Mercado Spot S/. (2%)	Valorización COES (LSCIO)
2018	35.43	9,334.00	330,669.20	2,180,048.40
2019	29.77	9,093.80	270,694.68	275,841.19
2020	33.32	1,060.00	85,319.89	847,057.55
2021	67.51	12,491.94	843,376.64	3,380.96
2022	144.04	15,806.27	1,230,726.06	1,574,892.13
2023	274.54	5,785.84	397,094.74	2,840,515.80

Nota. Elaboración propia

De la Tabla 12, se observa que para determinar la venta de energía al Mercado Spot, expresada en soles (S/.), se utiliza el costo marginal promedio anual [S./MWh], obtenido del portal web del COES (Ver Figura 27). Este costo marginal es un valor clave que refleja el precio al que se transa la energía en el mercado a corto plazo. El incremento del 0.5%, 1% y 2% en la energía anual [MWh] destinada para la venta en el Mercado Spot se obtuvo a partir de las memorias anuales de la empresa EGEMSA, correspondientes al periodo 2018-2023.

La venta de energía al Mercado Spot se calcula multiplicando el costo marginal promedio anual [S./MWh] por la cantidad de energía anual [MWh] destinada para este mercado. Este cálculo permite obtener una estimación cercana del valor económico de las transacciones realizadas por la venta de energía en el Mercado Spot. Dicho valor sirve para evaluar el impacto económico de las decisiones operativas y estratégicas, como el incremento en la reserva rotante, en el desempeño financiero de la empresa EGEMSA.



Además, es importante destacar que las variaciones en la cantidad de energía destinada a la venta Spot pueden influir significativamente en los ingresos de la empresa EGEMSA,


especialmente en un mercado tan dinámico como el de la venta de energía. Por lo tanto, un análisis detallado de estos incrementos y su relación con el costo marginal es importante para optimizar la estrategia de comercialización de EGEMSA en el Mercado Spot.





Figura 27

Costo Marginal Ponderado Mensual de la Barra de Referencia de Generación Santa Rosa 220kV

Características del SEIN [Calendario COES](#) [Intranet](#) [Extranet](#)



 













Liquidaciones del MME

Visualización   Nombre

Descargar:  

[Liquidaciones del MME](#) ▶ [01 Mercado de Corto Plazo](#) ▶ [CMGs - Tarifas de Energía en Barra](#) ▶

<input type="checkbox"/>		Nombre	Fecha de Publicación	Tamaño
<input type="checkbox"/>		CMG2020.xlsx		291.45 KB
<input type="checkbox"/>		CMG2021.xlsx		304.34 KB
<input type="checkbox"/>		CMG2022.xlsx		285.68 KB
<input type="checkbox"/>		CMG2023.xlsx		330.21 KB
<input type="checkbox"/>		CMG2024.xlsx		523.29 KB

Nota. Extraído del Portal web del COES. (COES, 2024)

CONCLUSIONES

Con los registros de escalón de frecuencia determinados en el modelo LFC a partir de los registros de potencia de las unidades (UG1, UG2 y UG3) de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu (CHM), se comprobó que el incremento de la reserva rotante asignada tiene un impacto positivo en la reducción de incumplimientos en el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) por la reducción de los indicadores como el nivel de incumplimiento (INC) y porcentaje de potencia no suministrada (%RPNS) . El nivel de incumplimiento (INC) al ser un indicador para determinar las valorizaciones por servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF), es una alternativa evaluable para minimizar los egresos por este concepto.

La implementación de estrategias de optimización basadas en la asignación eficiente de la reserva rotante combinada con el uso de controladores PID y la automatización del análisis mediante herramientas como Python y Spyder, ha demostrado mejorar significativamente el desempeño del sistema de control de frecuencia-carga (LFC) ya que facilitó la comprobación de la hipótesis planteada del párrafo anterior. Sin embargo, tuvo limitaciones al no reflejar un comportamiento aceptable del grupo para condiciones de operación de sobrefrecuencia por las propias características del modelo, aunque si es aceptable para el análisis de subfrecuencia sin la necesidad de realizar modificaciones en el regulador de velocidad del grupo, exceptuando para condiciones de operación a partir de un estado atípico como desconexiones de generadores, unidades grandes de carga o la operación en modo aislado, ya que la respuesta del modelo sería incoherente.

Con respecto al aporte del controlador PID con características $K_p = 5$, $K_i = 6$ & $K_d = 10$ aplicado al modelo LFC, muestra un comportamiento aceptable que fija la frecuencia a 60 Hz representando al generador conectado a un sistema de control automático de generación (AGC).

Sin embargo, su aplicación sólo es para fines de comprobación del aporte en MW con el controlador PID para restablecer la frecuencia.

Como parte de la operación segura del sistema eléctrico, la aplicación obligatoria del servicio de regulación de frecuencia es esencial para garantizar la calidad y continuidad del suministro eléctrico. Este servicio también ofrece un incentivo al cumplimiento, ayudando a minimizar los egresos mensuales asociados con la regulación secundaria de frecuencia, el análisis económico indica que el incremento de la reserva rotante tiene un efecto positivo en las valorizaciones mensuales de la Central Hidroeléctrica Machupicchu. Al reducir la cantidad de energía destinada al mercado spot y aumentar la reserva rotante, EGEMSA logra disminuir las penalidades por incumplimientos en el servicio de RPF, lo que resulta en una optimización de costos. Los datos de los periodos 2018-2022 muestran que los ingresos obtenidos por la venta de energía en el mercado spot son menores que las liquidaciones por Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas (LSCIO), lo que justifica económicamente la estrategia de aumentar la reserva rotante.

La investigación propone que un incremento en la reserva rotante podría reducir los egresos mensuales por el servicio de regulación primaria de frecuencia. Sin embargo, este aumento en la reserva rotante conlleva la necesidad de reducir la generación de energía, lo que a su vez disminuye las ventas de energía excedente en el mercado spot. Por esta razón, un análisis detallado y continuo de estos factores es esencial para optimizar la estrategia de comercialización de energía en el mercado spot y asegurar la viabilidad económica de las operaciones. La evaluación de los costos y beneficios asociados al incremento de la reserva rotante sugiere que esta estrategia es viable para EGEMSA. Al balancear adecuadamente la cantidad de energía destinada al mercado spot y la reserva rotante, EGEMSA puede mejorar tanto su cumplimiento regulatorio como su desempeño financiero, optimizando su operación en un mercado energético competitivo y dinámico.

RECOMENDACIONES

Para analizar el servicio de cumplimiento de la regulación primaria de frecuencia en los grupos (UG1, UG2 y UG3) de la Central Hidroeléctrica Machupicchu, se busca o acciones técnicas inmediatas deban estar enfocadas a incrementar el incentivo económico por regulación primaria de frecuencia (RPF), siendo el análisis de esta investigación con datos reales de medición una alternativa para la toma de decisiones.

En este contexto, para el análisis de datos reales de medición de frecuencia y potencia es importante implementar técnicas de gestión de datos, haciendo uso de lenguajes de programación como Python. Como ejemplo del caso se aplicó esta metodología para seleccionar aleatoriamente intervalos de 5 minutos que cumplan sólo la primera o las 02 condiciones del procedimiento de regulación primaria de frecuencia (RPF) para determinar los intervalos con mejor respuesta y se tome acciones correctivas sobre aquellos intervalos con menor desempeño.

MATRIZ DE CONSISTENCIA

“Reserva rotante y su influencia en la respuesta dinámica del sistema de control de frecuencia - carga (LFC) de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu periodo 2018-2022”

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	OBJETIVOS GENERALES Y ESPECÍFICOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	METODOLOGÍA
PROBLEMA GENERAL	OBJETIVO GENERAL	HIPÓTESIS GENERAL	VARIABLE INDEPENDIENTE	
¿Cómo la Reserva rotante influye en la respuesta dinámica del sistema de control de frecuencia - carga (LFC) de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu periodo 2018-2022?	Analizar la Reserva rotante y su influencia en la respuesta dinámica del sistema de control de frecuencia - carga (LFC) de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu periodo 2018-2022	La Reserva rotante influye en la respuesta dinámica del sistema de control de frecuencia - carga (LFC) de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu periodo 2018-2022.	Reserva Rotante Indicador: Potencia Activa Unidad de medida: Megavatios [MW] o [%]	a). Nivel de Investigación: Explicativa. b). Tipo de Investigación: Aplicada básica. c). Diseño de Investigación: Pre – experimental. d). Unidad de Estudio: Sistema de regulación primaria de frecuencia de la CH Machupicchu I Fase representado mediante diagrama de bloques del sistema LFC con un controlador PID.
PROBLEMAS ESPECÍFICOS	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	HIPÓTESIS ESPECÍFICOS	VARIABLE DEPENDIENTE	
a). ¿Qué estrategias de optimización de la reserva rodante mejoran el desempeño del sistema de control de frecuencia carga (LFC) de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu?	a). Implementar estrategias de optimización de la reserva rodante que mejoren el desempeño del sistema de control de frecuencia carga (LFC) de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu	a). La implementación de estrategias de optimización basadas en la asignación eficiente de la reserva rotante mejora significativamente el desempeño del sistema de control de frecuencia carga (LFC) de la I Fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu.	Respuesta dinámica del sistema de control de frecuencia de carga (LFC) Nivel de incumplimiento del servicio de RPF (INC)	e). Técnica de recolección de datos: Entrevistas a expertos, Uso de fichas bibliográficas especializadas.
b). ¿Cuál es el impacto económico de la asignación de la reserva rotante en las valorizaciones mensuales de la Central Hidroeléctrica Machupicchu para el periodo 2018 al 2022?	b). Evaluar el impacto económico de la asignación de la reserva rotante en las valorizaciones mensuales de la Central Hidroeléctrica Machupicchu durante el periodo 2018 al 2022.	b). La asignación de la reserva rotante tiene un impacto económico positivo en las valorizaciones mensuales de la Central Hidroeléctrica Machupicchu, aumentando los ingresos económicos durante el periodo 2018-2022.	Indicadores: Frecuencia, 0 a 1 Unidades de medida: Hertz [Hz], [p. u.]	f). Documentos: Libros, encuestas, clases especializadas, informes, tesis, artículos y páginas científicas.

Matriz de operacionalización de variables

VARIABLE INDEPENDIENTE	INDICADORES	VALOR FINAL	TIPO VARIABLE
<p>Reserva rotante</p> <p>Definición conceptual: Según el Procedimiento Técnico N°21 del COES “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (PR-21), la reserva rotante se refiere al porcentaje de la potencia de referencia de generación que las unidades pueden entregar en un instante determinado.</p> <p>Definición operacional: En el glosario de términos, la reserva rotante es determinada por el COES para Regulación primaria de frecuencia, asegurando así la capacidad disponible de las unidades al sistema en un momento dado.</p>	Potencia de Referencia	% (MW)	Numérica continua
VARIABLE DEPENDIENTE	INDICADORES	VALOR FINAL	TIPO VARIABLE
<p>“Respuesta dinámica del sistema de control de frecuencia de carga (LFC)”</p> <p>Definición conceptual: Describe cómo la frecuencia y la potencia responden a las variaciones o perturbaciones en la carga del sistema eléctrico para restablecer el equilibrio entre la generación y la demanda de energía eléctrica y mantener la frecuencia nominal del sistema.</p> <p>Definición operacional: Según Ali Thaeer Hammid, el implica registrar y analizar la magnitud y la duración de la respuesta dinámica del sistema de control para reducir las oscilaciones de frecuencia.</p>	Escalón de frecuencia	Hz	Numérica continua
<p>“Nivel de incumplimiento de servicio de RPF (INC)”</p> <p>Definición conceptual: Se refiere al incumplimiento de la CHM en mantener la frecuencia dentro de los márgenes establecidos en el PR-21</p> <p>Definición operacional: Refleja el grado de incumplimiento en el periodo evaluado para el servicio de RPF</p>	0 a 1	p.u.	Numérica continua

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alhelou, H. H., Zamani, R., & Hamedani-Golshan, M.-E. (2018). *Challenges and Opportunities of Load Frequency Control in Conventional, Modern and Future Smart Power Systems: A Comprehensive Review*.
- Ali Thaeer Hammid, e. a. (2016). *Load Frequency Control for Hydropower Plants using PID Controller*. IEEE.
- CENERGIA. (2016). *Estudio de determinación de la potencia efectiva de la central hidroeléctrica Machupicchu*.
- Chipana Ttito, R. J. (2017). *Evaluación del impacto técnico y económico en el SEIN del esquema de Regulación Primaria de Frecuencia*. UNAP.
- COES. (2020). *Glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC*. COES.
- COES. (2020). *Informe de publicación Nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 21 "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia"*.
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1273742/Osinergmin-362-2020-GRT-IT.pdf>
- COES. (2020). *Procedimiento Técnico Nro 21 "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia"*.
- COES. (2020). *Procedimiento Técnico Nro 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia"*.
- COES. (2021). *Informe Técnico de Ensayo de la Potencia Mínima de la CH Machupicchu*.

- COES. (2021). *Manual de uso del aplicativo Kumply de evaluación del cumplimiento a la RPF - Procedimiento Técnico PR-21*. COES.
- COES. (2024). *Portal web del COES*.
<https://www.coes.org.pe/Portal/mercadomayorista/liquidaciones>
- COES&CENERGIA. (2022). *Informe de homologación del PR-20 para las unidades de la Central Hidroeléctrica Machupicchu*. gme.
- Committee, P. S. (2013). *Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies*. IEEE.
- D.P., K., & I. J., N. (2008). *Modern power system analysis third edition*. Tata McGraw-Hill.
- Das, D. C., Hussain, S. S., & Latif, A. (2020). *State-of-the-art of controllers and soft computing techniques for regulated load frequency management of single/multi-area traditional and renewable energy based power systems*. ScienceDirect.
- Demirci, M., Saka, M., Dursun, M., & Gozde, H. (2023). *Effect of Electrical Vehicles Participation Rate on Time Delayed Load Frequency Control*. IEEE.
- DGE. (2005). *Norma Técnica para la Coordinación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados*.
- Duran Farfán, R. J. (2021). *Análisis del cumplimiento de la reserva rotante para regulación primaria de frecuencia en el sistema eléctrico interconectado nacional del Perú*. UNI.
- EGEMSA. (2017). *Revision de las penalidades por regulación primaria de frecuencia (RPF) con EGEMSA del periodo 2017*.
- Kishor, N., Saini, R., & Singh, S. (s.f.). *A review on hydropower plant models and control*.
- Laghari, J. (2020). *How to design Load Frequency Control using Simulink*. You Tube:
<https://youtube.com/watch?v=9Aocf1sAtdY&si=EnSlkaIECMiOmarE>

- Ledesma, P. (2020). *Análisis dinámico y control de sistemas eléctricos*. Madrid: Universidad Carlos III.
- Lucero Tenorio, L. (2010). *Hydro Turbine and Governor Modelling*.
- McGrath, B., Li, C., Patel, R., & Meegahapola, L. (2019). *Mejoramiento del control óptimo de la generación automática en un sistema eléctrico de múltiples áreas con diversos recursos energéticos*. IEEE.
- MINEM. (1997). *Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos*.
- MINEM. (2006). *Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica*.
- MINEM. (2016). *Decreto Supremo que aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad*.
- Montero, F. (2023). *La Reserva Rotante en un Sistema de Potencia*.
- Ñaupas Paitán, H., Mejía Mejía, E., Novoa Ramírez, E., & Villagómez Paucar, A. (2014). *Metodología de la investigación Cuantitativa - Cualitativa y Redacción de la Tesis*. Ediciones de la U.
- Oblitas Mancilla, Z. (2023). *Automatización de envío de información diaria de datos de la regulación primaria de frecuencia al COES de las unidades de generación mediante el uso de la automatización robotica de procesos*. UNMSM.
- OSINERGMIN. (2017). *Resolución Osinergmin Nro 236-2017-OS/CD*.
- OSINERGMIN. (2018). *Resolución Osinergmin Nro 213-2018-OS/CD*.
- OSINERGMIN. (2019). *Resolución Osinergmin Nro 205-2019-OS/CD*.
- OSINERGMIN. (2020). *Resolución Osinergmin Nro 202-2020-OS/CD*.
- OSINERGMIN. (2021). *Resolución Osinergmin Nro 237-2021-OS/CD*.

OSINERGMIN. (2022). *Resolución Osinergmin Nro 209-2022-OS/CD*.

REIVAX. (2018). *Informe análisis-PR 21-CH Machupicchu-Grupos Pelton*.

Roca Machado, M. M. (2021). *Análisis de Respuesta de Regulación Primaria de Frecuencia de las Unidades de Generación del Centro de Producción Mantaro Electroperú*.

Shouran, M., Anayi, F., & Packianather, M. (2021). *A state of the art Review on LFC Strategies in conventional and modern power systems*. India: IEEE.

Subdirección de mercado eléctrico del COES. (2021). *Manual de Metodología del Modelo Kumpliy 1.1*. COES.

Yang, L., & Hu, Z. (2021). *Coordinación de generadores y almacenamiento de energía para suavizar las fluctuaciones de energía en clústeres de microrredes de múltiples áreas: un enfoque descentralizado sólido*. IEEE.

Respuesta del Escalón de Frecuencia del Modelo LFC de la CH Machupicchu I Fase para el periodo 26/05/21.

REGISTRO	POTENCIA G1&G2&G3	FRECUENCIA G1&G2&G3	FRECUENCIA_ESTI MADA_G1&G2&G3
1	72.1522422	59.9781799	60
2	72.4412734	59.9574432	59.99999995
3	72.6182188	59.9451561	59.9999997
4	73.0227031	59.9353676	59.99999844
5	73.3531406	59.9350548	59.99999216
6	73.6785156	59.9407234	59.99996076
7	73.9080703	59.9504471	59.99980372
8	73.9492734	59.9642639	59.99940864
9	73.9428984	59.9826431	59.99891066
10	73.6134219	60.0017166	59.99815909
11	73.2265156	60.0166054	59.99707587
12	73.1226719	60.0312691	59.99554335
13	73.1696484	60.0445442	59.99342425
14	72.9529297	60.0492096	59.99065185
15	72.5833438	60.0454674	59.98759194
16	72.3365313	60.0405998	59.98603826
17	72.3125703	60.0390663	59.98890511
18	72.3240156	60.0325813	59.9933506
19	71.9651953	60.0439835	59.9979332
20	72.3317656	60.086071	60.00123601
21	71.9580781	60.1197815	60.00226739
22	71.2575234	60.1435585	60.00138821
23	70.6072891	60.1510658	59.9993257
24	69.9670156	60.143734	59.99668528
25	69.5301563	60.1253357	59.99439124
26	69.4301406	60.0977707	59.99335724
27	69.4971328	60.068512	59.99364109
28	69.9022969	60.0453224	59.99478508
29	70.5621641	60.0298347	59.99638567
30	71.0425547	60.0195465	59.99796213
31	71.5518047	60.0167084	59.99888693
32	71.9243672	60.0117989	59.99892109
33	72.0689766	60.0118752	59.99833943
34	72.2574844	60.0184708	59.99742808
35	72.4010313	60.0279007	59.99641702
36	72.5585078	60.039257	59.99567971
37	72.5581094	60.0511475	59.99550078
38	72.3515781	60.0642662	59.99577972
39	72.1054297	60.0747147	59.99630578
40	71.8214688	60.0802689	59.99693948
41	71.5160469	60.0839424	59.99749483
42	71.3012656	60.0855598	59.9977266
43	71.0447734	60.0879936	59.99760343
44	70.9509219	60.0880928	59.99728318
45	70.8234766	60.0851936	59.99688358
46	70.7416953	60.0760612	59.99649679
47	70.6117734	60.0579033	59.99627034
48	70.7106875	60.0428276	59.99628829
49	71.1461719	60.0295105	59.99646497
50	71.5000234	60.0210304	59.99670422

Respuesta del Escalón de Frecuencia del Modelo LFC de la CH Machupicchu I Fase para el periodo 19/04/22.

REGISTRO	POTENCIA G1&G2&G3	FRECUENCIA G1&G2&G3	FRECUENCIA_ESTI MADA_G1&G2&G3
1	66.7551953	59.9957886	60
2	66.8538516	59.9989777	59.99999995
3	66.8741719	59.9909782	59.9999997
4	66.8663984	59.990715	59.99999844
5	66.9781406	59.9871063	59.99999216
6	67.03675	59.9764786	59.99996076
7	66.9110469	59.9704247	59.99980372
8	66.9823047	59.9728203	59.99939932
9	67.1368047	59.9673615	59.99889096
10	67.0727344	59.9540367	59.99812274
11	67.1927578	59.9497375	59.99701472
12	67.5225547	59.9504852	59.99544606
13	67.7234375	59.9507256	59.9932746
14	67.7348359	59.9569016	59.9904267
15	67.8265313	59.9672585	59.98726055
16	67.8002578	59.9764061	59.9855814
17	67.657625	59.9855499	59.98841543
18	67.3378359	59.9954796	59.9929864
19	67.1416016	60.00494	59.99774113
20	67.0267891	60.0071602	60.00116608
21	66.9920391	60.0110359	60.00228156
22	66.8608828	60.0102844	60.00145505
23	66.8368906	60.0089531	59.99937807
24	66.8117734	60.013855	59.99668387
25	66.8310859	60.021019	59.99435697
26	66.9545938	60.0223236	59.99330783
27	66.7526016	60.0236244	59.99357997
28	66.8417422	60.0175743	59.9947402
29	66.7296641	60.0053902	59.99638708
30	66.7705391	59.9977951	59.99800669
31	66.6945469	59.9969177	59.99895881
32	66.8694453	59.9911804	59.99901854
33	66.8449063	59.9861069	59.99845039
34	66.9736484	59.9783707	59.99753093
35	66.8104688	59.9729843	59.99650574
36	66.8857891	59.9744797	59.99575529
37	66.9061641	59.9777412	59.99555628
38	67.0511484	59.9827766	59.99581309
39	67.0596641	59.9869957	59.99632245
40	67.0349688	59.9905624	59.99694339
41	66.9380703	60.0002594	59.99748128
42	67.04125	60.0058632	59.99771375
43	66.9722813	60.0018845	59.99762323
44	66.9775	59.9940338	59.99734874
45	66.9541641	59.9797325	59.99698708
46	66.9336797	59.96661	59.99662329
47	66.865625	59.9576569	59.99640558
48	67.1051719	59.9497566	59.99640176
49	67.3080859	59.9433517	59.99653167
50	67.5687656	59.9431114	59.99672317

Script en Python que selecciona aleatoriamente intervalos de 5 minutos que cumplen con la primera y segunda condición.

```

import pandas as pd
import random

# Cargar datos desde un archivo CSV (asegúrate de tener el archivo con el formato adecuado)
data = pd.read_csv('RPF 20210526.csv')

def verificar_condiciones(data_subset):
    # Verificar la primera condición en la segunda columna
    segunda_condicion = True

    # Convertir la columna a tipo decimal si es necesario
    data_subset.loc[:, 'mw'] = pd.to_numeric(data_subset.loc[:, 'mw'], errors='coerce')

    segundo_valor = data_subset.iat[1, 1]

    for valor in data_subset.iloc[1:, 1]:
        if abs(valor - segundo_valor) > 0.05 * segundo_valor:
            segunda_condicion = False
            break

    # Verificar la segunda condición en la tercera columna
    tercera_condicion = False

    # Convertir la columna a tipo decimal si es necesario
    data_subset.loc[:, 'freq'] = pd.to_numeric(data_subset.loc[:, 'freq'], errors='coerce')

    porcentaje_superior = data_subset[data_subset.loc[:, 'freq'] > 60.03].shape[0] / data_subset.shape[0]
    porcentaje_inferior = data_subset[data_subset.loc[:, 'freq'] < 59.97].shape[0] / data_subset.shape[0]
    if porcentaje_superior >= 0.2 and porcentaje_inferior >= 0.2:
        tercera_condicion = True

    return segunda_condicion and tercera_condicion

# Antes del bucle principal
print("Datos cargados:")
print(data.head())

# Bucle principal
intervalos_cumplen_condiciones = pd.DataFrame() # DataFrame para almacenar los intervalos que cumplen las condiciones
contador_intervalos = 0

while contador_intervalos < 3:
    # Elegir aleatoriamente un intervalo de 5 minutos
    start_index = random.randint(0, len(data) - 300)
    end_index = start_index + 300

    # Seleccionar el subconjunto de datos
    data_subset = data.iloc[start_index:end_index, :].copy()

    # Verificar si hay al menos dos filas en el subconjunto
    if len(data_subset) >= 2:
        # Imprimir tipos de datos y datos antes de verificar condiciones (para depuración)
        print("\nSubset de datos antes de verificar condiciones:")
        print(data_subset)

        # Verificar condiciones
        if verificar_condiciones(data_subset):
            # Imprimir valores si las condiciones son verdaderas
            print("\nIntervalo seleccionado:")
            print(data_subset)

            # Agregar el intervalo al DataFrame resultante
            intervalos_cumplen_condiciones = pd.concat([intervalos_cumplen_condiciones, data_subset])

            # Incrementar el contador de intervalos que cumplen las condiciones
            contador_intervalos += 1

# Guardar los intervalos que cumplen las condiciones en un archivo CSV
intervalos_cumplen_condiciones.to_csv('intervalos_cumplen_condiciones.csv', index=False)
print("\nLos primeros 3 intervalos que cumplen las condiciones se han guardado en 'intervalos_cumplen_condiciones.csv'.")

```

Script de Python que verifica las condiciones del periodo de evaluación del ANEXO 3 del PR-21 para el escalón de frecuencia estimado.

```
#VERIFICAR CONDICIONES DEL PERIODO DE EVALUACIÓN PARA RPF
import pandas as pd

def verificar_condiciones(data_subset):

    data_subset['mw'] = data_subset['mw'].round(4)
    data_subset['freq'] = data_subset['freq'].round(4)

    segunda_condicion = True
    indices_no_cumplen = []

    data_subset['mw'] = pd.to_numeric(data_subset['mw'], errors='coerce')
    segundo_valor = data_subset.iloc[1, 0]

    for i, valor in enumerate(data_subset.iloc[1:, 0], start=1):
        if abs(valor - segundo_valor) > 0.05 * segundo_valor:
            segunda_condicion = False
            indices_no_cumplen.append(i)

    tercera_condicion = True

    data_subset['freq'] = pd.to_numeric(data_subset['freq'], errors='coerce')

    porcentaje_superior = data_subset[data_subset['freq'] > 60.03].shape[0] / data_subset.shape[0]
    # porcentaje_inferior = data_subset[data_subset['freq'] < 59.97].shape[0] / data_subset.shape[0]
    if porcentaje_superior >= 0.2: #and #porcentaje_inferior >= 0.2:
        tercera_condicion = True

    # print("Segunda Condición:", segunda_condicion)
    # print("Tercera Condición:", tercera_condicion)

    return segunda_condicion, tercera_condicion, indices_no_cumplen

data = pd.read_csv('RPF ModeloLFC.csv')

#print("Datos cargados:")
print(data.head())
#print("\nTipos de datos en las columnas de interés:")
#print(data[['mw', 'freq']].dtypes)

data_subset = data[['mw', 'freq']].copy()

data_subset['mw'] = data_subset['mw'].round(4)
data_subset['freq'] = data_subset['freq'].round(4)

#print("\nValores en la columna 'mw' (redondeados a 4 decimales):")
for valor in data_subset['mw']:
```

```

print(valor)

#print("\nValores en la columna 'freq' (redondeados a 4 decimales):")
for valor in data_subset['freq']:
    print(valor)

condicion_1, condicion_2, indices_no_cumplen = verificar_condiciones(data_subset)

if condicion_1 and condicion_2:
    print("\nTodos los datos ingresados cumplen las condiciones.")

    print(data_subset)
else:
    print("\nAl menos un dato ingresado no cumple las condiciones establecidas.")
    print("Índices de filas que no cumplen la primera condición:", indices_no_cumplen)

    print(data.iloc[indices_no_cumplen])

```

Estimación de escalón de frecuencia del modelo LFC a partir de los registros de potencia de la I Fase de la CHM

The screenshot displays the MATLAB environment. The Editor window shows a script with the following code:

```

1 - c1c
2 - clear all;
3 - %ENTRADA
4 - Potencia=xlread('EntradaPotencia.xlsx','A2:B302')
5 - % Configura tu modelo de Simulink y simula
6 - sim('RPF_LFCMAGIG2G3_Rev1_Test_B');
7

```

The Workspace window shows the following variables:

Name	Value
Escalonfrecuencia	207x1 double
frecuencia	207x2 double
logout	1x1 Dataset
Potencia	301x2 double

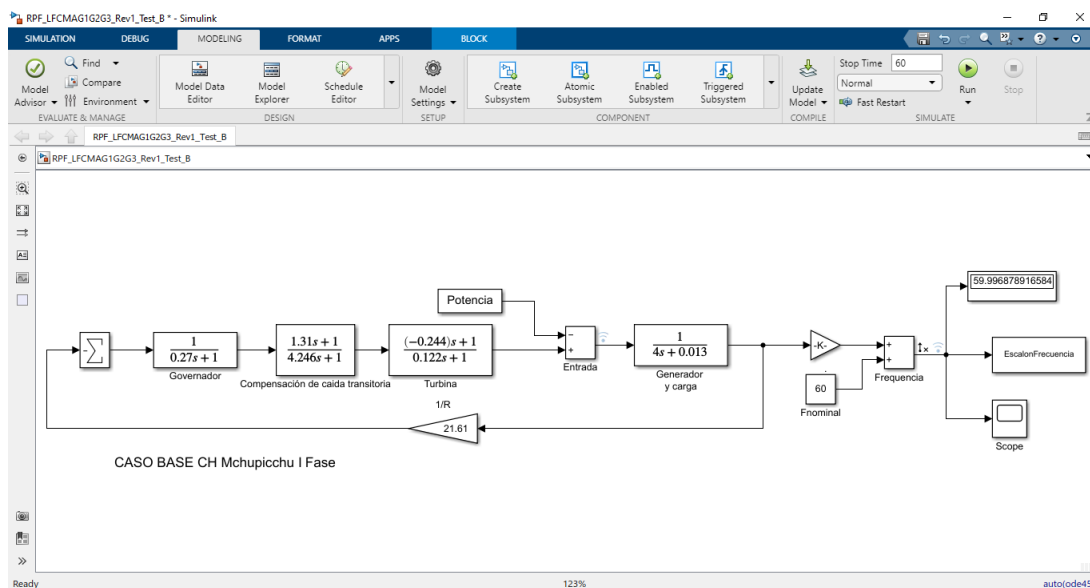
The Command Window displays the output of the script:

```

0.9834 71.0229
0.9834 71.9471
0.9834 71.6546
0.9834 71.3319
0.9834 71.0964
0.9834 70.8791
0.9834 71.0225
0.9834 71.0064
0.9834 70.7408
0.9835 70.4229

```

Modelo LFC con datos de la CHM



*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-21
RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA		
<ul style="list-style-type: none">▪ Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 128-2020 -OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020.▪ Modificado mediante Fe de Erratas de Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 09 de setiembre de 2020.▪ Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 023-2021-OS/CD, publicada el 20 de febrero de 2021.		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios y metodología para la determinación, asignación, programación y evaluación del cumplimiento y desempeño de la Reserva Rotante del SEIN asociada a la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

2. BASE LEGAL

El presente procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

- 2.1 Decreto Ley N° 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas;
- 2.2 Ley N° 28832 – Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica;
- 2.3 Decreto Supremo N° 009-93-EM – Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;
- 2.4 Decreto Supremo N° 027-2008-EM – Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES);
- 2.5 Decreto Supremo N° 037-2006 – Reglamento de Cogeneración;
- 2.6 Decreto Supremo N° 020-97-EM – Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE);
- 2.7 Resolución Directoral N° 014-2005–EM/DGE – Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI).

3. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

- 3.1 Para la aplicación del presente procedimiento, los términos en singular o plural que estén contenidos en éste e inicien con mayúscula, se encuentran definidos en el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC”, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la norma que lo sustituya; y en su defecto, serán aquellas definiciones contenidas en las normas citadas en la Base Legal.
- 3.2 En todos los casos cuando se citen Procedimientos Técnicos o cualquier otro dispositivo legal en el presente procedimiento, se entenderá que incluyen sus normas modificatorias y sustitutorias.

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

3.3 Para la aplicación del presente procedimiento, los siguientes términos en singular o plural que se inicien con mayúscula tienen el significado que se indica a continuación:

Grupo: Para el caso de las Unidades de generación térmica, se refiere al arreglo motor primo y generador. Para el caso de aquellas unidades que funcionen con fuente hidráulica, se refiere al arreglo turbina y generador.

Central: Corresponde al conjunto de Grupos que comparten una instalación física.

Delegante: Aquel Grupo o Central que brinda el servicio de RPF a través de otro Grupo o Central; siempre que la causa sea una imposibilidad técnica debidamente sustentada.

Encargada: Aquel Grupo o Central que brinda el servicio de RPF por otro Grupo o Central.

Equipo para RPF: Equipo que pertenece a un Grupo o Central, y que es utilizado para brindar el servicio de RPF según lo establecido en el presente procedimiento. Este equipo no podrá exceder al margen de reserva para RPF asignada a la central y/o unidad de generación más un margen de $\pm 5\%$ (variación anual de la reserva asignada para la RPF), debiendo encontrarse obligatoriamente dentro de las instalaciones de la central.

4. ALCANCE

Este procedimiento es de cumplimiento para todas las unidades de generación y sus titulares según la Base Legal del numeral 2 del presente procedimiento.

5. PRODUCTOS

5.1 Reporte semanal del cumplimiento diario del servicio de RPF de los Grupos. Incluye la evaluación de consistencia de datos.

5.2 Reporte preliminar mensual del cumplimiento del servicio de RPF de los Grupos.

5.3 Informe mensual de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF de los Grupos.

5.4 Informe anual que determine la magnitud de RPF a ser asignada en la programación de mediano y corto plazo.

5.5 Estudios o informes complementarios para el funcionamiento y mantenimiento del servicio de RPF:

a) Estudio que sustenta la magnitud máxima de reserva de RPF que podría ser cedida por las Delegantes o asumida por las Encargadas en cada área representativa del SEIN definida por el COES. Este estudio tendrá periodicidad anual.

b) Informe que sustenta la actualización del Costo de Oportunidad de la Reserva Rotante para RPF (COR) según los considerandos establecidos en el Anexo 4. El COES actualizará el valor del COR cada cuatro (04) años.

c) Informe que sustenta la actualización del Factor de Cumplimiento (FaC) según los considerandos establecidos en el numeral 13.1 del presente procedimiento. Este informe se realizará con una periodicidad anual.

d) Estudio para determinar el Tiempo de Aporte para RPF (TA) exigido para la entrega de la reserva asignada. El referido estudio será actualizado cada dos años.

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

6. HORIZONTE, PERIODICIDAD Y PLAZOS

- 6.1 El informe anual que determina la magnitud de la RPPF se presentará de acuerdo con los plazos establecidos en el numeral 6.2.1 de la NTCOTRSI y será remitido a OSINERGMIN para su aprobación.
- 6.2 El reporte preliminar mensual del cumplimiento del servicio de RPF de los Grupos deberá ser emitido el tercer día calendario de haber culminado el mes de evaluación.
- 6.3 Asimismo, la publicación final del informe mensual de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF será publicado en la página web del COES al quinto día calendario de haber culminado el mes de evaluación.
- 6.4 El reporte semanal del cumplimiento diario del servicio de RPF tendrá el mismo horizonte de tiempo del Programa Semanal de Operación y será emitido el miércoles inmediato posterior a la semana operativa evaluada. En caso este no sea un día hábil, la emisión se realizará el día hábil siguiente.
- 6.5 Cada Generador Integrante deberá remitir diariamente al COES los registros de frecuencia y potencia según lo establecido en el literal e) del numeral 7.2 del presente procedimiento, asimismo, las URS que hayan brindado el servicio de RSF, deberán remitir los registros de la señal de potencia consigna del AGC (set point) al segundo y/o las señales individualizadas y procesadas internamente en planta para cada Grupo (en aquellos casos en los que una URS esté conformada por más de un (01) Grupo), según lo establecido en el literal f) del numeral 7.2 del presente procedimiento. La información mencionada deberá ser remitida hasta las 08:00 horas del día siguiente, en el formato y medio establecido por el COES. Esta información no es exigible a aquellos Grupos que no operaron durante el día de evaluación. Para el caso de las URS, en aquellos periodos que no brindaron el servicio de RSF, no será exigida la entrega de la potencia consigna de los Grupos que la conforman¹.
- 6.6 Los estudios o informes complementarios señalados en el numeral 5.5 serán publicados en la página de internet del COES antes del 30 de noviembre del año correspondiente.

7. OBLIGACIONES

- 7.1 Del COES
 - a) Proponer anualmente al Osinergmin la magnitud de RPPF requerida por el SEIN, mediante un informe que considere criterios técnicos y económicos, de acuerdo con la metodología contenida en el Anexo 1.
 - b) Asignar la magnitud de RPPF aprobada por el Osinergmin en la programación de mediano y corto plazo de la operación del SEIN.
 - c) Publicar en su portal de Internet el reporte semanal del cumplimiento diario del servicio de RPF.
 - d) Publicar en su portal de Internet el reporte preliminar del cumplimiento del servicio de RPF.
 - e) Publicar en su portal de Internet el informe mensual de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF. Este informe mensual incluirá las

¹ Numeral modificado mediante Fe de Erratas de la Resolución N° 128-2020-OS/CD, publicada el 09.09.2020.

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

evaluaciones del cumplimiento de la RPF de los Grupos y/o Centrales, y el listado de áreas representativas del SEIN vigentes determinadas según el literal a) del numeral 5.5 del presente Procedimiento.

- f) Mantener el registro histórico de las mediciones de potencia, frecuencia y consignas de potencia (para el caso de URS) asociados a la evaluación de cumplimiento de la RPF por un plazo mínimo de un (01) año. Los agentes podrán solicitar la información de sus registros históricos en caso sea requerido.
- g) Cuando se formen temporalmente áreas aisladas en el SEIN por mantenimientos o contingencias, el COES podrá definir nuevos porcentajes de RRPF a los Grupos en cada área aislada.
- h) Calcular la magnitud máxima de reserva de RPF que podría ser cedida por las Delegantes o asumida por las Encargadas en cada área representativa del SEIN definidas por el COES.

Los resultados serán comunicados a los integrantes, los cuales tendrán un plazo de 5 días hábiles para hacer de conocimiento de COES sus observaciones. Asimismo, estos resultados serán publicados en la página web del COES y considerados para la programación de la operación del mediano y corto plazo del SEIN.

- i) Determinar el COR de acuerdo a lo detallado en el Anexo 4 del presente procedimiento.
- j) Determinar el valor del FaC según lo detallado en numeral 13.1 del presente procedimiento.
- k) Determinar el Tiempo de Aporte para RPF (TA) según el numeral 5.5 del presente procedimiento.

7.2 De los Integrantes del COES

- a) Brindar el servicio de RPF que corresponde a cada uno de sus Grupos o Centrales mediante una Encargada, Equipo para RPF y/o a través de los mismos; en este último caso los Integrantes deben mantener el estatismo, banda muerta y otros parámetros del regulador de velocidad en los valores necesarios para cumplir en todos sus extremos el presente procedimiento.
- b) Garantizar la correcta operación, y el desempeño estable y seguro de sus Grupos y/o Centrales durante la prestación del servicio de RPF, tal que no afecte o comprometa la seguridad del SEIN, según lo establecido en el presente procedimiento.
- c) Entregar al COES oportunamente la información técnica actualizada de sus Grupos o Centrales, de acuerdo con lo establecido en el presente procedimiento.
- d) En caso el Integrante tenga la necesidad de modificar los parámetros del regulador de velocidad del Grupo, deberá solicitar dicha actividad en los plazos establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 12 "Programación de Intervenciones por Mantenimiento y por Otras Actividades en Equipos del SEIN". Asimismo, deberá informar al COES la nueva configuración en un plazo no mayor a 48 horas luego de haber finalizado los trabajos. El COES en caso

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

considere necesario podrá solicitar la actualización de la información técnica a la que se refiere el literal c) del presente numeral.

- e) Disponer de un sistema de medición debidamente calibrado según lo detallado en el numeral 8.5 del presente documento.
- f) Para el caso de aquellos Grupos que formen parte de una URS² y no se encuentren evaluadas como Central, deberán disponer de un sistema de registro de las consignas de potencia directas del AGC o de las consignas de potencia internas correspondiente a cada uno de los Grupos que compongan la URS, con capacidad de almacenamiento para treinta y un (31) días.
- g) Comunicar al COES en caso un Grupo o Central de su propiedad se encontrara imposibilitada parcial o totalmente para realizar la RPF en tiempo real, indicando la causa y tiempo estimado para superar la deficiencia. Esta comunicación no exime al Generador de la aplicación del numeral 12.1 del presente procedimiento.

8. REQUISITOS E INFORMACION TÉCNICA PARA EL SERVICIO DE RPF

8.1 Los requisitos técnicos que deberán cumplir los Grupos para brindar el servicio de RPF son los siguientes:

- a) Operar con el regulador de velocidad en modo estatismo (“Droop mode”), con el limitador del regulador de velocidad al 100% de su apertura y no tener ningún tipo de bloqueo ni limitación dentro de la banda de frecuencia de referencia en operación normal siguiente:

$$f_{\min \rightarrow \text{gen}} < f < f_{\max \rightarrow \text{gen}}$$

Dónde:

$f_{\max \rightarrow \text{gen}}$: Límite superior de la frecuencia que asegura la respuesta los Grupos, determinado según el numeral 1.2 del Anexo 3 del presente Procedimiento.

$f_{\min \rightarrow \text{gen}}$: Límite inferior de la frecuencia que asegura la respuesta de los Grupos, determinado según el numeral 1.2 del Anexo 3 del presente Procedimiento.

f_n : Frecuencia nominal, para el SEIN es 60Hz.

- b) Su estatismo permanente deberá ser ajustable al menos dentro de un rango de 2% a 7%. Los Grupos podrán ser ajustados con estatismos diferentes siempre y cuando cumplan con lo establecido en el literal b) del numeral 7.2 del presente procedimiento.
- c) La Banda muerta deberá ser ajustada en una magnitud igual o inferior a $\pm 0,05\%$ de la frecuencia de referencia ($\pm 0,030$ Hz).

8.2 La información técnica de los Grupos o Centrales que los Integrantes deben remitir al COES es la siguiente:

- a) Banda muerta (rango de ajuste y calibración actual).

² El concepto de URS se encuentra dispuesto en el Procedimiento Técnico COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia”

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

- b) Estatismo transitorio y permanente (rango de ajuste y calibración actual).
- c) Tiempo de establecimiento (tiempo que transcurre desde la ocurrencia de una perturbación hasta que el valor de potencia de generación entra al rango del $\pm 10\%$ del valor final).
- d) Documentación técnica que permita verificar y/o efectuar simulaciones dinámicas del desempeño de los sistemas de control de velocidad en concordancia con lo dispuesto en el numeral 1.4.5 de la NTCOTRSI.
- e) Cualquier otra información que a criterio de COES sea necesaria, tales como planos, protocolos de ensayo, manuales del fabricante e información técnica adicional.

La información mencionada en los literales anteriores deberá ser actualizada cada vez que se efectúe una modificación y/o ampliación de equipos y/o instalaciones que afecten los parámetros de ajuste de los controladores de los Grupos.

- 8.3 Las Grupos o Centrales que realicen la función de Encargadas podrán asumir como máximo una reserva delegada que sumada a la reserva propia les permita cumplir con lo especificado en el numeral 8.1.
- 8.4 Los Grupos o Centrales que realicen la función de Encargadas y que utilicen los Equipos para RPF para brindar el servicio de RPF, tendrán la condición de Encargadas únicamente durante los periodos que se encuentren operando conectadas al SEIN.
- 8.5 Tanto el sistema de medición que registra continuamente la frecuencia y potencia en bornes del Grupo, así como el sistema de medición bidireccional que registra continuamente potencia y frecuencia del Equipo para RPF, deberán encontrarse debidamente calibrados, y poseer una resolución mínima de una muestra (01) por segundo con estampado de tiempo, una precisión de 0,5% para la medición de potencia activa y una precisión de 0,01 Hz para la frecuencia. Esta información de potencia y frecuencia deberá mantenerse almacenada como mínimo para una ventana móvil de treinta y un (31) días. La sincronización de tiempo deberá realizarse a través de un GPS.
- 8.6 En caso un Generador Integrante decida que todos los Grupos de Central o URS de su titularidad, sean evaluadas como si fuese una Central, deberá comunicar al COES por escrito dicha decisión, indicando los Grupos que deben ser consideradas bajo este supuesto. La reserva asignada para RPF será igual a la sumatoria de las reservas individuales asignadas, pudiendo contar con un solo equipo de medición, que incluya las mediciones de su Equipo para RPF en caso corresponda, que cumpla con las condiciones mencionadas en el párrafo precedente.
- 8.7 El titular de Grupo o Central que cuente con un Equipo para RPF deberá comunicar al COES el listado de Grupos por el que el Equipo para RPF brindará el servicio.

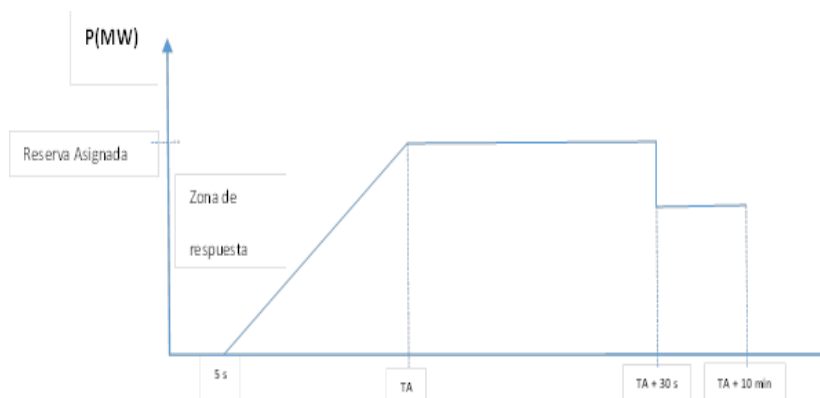
9. SERVICIO DE REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA

- 9.1 El Tiempo de Aporte para RPF (TA) exigido para la entrega de la reserva asignada será el que defina el COES, bajo su responsabilidad, según el estudio mencionado en el literal d) del numeral 5.5 del presente Procedimiento.
- 9.2 La respuesta de los Grupos ante una disminución de frecuencia debe ser la siguiente:
 - a) Tomando la frecuencia de referencia de 60,0 Hz, ante un Evento que ocasione un déficit de generación (tiempo = cero) igual o mayor a la RPPF del SEIN, la potencia asignada a un Grupo para RPF debe comenzar a ser aportada en los 5 primeros

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

segundos de ocurrido el Evento y llegar a su valor de aporte antes del TA. Durante la operación del sistema, esta potencia asignada para RPF debe ser sostenida hasta por 30 segundos adicionales cuando se trate de una falla que provoque un déficit de generación igual al margen asignado para RPF.

- b) A partir del TA más treinta (30) segundos, el aporte de RRPF podrá descender en 15%. Esta potencia debe ser sostenible por 10 minutos. Este literal no será exigible a los Grupos turbovapor, incluyendo los que forman parte de un ciclo combinado.
- c) La siguiente figura grafica lo expresado en los literales a) y b) previos.



10. SOBRE LA DELEGACIÓN DEL SERVICIO

10.1 Para delegar el servicio de RPF, la Delegante deberá presentar un informe que sustente la imposibilidad técnica para realizar la RPF, con el siguiente contenido mínimo:

- a) Presentar el estatismo permanente del lazo automático de control de velocidad.
- b) Presentar la máxima banda muerta del controlador de velocidad.
- c) Presentar el tiempo de establecimiento del lazo de control de frecuencia, y el gradiente de toma de carga, frente a escalones en la consigna de frecuencia o potencia.
- d) Evaluar el amortiguamiento del lazo de control de velocidad en todos los modos posibles de operación.
- e) Mostrar la capacidad de tomar o reducir carga, en forma automática, por acción del controlador de velocidad de su máquina motriz ante las variaciones de frecuencia presentadas en el SEIN.
- f) Para el caso de unidades generadoras impulsadas por turbinas de gas, se deberá evaluar la respuesta del sistema de control velocidad-potencia de la máquina motriz y del lazo de control de temperatura, frente a una señal en la consigna de frecuencia que simule un importante y abrupto descenso de la frecuencia.
- g) Identificar y registrar las magnitudes y parámetros principales que permiten "homologar" el modelo del Controlador de velocidad.
- h) Determinar la inercia mecánica del conjunto generador-máquina motriz.

10.2 La delegación deberá realizarse por día calendario completo y por un periodo mínimo de un día. Para ello, el titular de la unidad de generación Delegante deberá comunicar

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

su solicitud al COES, conforme a los medios y formas establecidas por éste, hasta las nueve (09:00) horas del día previo a que se ejecute la delegación, detallando la vigencia de la delegación, no se considerarán solicitudes fuera de plazo.

10.3 En caso la Encargada y Delegante sean de diferentes titulares, las partes deberán expresar su conformidad según los medios y formas establecidos por el COES, considerando el mismo plazo indicado en el numeral precedente. El COES podrá rechazar la solicitud de delegación cuando detecte algún incumplimiento a lo establecido en el presente procedimiento.

10.4 Aquellas Centrales o Grupos que formen temporalmente un área aislada del Sistema, no podrán delegar el servicio durante el periodo de duración.

11. PROGRAMACIÓN DE LA RESERVA PARA RPF EN EL DESPACHO ECONÓMICO

En las restricciones del despacho económico, para cada período de optimización del Programa Diario de Operación y del Programa Semanal de Operación se incluirá el porcentaje de RPF asignado a cada uno de los Grupos comprendidos dentro del alcance del presente procedimiento según la fórmula (1).

$$\frac{P_{\text{mínima}_i}}{1 - \% \frac{RA}{100}} \leq \text{Generación}_{i,p} \leq \frac{\text{Disponible MW}_{i,p}}{1 + \% \frac{RA}{100}} \dots (1)$$

Dónde:

Generación_{i,p} : Variable de decisión que indica el nivel de generación en MW del Grupo “i” para el período de optimización p.

Disponible MW_{i,p} : Potencia máxima (en MW) que puede entregar un Grupo “i” para el despacho económico en el período de optimización p. La potencia máxima se determinará tomando en cuenta todo aquello que cause una reducción de la Potencia efectiva, tales como: condiciones hidrológicas y ambientales del día previo al despacho económico, Indisponibilidades parciales u otros similares.

% RA : Reserva primaria asignada al Grupo, determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.4 expresado en %. Cuando un Grupo realice la RPF mediante su Equipo para RPF, el COES determinará con el debido sustento, el valor de %RA correspondiente según sea el caso, lo cual deberá ser indicado en el respectivo programa de operación.

P_{mínima_i} : Generación Mínima Técnica del Grupo “i” registrada en su correspondiente ficha técnica aprobada por el COES.

12. EVALUACION DEL SERVICIO, DE LA INFORMACIÓN Y DEL DESEMPEÑO DE RPF

12.1 Evaluación del cumplimiento de la RPF

- a) El COES efectuará la evaluación del cumplimiento del servicio de RPF, para cada día del mes evaluado, de todos los Grupos y Centrales que operaron con la obligación de prestar el servicio de RPF, excepto en las siguientes situaciones:
 - i. Para aquellos Grupos o Centrales que estén realizando ensayos en aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 17 “Determinación de la Potencia Efectiva y

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica” y del Procedimiento Técnico del COES N° 18 “Determinación de la Potencia Efectiva de las Centrales Hidroeléctricas”, o aquellos procedimientos que los reemplacen.

- ii. Para aquellos periodos en los que los Grupos se encuentren variando su potencia de generación por disposición del COES. Esta excepción no es aplicable a las URS que se hayan encontrado brindando el servicio de RSF.
 - iii. Los periodos en los que las URS se encuentren brindando el servicio de RSF de manera manual y/o no conectadas al AGC del SEIN.
 - iv. En periodos en que el Grupo se encuentre realizando pruebas en sus reguladores de velocidad siempre que sea a solicitud del COES en atención al literal b) del numeral 7.2 del presente procedimiento.
 - v. Se excluye a aquellas Delegantes en los periodos en los cuales su Encargada se encuentre en un sistema aislado y su Delegante en un sistema diferente.
- b) La metodología para evaluar el cumplimiento del servicio de RPF, se encuentra establecida en el Anexo 3. Asimismo, el COES emitirá una Nota Técnica para la Aplicación de la Evaluación del Cumplimiento de la RPF de dicho anexo, previo a la entrada en operación de un Equipo para RPF, la que incluirá el modelo estándar aplicable, según el tipo de tecnología del Equipo para RPF; así como, consideraciones en la evaluación del aporte de potencia para RPF y de ser el caso, la calificación del cumplimiento, correspondientes a los numerales 3 y 4 del Anexo 3, respectivamente.

12.2 Evaluación de la información reportada

- a) Cuando un Generador Integrante no remita los registros de frecuencia y potencia en los plazos establecidos, se considerará un incumplimiento diario al servicio de RPF igual a 1.0 por cada día que no remitió dicha información.
- b) La información reportada por los Integrantes será revisada por el COES para verificar la consistencia de los registros de frecuencia, según la metodología establecida en el Anexo 2.
- c) En caso el Grupo o Central acumulen un total de veintiún (21) días con datos calificados como inconsistentes en el mes anterior al mes de evaluación, todos los días del mes de evaluación que resulten con datos inconsistentes, tendrán automáticamente la calificación de incumplimiento al servicio de RPF igual a 1.
- d) Para cada día en el que una Central o Grupo resulte con datos calificados como inconsistentes, la evaluación de cumplimiento del servicio de RPF se realizará con la frecuencia del SEIN.

12.3 Evaluación del desempeño del servicio de RPF

En caso el COES evidencie un desempeño inadecuado en la prestación del servicio de RPF tal que comprometa la estabilidad y seguridad del SEIN, solicitará al Integrante propietario del Grupo o Central que se encuentren incurriendo en este supuesto, realizar los ajustes necesarios para subsanar la observación.

Se considera desempeño inadecuado de un Grupo o Central cuando su aporte de reserva para RPF presenta un comportamiento oscilatorio en fase con algún modo oscilatorio de la frecuencia del SEIN.

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

Detectado el desempeño inadecuado del Grupo o Central se procederá de la siguiente manera:

- a) El COES emitirá una comunicación solicitando al Generador Integrante propietario de dicho Grupo o Central, ajustar los parámetros de su regulador de velocidad realizando las pruebas necesarias hasta garantizar la operación estable requerida.
- b) El Generador Integrante tendrá un plazo de seis (06) meses calendario para responder la solicitud del COES mediante un informe en el cual se detalle los resultados de la modificación de parámetros y las pruebas que certifiquen la operación estable del Grupo o Central mediante simulaciones de sistema aislado u otras pruebas de verificación, de acuerdo con estándares internacionales IEEE, IEC u otros protocolos de pruebas que proponga el COES. Para la realización de estas pruebas, el Osinergmin y el COES podrán participar en calidad de veedores.
- c) El COES, en un plazo de 10 días hábiles emitirá respuesta de conformidad o disconformidad con los resultados del estudio presentado por el Generador. En este segundo caso el Integrante deberá salvar las observaciones en el menor plazo posible.
- d) En caso el Integrante propietario del Grupo o Central no cumpla con subsanar las observaciones por desempeño inadecuado en un plazo de siete (07) meses calendario después de la primera comunicación del COES indicada en el literal a) anterior, dicho Grupo o Central tendrá una calificación de incumplimiento al servicio de RPF igual a 1 hasta que el COES emita una carta expresando conformidad con el adecuado desempeño de la prestación del servicio de RPF.

13. CARGO POR INCUMPLIMIENTO

En caso se establezca incumplimiento(s) como resultado de las evaluaciones establecidas en el numeral 12 del presente procedimiento, se determinará el cargo por incumplimiento y su correspondiente liquidación según lo siguiente:

13.1 Los titulares de los Grupos deberán pagar el cargo por incumplimiento aplicando por la fórmula (2).

$$\text{CargoINC}_{g,n} = \sum_{j=1}^D (\text{INC}_{g,j} \times \%RA \times \text{GenM}_{g,j} \times \text{COR}) \dots (2)$$

Dónde:

- CargoINC_{g,n} : Cargo por incumplimiento del Grupo “g” correspondiente al mes “n”.
- D : Número de días del mes “n”
- INC_{g,j} : Nivel de incumplimiento diario del Grupo “g” detectado para el día “j”
- GenM_{g,j} : Potencia media del Grupo “g” el día “j” expresado en MW. Este valor se obtiene promediando todos los registros de potencia del día “j”, incluso los valores cero.
- COR : Costo de Oportunidad de la Reserva no Suministrada para RPF, determinada en función a los costos de inversión y operación eficientes de un Equipo para RPF expresado en S/ / MW-día. El cálculo del COR se encuentra especificado en el Anexo 4 del presente procedimiento.

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

% RA : Reserva primaria asignada al Grupo, determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.4 expresado en %.

13.2 Los cargos por incumplimiento calculados con la fórmula anterior serán distribuidos entre los Grupos cuyo cumplimiento del servicio de RPF en promedio mensual sea mayor al valor de FaC vigente utilizando las fórmulas (3) y (4).

$$\text{Cumpli}_g = \frac{\sum_{j=1}^D [(1 - \%RPNSd_{j,g}) \cdot P_{j,g}]}{\sum_{j=1}^D [P_{j,g}]} \dots (3)$$

- Si $\text{Cumpli}_g > \text{FaC}$, entonces:

$$\text{Incent}_g = \text{CargoIncT}_n \times \frac{\text{Cumpli}_g \times \text{PE}_g}{\sum_{U_{RPF}} \text{Cumpli}_U \times \text{PE}_U} \dots (4)$$

- Si $\text{Cumpli}_g \leq \text{FaC}$, entonces:

$$\text{Incent}_g = 0$$

Dónde:

Cumpli_g : Indicador mensual del cumplimiento del servicio de RPF por parte de del Grupo “g”.

$\%RPNSd_{j,g}$: Promedio diario del porcentaje de la reserva primaria no suministrada por el Grupo “g” correspondiente al día “j”, determinado en el Anexo 3 del presente procedimiento.

D : Número de días del mes de evaluación.

Incent_g : Incentivo al cumplimiento correspondiente al titular del Grupo “g”

CargoIncT_n : Sumatoria de los cargos por incumplimiento de todos los Grupos determinados durante el mes “n”.

PE_g, PE_U : Producción mensual de energía activa del Grupo “g” o “U”.

U_{RPF} : Todos los Grupos con obligación de prestar el servicio de RPF que operaron en el mes “n” que cumplan con la condición $\text{Cumpli}_g > \text{FaC}$.

$P_{j,g}$: Parámetro de presencia del Grupo “g” el día “j”. Su valor será uno (1) en caso el Grupo hubiese operado en algún periodo del día de evaluación, de lo contrario su valor será igual a cero (0).

FaC : Factor de Cumplimiento actualizado según el numeral 5.5 del presente procedimiento. Este factor representa el nivel de incumplimiento promedio de los últimos 180 días de evaluación disponibles en el momento de su actualización.³

13.3 Los cargos por incumplimiento y su liquidación serán incorporados en el Informe LSCIO del mes en evaluación.

14. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

³ Numeral modificado mediante la Resolución N° 023-2021-OS/CD, publicada el 20.02.2021.

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

Primera: Hasta que se produzca la interconexión síncrona con Ecuador y Colombia, el valor de banda muerta será igual o inferior a $\pm 0,0833\%$ de la frecuencia de referencia ($\pm 0,050$ Hz).

Segunda: Aquellas URS que posean mando centralizado del AGC y que necesiten implementar el equipamiento necesario para que se registre y almacene la información de las consignas de potencia de cada Grupo de acuerdo con el numeral 7.2 del presente procedimiento, tendrán un periodo de seis (06) meses contados a partir de la publicación del presente procedimiento para su implementación. Durante este periodo de implementación, la URS serán evaluadas como Central (numeral 8.6 del presente procedimiento).

Tercera: En caso exista un monto de dinero recaudado por incumplimiento en aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 21 anterior al presente, dicho monto será dividido en tres partes iguales, liquidándose cada parte en los siguientes tres (03) meses de aplicación del presente procedimiento.

Cuarta: Los valores TA, FaC y COR iniciales serán 60 segundos, 30% y 2250 S//MW-día respectivamente. Estos valores serán actualizados en base a los estudios y/o informes complementarios al que se refiere el numeral 5.5 del presente procedimiento. Los plazos para la ejecución de los estudios y/o informes complementarios referidos se contabilizarán a partir del 1 de enero del año siguiente al de publicación del presente procedimiento.

Quinta: El incumplimiento de las obligaciones de los Integrantes previstas en el presente procedimiento, en los casos distintos a los tratados a través del artículo 13, deberá ser informado por el COES a Osinergmin en el mes siguiente de identificado.

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

ANEXOS

Anexo	Descripción
1	METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RESERVA DESTINADA A LA RPF
2	METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE CONSISTENCIA DE LOS REGISTROS DE FRECUENCIA
3	EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA RPF
4	CÁLCULO DEL COSTO DE OPORTUNIDAD UNITARIO DE RESERVA ROTANTE PARA LA REGULACIÓN

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

ANEXO 1

METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RESERVA DESTINADA A LA RPF

1. CRITERIOS GENERALES

- 1.1 Se fija en 59,9 Hz el valor límite inferior de la frecuencia en estado cuasi estable que debe alcanzarse en el sistema después del TA de ocurrido un Evento.
- 1.2 La magnitud de RPPF para compensar déficit de generación tendrá en cuenta las fallas aleatorias de generadores y equipos de la red que impliquen salidas de generación y la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda.
- 1.3 Las fallas de generación y de equipos de transmisión que impliquen desconexión de generadores se limitarán a una desconexión simple, es decir, la pérdida de una unidad de generación a la vez.
- 1.4 La magnitud de RPPF para disminuir generación (frecuencia por encima de la referencia) es el mismo encontrado para incrementar generación (disminuciones de frecuencia).
- 1.5 En la metodología se considera inicialmente una RPPF asignada de 0% de la demanda, para iniciar el proceso de análisis.
- 1.6 Para el caso de las áreas aisladas temporalmente del SEIN, el valor en porcentaje de la reserva destinada a la RPF será definida por el COES según lo detallado en el literal g) del numeral 7.1 del presente procedimiento.
- 1.7 Si el COES observa que existe una diferencia mayor al 15% en la magnitud de la RPPF entre los resultados correspondientes a periodos típicos tales como avenida/estiaje o cambios importantes del parque generador, se podrá establecer magnitudes de RPPF diferenciados para dichos periodos.

2. METODOLOGÍA

- 2.1 Se calcula el costo de la Energía No Suministrada (ENS), asociada a los Eventos considerados en los numerales 1.2 y 1.3, como se indica en los numerales 3 y 4 del presente anexo.
- 2.2 Se calculan los costos operativos asociados a mantener cada porcentaje de reserva, como se indica en el numeral 2.5 del presente anexo.
- 2.3 Incrementar la Reserva Rotante en un 1% e iniciar nuevamente en el numeral 2.1 anterior.
- 2.4 Determinar la Reserva Rotante que se asignará a la RPF como el punto donde se minimiza la suma de las siguientes tres (3) componentes:
 - a) Los costos operativos adicionales por mantener la Reserva Rotante destinada a la RPF;
 - b) El costo de la ENS por fallas aleatorias de generadores y equipos de la red que impliquen desconexiones de generación;
 - c) El costo de la ENS por la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda.
- 2.5 Para cada nivel considerado en el numeral 2.3 del presente anexo, se hará simulaciones de la operación utilizando la metodología establecida para la programación de mediano plazo y estimará el sobre costo, respecto de un escenario base sin reserva.

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

- 2.6 Con cada uno de los costos hallados en los numerales 2.1 y 2.2 del presente anexo se graficará la curva de costos versus reserva en porcentaje y en él se graficará también el costo total. Luego, se ubicará el valor porcentual de la reserva que signifique el menor costo, según se puede apreciar en la Figura A.1. Este porcentaje de reserva referido a la demanda será corregido para lo cual se deberá descontar la generación que, de acuerdo a la Base Legal del presente procedimiento, está exonerada de realizar RPF.

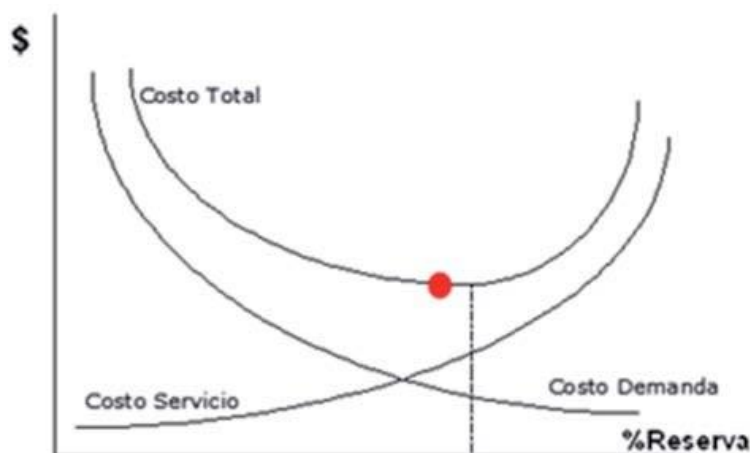


Figura A.1 Costo versus Reserva del sistema.

3. COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR PÉRDIDAS DE GENERACIÓN

- 3.1 La demanda que es necesaria desconectar para cada Evento, se determina mediante simulaciones dinámicas ante desconexiones de generación y equipos de la red que impliquen salidas de servicio de generación. El COES encontrará los valores de carga que deben ser desconectados para alcanzar, después de transcurrido el TA de ocurrido el Evento, el valor de la frecuencia cuasi estable según lo indicado en el numeral 1.1 del presente anexo. Para estas simulaciones dinámicas se considerará como aporte de las centrales el porcentaje de reserva del caso evaluado. Asimismo, mediante estas simulaciones dinámicas se determinará el valor de estatismo que deberían tener los Grupos (%E), así como los valores recomendados de velocidad de toma de carga, u otro parámetro importante, de las centrales que deben realizar la Regulación Secundaria de Frecuencia.
- 3.2 En la determinación de la RPPF debe considerarse sólo las desconexiones de demanda que serían evitadas al aumentar esta reserva. Dicho valor se determina:
- En las simulaciones dinámicas se identifica el valor de RPPF a partir del cual no se reduce los cortes de demanda imputables al Esquema de Rechazo Automático de Carga;
 - Para cada nivel de Reserva Rotante se determina el corte asociado al Esquema de Rechazo Automático de Carga imputable a un déficit de reserva para RPF. Dicho valor corresponde a la diferencia entre el corte realizado y el valor encontrado en el ítem a) previo;
 - Adicionalmente, se consideran las desconexiones que se requieren en la simulación para llevar la frecuencia al valor estado cuasi estable definido en el numeral 1.1 del presente anexo.

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

- 3.3 Se debe considerar la información utilizada en el último estudio de Rechazo Automático de Carga.
- 3.4 Para cada periodo de evaluación, la demanda desconectada se afecta con la tasa de fallas de generación y equipos de transmisión que impliquen desconexiones de generación mayores a la desconexión de generación que se simula. Dicha tasa se determina con la información histórica de fallas de los equipos antes indicados para un periodo de los últimos treinta y seis (36) meses.
- 3.5 Con lo indicado anteriormente se estima la potencia desconectada. Para determinar la ENS es necesario estimar el tiempo que tarda el sistema en restablecerse luego de cada Contingencia. Para esto, sobre la base de las estadísticas y la experiencia operativa de los últimos treinta y seis (36) meses, se estimará los tiempos medios de recuperación en función de la carga desconectada.
- 3.6 Una vez estimada la ENS se determina el costo de la misma, al multiplicarla por el costo de la ENS, usado en el Plan de Transmisión vigente.

4. COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR VARIACIÓN DE LA DEMANDA

- 4.1 Para determinar la ENS por la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda, se identificarán las cargas de magnitudes iguales o mayores a 2% de la demanda y que toman completamente dicha carga en 1 minuto.
- 4.2 La demanda que sería necesaria rechazar/rationar para cada Evento se determina mediante simulaciones dinámicas. El COES encontrará los valores de carga que deben ser desconectados para alcanzar, después de transcurrido el TA de ocurrido el Evento, el valor de frecuencia requerido según lo indicado en el numeral 1.1 del presente anexo.
- 4.3 En la determinación de la RRPf debe considerarse sólo las desconexiones de demanda que serían evitables al aumentar esta reserva. Dicho valor se determina:
 - a) En las simulaciones dinámicas se identifica el valor de RRPf a partir del cual no se reducen los cortes de demanda imputables al Esquema de Rechazo Automático de Carga;
 - b) Para cada nivel de reserva se determina el corte asociado al Esquema de Rechazo Automático de Carga imputable a un déficit de reserva para RPF. Dicho valor corresponde a la diferencia entre el corte de carga realizado y el valor encontrado en el literal a) previo.
 - c) Adicionalmente, se consideran las desconexiones que se requieren en la simulación para llevar la frecuencia al valor de estado cuasi estable definido el numeral 1.1 del presente anexo.
- 4.4 Considerar para estos análisis la respuesta autorregulante de la carga frente a la frecuencia. El no considerar este efecto sobrestimaría las consecuencias que para la frecuencia originan los Eventos en instalaciones de generación y equipos de la red que impliquen salidas de generación.
- 4.5 Con lo indicado anteriormente se estima la potencia desconectada. Para determinar la ENS es necesario estimar el tiempo que tarda el sistema en restablecer cada Evento. Para esto, el COES, basándose en las estadísticas y en la experiencia operativa de los últimos treinta y seis (36) meses, estimará los tiempos medios de recuperación en función de la carga desconectada.

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

- 4.6 Una vez estimada la ENS se determina el costo de la misma, al multiplicarla por el costo de la ENS, usado en el Plan de Transmisión vigente.

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

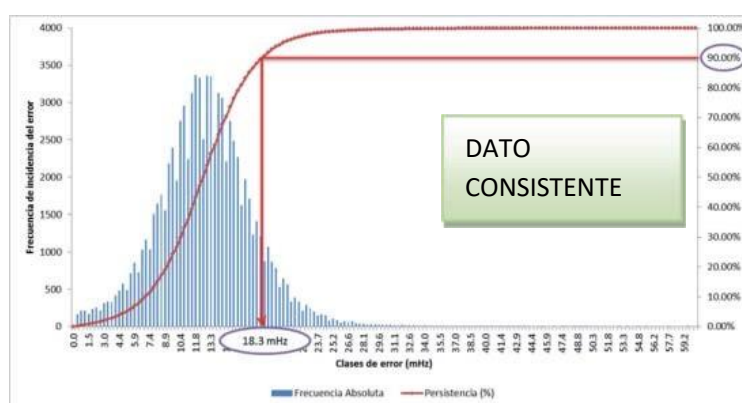
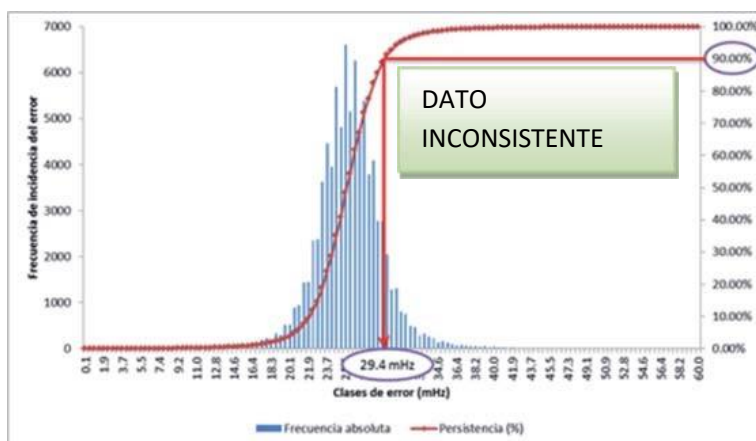
ANEXO 2

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE CONSISTENCIA DE LOS REGISTROS DE FRECUENCIA

La evaluación de consistencia de los registros de frecuencia enviados por los Generadores Integrantes se realizará con horizonte diario bajo la siguiente secuencia:

- Para cada segundo del registro diario se calculará el error absoluto (Hz) entre la frecuencia del Grupo y la frecuencia del SEIN (registro de frecuencia de los GPS del COES).
- Se excluyen de la evaluación los periodos donde el Grupo no operó y a los periodos en los que los Grupos se encuentren en sistemas aislados temporalmente del SEIN.
- Sobre la base de la función de probabilidad acumulada, se determina el error que corresponde a una probabilidad acumulada del 90%. Si el error determinado es superior a 20 mHz, el registro de datos diario evaluado es considerado como dato inconsistente.

Se muestra un ejemplo gráfico de la determinación de la consistencia de datos de frecuencia.



*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

ANEXO 3

EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA RPF

1. Periodo de Evaluación

- 1.1 El COES evaluará la tendencia de la evolución de la frecuencia. Esta medición permitirá indicar la disponibilidad promedio de la RPF al compararla con la máxima desviación de frecuencia que agota la totalidad de la reserva primaria, de acuerdo con la siguiente fórmula.

$$\Delta f_{\max} = \frac{\%E_n \times \%RA \times 60}{10000} + BM_n$$

Donde

Δf_{\max} : Escalón de la variación de frecuencia que agota su reserva asignada.

$\%E_n$: Estatismo con valor igual a 5%

BM_n : Banda muerta establecida en el literal c) del numeral 8.1 del presente procedimiento

- 1.2 Se utilizarán los siguientes límites tomando la frecuencia del SEIN en la elección del periodo de evaluación, ver fórmulas (1) y (2).

$$f_{\max \rightarrow \text{gen}} = f_n + 1.2 \times \Delta f_{\max} \dots \dots (1)$$

$$f_{\min \rightarrow \text{gen}} = f_n - 1.2 \times \Delta f_{\max} \dots \dots (2)$$

Dónde:

$f_{\max \rightarrow \text{gen}}, f_{\min \rightarrow \text{gen}}$: Límites superior e inferior de la frecuencia que aseguran la respuesta de los Grupos.

f_n : Frecuencia nominal, para el SEIN es 60Hz.

- 1.3 Para cada día de evaluación, se elige de manera aleatoria un periodo de cinco (05) minutos continuos para cada Periodo de Base, Periodo de Media y Periodo de Punta (estos periodos son los especificados en el Procedimiento Técnico del COES N° 03 "Pronostico de la demanda a corto plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional", o el que lo reemplace), haciendo un total de tres periodos para un día de evaluación, en los que el Grupo o Central podrán estar conectado o desconectado del AGC del COES de manera continua. La elección de los periodos tendrá en cuenta lo siguiente:

- Se excluye el periodo de aquel Grupo que se encuentre en la condición del numeral 10.4 del presente procedimiento.
- Para aquellos Grupos que no se encuentren bajo el mando del AGC del COES, la potencia generada del Grupo no deberá variar en más de 5% de la potencia registrada al inicio del periodo evaluado.
- Para aquellos Grupos o Centrales que se encuentren conectadas al AGC del COES brindando el servicio de RSF, la potencia de referencia de generación del AGC (base point), deberá mantenerse constante en el periodo de evaluación.

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

- d) Para todos los Grupos sin excepción, el 98% del tiempo a evaluar, la frecuencia debe mantenerse dentro de la banda de operación [$f_{\max} \rightarrow \text{gen}$, $f_{\min} \rightarrow \text{gen}$]. De estos datos, por lo menos el 20% de los mismos deben de estar por encima de $(60 + \text{BM} - 0,01)$ Hz y otro 20% por debajo de $(60 - \text{BM} + 0,01)$ Hz.
- e) Para aquellos Grupos a los que no se haya encontrado un periodo de evaluación, se repiten el paso a) o b), según corresponda, y c) considerando esta vez periodos de cuatro minutos (04). Si a pesar de esto no se encontró un periodo de evaluación, adicionalmente se reducirá de 20% a 15% la restricción indicada en el literal c) anterior. De no encontrarse periodo evaluable, se considerará un incumplimiento igual a cero (0).

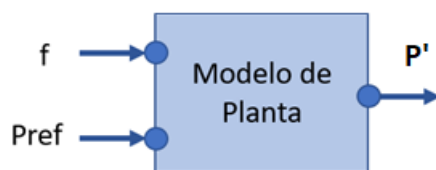
2. Modelo que representa la respuesta de la potencia por RPF

Para la evaluación de la prestación del servicio de RPF, el Generador podrá entregar al COES con copia al Osinergmin, un modelo que represente a su Grupo, Central o Equipo para RPF, adjuntando el sustento técnico respectivo, el cual debe incluir de manera comparativa la aplicación de dicho modelo respecto al Modelo estándar definido en el presente Anexo; en dicho caso, la evaluación se realizará según lo establecido en el numeral 2.1 del presente Anexo. En su defecto, el COES utilizará para la evaluación, según sea el caso lo siguiente:

- a) El modelo estándar según lo establecido en el numeral 2.2 del presente Anexo para los Grupos o Centrales que realizan el servicio de RPF sin el uso de un Equipo para RPF.
- b) El modelo estándar aplicable para los casos en que un Grupo o Central realice el servicio de RPF mediante un Equipo para RPF, el cual será definido por el COES en su correspondiente Nota Técnica.

2.1 Evaluación con el Modelo de Planta del Grupo o Central

A partir del modelo comunicado por el Generador, el COES determinará la potencia de salida del Grupo, Central o Equipo para RPF correspondiente a la frecuencia del periodo de evaluación definido en el numeral 1 del presente Anexo.



Dónde:

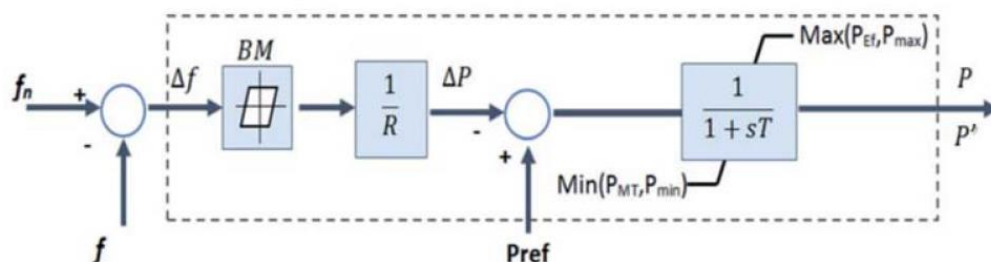
- f : Registro de frecuencia del Grupo, Central, Equipo para RPF o lo establecido en el literal d) del numeral 12.2 según corresponda.
- P' : Potencia del Grupo, Central o Equipo para RPF determinada con el Modelo de Planta.
- Pref : Potencia consigna del Grupo o Central. Para el caso de las URS que estuvieron brindando el servicio de RSF, este parámetro será la señal de potencia consigna del AGC (set point) y/o las señales consignas individualizadas según lo especificado en el numeral 6.5 del presente procedimiento; para el caso de sistema de almacenamiento de energía con baterías este parámetro tendrá valor cero (0).

2.2 Evaluación con el Modelo estándar

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

Para utilizar el Modelo estándar se determinan los parámetros con los que se ejerce el servicio a partir de la respuesta en potencia del Grupo, Central o Equipo para RPF. Para el periodo de evaluación identificado en el numeral 1 del presente anexo se procede de la siguiente manera:

Se estiman los parámetros de ganancia de estado estacionario, banda muerta, constante de tiempo y potencia de referencia con el modelo de primer orden descrito en la siguiente figura, asimismo se determina el estatismo de las unidades de generación de acuerdo con la fórmula (3).



$$\%E = \frac{P_{Ef} \times R \times 100}{f_n} \dots \dots (3)$$

Datos de entrada

- f_n : Frecuencia nominal, para el SEIN es 60 Hz.
- f : Registro de frecuencia del Grupo, Central, o lo establecido en el literal d) del numeral 12.2 según corresponda.
- P : Registro de potencia del Grupo o Central.
- P_{Ef} : Potencia Efectiva del Grupo o Central. En caso de Grupos hidráulicos, el valor será declarado por la empresa propietaria, considerando la Potencia Efectiva de la central.
- $Max(P_{Ef}, P_{max})$: Valor máximo entre la Potencia Efectiva del Grupo y la potencia máxima registrada durante el periodo de evaluación.
- $Min(P_{MT}, P_{min})$: Valor mínimo entre la generación en mínimo técnico del Grupo y la potencia mínima registrada durante el periodo de evaluación.

Parámetros estimados

- P_{ref} : Potencia consigna del Grupo o Central. Para el caso de evaluación del cumplimiento de las centrales que estuvieron brindando el servicio de RSF, este parámetro será un dato de entrada y corresponderá a la señal de potencia consigna del AGC (set point).
- P' : Potencia del Grupo o Central determinada con el modelo estándar.
- BM : Banda muerta del Grupo o Central evaluada, la cuál será acotada en base a lo declarado por el titular.
- $\%E$: Estatismo del Grupo.
- $1/R$: Ganancia en estado estacionario.
- T : Constante de tiempo.

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

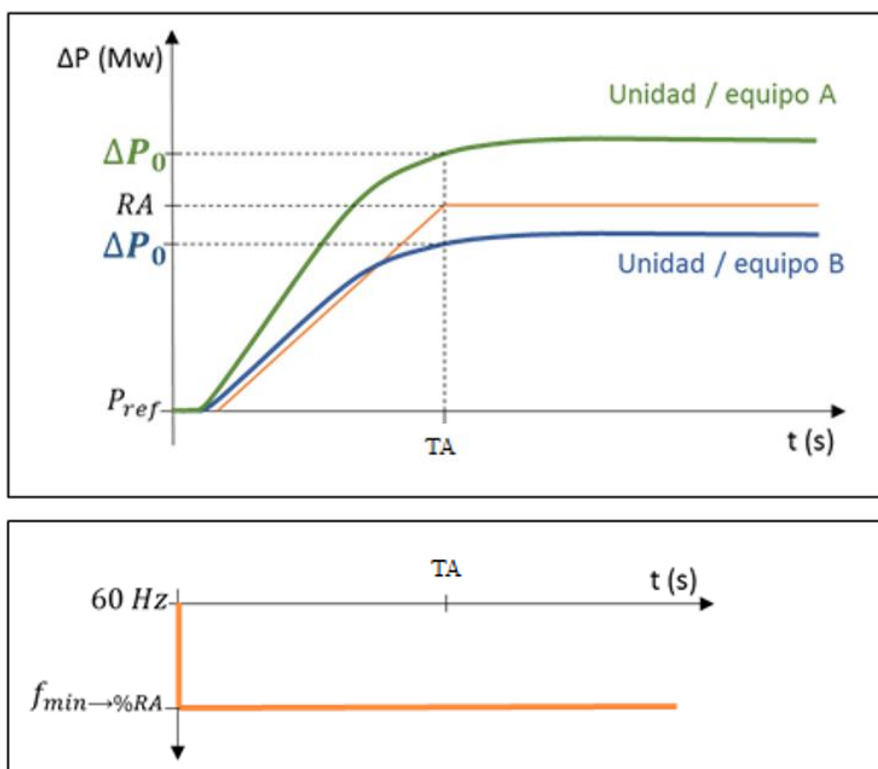
3. Evaluación del aporte de potencia para RPF

Con el modelo definido en el numeral 2.1 o 2.2 precedentes, o el modelo estándar definido en la Nota Técnica del COES en aplicación del literal b) del numeral 2 del presente Anexo, según el caso de cada Grupo o Central, se calcula el aporte de potencia en el Tiempo de Aporte para RPF TA (ΔP_0) para un escalón de variación de frecuencia que agota la reserva primaria asignada.

$$f_{min \rightarrow \%RA} = f_n - \Delta f_{max} \dots \dots \dots (4)$$

Dónde:

$f_{min \rightarrow \%RA}$: Escalón de la variación de frecuencia que agota su reserva asignada



4. Calificación del cumplimiento

- Se evalúa el coeficiente R2 entre los registros de potencia del Grupo o Central y la potencia de salida del modelo estimado en aplicación del numeral 2 anterior. Para coeficientes menores 0.6, se considera que el aporte de potencia para RPF (ΔP) es igual a cero (0).
- Para la evaluación del cumplimiento, a cada Grupo o Central, se le evalúa el aporte de potencia para RPF total (ΔP_t) el cual se determina de la siguiente manera:

Para el caso de Delegantes y de Grupos que no delegan:

$$\Delta P_t = \Delta P_{0i} + \sum_{e=1}^T \Delta P_{e,i}$$

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

$$\Delta P_{e,i} = \Delta P_{o_e} \times \frac{RE_i}{RA_e + \sum_{j=1}^J RE_j}$$

Para el caso de una Encargada:

$$\Delta P_{t_e} = \Delta P_{o_e} \times \frac{RA_e}{RA_e + \sum_{j=1}^J RE_j}$$

Dónde:

- ΔP_t : Aporte de potencia para RPF total, es el valor que se utilizará para la evaluación de la reserva primaria no suministrada.
- ΔP_o : Aporte de potencia para RPF del Grupo o Central más el aporte de potencia de su Equipo para RPF, obtenidos de la simulación del escalón de frecuencia (numeral 3 del presente anexo).
- $\Delta P_{e,i}$: Aporte de potencia para RPF suministrada por la Encargada “e” a favor de la Delegante “i”.
- RA : Reserva asignada, se presentan los siguientes casos para su determinación:
- i. En caso el Grupo o Central no se encuentre conectado al AGC: $RA = \%RA \times P_{ref}$
 - ii. En caso el Grupo o Central se encuentre conectado al AGC: $RA = \%RA \times \text{Base Point}$
- RE : Reserva encargada, es la magnitud de reserva que una Delegante ha delegado a una Encargada, la magnitud podría ser el total o una fracción de la RA de la Delegante para lo cual el Generador deberá informar la variable “Cd” cuyo valor estará entre 0 y 1: $RE = RA \times Cd$
- i : Grupo “i”.
- e : Encargada “e”.
- j : Delegante “j”.
- T : Total de Encargadas del Grupo “i”.
- J : Total de Delegantes de la Encargada “e”.
- c) Los aportes de potencia para RPF suministrados por las Encargadas corresponderán al mismo periodo de evaluación de la Delegante, en caso de que la Encargada no se encuentre operando durante el periodo de evaluación de la Delegante, el aporte de la Encargada a favor de la Delegante será cero (0).
- d) Para el Grupo “g” se determina el porcentaje de reserva primaria no suministrada (%RPNS) mediante la siguiente fórmula:

$$\%RPNS_g = \max\left(1 - \frac{\Delta P_{t_g} \times 100}{RA_g}; 0\right) \times 100$$

- e) Se determina el nivel de incumplimiento de los periodos evaluados para el día, en función del %RPNS determinado en el literal d) anterior, utilizando la siguiente expresión:

$$INC = \text{Max}\left[0.434 \times \text{Ln}\left(\frac{\%RPNS}{100}\right) + 1; 0\right]$$

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

- f) El nivel de incumplimiento diario para el Grupo se determina como el promedio aritmético de los valores de los incumplimientos de los periodos evaluados, en caso de no encontrarse periodo evaluable durante el día de evaluación se considerará incumplimiento igual a cero (0).
 - g) El incumplimiento diario de un Grupo será reportado dentro del informe mensual de evaluación del cumplimiento de los Grupos del servicio de RPF.
5. Para el caso en que un Grupo o Central realice el servicio de RPF mediante un Equipo para RPF, en el caso de los numerales 2, 3 y 4 del presente Anexo, se considerará lo indicado en la Nota Técnica emitida por el COES, según lo establecido en el literal b) del numeral 12.1 del presente procedimiento.

*Mediante el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto de 2020, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia a partir del 01 de enero de 2021.

ANEXO 4

CÁLCULO DEL COSTO DE OPORTUNIDAD UNITARIO DE RESERVA ROTANTE PARA LA REGULACIÓN

1. Premisas

El COR será determinado por el COES, en función de los costos de inversión y operación de un Equipo para RPF basado en un sistema de almacenamiento de energía con baterías y se expresará en S/. /MW-día.

2. Metodología de cálculo

2.1 Se calcula la mensualidad de un proyecto de inversión de un Equipo para RPF considerando una vida útil de 120 meses y la tasa actualización establecida en el Artículo 79º de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), según la fórmula (1).

$$M = \frac{INV \times i \times (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \times FOyM \dots \dots (1)$$

Dónde:

INV : Costo unitario de inversión de un Equipo para RPF. Este costo está expresado en Soles por MW de reserva a subir y a bajar, incluye los equipamientos necesarios para su instalación y conexión al SEIN.

i : Tasa de actualización mensual determinada a partir de la tasa establecida en el artículo 79 de la LCE (12%).

n : Vida útil del Equipo para RPF (120 meses)

FOyM : Factor que representa el porcentaje de los costos de operación y mantenimiento sobre el costo de la inversión. Este factor tendrá un valor de 1,03.

2.2 El COR se establecerá como un cargo diario afectada por un factor K_d , según la fórmula (2)⁴.

$$COR = K_d \times \frac{M}{30} \dots \dots (2)$$

Dónde:

K_d : Factor de disuasión. Este factor tendrá un valor de 1.5.

3. Actualización del costo

El COES actualizará el valor del COR, cada cuatro (04) años. Para este efecto, actualizará el costo unitario de inversión INV y, de ser necesario, los parámetros de cálculo FOyM y K_d

⁴ Numeral modificado mediante Fe de Erratas de la Resolución N° 128-2020-OS/CD, publicada el 09.09.2020.